НАЦІОНАЛЬНА АКАДЕМІЯ НАУК УКРАЇНИ
ДЕРЖАВНА УСТАНОВА “НАУКОВИЙ ЦЕНТР АЕРОКОСМІЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ ЗЕМЛІ ІНСТИТУТУ ГЕОЛОГІЧНИХ НАУК НАЦІОНАЛЬНОЇ АКАДЕМІЇ НАУК УКРАЇНИ”

НАЦІОНАЛЬНА АКАДЕМІЯ НАУК УКРАЇНИ
ДЕРЖАВНА УСТАНОВА “НАУКОВИЙ ЦЕНТР АЕРОКОСМІЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ ЗЕМЛІ ІНСТИТУТУ ГЕОЛОГІЧНИХ НАУК НАЦІОНАЛЬНОЇ АКАДЕМІЇ НАУК УКРАЇНИ”

Кваліфікаційна наукова
праця на правах рукопису

АПОСТОЛОВ ОЛЕКСАНДР АНАТОЛІЙОВИЧ

УДК 553.98:528.77

ДИСЕРТАЦІЯ

ВДОСКОНАЛЕНА МЕТОДИКА ЛІНЕАМЕНТНОГО АНАЛІЗУ ДЛЯ ОЦІНКИ ПЕРСПЕКТИВНОСТІ ТЕРИТОРІЇ НА ПОШУКИ ПОКЛАДІВ ВУГЛЕВОДНІВ

05.07.12 – Дистанційні аерокосмічні дослідження

Геологічні науки

Подається на здобуття наукового ступеня **кандидата геологічних наук**

Дисертація містить результати власних досліджень. Використання ідей, результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело
_____ О. А. Апостолов

Науковий керівник: Лялько Вадим Іванович, доктор геолого-мінералогічних наук, професор, академік НАН України.

Київ – 2021

АНОТАЦІЯ

Апостолов О.А. Вдосконалена методика лінеаментного аналізу для оцінки перспективності території на пошуки покладів вуглеводнів. – Кваліфікаційна наукова праця на правах рукопису.

Дисертація на здобуття наукового ступеня кандидата геологічних наук за спеціальністю 05.07.12 – Дистанційні аерокосмічні дослідження – Державна установа «Науковий центр аерокосмічних досліджень Землі ІГН НАН України», Київ, 2021.

Дисертаційна робота присвячена вдосконаленню методики лінеаментного аналізу для оцінки перспективності території на пошуки покладів вуглеводнів.

Важливим фактором розміщення та локалізації покладів вуглеводнів є розривні структури літосфери. Одним з оперативних і економічних методів дослідження будови розривних структур та їх проникності в умовах нафтогазоносних районів є лінеаментний аналіз, що базується на даних дешифрування матеріалів дистанційного зондування Землі (ДЗЗ). Часто результати дешифрування представлені в графічній формі, що заважає їх використанню в комплексі з даними геофізичних, геохімічних та інших кількісних методів досліджень, що надаються в чисельній формі. Лінеаментний аналіз дає змогу представити результати структурного дешифрування даних дистанційного зондування Землі в кількісній формі (карти щільності лінеаметнів) та використати математичні методи для встановлення зв'язку між покладами вуглеводнів та значеннями щільності лінеаментів і дати прогнозну оцінку перспективності території на пошуки покладів вуглеводнів.

Проаналізовано походження терміну «лінеамент», дано його головні тлумачення та визначено основні ознаки. Показано зв'язок лінеаментів з геологічною будовою та розглянуто фізичні механізми прояву лінеаментів на космічних зображеннях. Зв'язок лінеаментів з тріщинуватістю визначає їх важливість при прогнозі і пошуках родовищ корисних копалин.

Проведено огляд основних положень методик лінеаментного аналізу, що застосовується різними авторами, їх області застосування та обмеження. Проаналізовано існуючі програми автоматичного виділення лінеаментів і показано принципову доцільність використання результатів візуального структурного дешифрування лінеаментів.

Вдосконалено аналіз закономірностей орієнтування лінеаментів з метою виділення систем лінеаментів. Важливу роль в процесі оцінки тріщинної проникності порід за дистанційними матеріалами відіграє аналіз закономірності просторового орієнтування лінеаментів з метою встановлення кількості виділених систем, їх меж та модальних значень. Запропоновано 4 етапи реалізації методики: визначення значення інтервалу групування вимірів орієнтації лінеаментів; розподіл досліджуваної території на окремі ділянки, що не перекриваються між собою; оцінка локальних мінімумів та максимумів розподілу азимутів простягання лінеаментів за допомогою статистичного непараметричного критерію Пірсона на підставі чого, всі екстремуми отримують бальну оцінку; побудова графіка розподілу бальної оцінки у межах всієї досліджуваної території та його аналіз для виділяння системи лінеаментів, їх модальних значень та меж.

Було проаналізовано на прикладі територій України (Тарханкутський півострів, Крим, Дніпровсько-Донецька западина (ДДЗ), зона відчуження ЧАЄС) зміну кількості виділених систем лінеаментів, положення їх меж та модальних значень в залежності від значення інтервалу групування лінеаментів. Встановлено залежність кількості виділених систем лінеаментів від величини інтервалу групування лінеаментів, а також показано, що системи лінеаментів субширотного і субмеридионального простягання за особливостями будови близькі між собою і різко відрізняються від систем лінеаментів північно-західного і північно-східного простягання. Лінеаменти ортогональних напрямків утворюються по одній системі, яка не ділиться на більш дрібні, тоді як лінеаменти діагональних напрямків представлені кількома вужчими системами. Системи лінеаментів північно-західного і північно-

східного простягання розрізняються за кількістю більш вузьких систем, що їх складають. У більшості виділених систем лінеаментів є пов'язані системи, тобто кут між їх модальними значеннями близький до 90º.

Встановлено залежність між глибиною залягання покладів вуглеводнів та розмірами вікна осереднення поля лінеаментів та розроблено методичні підходи до практичного застосування.

Отримано кількісну оцінку зв'язку значень щільності лінеаментів різних систем, значень щільності вузлів перетину лінеаментів та значень відміток рельєфу за цифровою моделлю, з покладами вуглеводнів. Результати лінеаментного аналізу були використані для прогнозу перспективності територій, що знаходяться у різних геологічних умовах на пошуки покладів вуглеводнів. Сформовано комплекс пошукових (інформативних) ознак шляхом оцінки вірогідності зв’язку використаних ознак з об’єктами пошуку з застосуванням програми просторово-вірогідного прогнозування. Встановлено інформативність ознак шляхом співставлення розподілів значень ознак у межах відомих об’єктів прогнозу з розподілом їх значень, знятих по рівномірній сітці у межах найбільш досліджених територій (фонові значення). У випадку значущих відмінностей цих розподілів, що встановлювались з використанням непараметричного критерію Пірсона, ознака відноситься до пошукових ознак. В іншому випадку ознаки виключалися з подальшого використання.

Визначено, за допомогою функції відношення правдоподібності, інтервали значень пошукових ознак, з якими пов’язані об’єкти прогнозу, та встановлено вірогідність зв’язку об’єктів прогнозу зі значеннями кожної з ознак. Відхилення значень функції правдоподібності від одиниці характеризують ступінь перспективності або безперспективності території.

Було проведено комплексування всіх інформативних пошукових ознак шляхом побудови двовимірних функцій відношення правдоподібності, що дозволило отримати прогнозну оцінку перспективності території за

комплексом використаних ознак. Складено карти прогнозу на підставі отриманих значень перспективності території за комплексом вказаних ознак.

На заключному етапі аналізувалися побудовані карти прогнозу, оцінювалася їх достовірність, для чого використовувалася уся наявна інформація з геології та корисних копалин району досліджень. Найбільш надійну оцінку достовірності результатів прогнозу можливо отримати тільки за результатами буріння на запропонованих площах. У тих випадках, коли у межах району досліджень є достатньо багато відомих покладів вуглеводнів, частина з них не враховується при проведенні прогнозних дослідженнях. У подальшому ці об’єкти використовуються як контрольні, з метою оцінки достовірності результатів прогнозу. З цією ціллю потрібно використовувати і відомі поклади вуглеводнів, які розташовані на площах, за межами району досліджень, але в безпосередньої близькості до їх границь. В цьому випадку необхідно збільшувати площу досліджень.

Остаточні висновки про перспективність території та рекомендації на постановку подальших досліджень з використанням комплексу геофізичних методів пошуку та буріння свердловин готуються виконавцями за результатами аналізу карти прогнозу з урахуванням усіх ознак, які з різних причин не були використані в процесі прогнозування.

Для підвищення достовірності результатів прогнозу, карту прогнозної оцінки перспективності території необхідно складати на підставі використанням матеріалів дистанційних досліджень в комплексі з даними геолого-геофізичних робіт.

Уся інформація, яка отримується в процесі лінеаментного аналізу та прогнозної оцінки перспективності території зберігається у вигляді ГІС-проєкту для зручності в подальшому використанні.

Вдосконалену методику рекомендовано застосовувати на підприємствах та організаціях, які виконують прогнозування та пошук покладів ВВ (вуглеводнів) на суходолі.

Ключові слова: дистанційне зондування Землі, дешифрування матеріалів космічної зйомки, геологічне середовище, тріщинуватість, лінеаменти, поклади вуглеводнів.

SUMMARY

Apostolov A.A. Improved method of lineament analysis for assessing the prospects of the territory for hydrocarbon deposits. - Qualification scientific paper on the rights of the manuscript.

Thesis for a Candidate Degree in Geology: Speciality 05.07.12 – Remote Sensing. - State Institution «Scientific Center of Aerospace Researches of the Earth IGS NAS of Ukraine», Kyiv, 2021.

The thesis is devoted to the improvement of the method of lineament analysis for the estimation and forecasting of the territory for hydrocarbon deposits.

An important factor of hydrocarbon deposits location and localization is the breaking structures of the lithosphere. One of the rapid and economical methods of studying breaking structures in areas of oil and gas deposits is lineament analysis, which is based on remote sensing (RS) data. Often the results of RS data interpretation are presented in graphical form, that provides limitation for its use in combination with data from geophysical, geochemical and other quantitative research methods, provided in numerical form. Lineament analysis allows to present the results of structural interpretation of remote sensing data in quantitative form (density maps of lineaments), to establish the relationship between hydrocarbon deposits and lineament density values and to forecast the prospects of area for hydrocarbon deposits.

The origin of the term "lineament" has been analyzed, its main interpretations have been given and the main features have been determined. The connection of lineaments with the geological structure has been shown and the physical mechanisms of lineament appearance on satellite images have been considered. The relationship of lineaments with fractures determines their importance in forecasting and mineral prospecting.

A review of the main provisions of the methods of lineament analysis used by various authors, their scope and limitations have been done. The existing software for the automatic selection of lineaments has been analyzed and the principled feasibility of using the results of visual structural lineaments interpretation has been shown.

The analysis of lineaments orientation for the purpose of allocation of lineament systems has been improved. The analysis of the regularity of the spatial orientation of lineaments in order to establish the number of selected systems, their boundaries and modal values plays an important role for assessing the fracture permeability of rocks using remote sensing data. 4 stages have been offered: value definition for an interval of measurements grouping of lineaments orientation; division of the study area into separate areas that did not overlap; estimation of local minima and maxima of distribution of azimuths of lineaments extension using statistical non-parametric Pearson's criterion on the basis of which, all extremums receive a point estimation; the frequency curve of point estimations within the whole region of interest and its analysis allowed to allocate systems of lineaments, their modal values and borders with relatively high accuracy.

The change in the number of selected lineament systems, the position of its boundaries and modal values depending on the value of the lineament grouping interval has been analyzed. The relationship between the number of selected lineament systems and the value of the lineament grouping interval has been established. It has also been shown that the structure of lineament systems of sublatitudinal and sublongitudial extension are close to each other and differ sharply from the lineament systems of northwestern and northeastern extension. The orthogonal direction lineaments are formed within the same system, that is not divided into smaller ones, while diagonal direction lineaments are represented by several narrower systems. Lineament systems of northwestern and northeastern extension differ in the number of narrower systems that form them. Most selected lineament systems have associated systems, i.e. the angle between its modal values is close to 90º.

The relationship between the depth of hydrocarbon deposits and the size of the window for lineaments field averaging has been established as well as methodological approaches to determine this relationship have been developed.

The quantitative estimation of the relationship between density of lineaments of different systems, density of nodes of lineaments intersections as well as relief marks based on a digital model with mapped deposits of hydrocarbons has been done.

The forecast of the territory's prospects for hydrocarbon deposits has been made. A set of search (informative) features has been formed using the probability of the relationship between used features and target objects using the spatial-probabilistic forecasting program. The informativeness of the features has been estimated by comparing the features values distributions within the known objects with the distribution of their values, taken on a uniform grid within the most studied areas. In case of significant differences between these distributions, which have been estimated using the non-parametric Pearson test, the feature refers to the search features. Otherwise, the features have been excluded for further use. For the search features based on the likelihood ratio function, the intervals of the features values with which the forecast objects are connected have been determined and the probability of the relationship between the forecast objects and each features values has been estimated. Deviation of the likelihood function values from 1 indicates prospect and non-prospect areas.

All informative search features have been integrated with each other using two-dimensional likelihood ratio functions. It allowed obtaining a predictive assessment of the prospects of the territory using the set of features. The forecast maps have been made on the basis of the received values of the prospects of the territory using the set of features.

As a final stage, the generated forecast maps have been analyzed, its reliability has been assessed using all available information about geology and deposits of the study area. The most reliable assessment of the results accuracy can be obtained only through drilling in the proposed areas. However, in practice, this

happens very rarely. In cases where there are many known hydrocarbon deposits within the study area, some of them are not taken into account for making forecasts. These objects are then used as control points to assess the reliability of the forecast results. For this purpose, it is necessary to use also the known deposits of hydrocarbons which are located in areas outside the study area but in close proximity to their boundaries. In such case, it is necessary to extend the boundaries of a research area.

Final decision about prospects of the area and recommendations for followed research using a set of geophysical methods and drilling are prepared based on the analysis of the forecast map, taking into account all the features that have not been used in the forecasting process for various reasons.

To increase the reliability of the results, the map of the prospects of the area should be compiled using remote sensing data in combination with the data of geological and geophysical research.

For ease of use in the future, all information obtained in the process of lineament analysis and forecast assessment of the prospects of the territory is stored in a GIS project format.

This improved technique is recommended to apply at the enterprises and organizations which carry out forecasting and hydrocarbon deposits exploration on land.

Key words: remote sensing, satellite images interpretation, geological environment, fracture, lineaments, hydrocarbon deposits.

СПИСОК ОПУБЛІКОВАНИХ ПРАЦЬ ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ

Наукові праці, у яких опубліковані основні наукові результати дисертації:

Монографії:

1. *Сучасні методи дистанційного пошуку корисних копалин***.** За ред. В. І. Лялька і М. О. Попова – 80 Min, 700 MB. Київ, 2017. С. 59-64. 1 електрон. опт. диск (CD-ROM); ISBN 978-966-02-8295-7 (електронне видання).

2. *Спутниковые методы поиска полезных ископаемых*. Под ред. акад. НАН Украины В.И. Лялько и докт. техн. наук М.А. Попова. Киев: Карбон-Лтд. 2012. – 436 с.

Статті у наукових фахових виданнях:

3. Lyalko V.I., Hodorovsky A.J., **Apostolov A.A.**, Vostokov A.B. Quantitative prognosis of oil and natural gas fields. *ISPRS TC VII Symposium – 100 Years ISPRS.* Vienna. Austria. July 5–7, 2010, IAPRS, Vol. XXXVIII, Part 7B, p.622 – 627. Режим доступу: http://www.isprs.org/proceedings/XXXVIII/part7/b/pdf/622_XXXVIII-part7B.pdf

4. Ходоровский А.Я., **Апостолов А.А.** Метод количественного выделения систем линеаментов. *Доповіді НАН України*. 2013. № 1. С. 111-117.

5. Ходоровский А.Я., **Апостолов А.А.** Анализ зависимости количества выделяемых систем линеаментов от ширины интервала группирования. *Доповіді НАН України*. 2014. № 9. С. 79-85. https://doi.org/10.15407/dopovidi2014.09.079.

6. Лялько В.І, **Апостолов О.А.,** Єлістратова Л.О. Вплив природних та антропогенних факторів на формування небезпечних ситуацій: зсувів, паводків (на прикладі ділянки верхньої течії річки Дністер) // *Укр. журн. дистанційного зондування Землі.* 2017. № 15. С. 31-39. https://doi.org/10.36023/ujrs.2017.15.112

7. Лялько В.І., Єлістратова Л.О., **Апостолов О.А.,** Ходоровський А.Я., Чехній В.М. Експрес-оцінка ерозійно-небезпечних ділянок ґрунтового

покриву на території України з використання м даних дистанційного зондування Землі з врахування кліматичних факторів та рослинності. *Доповіді НАН України.* 2018. № 3. С. 87 –94. https://doi.org/10.15407/dopovidi2018.03.087

Патент:

8. Пат. 32050 Україна, МПК (2006) G01V 9/00, G01V 11/00. Спосіб прогнозування родовищ корисних копалин / Лялько В.І., Нагорський В.О., Ходоровський А.Я., **Апостолов О.А.**, Востоков А.Б.; № 200803560; заявка 20.03.2008; публ. 25.04.2008, Бюл. № 8.

Праці, що додатково відображають зміст дисертації:

9. Лялько В.І., Єлістратова Л.О., **Апостолов О.А.** Використання даних наземного та космічного моніторингу для аналізу сучасних змін клімату в Україні / *Доповіді НАН України*.. 2014. № 7. С. 109 – 115. https://doi.org/10.15407/dopovidi2014.07.109

10. Oleksii I. Sakhatskyi, Sergey A. Stankevich, Galina M. Zholobak, **Alexander A. Apostolov**, Akira Iwasaki, Shinichi Nakasuka, Seiji Yoshimoto, Yoshihide Aoyanagi Vegetation cover state evaluation within the Fukushima-1 area by multispectral and radar satellite data analysis. Proc. ISPRS WG IV/2 Workshop ”Global Geospatial Information and High Resolution Global Land Cover/Land Use Mapping”, Ap. 2015 y. Novosibirsk, Russian Federation. SSUGT, 2015. – P. 48-55. Режим доступу: https://www.isprs.org/proceedings/2015/2015-WG-IV-2/48_2015-WG-IV-2.pdf

11. Лялько В.І, Єлістратова Л.О., **Апостолов О.А.**, Чехній В.М. Аналіз ґрунтово-ерозійних процесів в Україні на основі застосування даних дистанційного зондування Землі // Вісн. НАН України, 2017. № 10. С. 34-41

12. Lyalko V., Yelistratova L., Khodorovsky A., **Apostolov O**. Erosion hazard estimation for the territory of Ukraine using remote sensing data , climatic factors and vegetation. Scien. Ed. O. Fedorov. Kyiv. Akademperiodyka. 2018. P. 89-91.

Опубліковані праці апробаційного характеру:

13. Азімов О.Т., Бублясь В.М., Ліщенко Л.П., Ходоровський А.Я., Шульга В.І., **Апостолов О.А.** Досвід застосування матеріалів аерозйомки і ГІС-технологій при комплексному дослідженні аномальних зон вертикального масопереносу в Зоні відчуження ЧАЕС. *Матеріали міжнародної науково-практичної конференції "ГІС Форум-2001"*. 18-20 грудня 2001 р. Київ. ГІС-Асоціація України, 2001. С.174-180.

14. **Апостолов А.А** Разработка алгоритмов и программы линеаментного анализа. *Наукові космічні дослідження. Матеріали виступів школи-семінару для молодих науковців*. Київ. Політехніка. 2003. С.15-16.

15. Лялько В.И., Ходоровский А.Я., **Апостолов А.А.,** Востоков А.Б и другие: Возможности современных технологий ДЗЗ и ГИС при прогнозировании месторождений нефти и газа. *Материалы Девятой Международной Конференции пользователей ESRI и Leica Geosystems в Украине "Геоинформационные технологии в управлении территориальным развитием"*. м. Ялта. 22-26 травня 2006 р.

16. Востоков А.Б., Ходоровский А.Я., **Апостолов А.А.**, Бернштейн М.В. Использование ГИС-технологий при количественном прогнозировании залежей углеводородов по дистанционным материалам. *Материалы 8-ой Всероссийской научно-практическая конференция "Геоинформатика в нефтегазовой и горной отраслях"*. 27 лютого – 1 березня 2007 р. Москва. Режим доступу: http://www.gisa.ru/oil2007.html

17. Ходоровский А.Я., **Апостолов А.А**. Использование данных линеаментного анализа при прогнозировании месторождений полезных ископаемых. *Матеріали першої наукової конференції "Науки про Землю та Космос – суспільству"*. Київ. 25 – 27 червня 2007 р. (электрон. версія).

18. Lyalko V.I., Sakhatsky A.I., Hodorovsky A.J., **Apostolov A.A.**, Vostokov A.B. Forecasting of underground water resources using satellite data. *International Conference on the Use of Space Technology for Water Management*. 12-16 April 2008 Riyadh. Saudi Arabia. (електрона версія).

19. Ходоровский А.Я., **Апостолов А.А.**, Востоков А.Б. Прогноз перспективности территории на обнаружение залежей полезных ископаемых по материалам ДЗЗ. *Восьмая Всероссийская открытая конференция "Современные проблемы дистанционного зондирования Земли из космоса".* Москва, ИКИ РАН, з 15 по 19 листопада 2010 р. С. 286. Режим доступу: http://d902.iki.rssi.ru/theses-cgi/thesis.pl?id=2442

20. Ходоровский А.Я., **Апостолов А.А.** Сравнение ориентировки линеаментов, выделенных на космических снимках, с разным пространственным разрешением. *Збірник тез. 14-а Українська конференція з космічних досліджень*. Ужгород, ІЕФ НАНУ, 8-12 вересня 2014р. К.: ІКД НАНУ – НКАУ. 2014. С.162.

21. Ходоровский А.Я., **Апостолов А.А.** Сравнение результатов прогноза скопления углеводородов полученных с использованием разного количества систем линеаментов. *Двенадцатая Всероссийская Открытая конференция «*Современные проблемы дистанционного зондирования Земли из космоса *(Физические основы, методы и технологии мониторинга окружающей среды, потенциально опасных явлений и объектов)»,* 10 - 14 жовтня 2014 р. Москва. С. 336. Режим доступу: http://smiswww.iki.rssi.ru/d33_conf/thesisshow.aspx?page=91&thesis=4404

ЗМІСТ

АНОТАЦІЯ ...…….……..… 2
ЗМІСТ …..…….…..……..…….. 14
ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ.…….……..……..….. 17
ВСТУП..……..…… 18
РОЗДІЛ 1 ДОСВІД ЗАСТОСУВАННЯ ЛІНЕАМЕНТНОГО АНАЛІЗУ В ЗАДАЧАХ ПРОГНОЗУВАННЯ ПОКЛАДІВ ВУГЛЕВОДНІВ……... 26
1.1 Особливості вивчення лінійних структур (лінеаментів) за матеріалами супутникових зйомок …… 27
1.1.1 Загальні відомості про лінеаменти, поняття та визначення……... 27
1.1.2 Деякі аспекти застосування лінеаментів в зарубіжних та вітчизняних дослідженнях…….… 31
1.2 Зв'язок лінеаментів з геологічною будовою земної кори……... 34
1.2.1 Основні ознаки та закономірності розвитку лінеаментів 34
1.2.2 Фізичні механізми прояву лінеаментів на космічних зображеннях …….. 36
1.3 Підходи, методи та алгоритми виділення лінеаментів за геолого-геофізичними та аерокосмічними даними…… 41
Висновки до першого розділу…….…….. 46
Список використаних джерел……..……...…….. 47
РОЗДІЛ 2 ВДОСКОНАЛЕННЯ МЕТОДИКИ ЛІНЕАМЕНТНОГО АНАЛІЗУ ДАНИХ ДИСТАНЦІЙНОГО ЗОНДУВАННЯ ЗЕМЛІ ДЛЯ ПРОГНОЗУВАННЯ ПОКЛАДІВ ВУГЛЕВОДНІВ…… 61
2.1 Обґрунтування основних передумов та допущень для удосконалення методики лінеаментного аналізу …… 61
2.2 Загальна структура удосконаленої методики аналізу лінеаментів для оцінки перспективності території на поклади вуглеводнів……..… 65
2.3 Формування ГІС –проєкту …….....… 66

2.3.1 Пошук матеріалів за тематикою прогнозних досліджень. 68
2.3.2 Зведення матеріалів в ГІС – проєкт……... 69
2.4 Структурне дешифрування даних дистанційного зондування Землі (ДЗЗ)..…….…….....… 73
2.5 Кількісний опис поля лінеаментів……..……. 76
2.5.1 Аналіз орієнтування та виділення систем лінеаментів…. 77
2.5.1.1 Вплив зміщення інтервалу групування лінеаментів при аналізі їх гістограм розподілу. 84
2.5.1.2 Залежність кількості систем, що виділяються від значення інтервалу групування…….. 85
2.5.2 Побудова карт щільності лінеаментів.....……... 93
2.5.2.1 Залежність між розмірами ковзного вікна осереднення лінеаментів та глибиною залягання родовищ…… 93
2.5.2.2 Оцінка достовірності побудованих карт щільності лінеаментів у порівнянні з геологічними даними …….…. 102
2.5.2.3 Оцінка достовірності побудованих карт щільності лінеаментів: порівняння розподілу класу підстильної поверхні «відкритий ґрунт» в тепловому полі в межах мінімальних та максимальних значень поля щільності лінеаментів…….…….…. 110
2.6 Формування комплексу ознак для вирішення задачі прогнозу .. 118
2.7 Прогнозна оцінка території на виявлення покладів вуглеводнів……..…….....…….. 120
Висновки до другого розділу…….…….. 121
Список використаних джерел……... 122
РОЗДІЛ 3 ПРАКТИЧНЕ ЗАСТОСУВАННЯ ВДОСКОНАЛЕНОЇ МЕТОДИКИ ДЛЯ ОЦІНКИ ПЕРСПЕКТИВНОСТІ ТЕРИТОРІЇ НА

ПОКЛАДИ ВУГЛЕВОДНІВ ……. 129
3.1 Апробація вдосконаленої методики на території України на пошуки покладів вуглеводнів …….…… 129
3.1.1 Результати прогнозної оцінки перспективності території Тарханкутського півострову ……... 129
3.1.2 Результати прогнозної оцінки Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ)……..……..… 148
3.1.2.1 Результати прогнозної оцінки перспективності території Скворцівсько-Юліївського полігону. 157
Висновки до третього розділу…….…….. 186
Список використаних джерел…… 187
ВИСНОВКИ …….…….. 192
ДОДАТКИ..…….…….…….. 194
ДОДАТОК А…….…….. 194
ДОДАТОК Б…….…….. 195
ДОДАТОК В…….…….. 196

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ

ДЗЗ – дистанційне зондування Землі

ЛА – лінеаментний аналіз

ЦМР – цифрова модель рельєфу

ГІС – географічна інформаційна система

ДДЗ – Дніпровсько-Донецька западина

НГПО – нафтогазоперспективні об’єкти

ВВ – вуглеводні

ВНК – водонафтовий контакт

ГНК – газонафтовий контакт

NASA – National Aeronautics and Space Administration (Національна адміністрація з аеронавтики і космосу)

MODIS – Moderate-resolution Imaging Spectroradiometer

ETM+ Enhanced Thematic Mapper Plus

NDVI – Normalized Difference Vegetation Index (індекс нормалізованої вегетаційної різниці)

ВСТУП

Актуальність теми. До найважливіших стратегічних завдань України відноситься здобуття енергетичної незалежності, одним із шляхів вирішення якого є забезпечення країни паливно-енергетичною сировиною за рахунок збільшення обсягів видобутку нафти і газу.

На сьогодні відбулося значне скорочення кількості родовищ вуглеводнів, що відносно легко виявлялися при пошукових роботах. Головними об’єктами пошуку покладів вуглеводів залишились невеликі за розмірами родовища.

Вони відносно слабо проявлені в фізичних полях, що знижує ефективність їх дослідження геофізичними методами. Залягають такі родовища на все більшій глибині і відзначаються складними геологічними умовами.

Для їх ефективного прогнозу та пошуку необхідно використовувати всі фактори, що визначають формування покладів вуглеводнів. Одним з важливих факторів, що визначає перспективність території на пошуки покладів вуглеводнів є тріщинна проникність порід пов'язана з розломами, які визначають формування покладів вуглеводнів.

Відомі методи оцінки тріщинної проникності порід визначаються значною трудомісткістю та не можливістю їх застосування в умовах відсутності відслонення порід. В цих умовах, логічно застосувати для дослідження тріщинуватості порід лінеаменти, що дешифруються за матеріалами дистанційного зондування.

Інтенсивне впровадження методів дистанційного зондування Землі в задачі пошуку і прогнозу родовищ корисних копалин, обумовлено принципово новими можливостями, головними з яких є оглядовість космічних знімків, об'єктивність, достовірність, економічна доцільність їх застосування, а також можливість фіксації явищ і процесів, які недоступні для спостереження іншими методами або вимагають великих затрат праці.

З метою підвищення достовірності оцінки нафтогазоносності території у дисертаційній роботі запропоновано застосовувати метод просторово-ймовірнісного прогнозу покладів корисних копалин за матеріалами лінеаментного аналізу. У якості ознак нафтогазоносності території було використано зв'язок покладів з тріщинною проникністю порід. Розроблено метод кількісної оцінки лінеаментів різної просторової орієнтації за матеріалами космічної зйомки. Результати оцінки тріщинної проникності порід дозволяють уточнити розломні структури району.

Запропонована методика дослідження дозволить оперативно, з мінімальними затратами часу і коштів, провести оцінку перспективності території, а отримані в процесі дослідження матеріали лінеаментного аналізу можна включати до комплексу геофізичних досліджень, які традиційно використовують для прогнозу нафтогазоносності.

Отже, дисертаційна робота присвячена вдосконаленню методики лінеаментного аналізу для оцінки перспективності території на поклади вуглеводнів, яка є складовою частиною вирішення важливої наукової і народногосподарської проблеми щодо підвищення ефективності пошуків родовищ нафти і газу за даними наземних та космічних зйомок. Але для цього потрібно вирішити ряд методичних питань.

Таким чином, ***актуальною науковою завданням***, яке вирішується у даній роботі, є розробка нових методів і технологій представлення результатів структурного дешифрування в кількісній формі для подальшої прогнозної оцінки території на пошуки покладів вуглеводнів.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Дослідження, результати яких відображені у дисертаційній роботі, виконувались у відповідності до науково-дослідних робіт, які проводилися в ДУ “Науковий Центр аерокосмічних досліджень Землі ІГН НАН України” згідно з темами: НДР “Дослідження фундаментальних процесів енергомасообміну в системі “ґрунт-вода-рослина” з метою обґрунтування формування на земній поверхні інформативних спектральних сигналів для

пошуків корисних копалин та контролю екологічного стану за допомогою аерокосмічних зйомок” (Державний реєстраційний № 0102U000926); ДКР “Відпрацювання та впровадження методики, переданої в НЦУВКЗ” (контракт за №2–03/04–ЦАКДЗ/05 від 27.05.2005р. між Державним підприємством «Дніпрокосмос» та ЦАКДЗ ІГН НАН України (шифр: Космокарта-ЦАКДЗ); НДР “Методологія пошуку корисних копалин на основі геоінформаційного підходу до комплексного інтерпретування матеріалів аерокосмічного багатоспектрального / гіперспектрального знімання і даних наземних фізичних вимірювань та спостережень” (Державний реєстраційний № 0107U002302); НДР “Методи інформаційного інтегрування даних багатоспектрального аерокосмічного знімання, польової спектрометрії і геолого-геофізичних даних при вирішенні завдань дистанційного пошуку корисних копалин на суходолі і морському шельфі” (Державний реєстраційний № 0112U000702); НДР “Розширення перспектив нарощування запасів корисних копалин на основі нових технологій аерокосмічних досліджень Землі” (Державний реєстраційний № 0017U004166); НДР “Розробка методики прогнозу нафтогазоносності на основі вивчення геофлюїднодинамічних процесів у розломних зонах з використанням матеріалів супутникових зйомок і геолого-геофізичної інформації (на прикладі бортових зон Дніпровсько-Донецької западини)” (Державний реєстраційний № 0116U006402).

Мета і завдання дослідження: *Метою дисертаційної роботи* є вдосконалення методики лінеаментного аналізу для оцінки перспективності території на пошуки покладів вуглеводнів.

Для досягнення поставленої мети необхідно вирішити наступні задачі:

- вдосконалення методу визначення кількості систем лінеаментів (їх меж та модальних значень);

- визначення зв’язку між розмірами вікон осереднення лінеаментів та глибиною залягання покладів вуглеводнів;

- практичне застосування вдосконаленої методики лінеаментного аналізу для прогнозної оцінки території на виявлення покладів вуглеводнів;

- розробка рекомендацій щодо застосування запропонованої методики.

Об'єкт дослідження: тріщинна проникність гірських порід.

Предмет дослідження: лінеаменти, дешифровані на основі даних ДЗЗ, як відображення тріщин порід, що визначає вірогідність формування покладів вуглеводнів.

Методи дослідження. При вирішенні поставлених завдань використовувались:

- аерокосмогеологічні методи – для структурного дешифрування даних ДЗЗ;
- методи абстрактної алгебри та аналітичної геометрії – для побудови і здвигу вікна осереднення за напрямком, а також для підрахунку кількості, довжини лінеаментів у вікні;
- методи математичної статистики – при аналізі поля лінеаментів (використання непараметричних статистичних критеріїв);
- метод кореляційного аналізу – для визначення взаємозв’язку між розподілами даних (нічної та денної температури, щільності лінеаментів за геологічними даними і побудованою картою щільності лінеаментів для всього району);
- метод теорії ймовірності – використання функції відношення правдоподібності для комплексування даних карт щільності лінеаментів;
- методи ГІС-технологій – для зіставлення різноманітної інформації та формування ГІС-проєкту.

Наукова новизна отриманих результатів полягає у тому, що:

1. ***Вдосконалено*** методику аналізу орієнтування лінеаментів з метою виділення систем лінеаментів, що заснована на аналізі мінімумів та максимумів розподілу азимутів простягання лінеаментів, з урахуванням зсуву початкової точки інтервалу групування.

2. ***Визначено*** залежність між кількістю виділених систем та значеннями інтервалу групування лінеаментів.

3. ***Обґрунтовано*** вибір розмірів вікна осереднення для побудови карт щільності лінеаментів, в залежності від глибини залягання покладів нафти та газу.

4. ***Встановлено*** складний характер зв'язку між значеннями щільності лінеаментів окремих систем та покладами вуглеводнів. Поклади вуглеводнів відсутні в полях мінімальних та максимальних значень щільності окремих систем, а розташовані в оптимальних (проміжних) їх значеннях. Комплексування даних різних систем щільності лінеаментів між собою підвищує достовірність результатів прогнозу.

Обґрунтованість і достовірність наукових результатів підтверджується застосуванням сучасних статистичних, ймовірнісних, кореляційних методів та засобів дослідження, використанням високоякісних багатозональних космічних знімків, цифрової моделі рельєфу за даними ДЗЗ, топографічних карт різних масштабів, а також збігом перспективних територій, виділених за пропонованою методикою, з геологічною будовою району, результатами наземних пошуково-розвідувальних робіт, а саме, з відомими продуктивними свердловинами, даними пошукового буріння.

Практичне значення отриманих результатів полягає у можливості дослідження будови розломів за даними лінеаментного аналізу та кількісної оцінки перспективності території на поклади вуглеводнів, їх використанні в комплексі з даними геофізичних і геохімічних досліджень.

Вдосконалена методика була реалізована при виконанні господарчих договорів:

- "Проведення досліджень з використанням матеріалів космічних зйомок для прогнозування нафтогазоносних об'єктів на площах Крутовської, Леоновської, Тишкинської і Романовської ліцензійних ділянок (Ростовська область РФ) по визначенню місць проведення детальних наземних робіт для

розміщення пошукових та розвідувальних свердловин” за Договором № 1/2006 від 12.01.2006;

- “Складання карти прогнозу нафтогазоносності Холмської ліцензійної ділянки (Сахалінська область, Російська Федерація) за матеріалами космічної зйомки в масштабі 1:50000” за Договором від 15.11.2006;

- “Складання карти прогнозу нафтогазоносності Некрасовської ліцензійної ділянки (Сахалінська область, Російська Федерація) за матеріалами космічної зйомки в масштабі 1:50000” за Договором від 10.05.2007.

За результатами досліджень отримано (у співавторстві) 1 патент України на винаходи.

Особистий внесок здобувача полягає в тому, що основні результати дисертаційного дослідження отримані здобувачем особисто. Автором проаналізовано більшість з-поміж існуючих на теперішній час підходів до дешифрування та аналізу лінеаментів за матеріалами космічної зйомки, що викладено у понад 40 наукових роботах іноземних авторів, а також понад 20 робіт сучасних наукових вітчизняних дослідників. Дисертантом самостійно вдосконалено методику лінеаментного аналізу для оцінки перспективності території на поклади вуглеводнів. Оброблено понад 15 супутникових знімків отриманих різними сенсорами, цифрову модель рельєфу, проведено аналіз закономірного розподілу азимутів простягання поля лінеаментів, виділено кількість, межі та модальні значення систем лінеаментів, побудовано карти щільності поля лінеаментів з використанням його різних параметрів. Автором розроблена програма Lineament на мові програмування Delphi для кількісної обробки поля лінеаментів. Оцінено зв'язок між картами щільності лінеаментів та покладами вуглеводнів (об’єктами навчання) та за допомогою методу просторово-ймовірнісного прогнозування проведено оцінку перспективності території на поклади вуглеводнів. Укладено карти прогнозу перспективності території на пошуки покладів вуглеводнів.

Основні результати дисертаційного дослідження висвітлені у ряді наукових праць. Серед праць опублікованих у співавторстві внесок здобувача полягає у наступному:

– у роботах [6-7, 9-15] обґрунтовано можливості сумісного використання сучасних технологій ДЗЗ, ГІС для вирішення природоресурсних, зокрема геологічних задач (пошуку покладів нафти та газу);

– у роботах [1-2, 4-5, 20-21] запропоновано вдосконалену методику лінеаментного аналізу;

– у роботах [1, 3, 8, 15, 16, 17, 19, 21] проведено застосування вдосконаленої методики для прогнозування покладів вуглеводнів за даними лінеаментного аналізу;

– у роботах [1-2] запропоновано та проведено апробацію вдосконаленої методики лінеаментного аналізу для оцінки перспективності території на поклади вуглеводнів на полігонів (Тарханкутського півострову Криму, Дніпровсько-Донецької западини (Україна); Сахалінської нафтогазоносної провінції (РФ));

– у роботах [13-14] розроблено алгоритми та програму Lineament.

Апробація результатів. Результати дисертаційних досліджень апробовані на наукових конференціях і семінарах: Міжнародна науково-практична конференція “ГІС Форум-2001” (Київ, 2001); Школа-семінар для молодих науковців “Наукові космічні дослідження” (с. Жукін, Київська область, 2003); Девятая международная конференции пользователей ESRI и Leica Geosystems в Украине “Геоинформационные технологии в управлении территориальным развитием” (Ялта, 2006); Восьмая всероссийская научно-практическая конференция “Геоинформатика в нефтегазовой и горной отраслях” (Москва, 2007); Перша наукова конференція “Науки про Землю та Космос – суспільству” (Київ, 2007); International Conference on the Use of Space Technology for Water Management (Saudi Arabia, Riyadh, 2008); ISPRS TC VII Symposium – 100 Years ISPRS (Vienna, Austria, 2010); Восьмая

Всероссийская открытая конференция “Современные проблемы дистанционного зондирования Земли из космоса” (Москва, 2010), 14-а Українська конференція з космічних досліджень (Ужгород, 2014), Двенадцатая Всероссийская Открытая конференция «Современные проблемы дистанционного зондирования Земли из космоса (Физические основы, методы и технологии мониторинга окружающей среды, потенциально опасных явлений и объектов)» (Москва, 2014).

Публікації. За темою дисертації опубліковано 21 роботу, зокрема: дві колективні монографії, 4 статті у журналах, що внесені до Переліку наукових фахових видань України з геологічних наук, одна стаття у періодичному науковому виданні країни Європейського Союзу з наукового напрямку, за яким підготовлено дисертацію, один патент у співавторстві, 4 статті, що додатково висвітлюють зміст дисертації, 9 публікацій у збірниках матеріалів і тез доповідей вітчизняних та міжнародних конференцій.

Структура і обсяг дисертації. Дисертація складається із вступу, трьох розділів, загальних висновків, списку використаної літератури (218 найменувань на 22 сторінках) та 3 додатків на 4 сторінках. Робота викладена на 196 сторінках, що містять 165 сторінок основного тексту, 48 рисунків і 31 таблицю.

РОЗДІЛ 1
ДОСВІД ЗАСТОСУВАННЯ ЛІНЕАМЕНТНОГО АНАЛІЗУ В ЗАДАЧАХ ПРОГНОЗУВАННЯ ПОКЛАДІВ ВУГЛЕВОДНІВ

З середини XXI ст. одним з гострих викликів людству буде стрімке зменшення запасів корисних копалин, що добуваються з надр землі, на фоні зростаючого їх споживання. Відповідно за даними [1] вже на початку 20-тих років теперішнього століття відбудеться перетин кривих споживання і виробництва енергії, що виробляється з нафти. Іншими словами, баланс виробництво-споживання енергії, виробленої з нафти, змінить свій знак з позитивного на негативний. Аналогічні явища матимуть місце для балансу виробництво-споживання енергії, виробленої з газу, уже на початку 30 років XXI ст. Таким чином, дотепер людство не змогло повноцінно замінити викопні джерела енергії. Для організації раціонального використання природного середовища, що не призводить до його різких змін і не містить загрози життєдіяльності людини, а також заради майбутнього наступних поколінь, необхідно мати актуальне геоінформаційне забезпечення. У зв'язку з цим, важливим завданням є пошук методів ефективної обробки космічної інформації в комплексі з наземними спостереженнями заради охорони навколишнього середовища, що забезпечувало би сталий розвиток природокористування. Сьогодні, при вирішенні таких завдань, як оцінка геологічного середовища для пошуку і розвідки корисних копалин, широко використовуються матеріали багатоспектральних, гіперспектральних і радіолокаційних космічних зйомок. Оскільки обсяги такої інформації досить великі, то її обробка проводиться в автоматизованому режимі за допомогою таких широко поширених програмних комплексів, як ERDAS IMAGINE, ENVI і багато інших. Саме активний розвиток методів вивчення геологічної будови Землі з космосу відкрив нові перспективи в області прогнозу і пошуку родовищ корисних копалин. Тому однією з першочергових задач є вивчення тектонічної будови територій і неотектонічних рухів, що впливають

на глибинні процеси формування компонентів ландшафту, за матеріалами супутникових зйомок [1].

Одним з таких методів може служити *лінеаментний аналіз* (ЛА). Суть даного методу полягає в дешифруванні геологічних структур, що виявляються на поверхні планети в формі лінійних та дугоподібних елементів рельєфу, а розвиток сучасних супутникових систем зйомки дозволяє отримувати дистанційні дані для їх аналізу в найкоротші терміни.

Матеріали ЛА є важливою складовою частиною технологій пошуку та прогнозу корисних копалин. Вони можуть використовуватися при вирішенні прогнозно-пошукових завдань, таких, як побудова карт перспективності території на пошуки покладів корисних копалин, в тому числі і вуглеводнів.

1.1 Особливості вивчення лінійних структур (лінеаментів) за матеріалами супутникових зйомок

1.1.1 Загальні відомості про лінеаменти, поняття та визначення

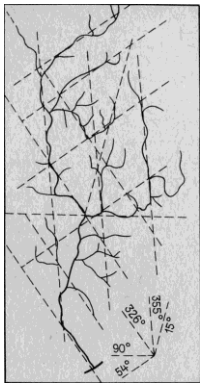
Аналіз результатів багаторічних досліджень, виконаних українськими і зарубіжними вченими, показав, що значення терміну «лінеамент» протягом останнього століття зазнало ряд трансформацій – від синоніму розривного порушення до прямолінійної форми поверхні землі значного простягання.

Уявлення про лінійні структури земної кори розвиваються приблизно з першої третини XIX століття і пов’язані з іменами Елі де Бомона, В. Гопкінса, Л. Бух, А. Добре, М. Бертрана, Е. Зюсса та інших геологів [2-3], що розглядали лінійні структури в межах планетарної тріщинуватості.

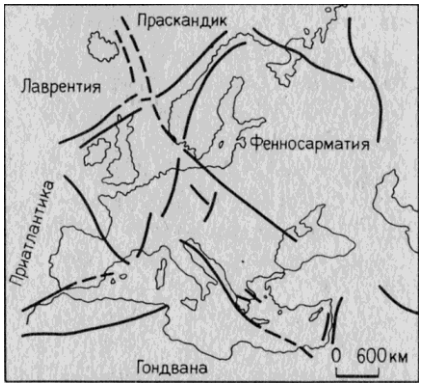
Основні дослідження в цьому напрямку викладені в статті В. Хоббса, в яких «вперше було дано визначення лінеаментам як лініям, що відображаються на фоні ландшафту, і виявляють приховані особливості будови корінної породи» [4-5]. В своїх працях він показав структурну зумовленість численних лінійних елементів земної поверхні, які пов’язані з її тріщинуватістю та розривами. В. Хоббс вже тоді показав складну природу

та морфологію лінеаментів, кожен з яких складається зазвичай з декількох ландшафтних (фізико-географічних) та геологічних деталей, розташованих вздовж нього. Іншою характерною ознакою лінеаментів, за В. Хоббсом, є те, що вони утворюють певну єдину систему та обумовлюють рисунки, що повторюються в рельєфі та структурі (рис. 1.1 а). Таким чином, В. Хоббс не тільки виявив існування на земній поверхні лінеаментів різного рангу, а й показав їх структурну зумовленість і підкреслив характерну їх властивість – організованість в закономірні системи [6]. Ці уявлення цілком можуть застосовуватися при дистанційних дослідженнях лінеаментів. Свого часу таке «термінологічне відкриття» В. Хоббса піддалося доволі різкій критиці, однак термін «лінеамент» продовжив своє існування в працях дослідників.

Г. Штілле дав спеціальний опис європейських лінеаментів, запропонував схему «Кардинальні лінеаменти Європи» (рис. 1.1 б). На думку Г. Штілле, земну кору треба вважати сильно поборозненою лінеаментами, з яких тільки окремі лінеаменти в ході розвитку Землі активізувалися й набули особливого значення. Він також зазначив генетичний зв'язок древнього та новітнього лінеаментогенезу [7].



а



б

Рисунок 1.1 – Гідрографічна сітка, що приурочена до тріщинних зон (лінеаментів) за В. Хоббсом (а); Кардинальні лінеаменти Європи, за Г. Штілле (б)

Пізніше Р. А. Зондер запропонував розуміти під лінеаментами лінії розломів земної кори та на прикладі лінеаментів Західної Європи в 1938 році заклав основи лінеаментного аналізу (або лінеаментної тектоніки),

показавши можливість статистичного групування цих лінеаментів за напрямками в шість систем та намітив коло проблем, що мали вирішуватися цим напрямком геології [8].

В подальших роботах багато дослідників пропонували власні визначення терміну «лінеамент», що відрізняються від визначення В. Хоббса. В. Ц. Келі в першу чергу враховував довжину лінеаментів, вказуючи, що «лінеаментами можна називати лише прямолінійні елементи на поверхні Землі, які мають значну протяжність» [9]. Б. Б. Брок визначав «лінеамент» як геологічний або топографічний об'єкт настільки прямолінійний, що його прямолінійність не можна розглядати як випадковість [10]. Д. О'Ліері і ін. пропонували визначати *лінеамент* як простий або складовий лінійний елемент поверхні, що картографується, чиї частини утворюють прямолінійні або злегка вигнуті структури, чітко відрізняються від форм суміжних елементів і які, ймовірно, відображають підповерхневі явища [11]. Так само Д. О'Ліері запропонував об'єднати лінеаменти, які виявляються на місцевості і на аерокосмічних зображеннях (фотолінеаменти), в одне поняття.

В. І. Макаров і Л. І. Соловйова в 1976 р виділили під лінеаментними зонами досить протяжні (регіонального порядку) смуги згущення лінеаментів порівняно невеликої довжини, які переривчасто продовжують одне одного по простяганню зони [12].

О. М. Борисов і А. К. Глух показали, що лінеаменти об'єднуються часто в регматичні пари (динамопари) і утворюють перехресний структурний план двох різновидів – мигдалеподібно-петельчасті і гратчасті [13].

Аналіз наукової літератури з питання класифікації лінеаментів показав, що, незважаючи на 100-річне існування терміну «лінеамент», до теперішнього часу немає чіткого сформованого поняття лінеаментів, немає єдиного принципу, згідно з яким з усієї безлічі ліній, штрихів, вузьких смуг та меж, що простежуються на космічних зображеннях, всі дослідники достатньо однаково вибирали би лінеаменти [6].

Таким чином, з поняттям «лінеаментів» виявилася пов'язаною значна термінологічна плутанина, повністю не усунена на сьогоднішній день. Розвиток геотектоніки, особливо вчення про глибинні розломи, з одного боку, і дистанційних методів в геології – з іншого, призвело до розщеплення поняття «лінеамент». У геотектоніці цим терміном стали позначати глибинні розломи глобального рангу, а в дистанційних дослідженнях – лінійні елементи найрізноманітнішого рангу, що виявляються при дешифруванні матеріалів дистанційних досліджень [14].

Під терміном «лінеамент» різні дослідники розуміють найрізноманітніші структури земної кори – від гігантських глибинних розломів планетарного масштабу до слабко виражених локальних зон тріщинуватості.

Лінеаменти – це деякі лінійні або лінійно організовані елементи структури земної поверхні, які прямо або опосередковано відображають особливості геологічної структури, в тому числі глибинні розриви та тріщинуватість похованого фундаменту [15].

Лінеамент – елемент ландшафту, який має геометричну форму, наближену до прямої лінії. Лінеамент часто є індикатором зони геологічних порушень або тріщинуватості. Лінеамент використовується як розпізнавальна (дешифрувальна) ознака при пошуку родовищ корисних копалин методом ДЗЗ [16].

Лінеаментний аналіз – один з найбільш ефективних методів дослідження глибинної будови за даними ДЗЗ, він успішно використовується при дослідженні в різних ландшафтних умовах. Головна задача лінеаментного аналізу – це виявлення зон розривних порушень та блоків, що характеризуються різною просторовою організацією поля лінеаментів [17].

Аналіз, виконаний Я. Г. Кацем та А. В. Тевелєвим [2], показав, що склалося декілька понять терміну «лінеамент»: 1) *за лінеаменти приймають* лінії розломів, що довго розвивалися та визначили напрям складок, поверхневих розривів, зон рифтогенезу, ланцюжків вулканів, епіцентрів

землетрусів тощо; 2) уявлення про лінеаменти, як про глибинні, але молоді (пізньоплейстоцен-голоценові) структури, що мають відображення на поверхні, або розриви, як вважають В. Г. Трифонов, С. С. Шульц [18-19], або розривно-флексурними зонами, як вважають В. І.Макаров, Л. І. Соловйова [12, 15], при цьому такими, які часто контролюють, за даними металогеністів, металогенічну зональність; 3) лінеамент – це ранг самостійної глибинної структури, що проявляється на земній поверхні різними типами порушень, формою та орієнтуванням геологічних та геоморфологічних об’єктів, а також особливостями будови геофізичних полів, як це вказано в роботах Л. М. Расцветаєвої, П. В. Флоренського, В. С. Милєєва, Ю. В. Юнаковської та інших геологів [6, 20-22]; 4) термін «лінеамент» зводиться до прямолінійних або полого вигнутих відносно вузьких високоградієнтних зон різкої зміни параметрів географічного середовища, геологічної структури та геофізичних полів, що відображають, за думкою Я. Г. Каца, В. І. Макарова, А. І. Полетаєва, Є. Ф. Рум’янцевої, А. В. Тевелєва та інших, глибині неоднорідності літосфери [2-3, 15, 23-24].

Отже, під лінеаментами в сучасній літературі розуміється протяжне лінійне утворення, що виникло за рахунок будь-яких ендогенних і екзогенних процесів: це і розломи різної глибини закладення, і зони тріщинуватості, як явні, так і приховані; і гірські хребти, гряди, ланцюги барханів, контури берегової лінії, прямолінійні ділянки річкових долин, проток, мікротріщини в шарах осадового походження, серединно-океанічні хребти, трансформні розломи, острівні дуги та ін.

1.1.2 Деякі аспекти застосування лінеаментів в зарубіжних та вітчизняних дослідженнях

Дослідження, присвячені побудові глобальних лінеаментних систем, були запропоновані і отримали розвиток в працях таких дослідників: Н. С. Шацького, В. Г. Бондарчука, І. І. Чебаненка, Д. Муді і М. Хіла,

Є. Н. Пермякова, Г. Н. Каттерфельда, К. К. Маркова, Б. Л. Лічкова, М. В. Стоваса та ін. [25-29].

Дослідження з застосуванням лінеаментів для різних задач були розвинуті в працях іноземних дослідників. Hudson та Priest детально вивчали розподіл гірських порід та спробували пов'язати частоту розривів на зображенні з якістю гірських порід [30-32]. У роботі Koike та співавторів [33] та Koike та Ichikwa [34], лінійні елементи, що дешифрувалися з супутникового зображення, були пов’язані з тектонічними особливостями району. Деякі дослідники намагалися пов'язати між собою лінеаменти та ресурси підземних вод [35-36]. На думку Kim та співавторів [37], виникнення лінеаментів має тісний зв'язок з пошуком підземних вод. В такому випадку кількість лінеаментів, які можна ідентифікувати у визначеній області, має передбачуване відношення до продуктивності підземних вод. Проводилися також дослідження лінеаментів на основі даних магнітного поля, результати наведено в роботах [38-41]. Лінеаменти, що були отримані при інтерпретації магнітних аномалій, зазвичай мають складний азимутальний розподіл [38]. Автоматичне дешифрування лінеаментів за допомогою комп'ютерних програм наведено в роботах [42-43], дослідники [37, 44] створили програмний продукт мовою С для аналізу лінеаментів, побудови карт щільності лінеаментів. Три головні підходи, що використовують дослідники при дешифруванні даних дистанційного зондування Землі: *ручний* [45-48], *напівавтоматичний* [49-51], та *автоматизований* [52-57].

Дослідниками Corte´s, Arlegui, Soriano, Casas була розроблена програма LINDENS для аналізу довжин та щільності лінеаментів, крім того, автори навели умови належності лінеамента до вікна осереднення та експериментально встановили, в яких межах мають бути розміри квадратного вікна осереднення лінеаментів для побудови якісних карт щільності лінеаментів [58-60].

В структурній геології супутникові знімки допомагають ідентифікувати матеріали та їх структуру, незалежно від їх віку та виду деформації [61-63].

Спільне використання цифрової моделі рельєфу (DEM), зображень Landsat ETM $^{+}$, магнітних та гравітаційних даних для досліджень структурної геології в особливих районах посилило можливості дешифрування та картографування [64]. De Oliveira Andrades Filho and De Fa ´Tima Rossetti [65] поглиблено досліджували вплив лінеаментів на топографію за даними SRTM (Shuttle Radar Topography Mission) та даними з ALOS-PALSAR. Magesh et al., поєднали методи дистанційного зондування та ГІС, що допомогло виявити геологічні лінії визначення регіонального розподілу підземних вод [66]. Elmahdy and Mohamed [67] застосували фільтр Собеля для виокремлення лінеаментів із знімків SRTM та цифрової моделі рельєфу DEM, що допомогло у дослідженні розповсюдження регулярних землетрусів в Єгипті. Eleni Kokinou and Costas Panagiotakis проводили автоматичне розпізнавання зразків тектонічних лінеаментів у морфології морського дна для участі в структурному аналізі потенційно багатих на вуглеводні територій [68]. Для оцінки областей геодинамічної активності використовували програмне забезпечення PCI Geomatics з метою автоматизованого виділення лінеаментів за допомогою DEM [69]. Також відомі роботи з використання супутникових знімків Landsat та цифрової моделі рельєфу DEM для проведення структурного аналізу та тектонічної інтерпретації в стабільних платформних областях Тунісу і виділення двох головних напрямків розломів – 35º-65º та 110º-130º [70]. У своїй роботі [71], використовуючи методи дистанційного зондування Землі для виявлення лінеаментів, автори довели, що супутниковий моніторинг є корисним інструментом для картографування літології порід. В роботі [72] на територію держави Ефіопія за знімком з супутника ASTER було проведено 4 різних підходи дешифрування лінеаментів. Автор встановив, що алгоритм Li краще працює за інші методи, з точки зору оптимальної кількості лінеаментів, що були виявлені за космічним зображенням.

Значний внесок у розвиток теоретичних і методологічних аспектів обробки і аналізу космічних даних для вирішення геологічних завдань внесли

такі сучасні українські дослідники, як Чебаненко І. І., Тяпкин К. Ф., Бусигін Б. С., Нікулін С. Л., Верховцев В. Г., Ломакін І. Е., Лялько В. І., Азімов О. Т., Товстюк З. М., Філіпович В. Є., Перерва В. М., Ліщенко Л. П., Сахацький О. І., Мичак А. Г, Ходоровський А. Я., Титаренко О. В. та інші [73-99].

1.2 Зв'язок лінеаментів з геологічною будовою земної кори

1.2.1 Основні ознаки та закономірності розвитку лінеаментів

Головними характеристиками лінеаментів, які розкривають в деякій мірі їх генетичну суть, є:

Чітка прямолінійність лінеаментів, яка характерна, як для платформних, так і для геосинклінальних регіонів, як для рівнинних, так і для гірських районів.

Автономність – лінеаменти не завжди збігаються з структурами, що були виділені за даними геологічних та геофізичних досліджень.

Планетарність лінеаментів та їх систем. Окремі лінеаменти та їх системи трасуються на великі відстані, що проглядаються під давніми платформами та молодими складчастими поясами, під сучасними морями та океанами.

Закономірний характер розміщення лінеаментів, який полягає у періодичному чергуванні лінеаментів одного рангу простягання.

Порівнянність лінеаментів та лінеаментних систем з рівномасштабними елементами геологічної структури Землі. Регіональні лінеаменти відповідають розривам геологічної структури, трансрегіональні – глибинним розломам земної кори, глобальні – системам планетарних гірсько-складчастих поясів.

Пріоритетність лінеаментів та їх систем по відношенню до елементів геологічної будови, що дозволяє зробити висновок про дуже давній вік

лінеаментного каркасу Землі, що відноситься до кінця архею, початку протерозою.

Прогнозованість лінеаментів пов’язана з тим, що за допомогою поля лінеаментів досліджуваної території є можливість прогнозування наявності деяких елементів глибинної будови земної кори, направленості сучасного розвитку геологічної структури та розвитку сучасних геологічних процесів, а також лінеаменти та їх системи, особливо вузли перетину лінеаментів, часто контролюють розташування родовищ різноманітних корисних копалин [2, 83].

Наступна важлива закономірність полягає в періодичній *повторювальності* зміни азимута простягання лінеаментів. Лінеаменти існують повсюдно на земній поверхні і утворюють мережі, що вкладаються в кілька систем певного азимуту. Зазвичай дослідники виділяють 4 азимути – 0º, 45º, 90º, 135º, рідше проявляються азимути 30º, 60º, 120º, 150º. Встановлено, що в цілому практично всі лінійні структури континентів за своїм напрямом в плані об'єднуються в обмежене число груп: – субмеридіональну (азимут 350º-10º), субширотну (азимут 80º-100º), діагональну ПнСх (азимут 40º-60º, в середньому 45º) і діагональну ПнЗ (азимут 290º-330º, в середньому 315º). Дві останні групи часто поділяються на дві підгрупи: з середніми значеннями ПнСх (45º і 60º-65º) і ПнЗ (290º-310º і 320º-330º) [77].

Наявність впорядкованості в розташуванні лінеаментів і можливість їх групування в системи ставить питання про наявність певних закономірностей їх чергування. Більшість дослідників вважають, що при переході від нижчого рангу до вищого відстань між лінеаментами (так само, як і між розривними структурами) зменшується приблизно вдвічі [100-101]. Що стосується абсолютних значень інтервалів, то якої-небудь єдиної точки зору не існує: різними дослідниками пропонуються різні варіанти [102-103]. Разом з тим, для окремих територій фіксовані системи інтервалів встановлюються досить точно [6, 100]. Слід відмітити про збіг зазначених азимутів з напрямками так

званої планетарної тріщинуватості [15], що побічно свідчить про об'єктивність існування і доцільності дослідження систем лінеаментів (СЛ).

Системи лінеаментів дуже динамічні, це доведено як результатами автоматизованого лінеаментного аналізу космічних зображень сейсмічних областей [104-105], так і геодезичними спостереженнями в межах платформ і рухливих поясів [106].

В цілому фізичну природу виникнення інтенсивних деформацій в розломних зонах платформ і рухливих поясів (як в сейсмічних, так і асейсмічних їх ділянках) можна уявити наступним чином. Геологічне середовище перебуває в стані зовнішніх і внутрішніх (ендогенні та екзогенні), квазістатистичних (глобальні і регіональні поля напружень) і динамічних (припливи, нерівномірності обертання Землі, процеси підготовки землетрусів, сейсмічні хвилі, техногенні процеси і т.д.) навантажень. Крім того, в розломних зонах, особливо осадових басейнів, постійно присутні і перерозподіляються динамічна основна і хімічна агресивна флюїдна система.

Взаємодія і спільний вплив всіх цих факторів реалізується, в першу чергу, в умовах підвищеної концентрації дефектів середовища, тобто в зонах розломів з нестійкими механічними характеристиками, за допомогою короткочасних флуктуацій характеристик жорсткості гірських порід в локальних обсягах. Це призводить до виникнення інтенсивних деформацій в розломних зонах, а отже, – прояву їх в ландшафті (мікроландшафтних ознаках), що проявляються на космічних зображеннях у вигляді лінеаментів [107].

1.2.2 Фізичні механізми прояву лінеаментів на космічних зображеннях

Природу лінеаментів, що проявляються на космічних зображеннях, зазвичай пов'язують з відображенням на земній поверхні різноглибинних видимих і прихованих розломів земної кори [6]. У найбільш простому

варіанті, коли розривне порушення досягає земної поверхні, лінія розлому візуально дешифрується на космічному зображенні у вигляді явно вираженого лінеаменту, інтенсивність і чіткість прояву якого пов'язана з контрастністю рухів по лінії розлому.

Якщо розлом не досягає поверхні, затухаючи на тій чи іншій глибині, його поверхневе зображення являє собою зону розсіяних (тріщинних) деформацій, які візуально виділяються на космічних зображеннях у вигляді вузьких або досить широких лінеаментів в залежності від потужності перекриваючого розлом осадового чохла (чим більша потужність, тим ширший лінеамент) і від інтенсивності рухів вздовж прихованого розлому (чим більше інтенсивність, тим ширше зона тріщин і лінеаментів).

Лінеаменти, що візуально виділяються на космічних зображеннях, можуть відображатися через вторинні індикатори, це не тільки форми дислокаційного походження (розриви, тріщини, складки), а й деякі лінії (зони, смуги) підвищеного або пониженого напруженого стану кори [6].

Лінеаменти і лінеаментні зони є зонами (каналами) підвищеної проникності земної кори. Вони служать провідними шляхами розчинів і газів, як правило, більш високотемпературними у порівнянні з поверхнею Землі або морського дна [2-3].

Ступінь видимості систем лінеаментів на космічних зображеннях багато в чому залежить від напружено-деформаційного стану земної кори. Як встановлено дослідниками [2-3, 6, 104-105, 107], орієнтування лінеаментів в просторі і їх геодинамічна реалізація досить тісно взаємопов'язані: діагональні лінеаменти утворюють переважно зони сколу, ортогональні – зони стиснення (широтні) і розтягування (меридіональні). Тому особливості фізичної природи лінеаментів, що виділяються на космічних зображеннях, пов'язані перш за все саме з цими особливостями поля напружень, що обумовлюють характер деформацій і проникності земної кори.

Таким чином, ступінь видимості лінеаментів на космічних зображеннях і фізичні механізми, відповідальні за їх прояви, залежать, перш за все, від

характеру напружено-деформованого стану земної кори і пов'язаної з ним проникністю земної кори, які обумовлюють «фізіономічність» лінеаментів, тобто їх вираженість в ландшафтах і фізико-хімічних властивостях поверхні Землі, за рахунок зміни вологості, температури, ступеня окислення, вивітрюваності та інших властивостей ґрунтів і гірських порід, рослинного покриву.

Як показали геодезичні узагальнення, виконані для платформних структур і рухливих поясів по регулярній мережі спостережень один раз в тиждень-місяць, деформації в розломних зонах короткоперіодичні і активізуються з тим же або протилежним знаком руху земної поверхні протягом перших місяців і перших років [106]. На цій підставі робиться висновок про те, що причину деформацій слід шукати всередині розломних зон, а не поза ними, так як жоден з відомих тектонічних процесів не може забезпечити настільки малу періодичність деформаційних процесів. Фізична природа цього явища повинна бути пов'язана з дуже високим мобільним механізмом, що практично миттєво (стосовно до аналізованого випадку) реагує на зміну поля напружень в періоди підготовки та здійснення землетрусу і після нього. З усіх вищеназваних причин, які сприяють розвитку деформацій в зонах розломів, по своїй мобільності підходить лише флюїдно-газовий режим, який може практично миттєво «проявити» ослаблені зони земної кори (в тому числі і зони тріщин), що володіють максимальною проникністю [107].

Основний індикатор руху рідких і газових розчинів у поверхні – зміна газового складу, вологості і температурного режиму ґрунтів, в якійсь мірі рослинності (листя і трави), а також приземного шару атмосфери. Чим вище проникність (тріщинуватість), тим більший тепломасообмін із земної кори до поверхні, тим більше порушується гідродинамічний режим підземних, ґрунтових і приповерхневих капілярних вод і ґрунтових розчинів, а отже, тим більше насичується ґрунт і приземні шари атмосфери парами води, інертними і іншими газами (гелієм, воднем, оксидами і діоксинами).

Це викликає зміну спектральних характеристик ґрунтів, рослинності і провідності атмосфери для електромагнітних хвиль видимого діапазону спектра. Інтегральний ефект від перерахованих факторів призводить до зміни текстури космічного зображення. Ці зміни можуть бути дуже незначними і непомітними для людського ока, але легко розпізнаються сучасними методами обробки, які виділяють невеликі відмінності і дозволяють виявити «приховану» смугасто-лінійну текстуру космічних зображень, обумовлену зміною поля напруги і флюїдно-газовим «диханням» надр Землі.

Механізм прояву тріщин в рельєфі. Тріщини та дрібні розломи, об’єднання яких утворює більші порушення, в свою чергу розвиваються в кожному новому шарі під певним впливом розломів, що виникли раніше, які до моменту утворення даного шару можуть існувати у вигляді послаблених зон. Багато дослідників відмічають можливість впливу попередніх тріщин та розломів на положення знов утворених [108-110]. Радкевич Е. А [111] зазначає про успадкування знов утворюваних тріщин простягання попередніх розломів і тріщинних зон. Також зв'язок регіональних систем тріщин осадового чохла з попередніми розломами фундаменту встановлено в роботах [112-113]. Е. М. Смехов [114] відмічає, що «процес утворення тріщинуватості в твердій оболонці Землі відбувається безперервно та успадковано».

Таким чином, стосовно прояву тріщин в рельєфі, необхідно підкреслити, що вони розвиваються, як внаслідок активних тектонічних процесів, так і неотектонічним шляхом. Це означає, що в рельєфі повинні виявлятися тим чи іншим засобом всі, навіть приховані під значною товщею наносів тріщинні зони і розломи [115].

Отже, лінеаменти відображають планетарну мережу глибинних розломів і тріщинуватості. Вони виділяються за геологічними, геофізичними, геохімічними, топографічними даними та картами. Фізична природа лінеаментів, що виявляються за космічними зображеннями, пов'язана з

газофлюїдним режимом в ослаблених зонах полів напружень земної кори, що характеризуються високою проникністю.

Зв'язок лінеаментів з тріщинуватістю визначає їх важливість при прогнозі і пошуку родовищ корисних копалин. Глобальна мережа тріщинуватості а отже, СЛ, значною мірою контролюють локалізацію родовищ корисних копалин [116]. Високий відсоток відомих родовищ розташовані в межах 1-5 км від регіональних лінійних елементів [117], це також стосується газонафтових родовищ.

Зазначені фактори обумовлюють виняткову важливість проблеми підвищення якості виділення і аналізу лінеаментів, як важливого етапу рішення прогнозно-пошукових геологічних завдань.

Аналіз показав, що незважаючи на те, що застосуванню методів лінеаментного аналізу в задачах прогнозу і пошуку родовищ присвячена значна кількість робіт, методичний підхід, що використовується в цих дослідженнях, зводиться зазвичай до виявлення зон підвищеної концентрації лінеаментів (всіх, або тих, які належать будь-якій системі), до яких, як слід вважати, приурочені поклади корисних копалин.

В таких умовах підвищену кількість виділених розломів дійсно можна розглядати як індикатор покладів. Проте в літературі неодноразово підкреслювалось, що лінеаменти існують повсюдно, а ступінь їх проявів на знімках залежить від факторів, які можуть розглядатися як перешкоди – це антропогенний вплив, характер рослинності і, в першу чергу, потужність осадового чохла.

В результаті побудовані карти концентрації лінеаментів суттєво корелюють з потужністю осадового чохла і залежать від інших ландшафтних характеристик, слабо пов’язаних з процесами утворення родовищ корисних копалин.

1.3 Підходи, методи та алгоритми виділення лінеаментів за геолого-геофізичними та аерокосмічними даними

Виділення лінеаментів за матеріалами геофізичних, ландшафтних і аерокосмічних спостережень може виконуватися як в автоматизованому, так і в інтерактивному режимах.

Автоматизоване виділення лінеаментів виконується в два етапи: 1) визначення меж яскравості (фототону, значень поля); 2) виділення їх лінійних фрагментів з подальшим перетворенням в лінеаменти.

Перший етап включає ряд послідовно розв'язуваних завдань – зменшення шуму (зазвичай – різноманітними згладжуючими фільтрами) [118], власне виділення меж з використанням операторів Собеля, Превітта, Робертса, Кірша, Фреи-Чена, Лапласа, Кенні та інших [119].

Другий етап зводиться до аналізу отриманих меж яскравості і знаходженню їх прямолінійних ділянок з подальшим об'єднанням в лінеаменти. Виділення меж на растрових картах фізичних полів і космічних знімках (КЗ) може розглядатися, як мінімум, з двох позицій – як процес сегментації або первинної векторизації. Тому виділення меж може виконуватися, як методами сегментації (наприклад, гармонійним, контурного аналізу, середніх, на основі марківського випадкового поля та ін.), так і з застосуванням різноманітних методів первинної векторизації, що включають перетворення напівтонового зображення в бінарне, де одиницям відповідають межі однорідних областей [120].

Проведені численні обчислювальні експерименти, з використанням більш, ніж ста різних КЗ, а також цифрових геофізичних полів, встановили значення верхнього та нижнього порога, оптимального з точки зору одночасного задоволення двом критеріям якості: а) межі повинні виділятися чітко, і не мати великої кількості розривів; б) повинні виділятися тільки ті межі, які відображають значущі геологічні структури [121].

Автоматичне виділення лінеаментів і їх систем на основі бінарної карти меж яскравості являє собою процедуру об'єктної векторизації, і зараз найчастіше виконується на основі перетворення Хафа і різних його модифікацій. Перетворення Хафа дозволяє виділяти на контурному зображенні прямі лінії з заданим ступенем точності [122-123].

Зараз існує цілий ряд спеціалізованих програмних комплексів для роботи з лінеаментами – WinLessa, ALINA, Lineament, LINDENS, LEFA, РАПИД. Наведемо короткий опис програм.

Програма LINDENS дозволяє проводити кількісний аналіз поля лінеаментів, а саме, розраховувати щільність лінеаметнів (їх кількість та довжину на одиницю площі). Розмір квадратного вікна, в якому проводиться розрахунок, встановлюється за допомогою тріангуляції Делоні. Крім того, встановлено граничний розмір вікна осереднення, що залежить від відстані між лінеаментами [60].

Програма ALINA [124-125] дозволяє виділяти лінеаменти за напрямками та кільцеві структури за допомогою градієнта яскравості.

Програма LEFA [126-127], створена в середовищі Matlab, дозволяє виділяти лінеаменти, показувати їх розподіл у вигляді роз-діаграм та будувати карти щільності лінеаментів.

Програма LINEAMENT [128-129] проводить виділення лінеаментів за напрямками; виділяє кільцеві структури; дає можливість характеризувати розподіл лінеаментів у вигляді роз-діаграм; будувати карти щільності.

Програма РАПИД [130] має широкий інструментарій для проведення лінеаментного аналізу, де реалізовано процедури виділення та обробки лінеаментів. Крім того, отримані результати лінеаментного аналізу застосовуються для вирішення задач прогнозу корисних копалин та для уточнення тектонічної будови території.

Одна з відомих програм з дешифрування та побудови карт щільності лінеаментів – WinLessa [131-132], використовується в багатьох дослідженнях. Програма WinLessa дозволяє проводити дешифрування

лінеаментів за допомогою перетворення Хафа, а побудова карт щільності лінеаментів проводиться за 8-ма встановленими заздалегідь системами лінеаментів.

Інтерактивне виділення лінеаментів (традиційний підхід), яке на сьогодні реалізується на комп’ютері, залишається незмінним: кінцеве рішення про виділення лінеамента приймає дешифрувальник, аналізуючи знімки з супутників. При цьому слід зазначити про необхідність високої кваліфікації дешифрувальника для отримання достовірних результатів.

Безпосередньо виділення лінеаментів при *інтерактивному виділенні лінеаментів* проводиться на комп’ютері в середовищі ГІС за стандартною методикою, що дозволяє використовувати безліч критеріїв фіксації лінеаментів, такі, як випрямлені ділянки русел постійної і тимчасової гідромережі, піщані гряди, ланцюжки мікрозападин, смуги рослинності, прямолінійні межі заболочених ділянок, лінійні межі лісових масивів і ділянок з різною гущиною рослинного покриву та інші лінійні елементи ландшафту, брати до уваги, в тому числі, межі зон з різним характером проявів того чи іншого явища або характеристики, текстурні особливості ландшафту, а також загальні властивості системи лінеаментів (наприклад, її блоковість), типові топологічні відношення між лінеаментами різних напрямків та ін.

Кожен досить протяжний лінійний елемент ландшафту представлений поєднанням різних форм рельєфу і рослинного покриву. Окремі лінеаменти представляють комбінацію з двох або більше різноорієнтованих прямолінійних елементів.

Процес інтерактивного дешифрування, який застосований в дисертаційному дослідженні, полягає в виділенні всіх лінеаментів, незалежно від їх протяжності, вираженості в ландшафті, орієнтуванні та інших особливостей. Лінеаменти показуються так, як їх видно на знімках, сусідні, близько розташовані лінеаменти не об'єднуються. В результаті, кількість виділених на знімках лінеаментів значно перевершує кількість розривів і

тріщин, які в цих умовах виділяються будь-якими іншими методами досліджень і, перш за все, геофізичними методами.

Порівняння результатів автоматичного та інтерактивного виділення лінеаментів. Головною перевагою методів автоматичного виділення лінеаментів над інтерактивним є швидкість та простота виконання операцій, а також об'єктивність отриманих результатів. Погоджуючись з тим, що методи автоматичного виділення лінеаментів дійсно швидкі за часом виконання роботи, необхідно зауважити, що на практиці автоматичний підхід має свій ступінь суб'єктивізму, фахівець може впливати на результати виділення лінеаментів через вибір програмного забезпечення, конкретного алгоритму, методів попередньої обробки знімка, різноманітних параметрів і порогових значень (рис. 1.2).

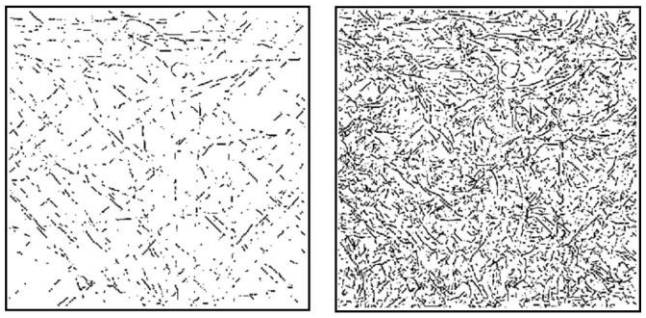


Рисунок 1.2 – Лінеаменти, що були автоматично виділені за допомогою програми WinLessa 2 з використанням порогових значеннях 50 (а) та 20 (б) [77]

Як видно з наведеного рис. 1.2, зміна лише порогового значення з 50 до 20 призводить до суттєвого збільшення кількості лінеаментів.

Майже таку саму картину можна встановити, якщо розглянемо приклад виділення лінеаментів чотирма різними дешифрувальниками однієї території, наведений в роботі [2] рис. 1.3.

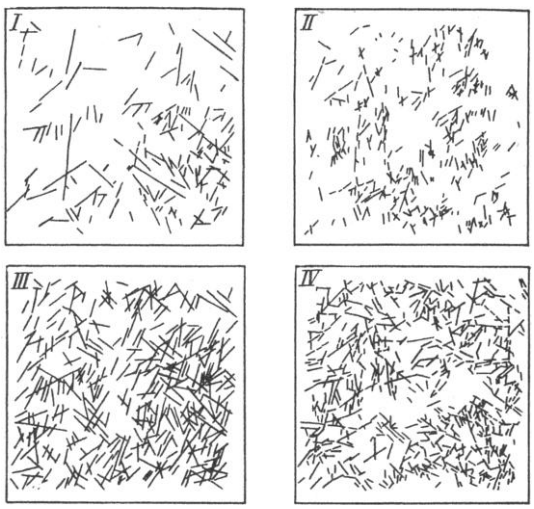


Рисунок 1.3 – Зіставлення лінеаментів, що були виділені різними операторами за інтерактивним методом [2]

Як видно з рис. 1.3, карта виділених лінеаментів у всіх дешифрувальників різна і збігається десь на 30%, тобто власний досвід, розуміння терміну «лінеамент» кожного дешифрувальника є суб’єктивним, що і призводить до великих розбіжностей при дешифруванні.

В автоматичному режимі для усунення техногенних об'єктів і додавання ліній, не виділених комп'ютером, але при цьому очевидних фахівцю-дешифрувальнику, виділені лінеаменти слід корегувати в інтерактивному режимі. В результаті, ступінь суб’єктивізму при автоматичному виділенні часто порівнюють із ступенем суб’єктивізму, властивим інтерактивному виділенню лінеаментів, а одержані результати, особливо в ситуації антропогенно-змінених ландшафтів, виявляються менш адекватними відносно реальної ситуації.

Таким чином, вирішення серйозних геологічних завдань методами лінеаментного аналізу не може базуватися на автоматичному виділенні лінеаментів, як з міркувань, висловлених вище, так і з урахуванням антропогенних змін ландшафтів, притаманних зокрема, переважній частині території України. Тому автоматичне виділення обов'язково має підкріплюватися інтерактивним, що використовує ГІС-інструменти, знання і досвід геолога-дешифрувальника і колосальні розпізнавальні можливості людського мозку [77].

Висновки до першого розділу

1. Виходячи з проведеного огляду наукових праць вітчизняних та зарубіжних вчених про досвід використання лінеаментного аналізу в задачах прогнозування покладів вуглеводнів більшість дослідників не дійшли згоди до єдиного визначення терміну «лінеамент». Термін «лінеамент», який буде використаний в дисертаційному дослідженні: л*інеамент* – це будь-які лінійні форми ландшафту, що не пов’язані з антропогенною діяльністю.

2. Проведений аналіз зв’язку лінеаментів з геологічною будовою земної кори дозволив встановити, що лінеаменти, як своєрідні природні індикатори глибинного поділу земної кори, відображають канали, що доставляють різні флюїди і розчини на поверхню Землі, а тому можуть слугувати прямими індикаторами при прогнозуванні і пошуку родовищ вуглеводнів.

3. Проаналізовано існуючі методики, підходи, методи та алгоритми виділення лінеаментів за геолого-геофізичними та даними дистанційного знімання. Аналіз показав, що немає єдиних узагальнюючих принципів і засобів для виділення кількості систем лінеаментів, їх меж та модальних значень.

Дана робота присвячена удосконаленню методики кількісного аналізу поля лінеаментів з достовірним виділенням систем лінеаментів та кількісної оцінки перспективності території на наявність покладів вуглеводнів з використанням побудованих карт щільності лінеаментів. Це і обумовило вибір напрямку дослідження.

Використання удосконаленої методики дозволить виділяти відносно невеликі від загальної площі геологічно змістовні перспективні ділянки, що підвищить точність результатів прогнозно-пошукових завдань і це, в свою чергу, суттєво знизить вартість наземних геолого-геофізичних робіт.

Список використаних джерел

1. Згуровский М. З., Гвишиани А. Д. Глобальное моделирование процессов устойчивого развития в контексте качества и безопасности жизни людей (2005-2007/2008 годы). Киев: НТУУ «КПИ», 2008. 140 с.
2. Кац Я. Г., Тевелев А. В., Полетаев А. И. Основы космической геологии. Москва: Недра, 1988. 235с.
3. Кац Я. Г., Полетаев А. И., Румянцева Э. Ф. Основы линеаментной тектоники. Москва: Недра, 1986. 140с.
4. Hobbs W. H. Lineaments of the Atlantic border region. *Bull. Geol. Soc. Amer.*, 1904. Vol. 15. P. 483-506.
5. Hobbs W. H. Repeating patterns in the relief and in the structure of the Land. *Bull. Geol. Soc. Amer.*, 1911. Vol. 22. P. 123-176.
6. Космическая информация в геологии. Коллектив авторов. Москва: Наука, 1983. 536 с.
7. Штилле Г. Избранные труды. Москва: Мир, 1964. 610 с.
8. Sander R. A. Die Lineament tektonik und ihre Probleme. *Ed. Geol. Helv.*, 1938. Vol. 31. №. P. 199–238.
9. Kelly V.C. Regional tectonics of the Colorado Plateau and relationship to the origin and distribution of uranium. *University of New Mexico Publications in Geology*, 1955. Vol. 5. 120 p.
10. Brock B.B. World patterns and lineaments. Geol. *Soc. South Africa Trans*, 1957. Vol. 60. P. 127-160.
11. O'Leary D. W, Friedman J. D., Pohn H. A. Lineament, linear, lineation: Some proposed new standards for old terms. *Geo Soc America Bull*, 1976. Vol. 87. P. 1463-1469.
12. Макаров В. И., Соловьева Л. И. Перекрестный структурный план земной коры и проблема проявления ее глубинных элементов на поверхности (на примере Тянь-Шаня и Туринской плиты). *Исследование природной среды космическими средствами. Геология и геоморфология*. Москва: ВИНИТИ, 1976. Т 5. С. 18-42.

13. Борисов О. М., Глух А. К. Кольцевые структуры и линеаменты Средней Азии. Ташкент: Фан, 1982. 122 с.
14. Амурский Г. И., Абраменок Г. А., Бондарева М. С., Соловьев Н. Н. Дистанционные методы изучения тектонической трещиноватости пород нефтегазоносных территорий. Москва: Недра, 1988. 164 с.
15. Макаров В. И. Линеаменты (проблемы и направления исследований с помощью аэрокосмических средств и методов). *Исследование Земли из космоса*, 1984. №4. С. 109-115.
16. ***Словник*** із ***дистанційного зондування Землі***. Під ред. В. І. Лялька, М. О. Попова. Київ: СМП "АВЕРС", ***2004***. 170 с.
17. Методы дистанционного зондирования Земли при решении природоресурсных задач. Справочник. Главные редакторы А. Ф. Морозов, А. В. Перцов. СПб.: Изд-во ВСЕГЕИ, 2004. 132 с.
18. Макаров В. И., Трифонов В. Г., Щукин Ю. К. Отражение глубинной структуры складчатых областей на космических снимках. *Геотектоника*, 1974. № 3. С. 114–132.
19. Шульц С. С. Методическое руководство по изучению планетарной трещиноватости и линеаментов. Ленинград: Издательство Ленинградского Университета, 1977. 136 с.
20. Расцветаев Л. М. О геологической природе линеаментов, выделяемых на космических изображениях Земли (на примере Кавказа). *Изв. вузов. Сер. Геология и разведка*, 1974. № 12. С. 58-66.
21. Милеев В. С. Кинематические разновидности складчатости продольного сплющивания. *Бюлл.МОИП, отд. геол*., 1977, т. 52. вып. 4 С. 55-72.
22. Милеев В. С. Юнаковская Ю. В. Объемное геологическое изучение и картографическое изображение. *Очерки по истории геол. знаний*. Москва, 1982. № 21. С. 238-247.
23. Полетаев А. И., Румянцева Э. Ф., Тевелев А. В. Линеаментные системы горно-складчатого обрамления Туранской плиты. Труды школы

семинара молодых ученых: Основные проблемы геологических наук. Черноголовка, Май 1981. Москва: *МГУ*, 1982. Ч. II. С. 26-69.

24. Полетаев А. И. Линеаментная делимость земной коры. Москва: *МГП «Геоинформмарк»*, 1994. 48с.
25. Шатский Н. С. Избранные труды. Москва: Наука, 1964. Т. 2. 720 с.
26. Бондарчук В. Г. Основные вопросы тектоорогении. Киев: Изд-во АН УССР, 1961. 381 с.
27. Муди Дж., Хилл М. Сдвиговая тектоника. В сб.: Вопросы современной зарубежной тектоники. Москва: ИЛ, 1960. С. 265-333.
28. Пермяков Е. Н. Основы методики использования трешиноватости горных пород для изучения тектоники платформенных областей. Труды МФ ВНИГРИ, 1951, вып. 2, С. 122-158.
29. Каттерфельд Г. Н., Чарушкин Г. В. О соотношениях тектонических и планетарных трещин. Шестое совещание по проблемам планетологии. Тезисы докладов. Л.: Изд-во ВГО, 1968, С. 69-73.
30. Priest S. D., Hudson J. A. Discontinuity spacing in rock. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences and Geomechanics*, 1976. Abstracts 13. P. 135–148.
31. Hudson J. A., Priest S. D. Discontinuity and rock mass geometry. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences and Geomechanics*, 1979. Abstracts 16. P. 339–362.
32. Hudson J. A., Priest S. D. Discontinuity frequency in rock masses. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences and Geomechanics*, 1983. Abstracts 20. P. 73–89.
33. Koike K., Nagano S., Ohmi M. Lineament analysis of satellite images using a segment tracing algorithm (STA). *Computers and Geosciences*, 1995. Vol. 21. P. 1091–1104.
34. Koike K., Ichikwa, Y. Spatial correlation structures of fracture systems for deriving a scaling law and modeling fracture distributions. *Computers and Geosciences*, 2006. Vol. 32. P. 1079–1095.

35. Lattman L. H., Parizek R. R. Relationship between fracture traces and the occurrence of ground water in carbonate rocks. *Journal of Hydrology*. 1964. Vol. 2. P. 73–91.

36. Mabee S. B., Hardcastle K.C., Wise D.U. A method of collecting and analyzing lineaments for regional-scale fractured-bedrock aquifer studies. *Ground Water*, 1994. Vol. 32 (6). P. 884–894.

37. Kim G., Lee J., Lee K. Construction of lineaments maps related to groundwater occurrence with arc view and avenue scripts. *Computers and Geosciences*, 2004. Vol. 30 (9/10). P. 1117–1126.

38. Henkel H. Dislocation sets in Northern Sweden. *Geologiska Foreningens i Stockholm Forhandlingar*, 1979. Vol. 100. P. 271–278.

39. Henkel H. Geophysical aspects of meteorite impact craters in eroded shield environment—with emphasis on electric resistivity. *Tectonophysics*, 1992. Vol. 216. P. 63–89.

40. Henkel H., Puura V., Flode ´n T., Kirs J., Konsa M., Preeden U., Lilljequist R., Fernlund J. Avike Bay — a 10 km diameter possible impact structure at the Bothnian Sea coast of central Sweden. In: Koeberl, C., Henkel, H. (Eds.). Impact Tectonics. Berlin, Heidelberg, New York: Springer, 2005. P. 323–340.

41. Oskooi B. A broad view on the interpretation of electromagnetic data (VLF, RMT, MT, CSTMT). Ph.D. Dissertation. Uppsala University. Sweden, 2004. 68 p.

42. Burdick R. G., Speirer R. A. Development of a method to detect geologic faults and other linear features from Landsat images. Report 8413. Bureau of Mines Report of Investigations US, 1980. 74 p.

43. Raghavan V., Masumot S., Koike K., Nagano S. Automatic lineament extraction from digital images using a segment tracing and ration transformation approach. *Computers and Geosciences*, 1995. Vol. 30. P. 555–591.

44. Mostafa E.M., Qari M.Y.H.T. An exact technique of counting lineaments. *Engineering Geology*, 1995. Vol. 39. P. 5–16.

45. Leary D. W., Friedman J. D., Pohn H.A. Lineament, linear, lineation: some proposed new standard for old term. *Geo. Soc. Amer. Bulletin*, 1976. Vol. 87. P. 1463–1469.

46. Ehmann W. J. Lineaments and their association with metal deposits, Ruby Mountains, Montana. *DEPARTMENT OF THE INTERIOR U.S. GEOLOGICAL SURVEY*, 1985, R29o no.85-599 D, 15 p.

47. Raj K. G. Origin and significance of hem avathi – Tirthahalli megalineament – A concept. *Geosci. Remote Sens*, 1989. Vol. 1, P. 112–115.

48. Jordan G., Schott B. Application of wavelet analysis to the study of spatial pattern of morphotectonic lineaments in digital terrain models: a case study. *Remote Sens. Environ*, 2005. Vol. 94. P. 31–38.

49. Jordan G., Meijninger B.M.L., Van Hinsbergen D.J.J., Meulenkamp J.E., Van Dijk P.M. Extraction of morphotectonic features from DEMs: Development and applications for study areas in Hungary and NW Greece. *Inter. J. Appl. Earth Obser. Geoinform*, 2005. Vol. 7. P. 163–182.

50. Juhari M. A., Ibrahim A. Geological application of landsat tm imagery: mapping and analysis of lineament in NW Peninsula Malaysia, in: *Proceedings of the 18th Asian Conference on Remote Sensing*, 1997. P. 132–140.

51. Lim C. S., Ibrahim K., Tjia H. D. Radiometric and Geometric information content of TiungSat-l MSEIS data, in: TiungSAT-1: *From Inception to Inauguration*, 2001. P. 169–184.

52. Jinfei W., Howarth P. J. Use of the Hough transform in automated lineament. IEEE Trans. *Geosc. Remote Sens*, 1990. Vol. 28 (4). P. 561–567.

53. Joshi A. K. Automatic detection of lineaments from landsat data. *Geosci. Remote Sens*, 1989. Vol. 1. P. 85–88.

54. Kageyama Y., Nishida M., Oi T. Analysis of the segments extracted by automated lineament detection, in: *Geoscience and Remote Sensing Symposium*, Proceedings, 2000. Vol. 1. P. 289–291.

55. Masoud A., Koike K. Auto-detection and integration of tectonically significant lineaments from SRTM DEM and remotely-sensed geophysical data. *ISPRS J. Photogr. Remote Sens*, 2011. Vol. 66. P. 818–832.

56. Mostafa M. E., Bishta A. Z. Significance of lineament patterns in rock unit classification and designation: a pilot study on the Gharib-Dara area, northern Eastern Desert. Egypt. *Int. J. Remote Sens*, 2005. Vol. 26 (7). P. 1463–1475.

57. Saadi N. M., Abdel Zaher M., El-Baz F., Watanabe K. Integrated remote sensing data utilization for investigating structural and tectonic history of the Ghadames Basin, Libya. *Inter. J. Appl. Earth Obser. Geoinfor*, 2011. Vol. 13. P. 778–791.

58. Arlegui A. L., Soriano M .A. Characterizing lineaments from satellite images and field studies in the Central Ebro basin (NE Spain). *International Journal of Remote Sensing*, 1998. Vol. 19 (16). P. 3169-3185.

59. Cortes A. L., Maestro A., Soriano M. A., Casas A. M. Lineaments and fracturing in the Neogene rocks of the Almazan Basin, northern Spain. *Geological Magazine*, 1998. Vol. 135(2). P. 255-268.

60. Casas A. M., Cortes A. L., Maestro A., Soriano M. A., Riaguas A., Bernal J. LINDENS: A program for lineament length and density analysis. *Computers & Geosciences*, 2000. Vol. 26 (9-10). P. 1011-1022.

61. Jutz S. L., Chorowicz J. Geological mapping and detection of oblique extensional structures in the Kenyan Rift Valley with a SPOT/LANDSAT-TM data merge. *International Journal of Remote Sensing*, 1993. Vol. 14. P. 1677–1688.

62. Drury S. A., Berhe S. M. Accretion tectonics in northern Eritrea revealed by remotely sensed imagery. *Geological Magazine*, 1993. Vol. 130. P. 177–190.

63. Nash C. R., Rankin L. R., Leeming P. M., Harris L. B. Delineation of lithostructural domains in northern Orissa (India) from Landsat Thematic Mapper imagery. *Tectonophysics*, 1996. Vol. 260. P. 245–257.

64. Salehi R., Saadi N. M., Khalil A., Watanabe K. Integrating remote sensing and magnetic data for structural geology investigation in pegmatite areas in eastern Afghanistan. *Journal of Applied Remote Sensing*, 2015. Vol. 9. P. 096097-1 - 096097-14. https://doi.org/10.1117/1.jrs.9.096097.

65. De Oliveira Andrades Filho C., De Fa ´Tima Rossetti D. Effectiveness of SRTM and ALOS-PALSAR data for identifying morphostructural lineaments in northeastern Brazil. *International Journal of Remote Sensing*, 2011. Vol. 33 (4). P. 1058–1077. https://doi.org/10.1080/01431161.2010.549852.

66. Magesh N. S., Chandrasekar N., Soundranayagam J. P. Delineation of groundwater potential zones in Theni district, Tamil Nadu, using remote sensing, GIS and MIF techniques. *Geosci. Front*, 2012. Vol. 3. P. 189–196. https://doi.org/10.1016/j.gsf.2011.10.007.

67. Elmahdy S. I., Mohamed M. M. Mapping of tecto-lineaments and investigate their association with earthquakes in Egypt: a hybrid approach using remote sensing data. *Geomatics Nat. Hazards Risk*, 2016. Vol. 7. P. 600–619. https://doi.org/10.1080/19475705.2014.996612.

68. Eleni Kokinou and Costas Panagiotakis. Automatic Pattern Recognition of Tectonic Lineaments in Seafloor Morphology to Contribute in the Structural Analysis of Potentially Hydrocarbon-Rich Areas. *Remote Sensing*, 2020. Vol. 12. P. 1-18. doi:10.3390/rs12101538.

69. Zhantayev Z., Bibossinov A., Fremd A., Talgarbayeva D., Kikkarina A. Automated lineament analysis to assess the geodynamic activity areas. *Procedia Computer Science*, 2017. Vol. 121. P. 699–706.

70. Chaabouni R., Bouaziz S., Peresson H., Wolfgang J. Lineament analysis of South Jenein Area (Southern Tunisia) using remote sensing data and geographic information system. *The Egyptian Journal of Remote Sensing*

and Space Science, 2012. Vol. 15(2). P. 197-206. doi:10.1016/j.ejrs.2012.11.001.

71. Al Rawashdeh S., Bassam S., Hamzah M. The use of Remote Sensing Technology in geological Investigation and mineral detection in El Azraq-Jordan. *European Journal of Geography, Systemes, Modelisation, Geostatistiques,* 2006. Vol. 2856. P. 203–219.
72. Sukumar M., Nelson K. Performance evaluation of lineament extraction methods in ASTER satellite images. *International Journal of Oceans and Oceanography,* 2017. Vol. 11 (2). P. 249-263.
73. Чебаненко И. И. Основные закономерности разломной тектоники земной коры и ее проблемы. Тр. ИГН АН УССР. Сер. геотектоники. Киев: *АН УССР*, 1963. Вып. 12. 155 с.
74. Чебаненко І. І. Розломна тектоніка України. Київ: *Наук. думка*, 1966. – 180 с.
75. Чебаненко И. И. Теоретические аспекты тектонической делимости земной коры (на примере Украины). Киев: Наук. думка, 1977. 84 с.
76. Верховцев В. Г. Новітні платформні геоструктури України та динаміка їх розвитку: автореф. дис … д-ра геол. наук: НАН України. Ін-т геол. наук. К., 2008. 36 с.
77. Никулин С. Л. Геоинформационная технология решения прогнозно-поисковых задач по комплексу геолого-геофизических и космических данных. Диссертация на соискание ученой степени доктора геологических наук по специальности 04.00.05 – Геологическая информатика. 2013.
78. Бусыгин Б. С., Никулин С. Л. Связь линеаментов космических снимков и эпицентров землетрясений в пределах Байкальской рифтовой зоны. *Современные проблемы дистанционного зондирования Земли из космоса,* 2016. Т. 13. No 4. С. 219–230.
79. Бусыгин Б. С., Никулин С. Л. Генерализация космических снимков для повышения эффективности решения геологических задач методами

линеаментного анализа. *Современные проблемы дистанционного зондирования Земли из космоса,* 2010. Т. 7. No 2. С. 303–309.

80. Азімов О. Т. Дослідження диз'юнктивних дислокацій земної кори аерокосмічними методами (на прикладі регіонів України): автореф. дис... д-ра геол. наук. Київ: Ін-т геол. наук НАН України, 2008. 37 с.
81. Азімов О. Т. Дистанційні дослідження розривних порушень земної кори як чинників оцінки нафтогазоносності територій. Аерокосмічні спостереження в інтересах сталого розвитку та безпеки: Матеріали доп. шостої Всеукр. конф. «GEO-UA 2018» (Київ, Україна, 18-19 верес. 2018 р.). – К.: ІКД НАН України-ДКА України, EOS, 2018. С. 129–131.
82. Ломакин И.Э., Покалюк В.В., Кочелаб В.В., Шафранская Н.В., Шураев И.Н. Закономерности пространственной ориентировки тополинеаментных систем Северного Причерноморья. Геол. и полез. ископ. Мирового океана. 2016. № 4. С. 86–102.
83. Перерва В. М. Геофлюїдодинамічні основи супутникових технологій пошуку промислових скупчень вуглеводнів. Нові методи в аерокосмічному землезнавстві. Київ: *ТОВ «Карбон-Лтд»,* 1999. С. 165-194.
84. Перерва В .М. Геофлюидодинамические структуры литосферы и их изучение дистанционными методами. *Космічна наука і технологія*, 2002. Т.8. №2/3. С. 174-180.
85. Ліщенко Л. П., Пазинич Н. В., Філіпович В. Є. Супутниковий моніторинг розвитку зсувних процесів у Придніпровській зоні м. Київ. *Український журнал дистанційного зондування Землі*, 2017. №15. С. 11-22.
86. Верховцев В. Г. Новітні вертикальні рухи земної кори території України, їх взаємовідношення з лінійними та кільцевими структурами. Енергетика Землі, її геолого-екологічні прояви, науково-практичне використання. Київ: КНУ, 2006. С. 129-137.

87. Филиппович В. Е. Линеаментный анализ межгорных впадин с альпинотипичной складчатостью (на примере Восточной Грузии). Прогноз нефтегазоносности и направлений геологоразведочных работ на основе геолого-геофизических методов. Москва: ИГиРГИ, 1990. С. 100-108.

88. Tovstyuk Z. M., Yefimenko T. A., Titarenko O. V., Svideniuk M. O. Remote Sensing Neotectonic Research on Oil and Gas Perspective Structures on the Example of the Dnieper-Donets Basin. *Journal of Georgian Geophysical Society*, 2017. Vol. 19(20). P. 75-83.

89. Товстюк З. М., Єфіменко Т. А., Титаренко О. В., Головащук О. П., Лазаренко І. В. Новітня розломно-блокова тектоніка Дніпровсько-Донецької западини. *Український журнал дистанційного зондування Землі*, 2014. № 2. С.3-14

90. Седлерова О. В. Геологічна інтерпретація результатів інтеграції даних багатоспектрального космічного знімання і геолого-геофізичних даних для прогнозування нафтогазоперспективних зон на регіональному рівні (на прикладі Північно-Західного шельфу Чорного моря). *Український журнал дистанційного зондування Землі*. 2015. № 7. С. 47–57.

91. Титаренко О. В., Дудар Т. В., Романенко Є. В. Оценка техногенной нагрузки на геологическую среду с использованием линеаментного анализа и космических съемок. *Экология и промышленность*, 2017. № 2. С. 52-57.

92. Єсипович С. М., Титаренко О. В., Бондаренко А. Д., Бубняк А. М. Зв’язок геотектонічного районування території з перспективами її нафтогазоносності (на прикладі Дніпровсько-Донецької западини). *Український журнал дистанційного зондування Землі*, 2017. №15. С. 4-10.

93. Спутниковые методы поиска полезных ископаемых / Под ред. В. И. Лялько и М. А. Попова. Киев: Карбон-Лтд, 2012. 436 с.

94. Сучасні методи дистанційного пошуку корисних копалин // За ред. В. І. Лялька і М. О. Попова – 80 Min / 700 MB. – Київ, 2017. – 1 електрон. опт. диск (CD-ROM); ISBN 978-966-02-8295-7 (електронне видання).

95. Аерокосмічні дослідження геологічного середовища: наук.-метод. посіб. /А. Г. Мичак, В. Є. Філіпович, В. Л. Приходько та ін. Міністерство охорони навколишнього природного середовища України. Державна геологічна служба. К., 2010. – 246 с

96. Воробьев А. И., Голубов С. И., Куриленко В. С. Ареалы нефтегазонакопления в Припятско-Днепровско-Донецкой нефтегазоносной провинции и возможности их изучения дистанционными методами. *Український журнал дистанційного зондування Землі,* 2020. №6. С. 27-37. DOI: 10.36023/ujrs.2020.26.180

97. Шаталов Н. Н. Облачные «автографы» земных глубинных разломов. *Доповіді Національної академії наук України*, 2017. № 11. С.59-65.

98. Ходоровский А. Я. Количественное изучение разрывных нарушений для целей прогнозирования в условиях Украинского щита (по материалам аэрофотосъемки): Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата геол.-мин. наук. Львов, 1979. 22с.

99. Попов М. А., Станкевич С. А., Архипов А. И., Титаренко О. В. О возможности дистанционного поиска залежей углеводородов с использованием компьютерного ассистента геолога. *Український журнал дистанційного зондування Землі*, 2018. № 16. С. 34–40. https://doi.org/10.36023/ujrs.2018.16.119

100. Nemeč V., Kvet R. The Hierarchy of Equidistances in the Planetary Equidistant Rupture Systems. *Proceedings of the 2nd International Conferenceon Basement Tectonics*. Newark. USA. 1976. P. 371-374.

101. Бусыгин Б. С., Никулин С. Л. Изучение закономерностей расположения линеаментов по материалам детальных космических съемок. *Геоінформатика*. 2008. №3. С. 35-43.

102. Черемных А. В. Разломно-блоковое строение земной коры и напряженное состояние в зонах региональных разломов восточного побережья озера Байкал. *Геология и геофизика*. 2006. Т. 47. № 2. С. 250-258.

103. Ануфриев А. М. Аэрокосмометоды в геологии. Курс лекций. Казань: Изд-во КГУ, 2007. 75 с.

104. Бондур В. Г., Зверев А. Т. Метод прогнозирования землетрясений на основе линеаментного анализа космических изображений. *Докл. Академии наук*, 2005. Т. 402. № 1. С. 98-105.

105. Бондур В. Г., Зверев А. Т. Космический метод прогноза землетрясений на основе анализа динамики систем линеаментов. *Исследование Земли из космоса*, 2005. № 3. С.37-52.

106. Кузьмин Ю. О. Современная геодинамика разломных зон. *Физика Земли*, 2004. № 10. С. 95-111.

107. Бондур В. Г., Зверев А. Т. Физическая природа линеаментов, регистрируемых на космических изображениях при мониторинге сейсмоопасных территорий. *Современные проблемы дистанционного зондирования Земли из космоса*, 2006. Т. 2. С. 177-183.

108. Белоусов В. В. Основные вопросы геотектоники. Москва: Госгеолтехиздат, 1962. 608 с.

109. Гзовский М. В. Моделирование тектонических полей напряжений и разрывов. *Известия АН СССР. Серия геофизическая,* 1954. №6. С. 527-545.

110. Гзовский М. В. Основные вопросы тектонофизики и тектоника Байджансайского антиклинория. Москва: Изд-во АН СССР, 1963. ч. 3-4. 544 с.

111. Радкевич Е. А. О соотношении крупных и мелких разрывных нарушений. В сб. «Проблемы тектонофизики». Москва: Госгеолтехиздат, 1960. С. 201-215.

112. Мелс Э. К генезису трещиноватости коренных пород Эстонии. Геологический сборник, Тарту. 1961. С. 5-15.
113. Spencer-Jones D. Joint patterns and their relationship to regional trends. *Journal of the Geological Society of Australia.* Vol. 10. №2. 1963. P. 279-297.
114. Смехов Е. М. Современное состояние проблемы трещинных коллекторов. Труды Второго Всесоюзного совещания по трещинным колекторам нефти и газа. Москва: Недра, 1965. С. 13-14.
115. Гольбрайх И. Г., Забалуев В. В., Ласточкин А. Н., Миркин Г. Р., Рейнин И. В. Морфоструктурные методы изучения тектоники закрытых платформенных нефтегазоносных областей. Ленинград: Недра, 1968. 152 стр.
116. Анохин В. М. Строение и происхождение глобальной дизъюнктивной сети Земли : дисс. на соиск. научн. степ. д-р. геол.-мин. наук 25.00.01. С-Пб, 2007. 206 с.
117. Henden I. Lineaments map of Turkey from LANDSAT imagery and selecting target areas for mineral exploration, relationship of regional lineaments to earthquake epicenters, mineral waters and hot springs. *Bulletin of the Mineral research and exploration Institute of Turkey*, 1982. № 95/96. P. 25-34.
118. Shen J., Castan S. An optimal linear operator for edge detection. *Proc. IEEE CVPR'86*, 1986. P. 109-114.
119. Бакут Т. А., Колмогоров Г. С., Ворновицкий И. Э. Сегментация изображений: методы пороговой обработки. Москва: Мир, 1988. 114 с.
120. Брэйсуэлл Р. Преобразование Хартли. Теория и приложения. Москва: Мир, 1990. 175 с.
121. Никулин С. Л., Коробко О. В. Предварительная обработка космических снимков для повышения эффективности линеаментного анализа. *Збірка наукових праць НГУ*. Д: Державний ВНЗ «НГУ». 2012. №37. С.184-190.

122. Прэтт У. Цифровая обработка изображений. Москва: Мир, 1982. Т. 1. 312 с.
123. Прэтт У. Цифровая обработка изображений. Москва: Мир, 1982. Т. 2. 480 с.
124. Щепин М. В. Программа ALINA. Метод свернутых роз. Метод геологических исследований и геологического районирования на основе программной обработки аэрокосмических изображений. *Современные проблемы дистанционного зондирования Земли из космоса*, 2007. Т. 2. Москва: ООО «Азбука-2000». С. 162–171.
125. Щепин М. В. Евдокимов С. В., Головченко Ю. В. Выявление кольцевых структур по результатам обработки изображений космических снимков. *Исследование Земли из космоса*, 2007. Т. 4. С. 74–87.
126. http://lefa.geologov.net/
127. Шевырёв С. Л. Программа LEFA: Автоматизированный структурный аналіз космической основы в среде MATLAB. *Успехи современного естествознания*, 2018. Т. 10. С. 138-143.
128. Загубный Д. Г. Новая программа обработки векторных и растровых дистанционных материалов для ГИС. *Исследование Земли из космоса*, 2004. Т. 5. С. 21–27.
129. Загубный Д. Г. Способы обработки цифрового рельефа программой “Lineament”. *Исследование Земли из космоса*, 2004. Т. 6. С. 30–58.
130. Бусыгин Б. С., Никулин С. Л. Специализированная геоинформационная система РАПИД: структура, технология, задачи. Геоінформатика, 2016. №1 (57). С. 22-36.
131. Златопольский А. А. Методика измерения ориентационных характеристик данных дистанционного зондирования (технология LESSA). *Современные проблемы дистанционного зондирования Земли из космоса*, 2008. №8. Т.1 С. 102-112.
132. http://www.lineament.ru/

РОЗДІЛ 2
ВДОСКОНАЛЕННЯ МЕТОДИКИ ЛІНЕАМЕНТНОГО АНАЛІЗУ ДАНИХ ДИСТАНЦІЙНОГО ЗОНДУВАННЯ ЗЕМЛІ ДЛЯ ПРОГНОЗУВАННЯ ПОКЛАДІВ ВУГЛЕВОДНІВ

На сьогодні загально визнано зв'язок між покладами вуглеводнів (ВВ) та розривними порушеннями. Зв'язок з розломами обумовлений тим, що розломи є зонами підвищеної проникності порід, по яких відбувається переміщення ВВ. Відомо, що в межах розлому поклади ВВ розташовані нерівномірно, і тільки знання про наявність розлому недостатньо при прогнозуванні їх розміщення.

Для встановлення взаємозв’язку між розломами та покладами ВВ необхідно провести дослідження будови розломів. В районах, де відсутні пухкі відкладення, для досліджень будови використовують відомі методи кількісної оцінки тріщинуватості порід [1].

У межах нафтогазоносних районів цей метод застосовувати не коректно, оскільки кристалічні породи повсюдно перекриті пухкими відкладеннями. За цих умов, для виявлення тріщинуватості кристалічних порід, доцільно використовувати дані дистанційного зондування Землі, які є найбільш оперативними та інформативними в цих умовах.

Встановлено, що розривним порушенням в фундаменті та в осадовому чохлі в пухких відкладеннях відповідають лінійні елементи ландшафту (лінеаменти).

2.1 Обґрунтування основних передумов та допущень для удосконалення методики лінеаментного аналізу

Незважаючи на вивченість території України, існує тенденція до зростання витрат на виявлення нових родовищ ВВ. Викликано це об'єктивними причинами – переходом до пошуків і розвідки родовищ все

менших за розмірами, які залягають на все більших глибинах, і в більш складних геологічних умовах. В результаті, доводиться збільшувати кількість і глибину пошукових свердловин, а також підвищувати детальність геофізичних робіт – основних методів пошуково-розвідувальних робіт.

Ще одна причина – невисока ефективність відомих методів пошуків і розвідки родовищ. У цих умовах підвищити ефективність пошуково-розвідувальних робіт дозволяє спільне використання даних, отриманих різноманітними методами пошуків, які дозволяють з максимальною повнотою врахувати основні закономірності формування родовищ ВВ.

Прогнозна оцінка перспективності територій на пошуки родовищ завжди базується на використанні різних пошукових ознак, які враховують головні закономірності формування родовищ. Однією з важливих пошукових ознак для родовищ ВВ, яку обов’язково слід враховувати в процесі прогнозування покладів ВВ, є їх тісний зв’язок з розломами, що визначають тріщинну проникність порід [1-2].

Однак відомі методи вивчення тріщинної проникності порід мають два суттєвих недоліки, які значно обмежують можливості використання цієї пошукової ознаки. По-перше, відомі методи вивчення тріщинної проникності порід розраховані на роботу в геологічно відкритих районах або по керну свердловин. А по-друге, через велику трудомісткість таких досліджень вони проводяться тільки на невеликих за розмірами площах.

Це два головних фактори, які значно обмежують можливості практичного застосування відомих методів визначення тріщинної проникності.

З метою прогнозу покладів ВВ було проведено вивчення тріщинної проникності порід на значних за площею територіях і в умовах суцільного розвитку чохла пухких відкладень. Для виділення тріщин були використані лінійні елементи ландшафту (лінеаменти), які встановили за матеріалами дистанційного зондування Землі (ДЗЗ). Лінеаменти є відображенням найрізноманітніших за величиною і характером розривів земної кори –

окремих великих тріщин, смуг підвищеної тріщинуватості, зон дроблення, скидів і т.п. Частина лінійних елементів ландшафту має нетектонічне походження. Єдиним методом, який дозволяє в цих умовах виконувати повсюдне картування тріщин, є метод структурного дешифрування космічних знімків. Як відомо, на космічних знімках, незважаючи на природні умови районів, дешифрується значна кількість лінійних елементів ландшафту (лінеаментів). Встановлено, що лінеаменти генетично та просторово пов'язані з різними за розмірами та характером переміщення розривами земної кори – окремими крупними тріщинами, дрібними розломами, смугами підвищеної тріщинуватості, скидами та підкидами, зсувами та насувами, розсувами та ін. Крім того, лінеаменти знаходять відображення в полях сучасних вертикальних рухів земної кори, особливо в розподілі ділянок аномальних градієнтів швидкостей сучасних рухів [3]. Жоден інший метод не дає можливості виділити таку кількість розривів, яка встановлюється за матеріалами ДЗЗ в подібних умовах.

Досі не існує єдиної загальновизнаної методики обробки поля лінеаментів. У цьому розділі наведено варіант розробки методики кількісного аналізу лінеаментів з метою використання отриманих матеріалів в процесі прогнозної оцінки перспективності території на пошуки покладів ВВ. Це потребувало вирішення комплексу різноманітних питань методики робіт, які стосувалися особливостей дешифрування знімків, аналізу закономірностей орієнтації лінеаментів та встановлення систем лінеаментів, кількісного опису поля лінеаментів, аналізу та інтерпретації отриманих матеріалів тощо.

Запропонована методика ґрунтується на таких допущеннях:

- передбачається, що результати лінеаментного аналізу дозволять уточнити розломно-блокову будову досліджуваної території (рис. 2.1);

- передбачається, що результати лінеаментного аналізу, отримані з застосуванням розробленої методики, можливо буде легко використати у процесі прогнозу покладів ВВ, як самостійно, так і у комплексі з даними

геофізичних досліджень та інших методів пошуку, які представлені у кількісному вигляді;

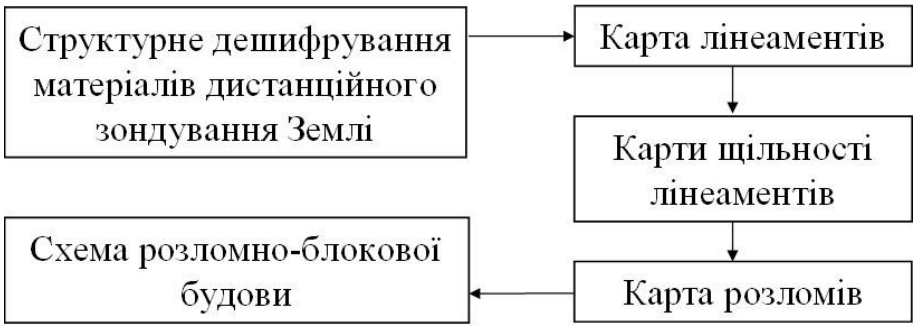


Рисунок 2.1 – Блок-схема уточнення розломно-блокової будови території дослідження

- передбачається зменшення витрат і підвищення ефективності пошуково-розвідувальних робіт двома шляхами:

1) включенням в комплекс пошуково-розвідувальних робіт порівняно дешевих методів пошуків, зокрема методів, які ґрунтуються на матеріалах ДЗЗ. При цьому результати дистанційних досліджень повинні бути представлені в кількісному вигляді;

2) використанням в процесі проведення пошукових робіт результатів прогнозної оцінки нафтогазоносності досліджуваної території, яка виконана за допомогою спеціальних кількісних методів прогнозу на підставі комплексування різноманітних пошукових ознак. Результати прогнозу повинні оцінювати вірогідність виявлення скупчень ВВ в кожній точці досліджуваної території.

Прогнозні дослідження за матеріалами ДЗЗ не виключають необхідності в проведенні геофізичних та бурових робіт, але при цьому їх ефективність підвищується завдяки скороченню досліджуваної площі за рахунок відбракування безперспективних територій. Прибуток, який забезпечить навіть незначне підвищення ефективності пошуково-розвідувальних робіт, буде незрівнянно більшим за необхідні витрати на виконання прогнозних досліджень.

2.2. Загальна структура вдосконаленої методики аналізу лінеаментів для оцінки перспективності території на поклади вуглеводнів

Розроблено структуру методики та її складових частин на основі комплексу геолого-геофізичних і дистанційних досліджень з застосуванням геоінформаційних систем (ГІС)-технологій та з використанням авторських програм для кількісного аналізу поля лінеаментів, пошуку та прогнозу покладів ВВ.

В основі удосконалення методичних розробок є нові підходи до кількісного опису поля лінеаментів, які дешифровані на основі даних ДЗЗ, як відображення тріщин порід, що визначають вірогідність формування покладів ВВ.

При розробці вдосконаленої методики використовувались методи абстрактної алгебри та аналітичної геометрії, математичної статистики, кореляційного аналізу, теорії ймовірності.

Основою методичних розробок є зв'язок між розривами, тріщинуватістю гірських порід та лінійними елементами ландшафту (лінеаментами), а також їх вплив на формування покладів ВВ. Ядром розробленої методики є алгоритми виділення меж, модальних значень та кількості систем лінеаментів, а також алгоритми побудови карт перспективних значень та їх інтерпретація.

Процес розроблення основних положень методики включав 5 етапів: перший етап – формування ГІС-проєкту; другий етап – дешифрування наземних та дистанційних даних, третій етап – кількісний опис поля лінеаментів; четвертий етап – формування комплексу пошукових ознак; п’ятий етап – прогнозна оцінка території на виявлення покладів вуглеводнів.

Загальна структура методики та її основні складові блоки наведено на рис. 2.2. Реалізація методики базується на спеціально розроблених

програмах, та використанні стандартних програмних продуктів і методів ГІС-технологій.

Рисунок 2.2 – Графічна модель вдосконаленої методики лінеаментного аналізу для оцінки перспективності території на поклади вуглеводнів за даними наземних та дистанційних матеріалів

2.3 Формування ГІС-проєкту

Перед початком робіт з прогнозування корисних копалин за матеріалами ДЗЗ необхідно вирішити, яку з спеціалізованих ГІС-програм треба обрати як базову. Відомі таки сучасні ГІС-програми, як MapInfo Professional, ArcGIS, QGIS, Bentley Map та інші. Користувач сам має вирішити, за допомогою якої програми буде створювати ГІС-проєкт. Таке саме завдання постає і при обранні програмного комплексу для обробки супутникових даних. Відомі сучасні програми з обробки супутникових даних: ERDAS Imagine та ENVI.

В роботі використовувалися спеціалізовані ГІС-програми: MapInfo Professional та ArcGIS, а також сучасна програма з обробки космічних даних – ERDAS Imagine.

Виходячи з досвіду робіт з прогнозування родовищ корисних копалин за матеріалами ДЗЗ з використанням ГІС-технологій, на першому етапі доцільно виконати формування бази даних для подальших досліджень.

Формування бази даних ГІС-проєкту – це перший етап, при виконанні прогнозних робіт, оскільки необхідно зібрати, систематизувати та проаналізувати значну кількість різнопланової інформації. Послідовність дій першого етапу робіт можна навести в такому вигляді (рис. 2.3).

Рисунок 2.3 – Інформаційна блок-схема формування ГІС-проєкту

Для вирішення цих задач обов’язково застосовуються ГІС-програми, оскільки майже вся геолого-геофізична інформація, яка використовується при геологічних дослідженнях, має просторову прив’язку. Технологія географічних інформаційних систем (ГІС) є найбільш ефективною функцією керування даними, найбільш ефективним засобом систематизації інформації, що має значні можливості візуального аналізу закономірностей просторового розподілу об’єктів тощо.

Формування бази даних є важливим етапом при вирішенні задач прогнозу. На цьому етапі проводиться накопичення вхідних даних в середовищі ГІС, їх верифікація. За допомогою ГІС-технологій маємо можливість визначати помилки в отриманих вхідних даних (наприклад, розбіжність між продуктивними свердловинами за координатами в табличному вигляді та схемою їх розташування на структурній карті) ще до початку обчислень.

2.3.1. Пошук матеріалів за тематикою прогнозних досліджень

При виконанні цього підрозділу визначаються всі ті матеріали, за допомогою яких будуть проведені прогнозні роботи на території дослідження.

Пошук, систематизація та аналіз матеріалів попередніх геолого-геофізичних та пошуково-розвідувальних робіт. Вихідним результатом після виконання цього розділу є: звіти, карти або інші дані попередніх авторів, які працювали на досліджуваній території; карти розміщення продуктивних та пустих свердловин; карти розміщення контурів водонафтового контакту (ВНК) та газонафтового контакту (ГНК); структурні карти різних горизонтів; геологічні розрізи; різноманітні карти геолого-геофізичних полів та інші матеріали.

Необхідно зауважити, що ці карти складені в різні роки, деякі на паперових носіях та в різних координатних системах. Інформація про свердловини, наприклад, може надаватися в табличному або графічному вигляді.

Отримання матеріалів ДЗЗ та топографічних карт. Оскільки для вирішення задач прогнозу оперативність зйомки не важлива, тому можна користуватися архівними матеріалами.

В процесі вибору космічної інформації для проведення досліджень слід відстежувати, щоб просторова і спектральна розрізнювальні здатності знімків та час зйомки відповідали поставленій задачі.

Результатом виконання цього пункту є: космічні знімки з супутників серії Sentinel 1/2, з супутників серії Landsat; мозаїка космічних знімків Landsat 1990 / 2000 на територію досліджень; топографічні карти масштабу 1:100000; цифрова модель рельєфу (ЦМР), з розрізнювальною здатністю 60 або 90 метрів.

Необхідно зауважити, що ці матеріали можна отримати безкоштовно через всесвітню мережу Internet.

2.3.2. Зведення матеріалів в ГІС-проєкт

Після виконання пошуку матеріалів за тематикою прогнозних досліджень ми маємо різнорідну інформацію в такому вигляді: а) на паперових носіях: у формі таблиць координат продуктивних та пустих свердловин; таблиць результатів випробування свердловин; у вигляді різноманітних карт та планів – топографічних, геологічних, структурних, ВНК та ГНК, карт фізичних полів в ізолініях тощо; б) в цифровому вигляді: космічні знімки, ЦМР, різноманітний картографічний матеріал, що був переведений у цифровий формат.

Визначення системи координат. Необхідно визначити систему координат, в якій будуть знаходитися всі матеріали роботи. Саме наявність системи координат і дозволить зіставляти матеріали в ГІС-проєкті. Традиційно, космічні знімки та ЦМР мають координатну систему UTM / WGS84, а різні топографічні карти, а також побудовані на підставі цих карт геологічні, геофізичні та інші карти, мають переважно систему координат Гауса-Крюгера / Пулково 1942 р. Виходячи з досвіду робіт, ми пропонуємо використовувати координатну систему UTM / WGS84. Це, перш за все, пов’язано з тим, що космічні знімки саме в координатній системі UTM /

WGS84, а, крім того, всі данні в системі UTM / WGS84, дуже легко можна переносити з одного програмного продукту до іншого (наприклад, ERDAS <-> ENVI <-> MapInfo Professional <-> ArcGIS) та маємо певні труднощі, коли данні в системі координат Гауса-Крюгера / Пулково 1942 р. Таким чином, базовою системою координат обираємо UTM / WGS84.

Геометрична корекція отриманих даних. Щоб сформувати ГІС-проєкт, необхідно, привести всі вхідні дані в єдину обрану систему координат. Саме для цього і використовується *геометрична корекція* або *прив'язка.* В програмі обробки космічних даних ERDAS Imagine це можливо виконати за допомогою функції "Viewer / Raster / Geometric Correction". Треба зауважити, що геометричну корекцію можна проводити різними способами. Найбільш використовувані – це: а) прив'язка растру в обраній системі координат; б) прив'язка растру до растру в обраній системі координат.

Під растром, ми розуміємо будь яке зображення: космічні знімки, топографічні карти, схеми тощо.

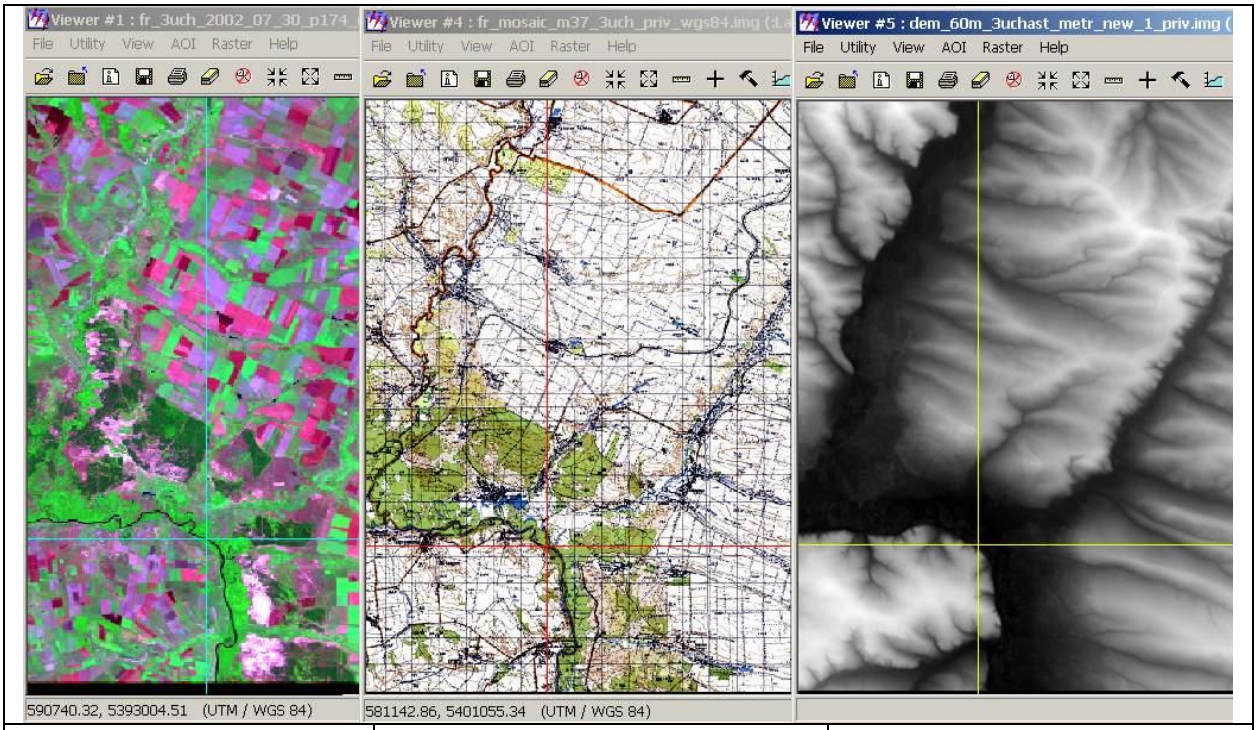
Спосіб А: *прив'язки растру* в обраній системі координат, застосовується при геометричній корекції топографічних карт та інших растрів, на яких вже винесена топографічна сітка, або є координати контрольних точок.

Прив'язка топографічних карт проводиться в тій системі координат, в якій побудована сама карта, а потім, якщо ця система відрізняється від обраної, за допомогою програми ERDAS Imagine та функції "Data Preparation / Reproject Images/" топографічна карта перепроєктується в обрану систему координат.

Сценарій Б: прив'язка растру до растру в обраній системі координат, застосовується в тому випадку, коли є прив'язаний космічний знімок і вже до нього виконується прив'язка інших космічних знімків, схем, малюнків, які не мають координат контрольних точок.

Результат виконаної геометричної корекції вхідних даних наведено на рис. 2.4.

Середньоквадратична похибка (Root Mean Square Error, RMS Error, RMSE). Після вибору ступеня поліному прив’зки та координатної системи виконується сам процес прив’язки зображень. Суть процесу полягає в тому, що на графічне зображення (космічний знімок, топографічна карта, схема та інше) наносять контрольні точки (GCP – ground control point). Якщо вибирається прив’язка растру до растру, тоді контрольні точки GCPs мають наноситися на однакову територію на обох растрах. Якщо проходить процес прив’язки топографічних карт, тоді контрольні точки треба наносити на точки перетину прямокутної системи координат.



а	б	в

Рисунок 2.4 – Зіставлення зображень в програмі ERDAS Imagine з метою дешифрування космічних знімків: *а* – фрагмент космічного знімка з супутника Landsat, зроблений 30 липня 2002 року на територію дослідження, *б* – фрагмент топографічної карти масштабу 1:100000 на територію досліджень, *в* – фрагмент цифрової 2-D моделі рельєфу (ЦМР) на територію дослідження

Для довільної точки середньоквадратична похибка (RMSE) розраховується за формулою обчислення відстані:

$$RMS_i = \sqrt{(x_r - x_i)^2 + (y_r - y_i)^2} \qquad (2.1)$$

де x_i, y_i – вихідні координати, x_r, y_r – кінцеві координати

Графічно помилки на осях X і Y, а також RMSE співвідносяться в такий спосіб, рис. 2.5:

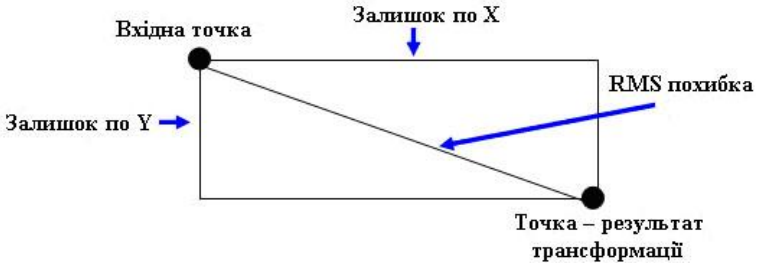


Рисунок 2.5 – Графічне зображення RMS похибки для певної точки

Обчисливши RMSE для кожної точки, можна також визначити загальну помилку по X (Rx), Y (Ry) та загальну RMSE, використовуючи наступні формули:

$$RMSE = \sqrt{R_x^2 + R_y^2} = \sqrt{\frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n}(XR_x^2 + YR_i^2)} \qquad (2.2)$$

Для того, щоб обчислити внесок точки в загальну помилку (E_i), необхідно розділити RMSE цієї точки (RMS_i) на загальну RMSE.

$$E_i = \frac{RMS_i}{RMSE} \qquad (2.3)$$

Рекомендації щодо процесу прив’язки зображень. По-перше: необхідно розуміти, що мінімальна кількість контрольних точок, необхідна для обраного полінома, ніколи не використовується як остаточна! Рекомендується використовувати не менше 20 точок, які будуть рівномірно розташовані по всьому зображенню. Але якщо треба виконати прив’язку з високою точністю, а на знімку важко знаходити характерні точки, тоді кількість контрольних точок може доходити до 40-60. Процес прив’язки можливо вважати завершеним, коли RMSE знаходиться в припустимому інтервалі помилки. Звичайно, користувач сам обирає, з якою точністю прив’язувати космічні знімки, схеми, зображення. Зрозуміло, що точність геометричної корекції для космічних знімків має бути значно кращою, ніж для схем, карт, оскільки ми маємо різну якість зображення. Якщо RMSE перед початком робіт спеціально не задається, рекомендовано

використовувати значення RMSE, яке дорівнює просторовому розрізненню космічного знімка, помноженому на коефіцієнт 1.5. Тобто, $RMSE_{\text{космічного знімка}}$ = 1.5*(просторову розрізненість космічного знімка).

Після того, як було прив'язано растр за допомогою контрольних точок та з задовільною похибкою RMSE, рекомендується в програмі ERDAS Imagine, візуально дати оцінку точності прив'язки. Це робиться за допомогою функції: Viewer / Raster / Link / Unlink Viewers / Geographical. Тоді зображення (рис. 2.4) поєднуються і при успішній геометричній корекції перехрестя ліній відповідає однаковим ділянкам на всіх знімках.

Отже, результатом виконання I етапу «Формування ГІС-проєкту» вдосконаленої методики є отримання всіх вхідних матеріалів в одній системі координат з проведеною геометричною корекцією з задовільною точністю, що дозволяє проводити кількісний та якісний аналіз, зіставляючи дані між собою в ГІС-проєкті.

2.4 Структурне дешифрування даних дистанційного зондування Землі

Для побудови карти лінеаментів використовуються результати структурного дешифрування багатозональних, радіолокаційних космічних знімків, знятих в різні роки і в різні сезони року. Необхідність в дешифруванні різночасових знімків викликана тим, що вираженість лінеаментів в ландшафті залежить від багатьох причин і не залишається постійною в часі.

Структурне дешифрування знімків проводиться візуально з використанням відомих методів дешифрування [4-6]. В геоінформаційній програмі ArcGIS, в сформованому ГІС-проєкті безпосередньо виконується структурне дешифрування виведених на екран дисплея в заданому масштабі різночасових багатозональних, радіолокаційних космічних знімків з супутників Sentinel 1/2, Landsat та інших, які пройшли геометричну

корекцію, а також цифрових 2D і 3D моделей рельєфу. У тих випадках, коли в силу локальних причин в межах окремих площ на космічних знімках лінеаменти виражені погано, результати дешифрування знімків доповнюються даними дешифрування топографічних карт.

З метою збільшення кількості лінеаментів, що виділяються в процесі дешифрування, крім вихідних знімків дешифруються і трансформовані зображення. Трансформація зображень проводиться з використанням різних методів. Це, перш за все, зміна комбінації спектральних каналів зйомки, що дозволяє отримувати по-різному забарвлені синтезовані зображення. Крім того, виконується еквілізація, контрастування та деякі інші перетворення зображення, які є в меню програми з обробки космічних знімків ERDAS Imagine. Вибір прийомів трансформації знімків визначається індивідуальними особливостями сприйняття зображення дешифрувальником.

У процесі дешифрування виділяються всі лінеаменти, незалежно від їх протяжності, вираженості в ландшафті, орієнтування та інших особливостей. Лінеаменти показуються так, як їх видно на знімках, сусідні, близько розташовані лінеаменти, не об'єднуються. Тому за результатами дешифрування виділяється значна кількість лінеаментів незначної протяжності. В результаті кількість виділених на знімках лінеаментів значно перевершує кількість розривів і тріщин, які в цих умовах можливо виділити геофізичними та іншими методами дослідження [7-8].

Крім знімків і топографічних карт, проводиться дешифрування і 3D-моделей рельєфу, що дозволяє отримати додаткову інформацію (рис. 2.6).

Завдяки тому, що структурне дешифрування проводиться в середовищі ГІС, вся отримана інформація автоматично видається у векторному вигляді і надалі зберігається в ГІС-проєкті, що зручно для подальшого використання.

Найважливішим завданням на етапі структурного дешифрування є оцінка достовірності виділених лінеаментів з метою відбракування тих з них, які не пов'язані з розривами і тріщинами, тобто лінеаментів антропогенного походження. Для цього кожен виділений з використанням знімків лінеамент

зіставляється з елементами земної поверхні, показаними на топокарті в цьому місці. Таке зіставлення проводиться безпосередньо в процесі дешифрування знімків.

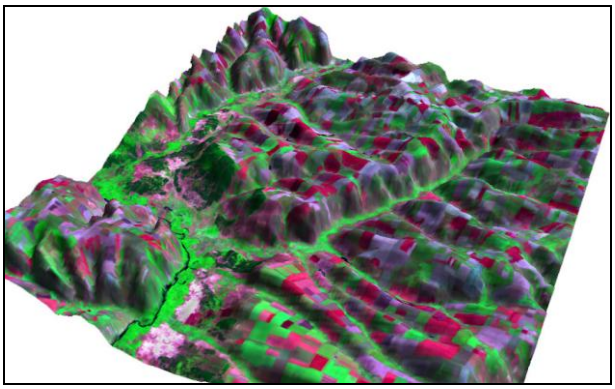


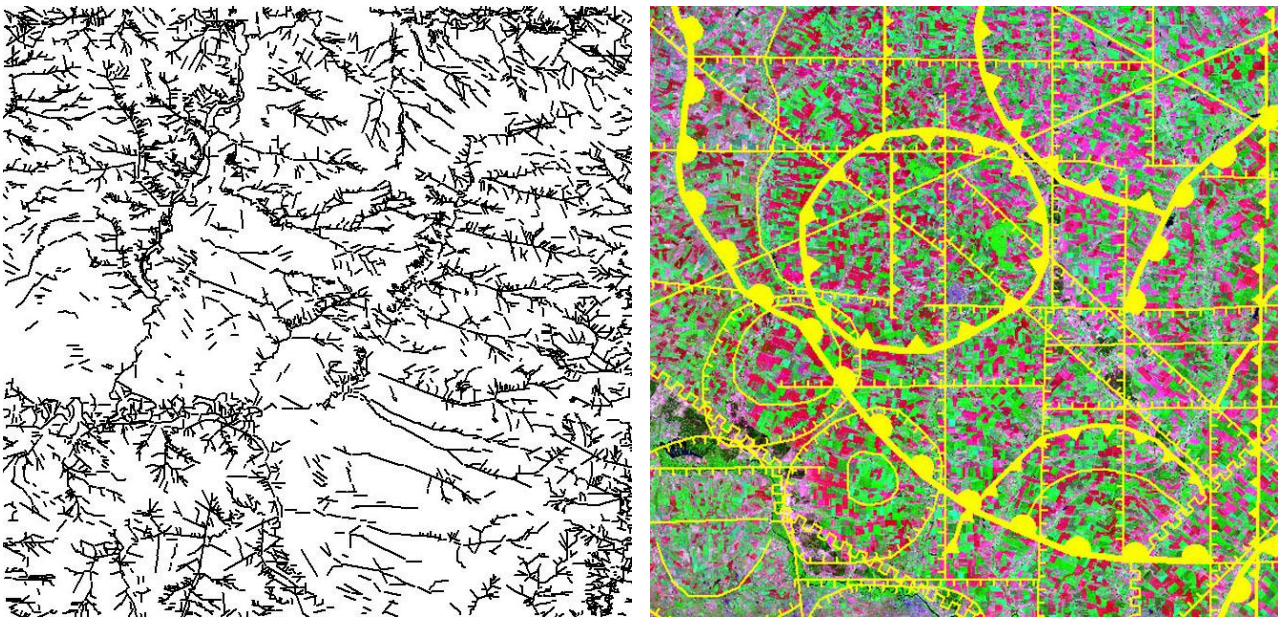
Рисунок 2.6 – Цифрова 3-D модель рельєфу, побудована на підставі зіставлення космічного знімка з супутника Landsat і 2-D цифрової моделі рельєфу (ЦМР)

Всі лінеаменти, що збігаються з лінійними антропогенними об'єктами (дорогами, каналами, просіками, межами полів тощо) обов'язково вилучаються. Такий аналіз достовірності результатів дешифрування, незалежно від самого методу дешифрування (автоматичного чи інтерактивного), є особливо важливим при роботі в районах з високим антропогенним навантаженням. До таких районів, зокрема, відноситься територія України.

Лінеаменти, що були виділені в процесі дешифрування вихідних і трансформованих знімків, топокарт, 2-D і 3-D моделей рельєфу використовуються для побудови зведеної карти лінеаментів. Приклад такої карти наведений на рис. 2.7 а.

Крім карти лінеаментів за результатами структурного дешифрування будуються карти розривів, кільцевих і складчастих структур, схеми розломно-блокової будови досліджуваних районів (рис. 2.7 б).

Результатом виконання II етапу «Структурне дешифрування даних дистанційного зондування Землі» вдосконаленої методики є карта лінеаментів і карти розривів, кільцевих і складчастих структур та схема розломно-блокової будови району дослідження.



а б

Рисунок 2.7 – Результати структурного дешифрування: *а* – Карта лінеаментів території дослідження; *б* – структурна схема регіону, поєднана з мозаїкою Landsat 1990 року. Масштаб 1: 500000

Умовні позначення:

	Розломи 1 порядку		Розломи 2 порядку
	Межи зон розломів		Поодинокі розломи
	Межі кільцевих структур 1 порядку		Межі кільцевих структур 2 порядку
	Межі кільцевих структур 3 порядку		Межі кільцевих структур більш дрібних порядків

2.5 Кількісний опис поля лінеаментів

III етап розробленої методики: «Кількісний опис поля лінеаментів», має декілька методичних аспектів. Ці аспекти об’єднані в єдину графічну модель блок-схеми, яка відображає покрокову послідовність реалізації кількісного аналізу поля лінеаментів: від аналізу гістограм розподілу азимутів простягання лінеаментів до виділення їх систем та до побудови карт щільності лінеаментів з внесенням отриманих результатів до ГІС-проєкту (рис. 2.8).

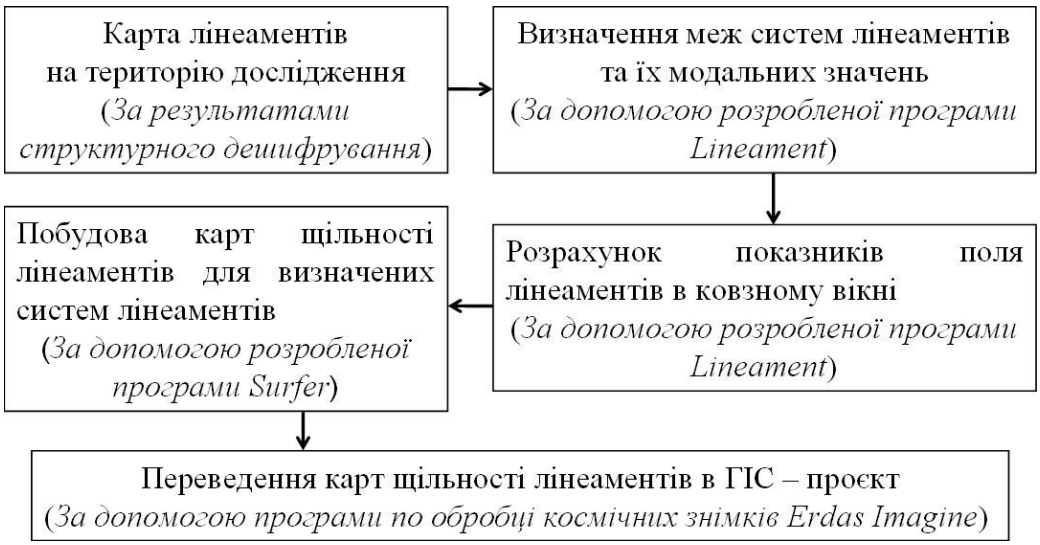


Рисунок 2.8 – Графічна модель блок-схеми кількісного опису поля лінеаментів

2.5.1 Аналіз орієнтування та виділення систем лінеаментів

Завдання виділення систем розривів і лінеаментів за даними масових вимірів їх азимутів простягання з точки зору математики зводиться до задачі поділу змішаного розподілу на складові. При цьому невідомо, яка кількість окремих розподілів та законів необхідна для опису цих відособлених розподілів. Крайові ділянки сусідніх приватних розподілів перекриваються між собою, але ступінь перекриття невідомий. Крім того, поділ такого змішаного розподілу необхідно проводити в одновимірному просторі ознак (кількість або сумарна довжина лінеаментів). Таке завдання не може бути вирішене чітко математичними методами.

За даними візуального аналізу графіків розподілів азимутів простягання тріщин та розривів різними авторами виділялося від 2-4 до 36-38 систем лінійних структур. Переважна більшість дослідників виділяють від 6-8 до 12-14 систем структур. Незважаючи на відмінності в кількості систем розривів, встановлених в різних районах, модальні значення систем, що виділяються, впевнено збігаються між собою, що добре узгоджується з результатами, представленими в роботах [9-11].

Значні відмінності в кількості систем розривів, що виділяються різними авторами, обумовлені: 1) відсутністю єдиного формалізованого підходу до побудови графіків розподілів азимутів простягання; 2) виділенням систем структур на підставі аналізу одного графіка розподілу азимутів простягання всіх заміряних лінійних структур; 3) використанням візуальних методів аналізу графіків.

Цьому сприяє і відсутність теоретичних та експериментальних даних про кількість систем розломів і тріщин, які існують або можуть існувати в природі, а також брак інформації про закон розподілу вимірів в межах систем розривів. З огляду на це, було розроблено більш чіткий метод виділення систем лінеаментів та інших лінійних структур на основі аналізу масових вимірів їх орієнтування на окремих ділянках.

Метод дозволяє виділяти різну кількість систем лінеаментів на території дослідження в залежності від інтервалу групування азимутів простягання лінеаментів. Найбільш обґрунтованим є виділення 8-ми систем розривів .

Роботи з використанням запропонованого методу аналізу орієнтування лінеаментів складаються з чотирьох етапів:

І етап – вибір інтервалу групування азимутів орієнтування лінеаментів і побудова графіків розподілу для виділення систем лінеаментів. При побудові графіків розподілів азимутів простягання розривів і лінеаментів, зазвичай, не обґрунтовується значення інтервалу групування лінеаментів. Як правило, використовуються значення інтервалу групування вимірів орієнтування структур від 5°-10° до 45°-60°. В результаті аналізовані графіки розподілів значень азимутів простягання виявляються побудованими на підставі різного числа даних осереднення. Інтервал зміни значень азимутів простягання становить 180°. У разі побудови аналізованих графіків з інтервалом групування в 5°, кількість незалежних спостережень дорівнюватиме 36. Залежності від значення інтервалу групування азимутів простягання і кількістю виділених систем структур:

$$\frac{180}{3*I} \le K_{\max\, теор} \le \frac{180}{2*I} \qquad (2.4)$$

$$K_{практ} \le K_{\max\, теор} \qquad (2.5)$$

де $K_{практ}$ – кількість систем лінеаментів, які виділяються на практиці; $K_{\max\, теор}$ – максимальна теоретична кількість систем лінеаментів; I – ширина інтервалу групування лінеаментів.

Для виділення кожної окремої системи розривів необхідно в середньому близько трьох спостережень (один відносний максимум і два відносних мінімуми) – це ліва межа формули (2.4), права межа передбачає варіант, коли графік розподілу азимутів простягання структур характеризується "пилкоподібним розподілом" тобто: мінімум, максимум, мінімум, максимум і т. д.

Таким чином, якщо взяти значення інтервалу групування структур 10º, то за формулою (2.4): $K_{\max\, теор} \in [6..9]$. Кількість систем, що виділяються на практиці, завжди менше теоретичного максимального числа (формула 2.5), тому при ширині інтервалу групування 10º важко виділити більше 6-ти систем лінеаментів.

Заміри азимутів простягання лінеаментів, які проводяться з використанням ГІС-продуктів, дають можливість отримати точність вимірів азимутів простягання лінеаментів не гірше 1º-2º, що дозволяє виділяти 16 і більше систем лінеаментів. Однак реальна кількість карт щільності або сумарної довжини лінеаментів, які можливо побудувати, залежить від кількості виділених лінеаментів. Їх кількість повинна забезпечувати коректну інтерпретацію побудованих карт.

II етап. На цьому етапі проводиться розбивка території дослідження на окремі ділянки, що не перетинаються між собою, для замірів орієнтування лінеаментів. Ділянки розташовуються відносно рівномірно на досліджуваній площі та характеризуються досить однорідною геологічною будовою і близькими ландшафтними умовами. Розміри ділянок визначаються

необхідністю мати кількість замірів лінеаментів, достатню для побудови графіків розподілів азимутів простягання лінеаментів. На першому етапі робіт був обраний інтервал групування лінеаментів, виходячи з цього. Кількість інтервалів, що виділяються, визначається за формулою:

$$K_I = \frac{180}{I} \qquad (2.6)$$

де K_I – кількість інтервалів, що виділяються.

Таким чином, при значені інтервалу групування – 5° кількість виділених інтервалів становить 36. З огляду на подальшу статистичну обробку даних, необхідно, щоб на кожен виділений інтервал було хоча б 6-10 вимірів азимутів простягання лінеаментів. Всього для побудови графіка розподілів (з урахуванням нерівномірного характеру розподілу лінеаментів за напрямками) слід мати не менше 250-350 вимірів, що й визначало мінімальні розміри ділянок масових вимірів. Як показує практика, таку кількість замірів можливо отримати на досить обмеженій площі.

III етап. Для кожної виділеної ділянки території встановлюється сам факт наявності неоднорідності в розподілах вимірів азимутів простягання лінеаментів. Наявність неоднорідності встановлюється шляхом перевірки відповідності розподілів, що аналізуються, випадковому або рівномірному типу розподілу за допомогою статистичного критерію Пірсона або будь-якого іншого непараметричного критерію. Відмінності аналізованих розподілів від рівномірного розподілу при рівні значущості 0,05 вказують на неоднорідний характер розподілів азимутів простягання лінеаментів і на наявність систем лінеаментів. Далі встановлюється достовірність виділення окремих максимумів і мінімумів розподілів, побудованих за даними замірів орієнтування лінеаментів на всіх виділених ділянках території. Детально процедура оцінки достовірності максимумів і мінімумів гістограми розподілу описана в роботах [12-14].

Результатом III етапу є побудова розподілів модальних значень максимумів і мінімумів з урахуванням достовірності їх виділення для кожної ділянки замірів орієнтування лінеаментів.

IV етап. Модальні значення максимумів і мінімумів з урахуванням достовірності їх виділення, встановлені на III етапі для окремих ділянок, використовуються для побудови графіка їх розподілу для всієї території дослідження. На графіку цього підсумкового розподілу, в більшості випадків, достатньо впевнено і однозначно виділяються межі та модальні значення системи лінеаментів, загальні для всієї площі робіт.

У тих випадках, коли графіки локальних максимумів аналізованих розподілів виявлялися асиметричними або полімодальними, вони розглядалися як сукупність кількох систем. Розкладання графіків таких складних розподілів максимумів на складові розподілу проводиться шляхом їх зіставлення з сполученими ортогонально розташованими одновершинними максимумами.

Приклади результатів аналізу орієнтування і виділення систем лінеаментів з використанням запропонованої методики наведено на рис. 2.9 для території зони відчуження Чорнобильської АЕС [15].

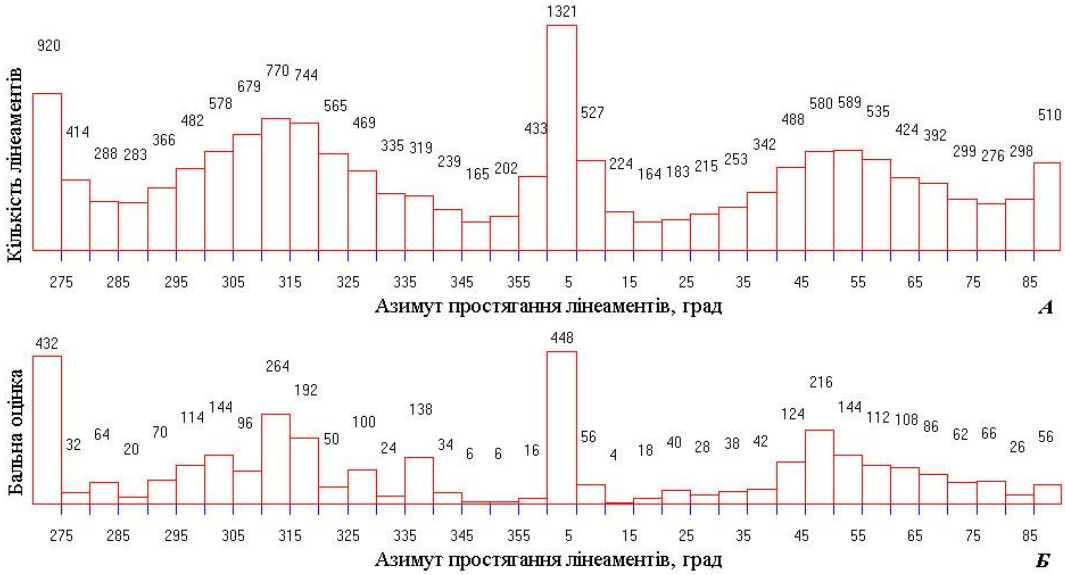


Рисунок 2.9 – Гістограми розподілу азимутів простягання лінеаментів території зони відчуження Чорнобильської АЕС: *А* – без спеціальної математичної обробки; *Б* – з використанням запропонованого методу обробки вимірювань

Графіки розподілів побудовані з інтервалом групування даних – 5º. В результаті проведених розрахунків зазвичай виділяється парна кількість систем лінеаментів, межі і модальні значення виділених систем розрізняються приблизно на 90º.

У разі невиконання цих умов проводиться переінтерпретація всього зібраного матеріалу. За цією методикою можна також проводити аналіз орієнтування тріщин і розривів, а також дайок, зон метасоматозу, кварцових жил, лінійних аномалій фізичних полів та інших утворень, пов'язаних з розломами, які встановлені за геологічними або геофізичними даними на території досліджень. Так, достовірність виділення систем лінеаментів, встановлених із застосуванням запропонованого методу, підтверджується їх хорошим збігом з системами розломів, тріщин та інших лінійних утворень, приурочених до розломів (табл. 2.1).

Таким чином, показано залежність кількості систем лінеаментів, що виділяються, від інтервалу групування лінеаментів. Використання запропонованого методу виокремлення систем структур в різних районах України та Росії, що розрізняються геологічною будовою і природними умовами, дозволило виділити 8 систем лінеаментів (табл. 2.1).

Модальні значення виділених систем лінеаментів добре узгоджуються з модальними значеннями систем тріщин і розломів, встановлених за геолого-геофізичними даними, а також з системами лінеаментів, тріщин і розломів, виділеними в Україні та інших регіонах різними дослідниками [9-11, 16-18]. Це вказує на достовірність систем лінеаментів, виділених з використанням запропонованого методу.

Для практичної реалізації запропонованого методу аналізу орієнтування і виділення систем лінеаментів була створена автоматизована програма Lineament мовою програмування Delphi, яка використовувалася при аналізі закономірностей орієнтування лінеаментів та розрахунку різноманітних параметрів поля лінеаментів в ковзному вікні на різних територіях [додаток А].

Таблиця 2.1 – Порівняння орієнтування меж та/або модальних значень систем лінеаментів, тріщин, розломів та інших лінійних утворень, що виділені на території Україні та Росії

Лінеаменти				Тріщини УЩ КП, за [19]	Зони метасоматоза УЩ КП, за [19]	Розломи, за [9]	Дайки, за [16]	Розломи за геофізичними даними [10]	Розломи		
УЩ ПС	УЩ СС	ДДЗ ПС	УЩ КП, за [19]						ВА, за [20]	БЩ, за [17]	АЩ, за [18]
283–298 295	282–293 289	282–303 297	281–300 295	283–297 292	276–294 285	280–290	–	287	287	295–305	295–300
299–329 309	294–318 311	304–324 318	301–320 315	298–317 307	295–320 310	305–315	305; 315	305; 315	305; 315	320–330	315
330–345 333	319–343 327	325–348 333	321–340 335	318–342 337	321–342 335	335–340	330	332	333	340–345	335–345
346–11 358	344–5 358	349–11 357	341–0 355	343–0 355	343–5 355	0	350; 0	347; 0	345; 0	355–0	0
12–28 19	6–30 25	12–38 24	1–20 15	1–20 15	6–20 15	15–25	–	17	17	25–30	15–25
29–55 44	31–55 43	39–57 54	21–45 40	21–45 30	21–40 30	35–45	35; 45	35; 45	35; 45	45–50	50
56–73 56	56–80 60	58–78 60	46–75 60	46–75 62	41–65 50	65–70	60	62	63	65–70	65–75
74–282 88	81–281 88	79–281 87	76–280 90	76–282 272	66–275 85	90	80; 90	77; 90	75; 90	85–90	90

Примітка. УЩ – Український щит; ПС – Північний схил щита; СС – Східний схил щита; ДДЗ – Дніпровсько-Донецька западина; КП – Коростенський плутон; ВА – Воронезька антекліза; БЩ – Балтійський щит; АЩ – Алданський щит.

2.5.1.1 Вплив зміщення інтервалу групування лінеаментів при аналізі їх гістограм розподілу

При побудові гістограм розподілу поля лінеаментів важливим питанням, окрім вибору значення інтервалу групування, є питання врахування точки відліку. Зазвичай, при обраному значенні інтервалу групування будують гістограму розподілу азимутів простягання лінеаментів, починаючи з 0° або 270°. Таким чином, при значенні інтервалу групування 5° перший стовпчик гістограми утворюють наступні значення: 0º, 1º, 2º, 3º, 4º, другий – 5º, .., 9º і т. д. Якщо ми змінимо точку відліку, замість 0º на 1º, тоді будемо мати для першого стовпчика – (1º..5º), другого – (6º..10º). Зміна початкової точки відліку гістограми не може бути більше за значення інтервалу групування лінеаментів. Результат зміни початкової точки відліку для 5° значення інтервалу групування наведено на рис. 2.10.

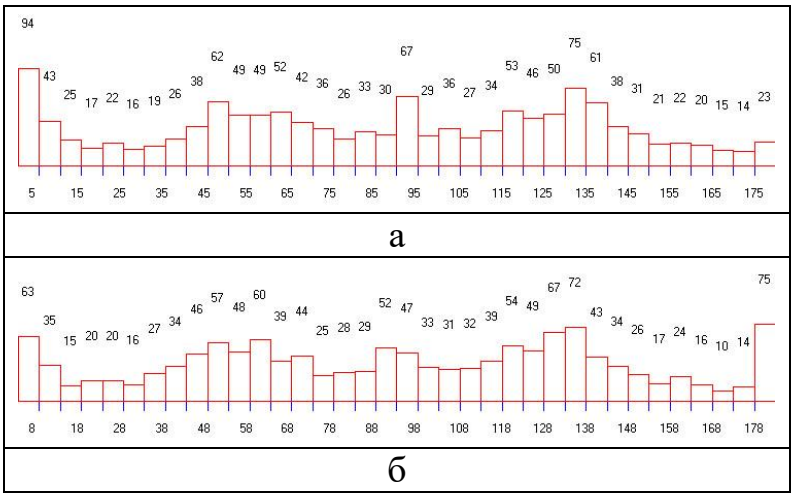


Рисунок 2.10 – Зміна гістограми розподілу азимутів простягання лінеаментів при зсуву початкової точки відліку з 0° (*а*) до 3° (*б*) при значенні інтервалу групування 5° на фрагмент території ЧАЕС

Сумісний аналіз цих розподілів показує, що навіть така незначна зміна початкової точки відліку з 0° на 3° призвела до появи нових максимумів на графіку (*б*), наприклад інтервал (68..72). Таким чином, при використанні методики необхідно додаткового аналізувати всі *I* гістограм розподілів

азимутів простягання лінеаментів, де I – значення інтервалу групування лінеаментів. Такий підхід допоможе дати оцінку всім локальним мінімумам та максимумам, тобто якщо екстремум випадковий, він отримує оцінку на одному з розподілів, якщо ж екстремум постійний, він буде проявлятися майже на всіх гістограмах розподілу і, відповідно, отримає більшу бальну оцінку. Це враховано в розробленій програмі Lineament, де зсув початкової точки відліку відбувається автоматично, а всім екстремумам нових розподілів дається бальна оцінка в залежності від критерію Пірсона (див. пункт 2.5.1).

2.5.1.2 Залежність кількості систем, що виділяються, від значення інтервалу групування

Зазвичай, дослідники виділяють від 2 до 38 систем тріщин і лінеаментів на основі аналізу графіків розподілу їх азимутів простягання [9-10]. Причина виділення різної кількості систем полягає в побудові графіків розподілу вимірів орієнтування лінеаментів з використанням різних значень інтервалу групування. При цьому часто не обґрунтовуються і навіть не вказуються значення інтервалу групування вимірів орієнтування тріщин і лінеаментів, обраних для їх побудови. Не аналізувалася залежність кількості систем лінеаментів, що виділяються, від значень інтервалів групування і не порівнювалися параметри виділених систем. Ці питання необхідно розглянути, щоб обґрунтовано будувати посистемні карти щільності лінеаментів. Такі карти дозволяють уточнити структуру району, кількісно оцінити тріщинну проникність порід, вони можуть бути використані для прогнозної оцінки перспективності території на виявлення покладів корисних копалин та вирішення гідрогеологічних і екологічних завдань.

Три райони України, що розрізняються за природними умовами, особливостями геологічної будови і розвитку, стали прикладом для проведення аналізу масових вимірів орієнтування лінеаментів. У цих районах кристалічні

породи перекриті чохлом пухких відкладень різної потужності. Один з них розташований на Тарханкутському півострові Криму, складеному осадовими породами альпійського платформного чохла Скіфської плити. Інший район розміщується в південно-східній частині Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ), в його будові переважають осадові породи палеозою. Третій розташований на східному схилі Українського щита (УЩ), в районі Чорнобильської АЕС, тут на невеликій глибині залягає протерозойський кристалічний фундамент [21]. На кожній з ділянок робіт проведено заміри орієнтування всіх виділених лінеаментів (близько 45000). За результатами замірів орієнтування лінеаментів побудовані графіки розподілів їх азимутів простягання з використанням інтервалу групування шириною 2º, 3º, 4º, 5º, 6º, 9º, 10º, 12º, 15º, 18º, 20º, 30º, 36º, 45º, 60º і 90º. Тільки ці інтервали дозволяють розділити весь діапазон зміни азимутів простягання лінеаментів, рівний 180º, без втрати частини спостережень. Всього по кожній з ділянок було побудовано по 32 графіка орієнтування максимумів і мінімумів лінеаментів. Зважаючи на складність аналізу вихідних графіків, нижче, по кожній з порівнюваних ділянок наводяться графіки, на яких показані тільки межі систем і їх модальні значення (рис. 2.11). Порівняльний аналіз наведених графіків показав схожість і відмінності між ними. На всіх графіках зі збільшенням значення інтервалу групування зменшується кількість і збільшується ширина виділених максимумів, які відповідають системам лінеаментів. Кількість виділених систем змінюється від 30-34 на графіках, побудованих інтервалом групування зі значенням 2º, до 1 системи на графіках, побудованих інтервалом групування зі значеннями 60º і 90º. Отже, кількість виділених систем лінеаментів визначається, перш за все, значеннями інтервалу групування, використаного для побудови графіків. Збільшення значень інтервалу групування при побудові графіків призводить до об'єднання сусідніх систем, виділених вужчими інтервалами в нові більш широкі системи. Модальні значення нових систем, побудовані за допомогою інтервалу групування шириною від 3º до 10º-15º, зазвичай збігаються з модальним значенням однієї з систем, що її складають,

відрізняючись не більше, ніж на 3º-5º. Об'єднання сусідніх систем проявляється головним чином в ускладненій формі графіка нової системи. Графік може виявитися одновершинним або двовершинним, асиметрично побудованим.

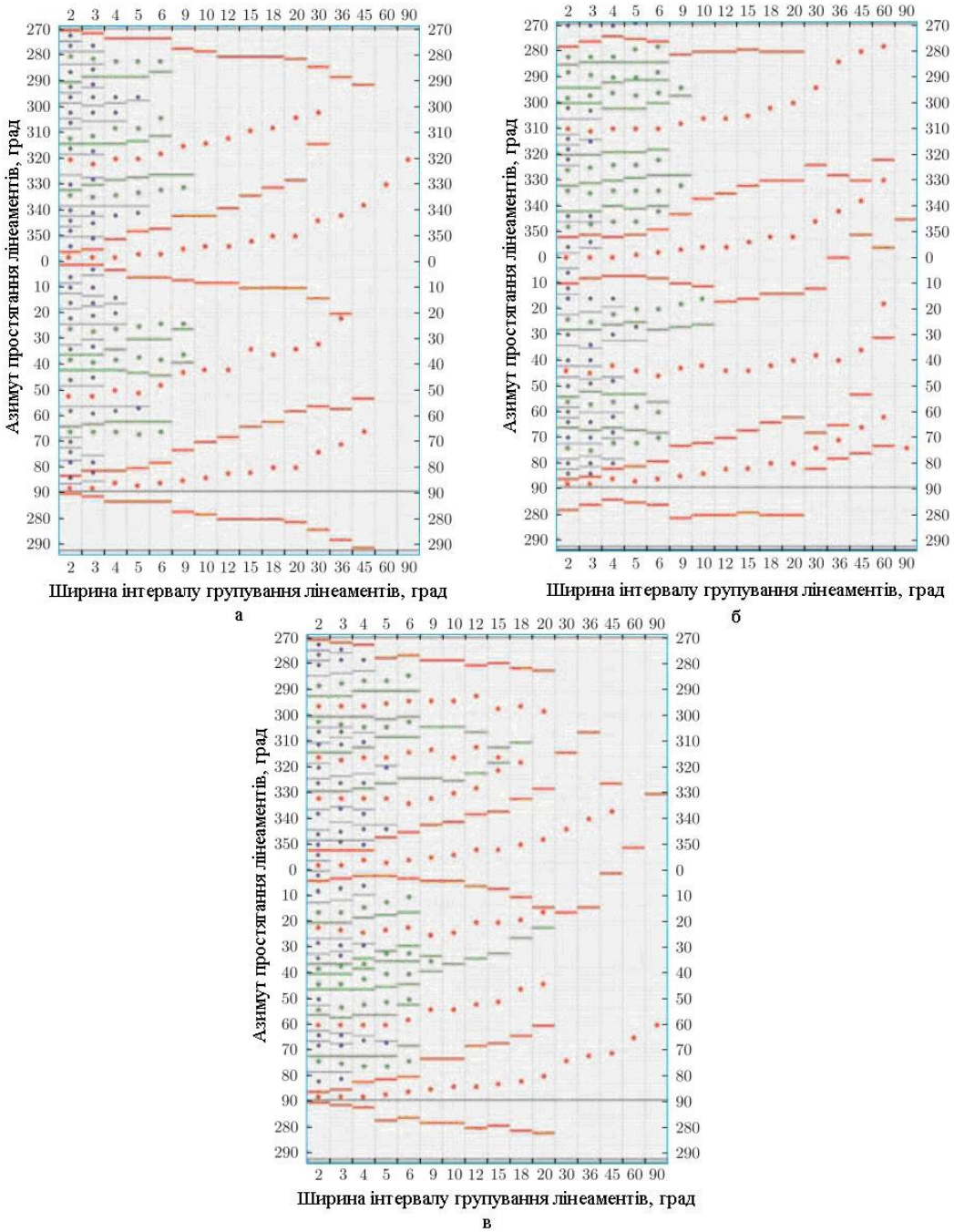


Рисунок 2.11 – Графіки виділення систем лінеаментів при різних значеннях інтервалу групування: а) - Тарханкутський півострів, Крим; б) – район Чорнобильської АЕС; в) – південно-східна частина Дніпровсько-Донецької западини

Умовні позначення. Червоні лінії – системи лінеаментів максимальної протяжності (значення інтервалу групування 2º-90º); зелені лінії – системи

лінеаментів середньої протяжності (значення інтервалу групування 2º-20º); сині лінії – системи лінеаментів мінімальної протяжності (значення інтервалу групування 2º-5º). Зірочки – модальні значення системи лінеаментів.

З подальшим збільшенням значень інтервалу групування форма графіків систем лінеаментів стає все більш симетричною, близькою за формою до кривої нормального розподілу. Але при цьому відзначається поступове зміщення модальних значень систем, що виділяються, на захід. Зсув тим більше, чим більше значення інтервалу групування, та в окремих випадках досягає 30º щодо модального значення системи, виділеної вікном усереднення 2º. В результаті модальні значення субмеридіональної і субширотної систем потрапляють відповідно в межі систем північно-західного і північно-східного простягання, виділених вужчими інтервалами. При цьому модальні значення діагональних систем ніколи не потрапляють в область значень ортогональних систем. Таким чином, виділення систем тільки по одному графіку, побудованому з інтервалом групування значень більше 15-18º, може перешкоджати виділенню ортогональних систем, що добре видно при аналізі серії графіків (рис. 2.11).

Модальні значення систем лінеаментів, виділені з використанням інтервалів групування різних значень, добре збігаються з переважним орієнтуванням тріщин, розломів, дайок, зон метасоматоза, що визначаються в різних районах України та інших регіонах Землі [9, 16, 22-23]. Це служить непрямим підтвердженням того, що виділені лінеаменти, відповідають розривам, а закономірності, притаманні орієнтуванню лінеаментів, аналогічні закономірностям орієнтування розривів кристалічних порід.

Порівняльний аналіз виділених систем включав аналіз їх протяжності, ширини, інтенсивності вираженості, складності будови. Протяжність системи оцінювалася числом графіків, побудованих з різними значеннями інтервалу групування, на яких фіксується його модальне значення в вигляді окремого максимуму.

У досліджуваних районах, згідно з графіками розподілів орієнтування лінеаментів, впевнено простежуються чотири групи максимумів: північно-західного, субмеридіонального, північно-східного і субширотного простягання, які розрізняються за довжиною і особливостями будови (рис. 2.11). Максимуми субмеридіонального і субширотного простягання побудовані просто: починаючи з графіків, отриманих з використанням інтервалів групування значень: 2º, 3º … 90º, це одновершинні максимуми, які не складаються з максимумів меншої протяжності. За особливостями будови ортогональні системи дуже подібні між собою, незалежно від значень інтервалу усереднення, що використовувався для їх виділення. У більшості районів вони характеризуються найбільшою протяжністю серед максимумів, що спостерігались (рис. 2.11).

Максимуми північно-західного і північно-східного простягання побудовані складно. Кожен з цих максимумів складається з одного, рідко двох найбільш протяжних максимумів і 4-6 максимумів меншої протяжності, які об'єднуються зі збільшенням значень інтервалу групування. У більшості випадків максимуми північно-західного і північно-східного простягання помітно менші за довжиною, ніж ортогональні, але бувають і виключення, ймовірно, пов'язані з впливом локальних особливостей структури окремих районів.

За будовою максимумів північно-західного і північно-східного простягання помітно розрізняються між собою. Якщо максимуми, виділені інтервалами групування зі значенням 10º і більше, характеризуються досить однорідною будовою, то при використанні інтервалів з меншими значеннями, їх будова помітно різниться за інтенсивністю, протяжністю і кількістю максимумів, що її складають. Зазвичай максимуми північно-західного простягання побудовані простіше, ніж максимуми північно-східного. Можливо, відмінності в будові максимумів діагональних систем є відображенням асиметрії в будові тектонічних структур, на яку вказував ще О. В. Пейве [24].

Відмінності в будові ортогональних і діагональних систем, ймовірно, обумовлені різним характером деформацій при утворенні відповідно орієнтованих розривів.

Як відомо, субмеридіональні порушення в більшості випадків є структурами розтягнення, субширотні -- структурами стиснення, а північно-західні і північно-східні – структурами сколу [25-26].

Аналіз взаємного розміщення модальних значень систем субмеридіонального і субширотного простягання, побудованих з використанням інтервалу групування значень від 5º до 15º показав, що кут між ними в усіх районах дорівнює 90º із середнім відхиленням порядку 0,5º. У систем північно-західного і північно-східного простягання кути між модальними значеннями також часто близькі до прямого кута, але середнє відхилення сягає 4º-6º. Таким чином, всі виділені системи лінеаментів є сполученими, що характерно і для розломів різних районів України та інших регіонів Землі [23, 26-27].

Для встановлення кількісної залежності між числом виділених систем лінеаментів і значеннями інтервалу групування вихідні дані були отримані на основі аналізу графіків по кожному з трьох ділянок досліджуваної території (рис. 2.11).

При розрахунку залежності по кожному інтервалу групування використовувалися модальні значення кількості систем. Вихідні дані наведено в табл. 2.2.

Таблиця 2.2 – Зіставлення значень інтервалу групування з модальною кількістю виділених систем лінеаментів на кожній території робіт

Значення інтервалу групування лінеаментів, град	Кількість систем лінеаментів, що виділяються			
	Тарханкутський півострів, Крим	Територія Чорнобильської АЕС	південно-східна частина ДДЗ	модальне значення кількості систем
1	**2**	**3**	**4**	**5**
2	34	31	33	33
3	29	26	28	28
4	16	20	23	20
5	13	14	17	14

Продовження табл. 2.2

1	2	3	4	5
6	10	13	14	13
9	7	7	8	7
10	4	5	7	5
12	4	4	7	4
15	4	4	7	4
18	4	4	6	4
20	4	4	5	4
30	4	4	2	4
36	3	4	2	3
45	2	4	2	2
60	1	2	1	1
90	1	1	1	1

За допомогою регресійного аналізу було встановлено, що залежність між кількістю систем лінеаментів, що виділяються, і значеннями інтервалу групування, що наведено на рис. 2.12, описується рівнянням регресії. Рівняння регресії представлено гіперболою, з коефіцієнтом кореляції $R^2 = 0{,}948$:

$$Y = 62{,}157 * X^{-0{,}933177} \qquad (2.7)$$

де X – значення інтервалу групування лінеаментів, Y – кількість систем, яку можливо виділити.

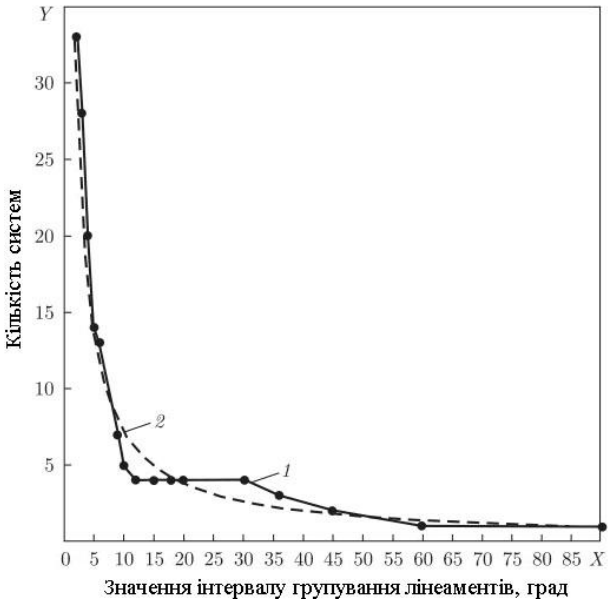


Рисунок 2.12 – Залежність кількості систем лінеаментів, що виділяються, від значень інтервалу групування (1), кореляційна залежність (2)

Таким чином, встановлено пряму кореляційну залежність між значеннями інтервалу групування лінеаментів і кількістю систем, що виділяються.

Безумовно, на параметри систем лінеаментів, що виділяються, вплинули і локальні особливості будови досліджуваних районів. Так, ширина ортогональних систем в Криму та на південному сході ДДЗ збільшується зі збільшенням значень інтервалу групування, тоді як для діагональних систем – скорочується. На аналогічне співвідношення ширини діагональних і ортогональних систем вказував П. С. Воронов [25]. Інший характер аналогічних співвідношень властивий району ЧАЕС. Тут зі збільшенням інтервалу групування збільшується ширина діагональних систем. Ймовірно, це пов'язано з локальними особливостями геологічної будови району.

Розрізняються райони і за протяжністю систем лінеаментів і їх роллю в будові районів. В межах вивчених районів Криму і ДДЗ ортогональні системи лінеаментів більш протяжні, ніж аналогічні діагональні системи. Це узгоджується з відомими даними про визначальний вплив на будову цих районів протяжних ортогональних трансреґіональних розломів [28]. У Криму встановлено, що субмеридіональна система лінеаментів більш протяжна, ніж субширотна система, що відповідає ролі цих структур в будові району. Згідно з даними геолого-геофізичних досліджень, найбільш великі субмеридіональні розломи Криму є продовженням Західно-Інгулецької і Криворізько-Кременчуцької зон глибинних розломів УЩ [23, 29, 30]. Субширотні порушення відіграють меншу роль в будові району.

У вивченому районі ДДЗ більш протяжною є субширотна система лінеаментів, ніж субмеридіональна. Це добре узгоджується з розташуванням району в межах субширотної Центрально-Української Мегазони тектонічної активізації [31]. Ще однією характерною особливістю району, яка відрізняє його від двох інших, є наявність в складі діагональних максимумів не одного, як в Криму і Чорнобилі, а трьох протяжних систем північно-західного простягання і двох систем – північно-східного. Безсумнівно, це пов'язано з тим,

що важливу роль в будові, як досліджуваного району, так і всієї ДДЗ відіграють структури північно-західного простягання.

У районі Чорнобиля північно-західна система більш протяжна, ніж ортогональні системи. Ці особливості можуть бути викликані впливом розташованої тут великої тектонічної зони розломів північно-західного простягання. У той же час, основні ортогональні системи характеризуються однаковою довжиною, що відображає приблизно однакову роль в будові району субмеридіональної Одесько-Брусилівської зони розломів і Північно-Української Мегазони тектонічної активізації субширотного простягання [31].

Безсумнівно, зазначені вище особливості будови систем лінеаментів відображають особливості будови розломів, але вимагають більш поглибленого геологічного аналізу.

2.5.2 Побудова карт щільності лінеаментів

2.5.2.1 Залежність між розмірами ковзного вікна осереднення лінеаментів та глибиною залягання родовищ

Одним з недоліків використання даних дистанційного зондування Землі з метою вивчення структури району та прогнозу покладів ВВ є неможливість віднести отримані результати до певної глибини залягання об’єктів дослідження. З метою вирішення поставленої задачі було застосовано відомі методи трансформації карт гравімагнітних полів. Використання цих методів для обробки карт щільності лінеаментів обумовлено тим, що вони нічим принципово не відрізняються від карт гравітаційних та магнітних полів. Один з перших таку спробу встановити глибину проникнення структур та залягання покладів ВВ зробив Нечаєв Ю. В. [32]. Ним було експериментально встановлено залежність між глибиною залягання об’єкту дослідження та полями щільності лінеаментів, побудованих різними ковзними вікнами. Спираючись на роботи [32-33], було

проведено у межах південно-східної частини ДДЗ аналіз зв’язку розмірів ковзного вікна лінеаментів та глибиною залягання відомих покладів ВВ.

В якості показника поля лінеаментів було використано сумарну довжину лінеаментів у межах ковзного вікна. Були побудовані карти щільності лінеаментів з використанням ковзних вікон різного розміру, у співвідношенні 2 до 1. Розміри вікон, що використовувались для побудови карт щільності лінеаментів, змінювались від 2 км на 1 км до 13 км на 6,5 км. Безпосередня побудова карт щільності лінеаментів виконувалась за допомогою програми Surfer. Оцінка зв’язку між полями щільності лінеаментів, побудованих з використанням вікон різних розмірів, та об’єктів прогнозу виконувалась за допомогою функції відношення вірогідності (табл. 2.3).

Таблиця 2.3 – Приклад зв'язку між картою щільності лінеаментів усіх систем, побудованою ковзним вікном розміру 3 км на 1,5 км з об’єктами прогнозу

№ з/п	**Інтервал значень**		**Об’єкт (%)**	**Фон (%)**	**Відношення Об’єкт / Фон**
	Мінімум	**Максимум**			
1	4533,20	4823,76	1,41	1,61	0,87
2	4823,76	5290,58	7,21	2,62	**2,75**
3	5290,58	5835,20	15,07	3,54	**4,26**
4	5835,20	6224,21	9,87	2,78	**3,55**
5	6224,21	7391,25	5,67	9,72	0,58
6	7391,25	8091,47	2,11	5,64	0,37
7	8091,47	9180,71	3,80	9,75	0,39
8	9180,71	10347,70	6,95	10,29	0,67
9	10347,70	10970,20	5,85	5,29	**1,11**
10	10970,20	11281,40	5,59	3,03	**1,84**
11	11281,40	12370,60	21,84	11,62	**1,88**
12	12370,60	13382,00	2,76	5,17	0,53
13	13382,00	16572,00	0,05	13,01	0,00
14	16572,00	17894,60	2,69	5,53	0,49
15	17894,60	18517,00	3,32	3,33	**1,00**
16	18517,00	19840,00	5,80	7,07	0,82

Для аналізу отриманих даних було запропоновано оцінювати відношення Об’єкт/Фон, як ефективність в 4 діапазонах: 1) – більше 1,5; 2) – від 1 до 1,5; 3) – від 0,5 до 1; 4) – до 0,5. Тобто, табл. 2.3 можна представити в наступному вигляді (табл. 2.4). Спочатку в табл. 2.3 аналізуються ті рядки,

що відповідають умові першого діапазону для ефективності, тобто значення більше 1,5. В обраних рядках, що відповідають умовам ефективності, проходить додавання значень об’єкта, теж саме і для фону. На підставі отриманих значень об’єкта та фону для чотирьох діапазонів ефективності проводиться розрахунок нової ефективності (табл. 2.4).

Таблиця 2.4 – Оцінка ефективності зв’язку для ковзного вікна розміру 3 км на 1,5 км для вказаних діапазонів.

№ з/п	Діапазон значень ефективності	Кількість об’єктів (%)	Розмір площі (%)	Ефективність
1	O/F >= 1.5	59,58	23,59	**2,53**
2	1<=O/F<1.5	5,85	5,29	**1,11**
3	0.5<=O/F<1	25,91	37,2	0,7
4	O/F < 0.5	8,66	33,92	0,26

Така сама оцінка проводиться для усіх побудованих карт щільності лінеаментів різними ковзними вікнами (табл. 2.5).

Таблиця 2.5 – Оцінка ефективності за діапазонами для карт щільності лінеаментів, побудованих ковзними вікнами різних розмірів

1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**
	1 км на 0,5 км	**O**	**F**	**O/F**		**6 км на 3 км**	**O**	**F**	**O/F**
1	O/F >= 1.5	7,59	4,29	1,77	**1**	O/F >= 1.5	53,59	30,24	1,77
2	1.05<=O/F<1.5	54,73	44,74	1,22	**2**	1.05<=O/F<1.5	22,26	18,56	1,2
3	0.5<=O/F<1.05	33,63	37,38	0,9	**3**	0.5<=O/F<1.05	22,32	25,83	0,86
4	O/F < 0.5	4,05	13,59	0,3	**4**	O/F < 0.5	1,83	25,37	0,07
	2 км на 1 км	**O**	**F**	**O/F**		**6,5 км на 3,25 км**	**O**	**F**	**O/F**
1	O/F >= 1.5	33,61	17,34	1,94	**1**	O/F >= 1.5	57,73	21,99	2,63
2	1.05<=O/F<1.5	34,39	27,59	1,25	**2**	1.05<=O/F<1.5	17,2	14,07	1,22
3	0.5<=O/F<1.05	23,68	30,36	0,78	**3**	0.5<=O/F<1.05	19,39	25,51	0,76
4	O/F < 0.5	8,31	24,71	0,34	**4**	O/F < 0.5	5,68	38,43	0,15
	2,5 км на 1,25 км	**O**	**F**	**O/F**		**7 км на 3,5 км**	**O**	**F**	**O/F**
1	O/F >= 1.5	67,16	32,21	2,09	**1**	O/F >= 1.5	57,38	20,58	2,79
2	1.05<=O/F<1.5	2,37	1,98	1,19	**2**	1.05<=O/F<1.5	18,6	15,28	1,22
3	0.5<=O/F<1.05	23,81	33,23	0,72	**3**	0.5<=O/F<1.05	15,22	18,72	0,81
4	O/F < 0.5	6,66	32,58	0,2	**4**	O/F < 0.5	8,81	45,41	0,19
	3 км на 1,5 км	**O**	**F**	**O/F**		**8 км на 4 км**	**O**	**F**	**O/F**
1	O/F >= 1.5	59,58	23,59	2,53	**1**	O/F >= 1.5	43,36	16,88	2,57
2	1.05<=O/F<1.5	5,85	5,29	1,11	**2**	1.05<=O/F<1.5	29,01	23,44	1,24
3	0.5<=O/F<1.05	25,91	37,2	0,7	**3**	0.5<=O/F<1.05	27,55	33,46	0,82
4	O/F < 0.5	8,66	33,92	0,26	**4**	O/F < 0.5	0,08	26,22	0
	3,5 км на 1,75 км	**O**	**F**	**O/F**		**9 км на 4,5 км**	**O**	**F**	**O/F**
1	O/F >= 1.5	38,17	16,76	2,28	**1**	O/F >= 1.5	53,85	22,8	2,36
2	1.05<=O/F<1.5	41,99	32,66	1,29	**2**	1.05<=O/F<1.5	28,4	20,85	1,36
3	0.5<=O/F<1.05	16,81	19,97	0,84	**3**	0.5<=O/F<1.05	17,57	22,88	0,77

Продовження табл. 2.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4	O/F < 0.5	3,04	30,61	0,1	**4**	O/F < 0.5	0,18	33,46	0,01
	4 км на 2 км	**O**	**F**	**O/F**		**10 км на 5 км**	**O**	**F**	**O/F**
1	O/F >= 1.5	53,85	25,24	2,13	**1**	O/F >= 1.5	74	38,07	1,94
2	1.05<=O/F<1.5	30,74	21,67	1,42	**2**	1.05<=O/F<1.5	10,45	9,57	1,09
3	0.5<=O/F<1.05	14,69	16,32	0,9	**3**	0.5<=O/F<1.05	15,43	18,35	0,84
4	O/F < 0.5	0,72	36,77	0,02	**4**	O/F < 0.5	0,12	34,02	0
	4,5 км на 2,25 км	**O**	**F**	**O/F**		**11 км на 5,5 км**	**O**	**F**	**O/F**
1	O/F >= 1.5	58,51	26,88	2,18	**1**	O/F >= 1.5	38,94	18,74	2,08
2	1.05<=O/F<1.5	30,91	22,91	1,35	**2**	1.05<=O/F<1.5	30,74	23,53	1,31
3	0.5<=O/F<1.05	7,18	10,04	0,71	**3**	0.5<=O/F<1.05	30,25	33,49	0,9
4	O/F < 0.5	3,41	40,17	0,08	**4**	O/F < 0.5	0,07	24,24	0
	5 км на 2,5 км	**O**	**F**	**O/F**		**12 км на 6 км**	**O**	**F**	**O/F**
1	O/F >= 1.5	61,39	26,12	2,35	**1**	O/F >= 1.5	62,21	27,33	2,28
2	1.05<=O/F<1.5	16,58	13,2	1,26	**2**	1.05<=O/F<1.5	24,23	17,37	1,4
3	0.5<=O/F<1.05	22,03	29,16	0,76	**3**	0.5<=O/F<1.05	13,53	14,95	0,9
4	O/F < 0.5	0	31,52	0	**4**	O/F < 0.5	0,03	40,35	0
	5,5 км на 2,75 км	**O**	**F**	**O/F**		**13 км на 6,5 км**	**O**	**F**	**O/F**
1	O/F >=1.5	45,64	21,2	2,15	**1**	O/F >= 1.5	83,94	42,48	1,98
2	1.05<=O/F<1.5	28,71	21,79	1,32	**2**	1.05<=O/F<1.5	13,69	11,73	1,17
3	0.5<=O/F<1.05	23,97	26,65	0,9	**3**	0.5<=O/F<1.05	1,87	1,94	0,97
4	O/F < 0.5	1,68	30,37	0,06	**4**	O/F < 0.5	0,49	43,85	0,01

Для встановлення зв’язку між розмірами ковзного вікна та глибиною залягання покладів ВВ було запропоновано провести аналіз розподілу ефективності окремо для двох діапазонів: 1) більше 1,5; 2) від 1 до 1,5.

Для ефективності більше 1,5, дані з табл. 2.5 можливо представити в наступному вигляді (табл. 2.6).

Таблиця 2.6 – Параметри даних, що використані для оцінки ефективності карт щільності лінеаментів. (Значення ефективності > 1.5)

№ з/п	Розмір більшої сторони вікна осереднення(м)	Кількість об’єктів (%)	Розмір площі (%)	Ефективність	Осереднення ефективності	
					5 точок	3 точки
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**
1	2000	33,61	17,34	1,94	2,19	2,02
2	2500	67,16	32,21	2,09	2,21	2,19
3	3000	59,58	23,59	2,53	2,19	2,30
4	3500	38,17	16,76	2,28	2,24	2,31
5	4000	53,85	25,24	2,13	2,29	2,20
6	4500	58,51	26,88	2,18	2,22	2,22
7	5000	61,39	26,12	2,35	2,12	2,23
8	5500	45,64	21,2	2,15	2,22	2,09
9	6000	53,59	30,24	1,77	2,34	2,18

Продовження табл. 2.6

1	2	3	4	5	6	7
10	6500	57,73	21,99	2,63	2,38	2,40
11	7000	57,38	20,58	2,79	2,42	2,66
12	8000	43,36	16,88	2,57	2,46	2,57
13	9000	53,85	22,8	2,36	2,35	2,29
14	10000	74	38,07	1,94	2,25	2,13
15	11000	38,94	18,74	2,08	2,13	2,10
16	12000	62,21	27,33	2,28	2,07	2,11
17	13000	83,94	42,48	1,98	2,11	2,13

Для встановлення залежності між розмірами ковзного вікна та глибиною залягання покладів було побудовано графік розподілу фактичних отриманих значень ефективності (рис. 2.13), а також осереднених різним вікном (3 та 5 точок) значень ефективності (рис. 2.14 – 2.15).

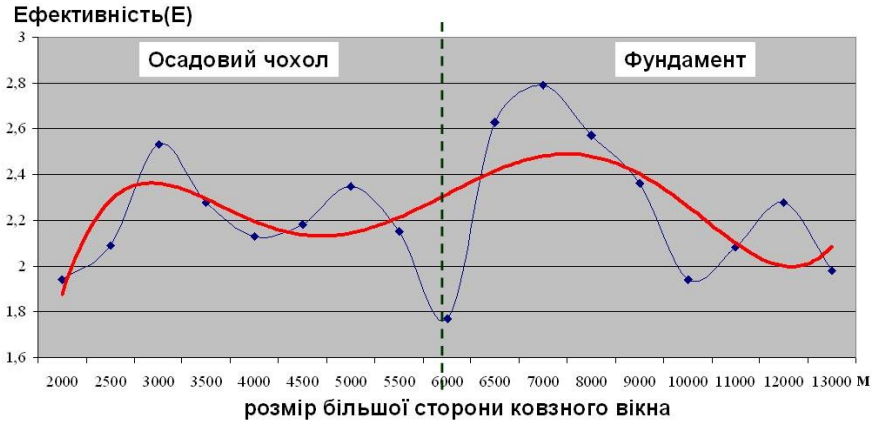


Рисунок 2.13 – Залежність ефективності (Е>1.5) виявлення покладів ВВ від розмірів ковзного вікна, що були застосовані для побудови карт щільності лінеаментів. *Синій колір* – фактичні дані, *червоний* – апроксимовані дані

Рисунок 2.14 – Залежність осередненої (5 точок) ефективності(Е>1.5) виявлення покладів ВВ від розмірів ковзного вікна, що були застосовані для побудови карт щільності лінеаментів. *Синій колір* – фактичні дані, *червоний* – апроксимовані дані

Рисунок 2.15 – Залежність осередненої (3 точки) ефективності(Е>1.5) виявлення покладів ВВ від розмірів ковзного вікна, що були застосовані для побудови карт щільності лінеаментів. *Синій колір* – фактичні дані, *червоний* – апроксимовані дані

Аналогічні розрахунки було зроблено для значень діапазону ефективності від 1 до 1.5 (табл. 2.7).

Таблиця 2.7 – Параметри даних, що використані для оцінки ефективності карт щільності лінеаментів. (Значення ефективності від 1 до 1.5)

№ пп	Розмір більшої сторони вікна осереднення(м)	Кількість об'єктів (%)	Розмір площі (%)	Ефективність	Осереднення ефективності	
					5 точок	3 точки
1	2000	34,39	27,59	1,25	1,18	1,22
2	2500	2,37	1,98	1,19	1,21	1,18
3	3000	5,85	5,29	1,11	1,25	1,20
4	3500	41,99	32,66	1,29	1,27	1,27
5	4000	30,74	21,67	1,42	1,29	1,35
6	4500	30,91	22,91	1,35	1,33	1,34
7	5000	16,58	13,2	1,26	1,31	1,31
8	5500	28,71	21,79	1,32	1,27	1,26
9	6000	22,26	18,56	1,2	1,24	1,25
10	6500	17,2	14,07	1,22	1,24	1,21
11	7000	18,6	15,28	1,22	1,25	1,23
12	8000	29,01	23,44	1,24	1,23	1,27
13	9000	28,4	20,85	1,36	1,24	1,23
14	10000	10,45	9,57	1,09	1,28	1,25
15	11000	30,74	23,53	1,31	1,27	1,27
16	12000	24,23	17,37	1,4	1,24	1,29
17	13000	13,69	11,73	1,17	1,29	1,29

Для встановлення залежності між розмірами ковзного вікна та глибиною залягання покладів було побудовано графік розподілу фактичних отриманих

значень ефективності від 1 до 1.5 (рис. 2.16), а також осереднених різним вікном (3 та 5 точок) значень ефективності (рис. 2.17 – 2.18).

Рисунок 2.16 – Залежність ефективності (1<E<1.5) виявлення покладів ВВ від розмірів ковзного вікна, що були застосовані для побудови карт щільності лінеаментів. *Синій колір* – фактичні дані, *червоний* – апроксимовані дані

Рисунок 2.17 – Залежність осередненої (5 точок) ефективності (1<E<1.5) виявлення покладів ВВ від розмірів ковзного вікна, що були застосовані для побудови карт щільності лінеаментів. *Синій колір* – фактичні дані, *червоний* – апроксимовані дані

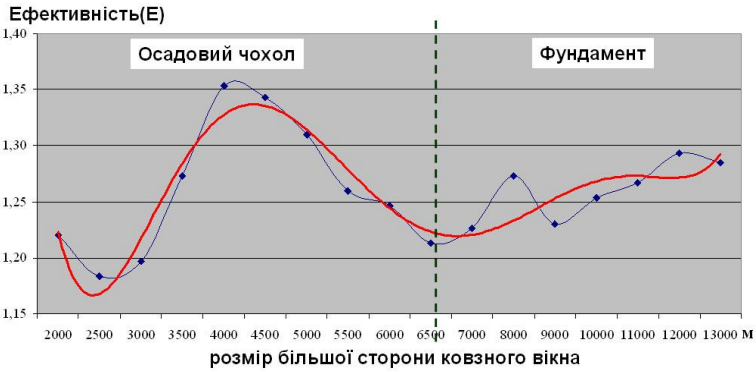


Рисунок 2.18 – Залежність осередненої (3 точки) ефективності (1<E<1.5) виявлення покладів ВВ від розмірів ковзного вікна, що були застосовані для побудови карт щільності лінеаментів. *Синій колір* – фактичні дані, *червоний* – апроксимовані дані

За наявними даними про глибини залягання покладів ВВ було сформовано табл. 2.8.

Таблиця 2.8 – Глибини залягання покладів ВВ в межах південно-східної частини ДДЗ за наявними даними

№ з/п	Глибини залягання ***нафтових*** покладів, м				Глибини залягання ***газових*** покладів, м			
	1000-1500	1500-2000	2000-2500	>2500	<1000	1000-1500	1500-2000	2000-2500
1	1452-1559	1490-1562	2320-2336	2833-2904	871-1054	1451-1460	1390-1993	2080-2086
2		1678-1675	2078-2094	2844-2867			1505-1516	2088-2080
3		1765-1761	2080-2086				1550-1544	2094-2091
4		1778-1774	2104-2127				1567-1561	2098-2094
5		1790-1812	2116-2107				1581-1583	2113-2109
6		1793-1782	2124-2116				1604-1612	2116-2107
7		1797-1783	2126-2121				1665-1658	2126-2121
8		1804-1788	2130-2126				1678-1675	
9		1807-1853	2135-2157				1695-1685	
10		1810-1802	2142-2139				1711-1707	
11		1812-1790	2146-2128				1719-1717	
12		1813-1809	2157-2156				1765-1761	
13			2157-2162				1778-1774	
14			2177-2173				1790-1812	
15			2318-2328				1793-1782	
16			2360-2388				1804-1788	
17							1807-1853	
18							1812-1790	
19							1813-1809	

Всі наведені вище графіки після апроксимації фактичних результатів (червона крива), мають схожий між собою характер розподілу та мають 2

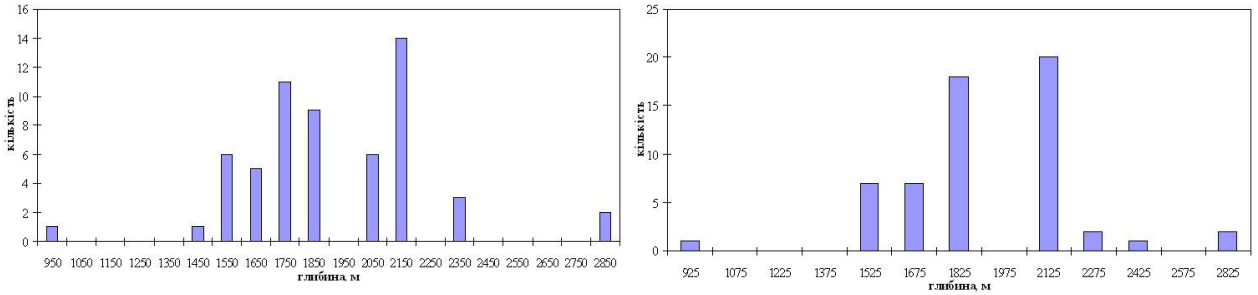
максимуми. Границя між цими двома максимумами відповідає розмірам ковзного вікна з більшою стороною від 5500 до 6500 метрів. Виходячи з геологічної будови району та розподілу за глибиною залягання відомих покладів ВВ логічно припустити, що ця границя відповідає межі між осадовим чохлом та кристалічним фундаментом. Ця границя у межах району знаходиться на глибині біля 3 км та дорівнює половині довжини більшої сторони ковзного вікна, що встановлювалась [32-33]. Таким чином, складені графіки свідчать про зміну ефективності прогнозу покладів ВВ в залежності від розмірів ковзного вікна. Необхідно зауважити, що зміна ефективності відбувається нерівномірно.

За наявними даними, у межах району досліджень поклади нафти залягають на глибинах від 1400 до 1900 метрів та від 2000 до 2900 метрів, а поклади газу залягають на глибинах до 1000 метрів, від 1400 до 1850 метрів, від 2000 до 2200 метрів (табл. 2.8). Вказані інтервали дійсно характеризуються підвищеними значеннями ефективності прогнозу покладів, що добре видно на рис. 2.13. Ці максимуми встановлені на картах, складених з використанням ковзних вікон (більша сторона) від 3000 м та 5000 м. Максимуми, що розташовані в правій частині графіків, можливо відповідають покладам ВВ в породах фундаменту, які не виявлені.

Крім того, було проведено визначення коефіцієнта залежності між розмірами вікна осереднення лінеаментів та глибиною залягання покладів окремо для даних з ефективністю більше 1.5 та від 1 до 1.5 (рис. 2.13 та 2.16) та даними розподілу глибин залягання покладів ВВ (рис. 2.19).

Для ефективності більше 1.5, значення більшого вікна осереднення: 3000 м та 5000 м, при яких отримаємо максимальні значення ефективності, для ефективності між 1 та 1.5, значення більшого вікна осереднення: 4000 м та 5500 м, при яких отримаємо максимальні значення ефективності, для глибин з осередненням через 100 м максимальна кількість покладів припадає на 1750 м та 2150 м, з осередненням через 150 м – на 1825 м та 2125 м. Таким

чином, за двома різними розподілами маємо 2 відносних максимуми, проведемо зіставлення, дані наведені в табл. 2.9.



а б

Рисунок 2.19 – Розподіл глибин залягання покладів ВВ для території, групування глибин через: а) – 100 метрів, б) – 150 метрів

Таблиця 2.9 – Зіставлення значень ефективності та глибин залягання ВВ

Ефективність (> 1.5)			Ефективність (1 – 1.5)		
Розмір більшого вікна осереднення, м	Глибина м	Відношення	Розмір більшого вікна осереднення, м	Глибина, м	Відношення
3000	1750	1.7	4000	1825	2.3
5000	2150	2.2	5500	2125	2.6

Таким чином, в середньому коефіцієнт залежності між більшою стороною вікна осереднення лінеаментів і глибиною залягання покладів ВВ в середньому дорівнює 2.2 і збільшується зі збільшенням глибини залягання покладів ВВ.

Отримані результати свідчать про необхідність при побудові карт щільності лінеаментів враховувати глибини залягання покладів ВВ та відповідно обирати розмір ковзного вікна обробки поля лінеаментів.

2.5.2.2 Оцінка достовірності побудованих карт щільності лінеаментів у порівнянні з геологічними даними

Однією з важливих задач після складання карт щільності лінеаментів була задача їх геологічної інтерпретації. При побудові карт щільності лінеаментів зроблено припущення, що розломам будуть відповідати переважно максимальні та підвищені значення полів щільності лінеаментів відповідних систем. Але це не виключає наявності у їх межах середніх та

низьких значень щільності лінеаментів, що відповідає сучасним даним про складну будову розломів та характер розподілу тектонічних напруг у межах розломів.

З метою оцінки достовірності даного припущення було проведено зіставлення побудованих карт щільності лінеаментів з картою розломів Північного борту ДДЗ за даними дистанційних і геолого-геофізичних досліджень, було проведено геометричну корекцію карти розломів Північного борту ДДЗ за допомогою програми з обробки космічних даних Erdas Imagine та додано до вже існуючого ГІС-проєкту.

Для зіставлення карт щільності лінеаментів з геологічними матеріалами у межах Північного борту ДДЗ було проведено структурне дешифрування матеріалів дистанційного зондування: космічних знімків з супутників Sentinel-1/2 та Landsat, а також ЦМР DEM і топографічних карт.

Структурне дешифрування виконувалося візуально з використанням стандартної методики контрастно-аналогового дешифрування. За результатами структурного дешифрування на територію робіт була складена карта лінеаментів (рис. 2.20). Усього було виділено 39672 лінеаментів на територію дослідження.

В процесі робіт багато уваги було присвячено відокремленню лінеаментів, які пов’язані з геологічними чинниками від лінеаментів антропогенного походження.

Було виконано аналіз закономірностей просторової орієнтації виділених лінеаментів у межах Північного борту та Північної прибортової зони. Встановлено, що між ними немає значних розбіжностей, і тому були виділені загальні системи лінеаментів для всієї території.

Проведений аналіз орієнтування лінеаментів для 5-ти градусного інтервалу групування виявив наявність 8-ми систем лінеаментів, встановлені межі систем та модальні значення для кожної системи, які наведено в табл. 2.10.

Таблиця 2.10 – Кількість, межі та модальні значення систем лінеаментів 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°-60°	50°
7	Північний Схід (ПС)	61°-75°	65°
8	Субширотна	76°-279°	85°

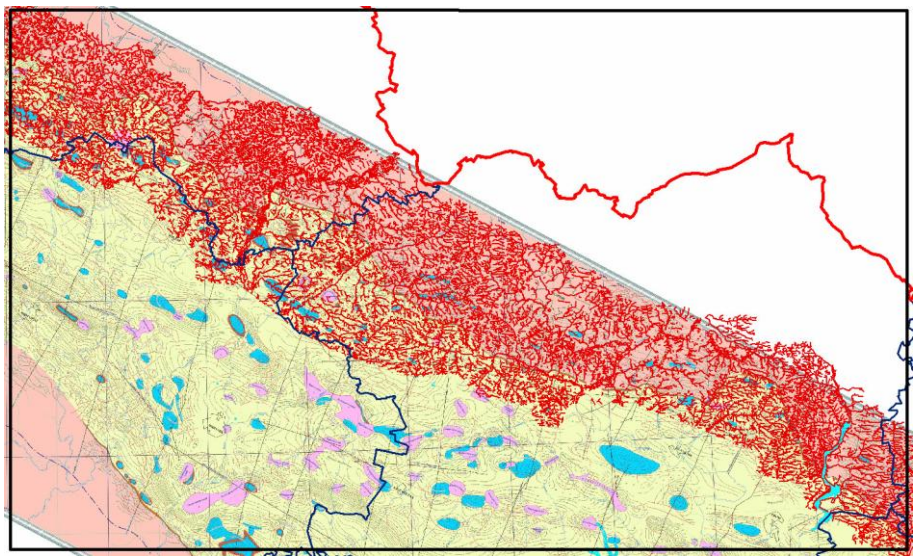


Рисунок 2.20 – Карта лінеаментів на територію Північного борту ДДЗ за матеріалами космічної зйомки, суміщена зі структурно-тектонічної картою [34]

На підставі виділених систем лінеаментів були побудовані карти щільності лінеаментів усіх 8-ми систем. Для аналізу достовірності побудованих за вдосконаленою методикою карт щільності лінеаментів трьох систем: 1) друга система, північно-західна, (301º-320º) (рис. 2.21), 2) четверта, субмеридіональна, (341º-10º) (рис. 2.22), 3) шоста, північно-східна, (36º-60º) (рис. 2.23), з роботи [35] були взяті відповідні за напрямками розломи та проведено зіставлення.

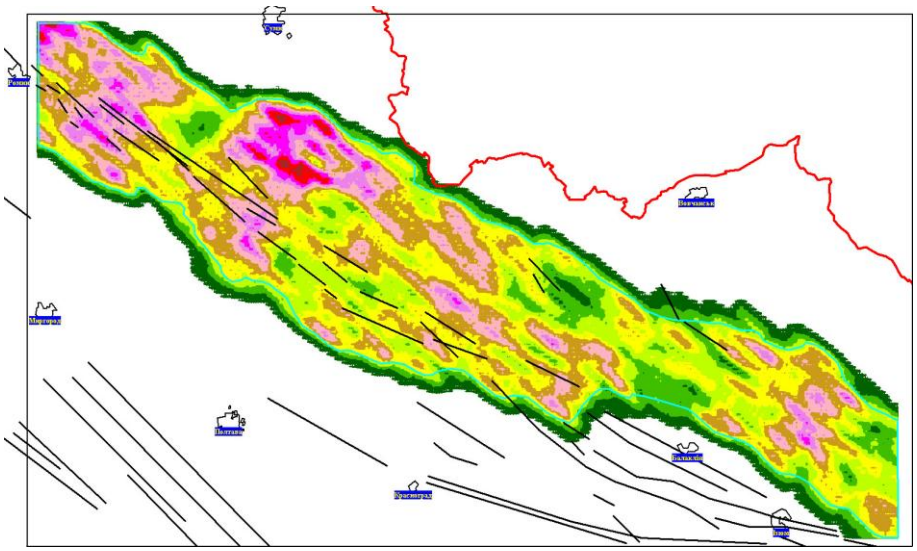


Рисунок 2.21 – Карта щільності лінеаментів системи 2 (301º-320º) на територію Північного борту ДДЗ, побудована ковзним вікном розміром 14 на 4 км

Умовні позначення:

20 40 60 (кількість лінеаментів/км^2)	Зони лінеаментів за [35]

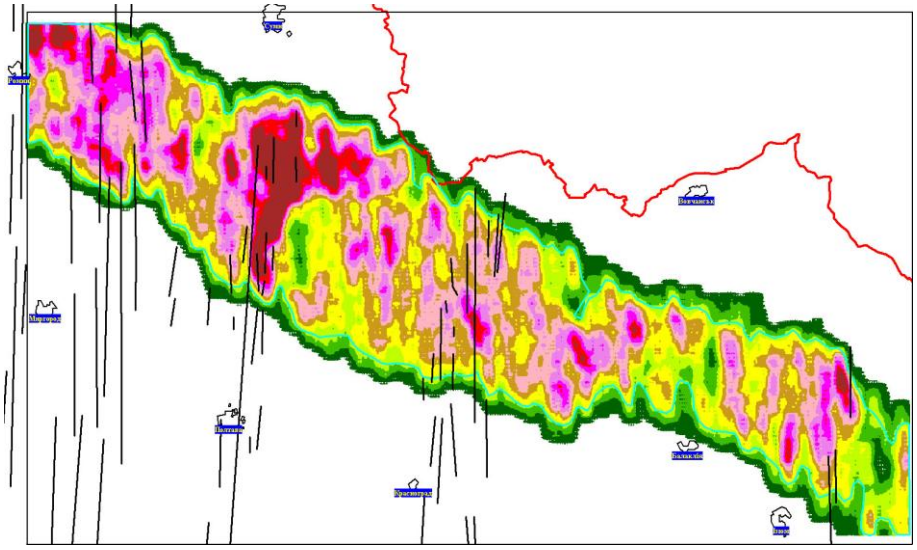


Рисунок 2.22 – Карта щільності лінеаментів системи 4 (341º-10º) на територію Північного борту ДДЗ, побудована ковзним вікном розміром 14 на 4 км. Умовні позначення: див. рис. 2.21.

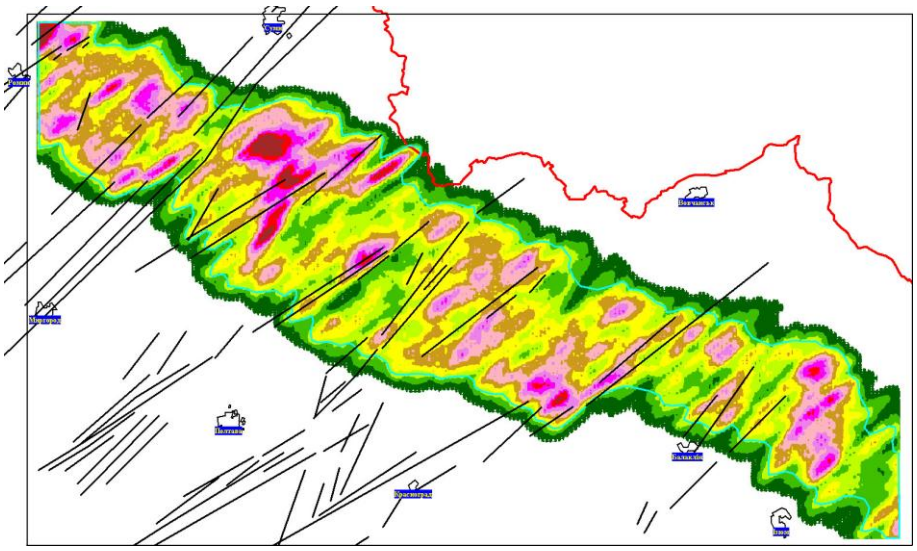


Рисунок 2.23 – Карта щільності лінеаментів системи 6 (36º-60º) на територію Північного борту ДДЗ, побудована ковзним вікном розміром 14 на 4 км. Умовні позначення: див. рис. 2.21.

Встановлені розломи збігаються переважно з найбільш високими значеннями карт щільності лінеаментів, але у їх межах встановлені низькі та середні значеннями щільності лінеаментів.

Зважаючи на важливість питання про інтерпретацію карт щільності лінеаментів, наведені вище результати візуальних досліджень були доповнені даними кількісного аналізу зв’язку між вказаними розломами та значеннями полів щільності лінеаментів відповідних систем. З цією метою було проаналізовано розподіл значень щільності лінеаментів у межах зон розломів та всією досліджуваною територією. Зіставлення проводилося окремо для карт щільності лінеаментів, побудованих вікнами розміром 4,5 км на 1,5 км та 14 км на 4 км з використанням коефіцієнта кореляції та критерію «Лямбда» Колмогорова-Смирнова. Використання цих показників дозволяє дати оцінку взаємозв’язку двох розподілів.

Коефіцієнт кореляції розраховується за формулою:

$$\rho_{xy} = \frac{Cov(X,Y)}{\sigma_x \sigma_y} \qquad (2.8)$$

критерій «Лямбда»:

$$\lambda = \frac{\left|\sum f_1 - \sum f_2\right|_{\max}}{\sqrt{n}} \geq \begin{cases} 1{,}95 \; B_3 = 0{,}999 \\ 1{,}63 \;\; B_2 = 0{,}99 \\ 1{,}36 \;\; B_1 = 0{,}95 \end{cases} \qquad (2.9)$$

Результати розрахунків наведені у табл. 2.11 – 2.16.

Таблиця 2.11 – Зіставлення розподілів частоти значень щільності лінеаментів у межах розломів північно-східного (ПС) напрямку [35] та за їх межами на карті щільності лінеаментів системи 6 (ПС 36º-60º), яка побудована вікном 4,5 на 1,5 км

N з/п	Інтервал значень щільності лінеаментів	Частота значень щільності у межах розломів, встановлених [35]	Частота значень щільності за межами розломів	Функція відношення вірогідності
1	0 - 9	9,52	12,72	0,7484
2	10 - 19	16,96	20,73	0,8180
3	20 - 29	22,78	20,63	**1,1040**
4	30 - 39	19,54	16,77	**1,1651**
5	40 - 49	12,91	12,38	**1,0431**
6	50 - 59	8,19	7,56	**1,0831**
7	60 - 69	4,17	3,66	**1,1385**
8	70 - 79	2,88	2,60	**1,1092**
9	80 - 235	3,05	2,95	**1,0361**

Коефіцієнт кореляції між двома розподілами частот щільності лінеаментів дорівнює 0,98, λ=0,697.

Таблиця 2.12 – Зіставлення розподілів частоти значень щільності лінеаментів у межах розломів північно-східного (ПС) напрямку [35] та за їх межами на карті щільності лінеаментів системи 6 (ПС 36º-60º), яка побудована вікном 14 на 4 км

N з/п	Інтервал значень щільності лінеаментів	Частота значень щільності у межах розломів, встановлених [35]	Частота значень щільності за межами розломів	Функція відношення вірогідності
1	0 - 9	0,62	2,74	0,2283
2	10 - 19	15,41	24,07	0,6404
3	20 - 29	39,06	33,82	**1,1550**
4	30 - 39	26,63	23,62	**1,1273**
5	40 - 49	12,52	10,73	**1,1673**
6	50 - 89	5,75	5,03	**1,1447**

Коефіцієнт кореляції між двома розподілами частот щільності лінеаментів дорівнює 0,96, λ=1,077.

Таблиця 2.13 – Зіставлення розподілів частоти значень щільності лінеаментів у межах субмеридіональних розломів [35] та за їх межами на карті щільності лінеаментів системи 4 (341º-10º), яка побудована вікном 4,5 на 1,5 км

N з/п	Інтервал значень щільності лінеаментів	Частота значень щільності у межах розломів, встановлених [35]	Частота значень щільності за межами розломів	Функція відношення вірогідності
1	0 - 9	1,79	8,53	0,2101
2	10 - 19	6,73	14,79	0,4551
3	20 - 29	12,67	17,82	0,7107
4	30 - 39	15,46	14,87	**1,0401**
5	40 - 49	16,76	15,79	**1,0619**
6	50 - 59	14,65	11,06	**1,3253**
7	60 - 69	9,85	5,79	**1,7028**
8	70 - 79	6,25	4,57	**1,3671**
9	80 - 89	4,75	2,78	**1,7079**
10	90 - 99	3,92	1,41	**2,7775**
11	100 - 109	3,02	1,05	**2,8830**
12	110 - 119	1,87	0,58	**3,1978**
13	120 - 129	0,93	0,29	**3,1617**
14	130 - 139	0,52	0,22	**2,4323**
15	140 - 330	0,81	0,46	**1,7837**

Коефіцієнт кореляції між двома розподілами частот щільності лінеаментів складає 0,87, λ=1,995.

Таблиця 2.14 – Зіставлення розподілів частоти значень щільності лінеаментів у межах субмеридіональних розломів [35] та за їх межами на карті щільності лінеаментів системи 4 (341º-10º), яка побудована вікном 14 на 4 км

N з/п	Інтервал значень щільності лінеаментів	Частота значень щільності у межах розломів, встановлених [35]	Частота значень щільності за межами розломів	Функція відношення вірогідності
1	0 - 9	0,00	1,59	0,0000
2	10 - 19	0,44	11,52	0,0378
3	20 - 29	8,32	25,65	0,3242
4	30 - 39	30,68	27,58	**1,1126**
5	40 - 49	23,14	18,59	**1,2447**
6	50 - 59	23,21	9,01	**2,5749**
7	60 - 69	6,97	3,37	**2,0698**
8	70 - 79	3,98	1,40	**2,8335**
9	80 - 89	2,07	0,55	**3,7765**
10	90 - 130	1,19	0,73	**1,6268**

Коефіцієнт кореляції між двома розподілами частот щільності лінеаментів складає 0,71, λ=3,001.

Таблиця 2.15 – Зіставлення розподілів частоти значень щільності лінеаментів у межах розломів північно-західного (ПЗ) [35] та за їх межами на карті щільності лінеаментів системи 2 (ПЗ 301º-320º), яка побудована вікном 4,5 на 1,5 км

N з/п	Інтервал значень щільності лінеаментів	Частота значень щільності у межах розломів, встановлених [35]	Частота значень щільності за межами розломів	Функція відношення вірогідності
1	0 - 9	9,24	11,57	0,7986
2	10 - 19	18,64	21,28	0,8759
3	20 - 29	21,52	20,67	**1,0408**
4	30 - 39	19,34	18,11	**1,0679**
5	40 - 49	15,82	13,86	**1,1409**
6	50 - 59	9,33	7,59	**1,2291**
7	60 - 220	6,11	6,9	0,885

Коефіцієнт кореляції між двома розподілами частот щільності лінеаментів складає 0,98, λ=0,497.

Таблиця 2.16 – Зіставлення розподілів частоти значень щільності лінеаментів у межах розломів північно-західного (ПЗ) [35] та за їх межами на карті щільності лінеаментів системи 2 (ПЗ 301º-320º), яка побудована вікном 14 на 4 км

N з/п	Інтервал значень щільності лінеаментів	Частота значень щільності у межах розломів, встановлених [35]	Частота значень щільності за межами розломів	Функція відношення вірогідності
1	0 - 9	0,73	2,54	0,2886
2	10 - 19	11,52	20,91	0,5510
3	20 - 29	46,74	37,65	**1,2414**
4	30 - 39	30,61	26,20	**1,1683**
5	40 - 70	10,40	12,70	0,8187

Коефіцієнт кореляції між двома розподілами частот щільності лінеаментів складає 0,96, λ=1,119.

Аналіз наведених у табл. 2.11 – 2.16 даних засвідчив, що у межах розломів частота зустрічі підвищених та високих значень щільності лінеаментів усіх трьох проаналізованих систем лінеаментів вища, ніж за їх межами. Тобто, припущення про зв'язок розломів з підвищеними значеннями

щільності лінеаментів справедливо і його можливо використовувати для виділення та аналізу будови розломів. Той факт, що коефіцієнти кореляції між розподілами значень щільності лінеаментів у межах розломів та за їх межами близькі до 1.0 свідчить про те, що крім встановлених раніше розломів є ще не виявлені, але це припущення потребує перевірки.

В результаті проведених досліджень встановлено, що отримані дані добре узгоджуються з польовими спостереженнями за розломами та даними, отриманими в процесі їх моделювання, і свідчать про достовірність виділення розломів по картах щільності лінеаментів. Враховуючи встановлену залежність на картах щільності лінеаменів, можливо виділити декілька розломів, які не були показані попередніми дослідниками. Але вони потребують додаткового дослідження.

Крім того, на картах щільності лінеаментів добре видно неоднорідну будову розломів, зміни їх будови в плані, що неможливо встановити в умовах ДДЗ іншими методами. Карти щільності лінеаментів, побудовані з використанням ковзних вікон різних розмірів, дозволяють вивчати розломи різної глибини проникнення, що важливо при проведенні пошукових та прогнозних досліджень покладів ВВ.

2.5.2.3 Оцінка достовірності побудованих карт щільності лінеаментів: порівняння розподілу класу підстильної поверхні «відкритий ґрунт» в тепловому полі в межах мінімальних та максимальних значень поля щільності лінеаментів

Для оцінки достовірності побудованих карт щільності лінеаментів було проведено порівняння значень розподілу класу наземної поверхні «відкритий ґрунт» на території дослідження в тепловому полі в межах мінімальних та максимальних значень поля щільності лінеаментів всіх систем.

Як було зазначено в пункті 2.5.2.2, на території робіт було проведено дешифрування матеріалів дистанційних досліджень, карту лінеаментів

наведено на рис. 2.20. На підставі карти лінеаментів з використанням розробленої програми Lineament та програми Surfer було побудовано карту щільності всіх лінеаментів з ковзним вікном розміром 9 на 9 км та виділено зони мінімальної та максимальної щільності лінеаментів (рис. 2.24).

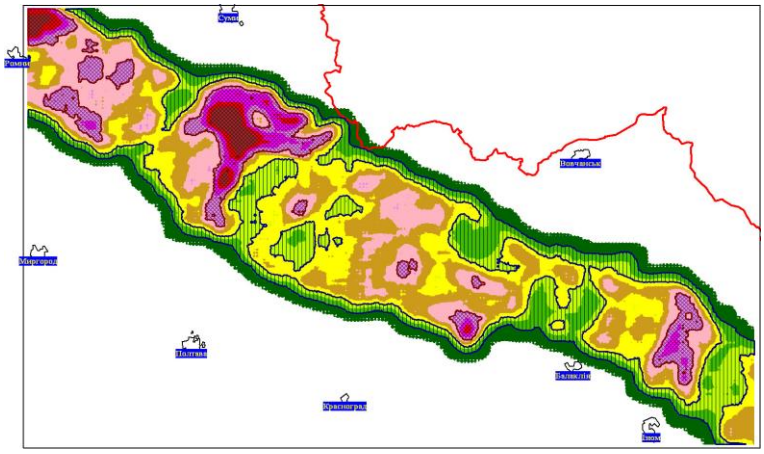


Рисунок 2.24 – Виділення зон мінімальної та максимальної щільності лінеаментів за картою щільності всіх лінеаментів

Умовні позначення:

120 240 360 (кількість лінеаментів/км^2)			
	Ділянки, що відповідають максимальним значенням щільності лінеаментів		Ділянки, що відповідають мінімальним значенням щільності лінеаментів

Для подальшої роботи було виділено 2 зони, які відповідають мінімальним та максимальним значенням поля щільності лінеаментів. Для мінімальних значень самий перший інтервал, який на рис. 2.24 відповідає темно-зеленому кольору (значення до 60) не був взятий до аналізу, оскільки візуально добре видно, що цей інтервал відповідає так званому «крайовому ефекту», тобто ковзне вікно виходило за межі дешифрування і в ньому була відносно невелика кількість лінеаментів. Тому для мінімальних значень поля щільності лінеаментів були взяті значення від 60 до 160, що на рис. 2.24 відповідають синій зоні з вертикальними лініями (див. умовні позначення). Для максимальних значень були взяті значення в інтервалі від 280 до 500, що на рис. 2.24 відповідають бордовим зонам з решіткою.

Для встановлення класу поверхні «відкритий ґрунт» на територію дослідження було сформовано мозаїку космічних знімків з супутників Landsat за квітень місяць 2000 року. Знімки були отримані переважно на кінець квітня місяця на наступні дати: 17 квітня, 30 квітня та 1 травня 2000 року. Таким чином, якщо на кінець квітня місяця земна поверхня була майже вільна від рослинності, то і впродовж всього квітня вона була так само вільна. Для отримання контурів класу «відкритий ґрунт» в межах зон мінімальних та максимальних значень щільності лінеаментів були взяті відповідні ділянки з космічних знімків з супутника Landsat (рис. 2.25).

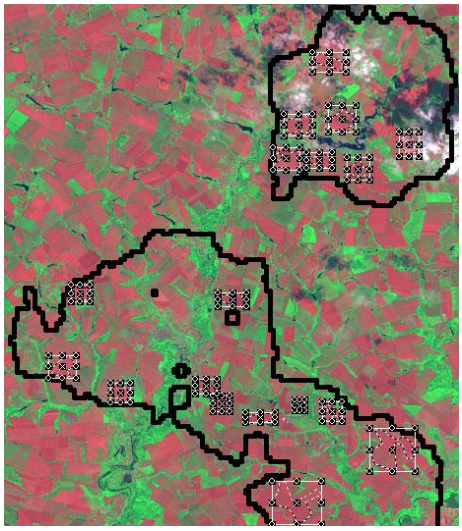
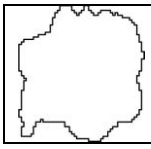


Рисунок 2.25 – Приклад відбору класу «відкритий ґрунт» за даними з супутника Landsat, за 30 квітня 2000 р., в межах контуру, що відповідає максимальним значенням щільності лінеаментів

Умовні позначення:

	Ділянки, що відповідають максимальним значенням щільності лінеаментів		Ділянки, що відповідають класу «відкритий ґрунт»

Наступним кроком було встановити температуру наземної поверхні класу «відкритий ґрунт» в денний та нічний період. Для цих цілей було використано дані з супутника TERRA/MODIS продукт MOD11C3 за квітень місяць 2000 року. Продукт MOD11C3 має денну та нічну місячну температуру, з просторовим розрізненням 0.05 градуса. За допомогою програми з обробки космічних знімків Erdas Imagine дані продукту

MOD11C3 було приведено до системи координат UTM WGS84 / zone 36, а також до просторового розрізнення 30 метрів з використанням функції Interpreter / Reproject Images. Після цього, використовуючи дані щодо класу «відкритий ґрунт» в межах мінімальних та максимальних значень поля щільності всіх лінеаментів, за допомогою програми з обробки космічних знімків Erdas Imagine були зняті місячні значення за квітень 2000 року теплового поля продукту MOD11C3. Отримані результати наведені в табл. 2.17 та 2.18.

Таблиця 2.17 – Розподіл значень **денної** температури для класу «відкритий ґрунт» за даними продукту MOD11C3 за квітень 2000 року для ділянок мінімальної та максимальної щільності лінеаментів

N з/п	Інтервал **денної** температури (° C)	Значення температури, що відповідають класу «відкритий ґрунт» на ділянках:					
		максимальної щільності лінеаментів			**мінімальної** щільності лінеаментів		
		Кількість значень	Відсоток кількості значень (%)	Осереднення відсотка (%)	Кількість значень	Відсоток кількості значень (%)	Осереднення відсотка (%)
1	19,5-20,5	108	0,14	5,66	972	1,79	3,85
2	20,5-21,5	8280	11,03	17,86	2232	4,11	13,30
3	21,5-22,5	18540	24,69	17,71	12204	22,50	26,38
4	22,5-23,5	8064	10,74	25,60	16416	30,26	30,16
5	23,5-24,5	30384	40,46	24,59	16308	30,06	17,58
6	24,5-25,5	6552	8,72	5,94	2772	5,11	5,64
7	25,5-26,5	2376	3,16	2,11	3348	6,17	3,09
8	26,5-27	792	1,05	0,53	0	0,00	0,00
		75096	***100***	***100***	**54252**	***100***	***100***

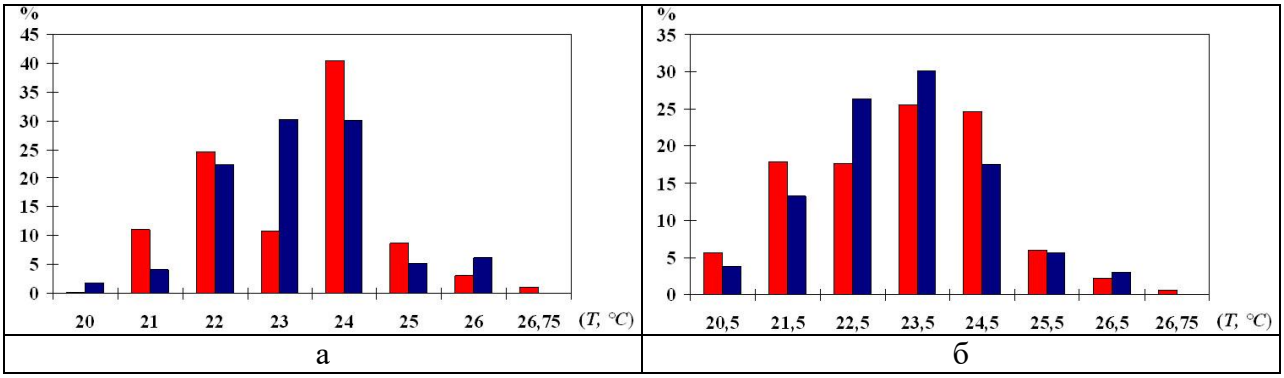
Таблиця 2.18 – Розподіл значень **нічної** температури для класу «відкритий ґрунт» за даними продукту MOD11C3 за квітень 2000 року для ділянок мінімальної та максимальної щільності лінеаментів

N з/п	Інтервал **нічної** температури (° C)	Значення температури, що відповідають класу «відкритий ґрунт» на ділянках:					
		максимальної щільності лінеаментів			**мінімальної** щільності лінеаментів		
		Кількість значень	Відсоток кількості значень (%)	Осереднення відсотка (%)	Кількість значень	Відсоток кількості значень (%)	Осереднення відсотка (%)
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**
1	3,7-4,2	2268	3,02	5,08	72	0,13	4,74
2	4,2-4,7	3096	4,12	7,02	5004	9,22	18,91
3	4,7-5,2	7452	9,92	20,04	15516	28,60	24,85
4	5,2-5,7	22644	30,15	27,64	11448	21,10	29,99
5	5,7-6,2	18864	25,12	21,36	21096	38,89	20,47

Продовження табл. 2.18

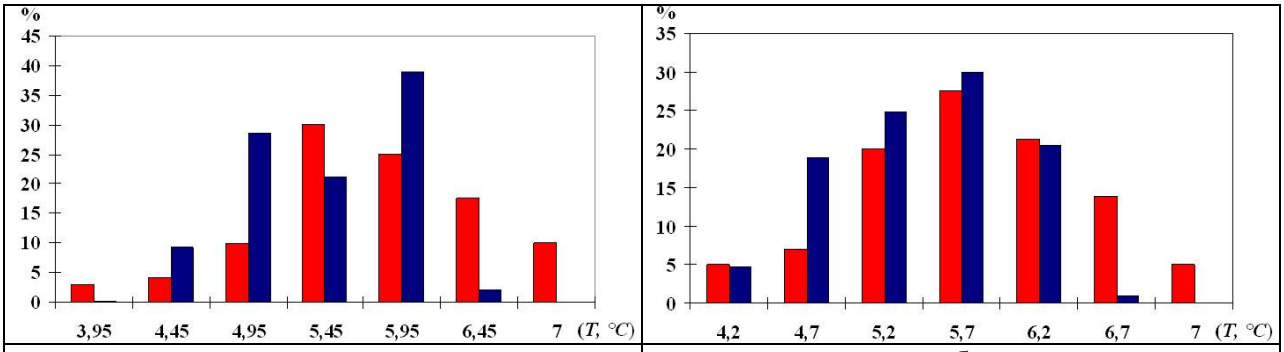
1	2	3	4	5	6	7	8
6	6,2-6,7	13212	17,59	13,83	1116	2,06	1,03
7	6,7-7,3	7560	10,07	5,03	0	0,00	0,00
8		**75096**	***100***	***100***	**54252**	***100***	***100***

Для кращої інтерпретації отриманих даних результати аналізу було представлено в графічному вигляді (рис. 2.26 та 2.27).



а б

Рисунок 2.26 – Гістограма розподілу відсотка кількості значень **денного** теплового поля за даними продукту MOD11C3 за квітень 2000 р. в межах ділянок з максимальною щільністю лінеаментів: а) вхідні дані, б) осереднені дані



а б

Рисунок 2.27 – Гістограма розподілу відсотка кількості значень **нічного** теплового поля за даними продукту MOD11C3 за квітень 2000 р. в межах ділянок з мінімальною щільністю лінеаментів: а) вхідні дані, б) осереднені дані

Отримані результати показали, що діапазон значень ***нічної*** температури для класу «відкритий ґрунт» знаходиться в межах максимальної щільності лінеаментів від 3,8 °С до 7,3 °С, для мінімальної щільності лінеаментів – від 4,1 °С до 6,3 °С. Інтервал значень температури для максимальної щільності лінеаментів складає 3,4 °С, тоді як для мінімальної щільності – 2,2 °С, тобто, діапазон для максимальної щільності в 1,55 рази

(або на 54,55%) більше, ніж для мінімальної, крім того, починається раніше з 3,8 °С, а також на 1 °С значення максимальної температури більше в межах максимальної щільності лінеаментів, ніж мінімальної щільності.

Для порівняння двох розподілів нічної температури для мінімальної та максимальної щільності лінеаментів було побудовано гістограму розподілу значень нічної температури через 0,5 °С (рис. 2.26). Для більш якісного аналізу вхідні дані, наведені на рис. 2.26 а були осереднені ковзним вікном через 1 °С. На графіку осередненого розподілу на рис. 2.26 б чітко видно дві сукупності: перша – від 4,2 °С до 5,7 °С, друга – від 6,2 °С до 7 °С. Перша сукупність (4,2 °С – 5,7 °С) для максимальної щільності лінеаментів складає 59,78 %, для мінімальної щільності лінеаментів – 78,50 %. Друга сукупність (6,2 °С – 7 °С) для максимальної щільності лінеаментів складає 40,22 %, для мінімальної щільності – 21,50 %.

Таким чином, в першій сукупності з низьким значенням температури (4,2 °С – 5,7 °С) відсоток температури для класу «відкритий ґрунт», що відповідає мінімальній щільності лінеаментів, в 1.31 рази більше (або на 18,72%), ніж для максимальної щільності лінеаментів. Для другої сукупності (6,2 °С – 7 °С) відсоток температури для класу «відкритий ґрунт», що відповідає максимальній щільності лінеаментів в 1.87 рази більше, ніж для мінімальної щільності лінеаментів.

Крім того, було проведено порівняння двох розподілів, що відповідають значенням нічної температури для мінімальних та максимальних значень поля щільності лінеаментів, для визначення відмінності між ними. Була проведена оцінка розбіжності між двома розподілами в відсотковому вигляді за критерієм «Лямбда» А. Н. Колмогорова та Н. А. Смирнова [36]. При обраному рівні значущості α=0.05, при якому табличне значення розподілу статистики Колмогорова-Смирнова дорівнює 1,63, було отримано значення λ=1,81, що перевищує табличне значення.. Таким чином, нульова гіпотеза H_0 про однорідність вибірок відкидається, тобто дві сукупності, що відповідають розподілу

значення нічної температури для мінімальних та максимальних значень поля щільності лінеаментів, явно розрізняються за своїми розподілами, вірогідність цього більша за 0.99.

Аналіз розподілу для ***денної*** температури для класу «відкритий ґрунт» в межах мінімальної та максимальної щільності лінеаментів показав, що в межах максимальної щільності лінеаментів температура змінюється від 20,45 °С до 27,04 °С, для мінімальної щільності лінеаментів – від 19,72 °С до 25,7 °С. Інтервал значень температури для максимальної щільності лінеаментів складає 6,59 °С, тоді як для мінімальної щільності – 5,98 °С, тобто, діапазон для максимальної щільності в 1,1 рази (або на 10,2%) більше, ніж для мінімальної, а також на 1,34 °С значення максимальної температури більше в межах максимальної щільності лінеаментів, ніж мінімальної щільності.

Для порівняння двох розподілів денної температури для мінімальної та максимальної щільності лінеаментів було побудовано гістограму розподілу значень денної температури через 1 °С (рис. 2.27). Для більш якісного аналізу було проведено осереднення через 2 °С.

Розподіл денної температури носить більш складний характер, ніж для нічної. На графіку рис. 2.27 б можливо виділити як 2, так і 3 сукупності. Так дві сукупності, перша – від 20,5 °С до 23,5 °С, друга – від 24,5 °С до 26,75 °С. Перша сукупність (20,5 °С – 23,5 °С) для максимальної щільності лінеаментів складає 66,83 %, для мінімальної щільності лінеаментів – 73,69 %. Друга сукупність (24,5 °С – 26,75 °С) для максимальної щільності лінеаментів – 33,17 %, для мінімальної щільності – 26,31 %. Для такого розподілу графіка на сукупності, в першій сукупності з низьким значенням температури (20,5 °С – 23,5 °С) відсоток температури для класу «відкритий ґрунт», що відповідає мінімальній щільності лінеаментів, в 1.1 рази більше, ніж для максимальної щільності лінеаментів, а для другої сукупності (24,5 °С – 26,75 °С) відсоток температури для класу «відкритий ґрунт», що відповідає максимальній щільності лінеаментів, в 1.26 рази більше, ніж для мінімальної

щільності лінеаментів. При розподілі на 2 сукупності немає явної переваги однієї з температур, тому було запропоновано провести розподіл на 3 сукупності.

Таким чином, якщо провести розподіл на три сукупності: перша (20,5 °C – 21,5 °C), друга (22,5 °C – 23,5 °C) та третя (24,5 °C – 26,75 °C), то для них різниця температури, що відповідає мінімальним та максимальним значеннями щільності лінеаментів, є більшою, в порівнянні з розподілом на дві сукупності.

Так для першої сукупності (20,5 °C – 21,5 °C) переважає відсоток температури, що відповідає максимальним значенням поля щільності лінеаментів (23,51 %) над мінімальними (17,15 %), в 1,37 рази, для другої сукупності (22,5 °C – 23,5 °C), навпаки, переважає відсоток температури, що відповідає мінімальним значенням поля щільності лінеаментів (56,54 %) над мінімальними (43,31 %), в 1,31 рази, для третьої сукупності (24,5 °C – 26,75 °C) переважають температури, що відповідають максимальним значенням щільності лінеаментів (33,17 %) над мінімальними (26,31 %), в 1,26 рази.

При порівнянні двох розподілів денної температури для мінімальної та максимальної щільності лінеаментів за критерієм «Лямбда» А. Н. Колмогорова та Н. А. Смирнова [36], було встановлено, що λ=0,8 при обраному рівні значущості α=0.05, якому відповідає табличне значення розподілу статистики Колмогорова-Смирнова – 1,63.

Оскільки λ<1,63, тобто отримане значення «лямбда» не перевищує табличне значення, нульова гіпотеза H_0 про однорідність вибірок – приймається, тобто дві сукупності, що відповідають розподілу значенням денної температури для мінімальних та максимальних значень поля щільності лінеаментів, не розрізняються за своїми розподілами.

Отриманими результатами підтверджено достовірність побудови карт щільності лінеаментів за вдосконаленою методикою з використанням даних дистанційного зондування Землі.

2.6 Формування комплексу ознак для вирішення задачі прогнозу

У процесі прогнозування і при вирішенні широкого кола геологічних завдань часто виникає необхідність у встановленні зв'язку між різними геологічними об’єктами (*IV етап методики*).

Це включає оцінку взаємозв’язку досліджуваних об'єктів зі значеннями використовуваних ознак і відбраковування неінформативних ознак.

Під взаємозв’язком розуміється будь-яке закономірне просторове розташування об'єктів або значень досліджуваних ознак.

Оцінка взаємозв’язку базується на порівнянні розподілу значень використовуваної ознаки в точках розташування досліджуваних об'єктів (вибірка I) з розподілом значень ознаки в точках, розміщених випадково по площі навчання (вибірка II, фон). Площа навчання вибирається з таким розрахунком, щоб вона повсюдно була однаково вивчена.

Для встановлення характеру і кількісної оцінки взаємозв’язку ознак з досліджуваними об'єктами використовуються отримані залежності для здійснення прогнозування. З цією метою будуються функції відносини правдоподібності для всього діапазону значень досліджуваних ознак. Під «функцією відношення правдоподібності» розуміється оцінка відношення правдоподібності двох конкуруючих гіпотез, виражених як функція аргументу-ознаки, що вивчається. Функція відношення правдоподібності знаходиться через відношення оцінок щільності ймовірностей розподілів значень ознаки двох вибірок: перша з них характеризує розподіл значень ознаки в точках розташування досліджуваних об'єктів, друга – в випадково розміщених точках по всій площі робіт (фону).

Приклад побудови одновимірної функції відношення правдоподібності наведено на рис. 2.28.

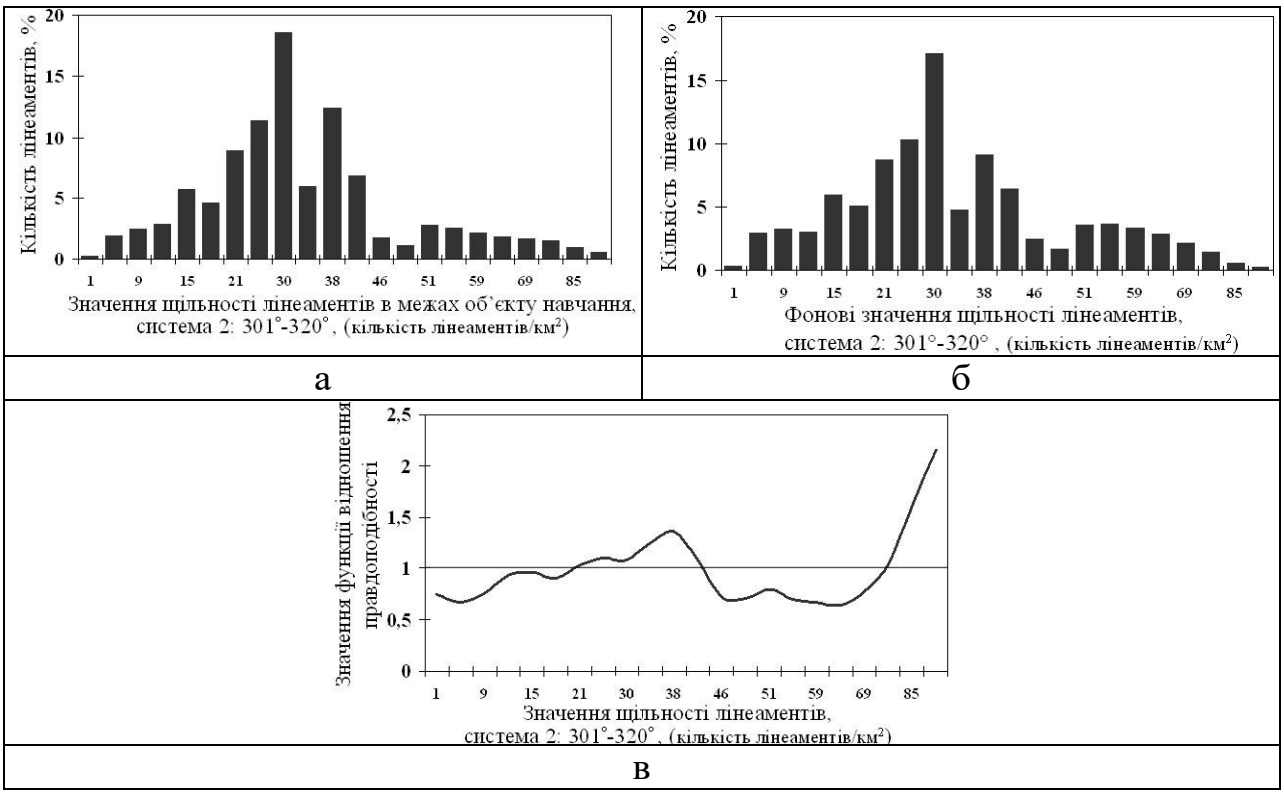


Рисунок 2.28 – Приклад побудови одновимірної функції відношення правдоподібності: *а* – гістограма розподілу значень щільності лінеаментів для об’єктів навчання, *б* – гістограма розподілу значень щільності лінеаментів для фонових значень, *в* – графік функції відношення правдоподібності

Значення побудованих функцій інтерпретуються як очікувані щільності пошукових об'єктів в точках простору з відповідними значеннями цього показника; при цьому середня щільність об'єктів на площі навчання приймається за 1. Тоді значення функції відношення правдоподібності, що перевищують 1, відповідають тим значенням ознак, які більш притаманні площам розміщення об'єктів пошуків. Використовуючи побудовані функції відношення правдоподібності, визначаємо відносну щільність об'єктів пошуку, як всередині вивченої площі (площі навчання), так і за її межами. Отримані значення виносяться на карту і, картографуючи їх системою ізоліній вибраного перерізу, отримуємо карту значень функцій правдоподібності по кожній з ознак.

2.7. Прогнозна оцінка території на виявлення покладів вуглеводнів

Для прогнозної оцінки території на виявлення родовищ ВВ враховуються просторові закономірності розміщення об'єктів прогнозу і структур полів пошукових ознак (*V етап методики*). Вдосконалена методика дозволяє використовувати широкий комплекс ознак, з урахуванням характеру і тісноти взаємозв'язку між ними. При цьому вид функцій розподілів пошукових ознак не має значення. Для прогнозу досить мати тільки «нафтогазову» вибірку і дані з геології району дослідження. Оцінка просторового взаємозв’язку об'єктів проводиться на основі врахування складного, нелінійного характеру їх зв'язку. Результати прогнозу отримуються в кількісній формі і їх можна геологічно інтерпретувати [37-46].

Робота за методикою просторово-ймовірнісного прогнозування складається з трьох етапів: I) встановлення комплексу пошукових ознак і відбракування неінформативних ознак; 2) врахування взаємозв'язку ознак одна з одною та визначення відносної насиченості території пошуковими об'єктами в залежності від комплексу значень використовуваних ознак і побудови на цій основі кількісної карти прогнозу; 3) аналізу побудованої карти прогнозу, оцінки якості прогнозу і виділення площ для проведення пошукових робіт.

Побудова кількісної карти прогнозу. Після побудови функцій відношення правдоподібності для окремих ознак, переходимо до врахування взаємозв'язку ознак одна з одною та оцінки можливості виявлення нафтогазоносності в будь-якій точці району. Врахування взаємозв'язку ознак, що підвищує ефективність і надійність прогнозу, проводиться за допомогою комплексної функції відношення правдоподібності, яка будується шляхом послідовного нарощування її розмірності. З цією метою для кожної пари ознак будуються два двовимірні розподіли, в якості координат беруться значення ознак або

відповідні їм величини щільності шуканих об'єктів. Перший розподіл формується із значень в точках розташування досліджуваних об'єктів, другий – із значень в випадково розміщених точках за площею навчання (фону). Обидва розподіли мають вигляд точкових полів, що розбиваються на осередки, і для кожного з них знаходяться відношення правдоподібності. Побудована двовимірна функція відображає характер взаємопов’язаних об’єктів прогнозу з двома ознаками. Значення, зняті з цих графіків, використовуються для побудови нових функцій відношення правдоподібності. Таким шляхом вдається врахувати спряженість об'єктів прогнозу з будь-яким числом ознак. При цьому відбувається не просто підсумовування інформативності ознак, а враховується взаємозв'язок і взаємозалежність між ними, що дозволяє помітно підвищити інформативність прогнозу. Використовуючи сумарну функцію, за комплексу значень ознак в точках спостережень розраховується очікувана щільність пошукових об'єктів. Картографування отриманих значень системою ізоліній дозволяє відобразити прогнозне поле району, яке є основою для побудови комплексної карти прогнозу. Ізолінія, яка дорівнює 1.0, розділяє досліджувану площу на перспективну і безперспективну область. Це поділ не є абсолютним, але в будь-якому випадку. ділянкам з більш високими значеннями поля очікуваної щільності об'єктів прогнозу відповідає більш висока перспективність і навпаки.

Висновки до другого розділу

На основі викладених у розділі результатів дослідження можна зробити наступні висновки:

1. Обґрунтовано основні передумови вдосконалення методики для прогнозування покладів вуглеводнів за матеріалами лінеаментного аналізу та даних дистанційного зондування Землі.

2. Розроблено структуру вдосконаленої методики та її складових частин на основі комплексу геолого-геофізичних та дистанційних досліджень з застосуванням ГІС-технологій з використанням програми Lineament для кількісного аналізу поля лінеаментів, пошуку та прогнозу покладів ВВ. Структуру методики вдосконалено за рахунок оцінки достовірності виділення усіх максимумів та мінімумів на гістограмі розподілу лінеаментів, з врахуванням зміщення початкової точки інтервалу групування. Це, в свою чергу, дозволяє надійно виділяти межі систем лінеаментів, модальні значення та кількість систем лінеаментів.

3. За допомогою вдосконаленої методики встановлено залежності між значеннями інтервалу групування лінеаментів та кількістю систем, що виділяються, та різний характер прояву ортогональних та діагональних систем при зміні значень інтервалу групування.

4. Встановлено залежність між глибиною залягання покладів ВВ та розмірами вікна осереднення поля лінеаментів.

5. Виконано перевірку побудованих карт щільності на достовірність за геологічними (зіставлення з розломами району) та дистанційними даними (зіставлення з нічною та денною температурою підстильної поверхні для класу «відкритий ґрунт», розрахованою за супутниковими даними), що дає можливість використовувати їх при прогнозних дослідженнях.

6. Наведено критерії формування комплексу пошукових ознак та показано підходи до прогнозу покладів ВВ.

Список використаних джерел

1. Королев А. В., Шехтман П. А. Структурные условия размещения послемагматических руд. Москва: Недра, 1965. 507 с.
2. Смехов Е. М. Современное состояние проблемы трещинных коллекторов. Труды Второго Всесоюзного совещания по трещинным коллекторам нефти и газа. Москва: Недра, 1965. С. 13-24.

3. Галецький Л. С. Атлас Геологія і корисні копалини України. Київ: ДП “Такі Справи”, 2001. 168 с.
4. Аэрокосмические исследования на региональном этапе геологоразведочных работ на нефть и газ. Сост. Д. М. Трофимов, Л. П. Полканова. Москва: Недра, 1988. 160 с.
5. Кронберг П. Дистанционное изучение Земли. Основы и методы дистанционных исследований в геологии. Москва: Мир, 1988. 349с.
6. Кац Я. Г., Тевелев А. В., Полетаев А. И. Основы космической геологии. Москва: Недра, 1988. 235 с.
7. Багатоспектральні методи дистанційного зондування Землі в задачах природокористування. За ред. В. І. Лялька і М. О. Попова. Київ: Наукова думка, 2006. 360 с.
8. Гольбрайх И. Г., Забалуев В. В., Ласточкин А. Н., Миркин Г. Р., Рейнин И. В. Морфоструктурные методы изучения тектоники закрытых платформенных нефтегазоносных областей. Ленинград: Недра, 1968. 152 с.
9. Чебаненко І. І. Розломна тектоніка України. Київ: Наукова думка, 1966. 179 с.
10. Тяпкин К. Ф. Физика Земли. Киев: Вища школа, 1998. 312 с.
11. Незаметдинова С. С. Анализ ориентировки региональных разрывных нарушений нефтегазоносных областей на примере Предкавказья: Автореф. . . . дис. канд. геол.-мин. наук. Ленинград, 1970. 17 с.
12. Апостолов А. А. Разработка алгоритмов и программы линеаментного анализа. *Наукові космічні дослідження. Матеріали виступів школи-семінару для молодих науковців*. Київ. Політехніка. 2003. С. 15-16.
13. Ходоровский А. Я., Апостолов А. А. Метод количественного выделения систем линеаментов. *Доповіді НАН України*. 2013. № 1. С. 111-117.
14. Ходоровский А. Я., Апостолов А. А. Сравнение ориентировки линеаментов, выделенных на космических снимках, с разным

пространственным разрешением. *Збірник тез. 14-а Українська конференція з космічних досліджень*. Ужгород, ІЕФ НАНУ, 8-12 вересня 2014р. К.: ІКД НАНУ – НКАУ. 2014. С. 162.

15. Азімов О. Т., Бублясь В. М., Ліщенко Л. П., Ходоровський А. Я., Шульга В. І., Апостолов О. А. Досвід застосування матеріалів аерозйомки і ГІС-технологій при комплексному дослідженні аномальних зон вертикального масопереносу в Зоні відчуження ЧАЕС. *Матеріали міжнародної науково-практичної конференції "ГІС Форум-2001"*. 18-20 грудня 2001 р. Київ. ГІС-Асоціація України, 2001. С. 174-180.
16. Ахметшина А. К. Взаимосвязь дайковых образований с тектоническими этапами развития Украинского щита. *Доклады. АН СССР*, 1980. № 5. С. 1201–1204.
17. Петров А. И. Древние разломы восточной части Балтийского щита и движения по ним. *Доклады. АН СССР*, 1970. № 2. С. 418–421.
18. Гришкян Р. И. Новые данные о строении и развитии системы докембрийских разломов решетчатого типа на Алданском щите. *Вопросы тектоники докембрия континентов: Сб. научных трудов*. Москва: ГИН АН СССР. № 6. 1980. С. 120–131.
19. Ходоровский А. Я. Количественное изучение разрывных нарушений для целей прогнозирования в условиях Украинского щита (по материалам аэрофотосъемки): Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата геол.-мин. наук. Львов, 1979. 22с.
20. Серебряков Е. Б., Жаворонкин В. И. Системы разломов Воронежского кристаллического массива (ВКМ) и их аналоги на Украинском щите. *Геофизеский журнал*, 1987. № 3. С. 12–17.
21. Ходоровский А. Я., Апостолов А. А. Анализ зависимости количества выделяемых систем линеаментов от ширины интервала группирования. *Доповіді НАН України*. 2014. № 9. С. 79-85. https://doi.org/10.15407/dopovidi2014.09.079. Режим доступу:

ftp://ftp.nas.gov.ua/akademperiodyka/Downloads/Archive_Dopovidi/2014/N9/14-09-14.pdf (Дата звернення: 26.02.2020)

22. Муди Дж. Д., Хилл М. Дж. Сдвиговая тектоника. Вопросы современной зарубежной тектоники. Москва: Изд-во иностр. лит., 1960. С. 265–333.
23. Краснощек А. Я. Системы разломов фундамента и их взаимосвязь со структурами осадочного чехла в пределах Северного Причерноморья. *Геологический журнал*, 1971. №. 5. С. 10–18.
24. Пейве А. В. Тектоника и магматизм. Известия АН СССР. Серия геология, 1961. № 3. С. 5–11.
25. Воронов П. С. Очерки о закономерностях морфометрии глобального рельефа Земли. Ленинград: Наука, 1968. 217 с.
26. Чебаненко И. И., Гожик П. Ф., Евдощук Н. И., Клочко В. П. Схема глубинных разломов на участках Крымского и Кавказского побережья Черного моря. *Геологічний журнал,* 2003. № 1. С. 54–58.
27. Штенгелов Е. С. Зоны новейшего и современного раздвижения континентальной коры. Известия АН СССР. *Серия геология*, 1980. № 6. С. 5–19.
28. Буш В. А. Системы трансконтинентальных линеаментов Евразии. *Геотектоника*, 1983. № 3. С. 15–31.
29. Крутиховская З. А., Пашкевич И. К. Магнитное поле и строение земной коры древних щитов. *Геофиз. сб. АН УССР*, 1974. Вып. 62. С. 3–15.
30. Державна геологічна карта України. 1: 200000. Аркуші L-36-XX1 (Чорноморське), L-36-XX11 (Красноперекопськ), L-36-XУ11 (Руїна Морське): Поясн. зап. Кримська серія. Державний комітет природних ресурсів України. Уклад. Б. П. Чайковський, С. В. Білецький, В. Б. Дєєв та ін. Київ. 2005. 99 с.
31. Атлас. Геологія і корисні копалини України. Упоряд. ін-т геол. наук НАН України. УІЦПТ “ГеосXXI століття”. Гол. ред. Л. С. Галецький. 1 : 5000000. Київ: ДП “Такі справи”, 2001. 168 с.

32. Нечаев Ю. В. Линеаменты и тектоническая раздробленность. Дистанционное изучение внутреннего строения литосферы. Москва: ИФЗ РАН, 2010. 215 с.

33. Таскин В. В., Сидоров М. Д. Трехмерная модель тектонической раздробленности земной коры, созданная с использованием космической видеоинформации. Современные проблемы дистанционного зондирования Земли из космоса, 2014. Т. 11. № 2. С. 243-252.

34. Структурно-тектонічна карта ДДЗ масштаб 1:200000. під редакцією Є. С. Дворянина, 1996.

35. Товстюк З. М., Єфіменко Т. А., Титаренко О. В., Головащук О. П., Лазаренко І. В. Новітня розломно-блокова тектоніка Дніпровсько-Донецької западини. *Український журнал дистанційного зондування Землі*, 2014. № 2. С.3-14

36. Плохинский Н. А. Алгоритмы биометрии. Москва: Издательство Московского Университета, 1967. 81 с.

37. Лялько В. И., Ходоровский А. Я., Апостолов А. А., Востоков А. Б и другие: Возможности современных технологий ДЗЗ и ГИС при прогнозировании месторождений нефти и газа. *Материалы Девятой Международной Конференции пользователей ESRI и Leica Geosystems в Украине “Геоинформационные технологии в управлении территориальным развитием”*. м. Ялта. 22-26 травня 2006 р.

38. Востоков А. Б., Ходоровский А. Я., Апостолов А. А., Бернштейн М. В. Использование ГИС-технологий при количественном прогнозировании залежей углеводородов по дистанционным материалам. *Материалы 8-ой Всероссийской научно-практическая конференции “Геоинформатика в нефтегазовой и горной отраслях”*. 27 лютого – 1 березня 2007 р. Москва. Режим доступу: http://www.gisa.ru/oil2007.html (Дата звернення: 26.02.2020).

39. Ходоровский А. Я., Апостолов А. А. Использование данных линеаментного анализа при прогнозировании месторождений полезных ископаемых. *Матеріали першої наукової конференції “Науки про Землю та Космос – суспільству”*. Київ. 25 – 27 червня 2007 р. (электрон. версія).

40. Пат. 32050 Україна, МПК (2006) G01V 9/00, G01V 11/00. Спосіб прогнозування родовищ корисних копалин / Лялько В. І., Нагорський В. О., Ходоровський А. Я., Апостолов О. А., Востоков А. Б.; – № 200803560; заявка 20.03.2008; публ. 25.04.2008, Бюл. № 8.

41. Lyalko V. I., Sakhatsky A. I., Hodorovsky A. J., Apostolov A. A., Vostokov A. B. Forecasting of underground water resources using satellite data. *International Conference on the Use of Space Technology for Water Management*. 12-16 April 2008 Riyadh. Saudi Arabia. (електронна версія).

42. Lyalko V. I., Hodorovsky A. J., Apostolov A. A., Vostokov A. B. Quantitative prognosis of oil and natural gas fields.. *ISPRS TC VII Symposium – 100 Years ISPRS*. Vienna. Austria. July 5–7, 2010, IAPRS, Vol. XXXVIII, Part 7B, p.622 – 627. Режим доступу: http://www.isprs.org/proceedings/XXXVIII/part7/b/pdf/622_XXXVIII-part7B.pdf (Дата звернення: 26.02.2020).

43. Ходоровский А. Я., Апостолов А. А., Востоков А. Б. Прогноз перспективности территории на обнаружение залежей полезных ископаемых по материалам ДЗЗ. *Восьмая Всероссийская открытая конференция "Современные проблемы дистанционного зондирования Земли из космоса"*. Москва, ИКИ РАН, з 15 по 19 листопада 2010 р. С. 286. Режим доступу: http://d902.iki.rssi.ru/theses-cgi/thesis.pl?id=2442 (Дата звернення: 26.02.2020).

44. Ходоровский А. Я., Апостолов А. А. Линеаментный анализ в прогнозной оценке нефтегазоносности территории. *Спутниковые методы поиска полезных ископаемых*. Под ред. акад НАНУ Украины

В. И. Лялько и докт. техн. наук М. А. Попова. Киев: Карбон-Лтд – 2012. – С. 216-237.

45. Ходоровский А. Я., Апостолов А. А. Сравнение результатов прогноза скопления углеводородов, полученных с использованием разного количества систем линеаментов. *Двенадцатая Всероссийская Открытая конференция «Современные проблемы дистанционного зондирования Земли из Космоса (Физические основы, методы и технологии мониторинга окружающей среды, потенциально опасных явлений и объектов)»,* 10-14 жовтня 2014 р. Москва. С. 336. Режим доступу: http://smiswww.iki.rssi.ru/d33_conf/thesisshow.aspx?page=91&thesis=4404 (Дата звернення: 26.02.2020)

46. Апостолов О. А., Ходоровський А. Я. Методика прогнозування покладів вуглеводнів за даними лінеаментного аналізу. ***Сучасні методи дистанційного пошуку корисних копалин***. За ред. В. І. Лялька, М. О. Попова – 80 Min / 700 MB. – Київ, 2017. С. 59-64. 1 електрон. опт. диск (CD-ROM); ISBN 978-966-02-8295-7 (електронне видання).

РОЗДІЛ 3
ПРАКТИЧНЕ ЗАСТОСУВАННЯ ВДОСКОНАЛЕНОЇ МЕТОДИКИ ДЛЯ ОЦІНКИ ПЕРСПЕКТИВНОСТІ ТЕРИТОРІЇ НА ПОКЛАДИ ВУГЛЕВОДНІВ

Апробація результатів дослідження, отриманих за допомогою вдосконаленої методики, проводилася на територіях двох країн: України (Тарханкутського півострова Криму; Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ) та Російської Федерації (південно-східної частини Дніпровсько-Донецької провінції (Ростовська область); Сахалінської нафтогазоносної провінції).

3.1 Апробація удосконаленої методики на території України на пошуки покладів вуглеводнів

3.1.1 Результати прогнозної оцінки перспективності території 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-Переддобрудзької нафтогазоносної провінції [1].

Прогноз покладів нафти та газу було проведено на суходолі, на площі біля 11000 км^2. Для цього виконано дешифрування матеріалів космічної зйомки на територію загальною площею біля 13000 км^2. Зменшення площі прогнозних досліджень у порівнянні з площею дешифрування обумовлене необхідністю виключити вплив так званого «крайового ефекту» в процесі кількісної обробки результатів дешифрування [2].

Геологічна характеристика об'єкту дослідження. Чорноморсько-Північно-Кримський район розташований у межах Каркінітсько-Північно-Кримського прогину. На південному борту прогину виділяється

Тарханкутсько-Джанкойська зона газонафтонакопичення. Стратиграфічний діапазон нафтогазоносності – від нижньої крейди до міоцену, В районі виділяється 5 нафтогазоносних комплексів: нижньокрейдовий, верхньокрейдовий, палеоценово-еоценовий та олігоценово-нижньоміоценовий (майкопський) [1, 2].

Нижньокрейдовий 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 Карлавській площах [1, 2].

Верхньокрейдовий нафтогазоносний комплекс повсюдно складений переважно карбонатними, рідше глинисто-карбонатними породами. Породи-колектори, як правило, порово-тріщинного типу, зустрічаються по всьому розрізу комплексу. В верхньокрейдовій товщі встановлені 2 невеликих нафтових родовища: Серебрянське та Октябрське. Непромислові скупчення нафти відкриті на Бакальській площі, а газу з конденсатом – в Карлавській, Родниківській та Міжводненській складках [1, 2].

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: Карлавське, Глібовське, Задорненське, Оленівське, Кіровське, Краснополянське та Чорноморське [1, 2].

Олігоценово-нижньоміоценовий (майкопський) нафтогазоносний комплекс являє собою потужну регіонально поширену екрануючу товщу. Пісковики і алевроліти залягають переважно на двох стратиграфічних рівнях

– у підошві (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 [1, 2].

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 нижньокрейдових 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 Глібовське родовища. Були прийняті на Державний баланс, але не розроблялися Ярилгацьке, Тетянівське і Західно-Октябрьске родовища. Всі інші родовища віднесені до категорії забалансових [1].

Зважаючи на досить значні об’єми геологічних, геофізичних та бурових робіт, що були виконані у межах Тарханкутського півострова, та складні умови формування і розміщення покладів ВВ, важливе значення має обґрунтоване визначення напрямку подальших нафтогазопошукових 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 роботі може бути найбільш ефективним.

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 [3-4].

Вихідними матеріалами для подальших досліджень послужили дані структурного дешифрування багатозональних космічних знімків Тарханкутсько півострова, зроблених супутниками Landsat, починаючи з 1975 року по 2000 рік і результати дешифрування топографічних карт. Також використовувались космічні знімки TerraLook ASTER, з яких утворена мозаїка на територію дослідження. Структурне дешифрування знімків виконувалося візуально, були застосовані стандартні методи аналогового та індикаційного дешифрування [5-8].

Зважаючи на те, що природні умови півострова 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 походження. Для цього проводилося зіставлення кожного виділеного лінеамента з елементами земної поверхні, що відображені на топографічних картах масштабу 1:50000 та 1:100000.

За результатами дешифрування було виділено більше 17000 лінеаментів, що значно перевершує кількість розривів, які встановлено в районі на підставі геофізичних та інших методів досліджень. Враховуючи результати дешифрування, була складена зведена карта лінеаментів (рис. 3.1), яка слугувала джерелом інформації для подальших досліджень.

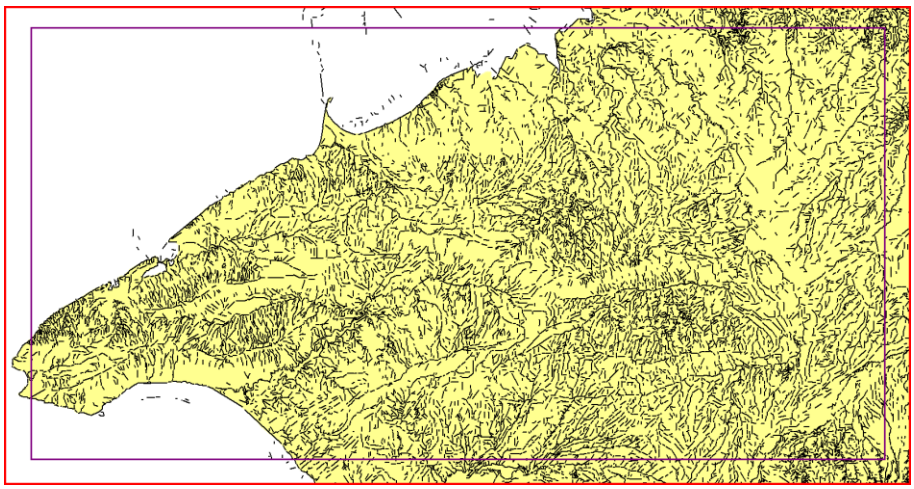


Рисунок 3.1 – Карта лінеаментів на Тарханкутський півострів Криму, створена за результатами дешифрування космічних знімків

Умовні позначення:

	Контур площі, що дешифрувався за космічними даними		Лінеамент
	Контур площі, на якій було дано прогноз нафтогазоносності		Суходіл

Аналіз лінійних структур Тарханкутського півострова, які були виділені за результатами структурного дешифрування матеріалів космічної зйомки, засвідчив, що в районі широко розвинуті прямолінійні лінеаменти різної орієнтації, які збігаються з відомими розломами регіону, встановленими за даними геолого-геофізичних досліджень. Але за результатами дешифрування виділяється значно більше лінійних структур, ніж встановлено геолого-геофізичними методами [5, 9].

Лінеаменти дугової форми, які генетично пов’язані з насувами, в районі не виявлені. Це підтверджує, 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 [10].

З метою виділення систем лінеаментів використовувались дані вимірів їх азимутів простягання у межах 12 окремих ділянок, які розташовувалися відносно рівномірно по всій карті лінеаментів. Графіки розподілів азимутів

простягання лінеаментів були побудовані за допомогою ковзного вікна без перекриття завширшки 5°, що теоретично дозволяє виділити до 12 систем лінеаментів. 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 лінеаментів, загальних для всього району, встановлені їх межі і визначені модальні значення кожної системи (табл. 3.1).

Таблиця 3.1 – Кількість, межі та модальні значення систем лінеаментів 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	Субширотна	75°-281°	86°

Модальні значення встановлених систем лінеаментів добре збігаються з модальними значеннями систем розломів України та інших районів земної кулі, що наведені в роботах [11-12]. Такий збіг, з одного боку засвідчує достовірність виділених систем лінеаментів, а з другого – є опосередкованим доказом того, що виділені лінеаменти відповідають розривам (тріщинам) кристалічних порід.

Аналіз карт щільності лінеаментів. Складання карт щільності лінеаментів відбувалось з використанням ковзного вікна. При визначенні розмірів ковзного 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 [1]. Виходячи з глибини залягання покладів та кількості лінеаментів, що потрапляють до вікон різних розмірів, для складання карт були використані вікна розміром 2x1.5 км та 6x3 км. Використовуючи ці вікна, були побудовані карти щільності лінеаментів усіх 8-ми систем (рис. 3.2).

Аналіз побудованих карт засвідчує (рис. 3.2), що всі вони подібні між собою. На картах виділяються локальні максимуми та мінімуми щільності лінеаментів різної інтенсивності та різної протяжності. Найбільш інтенсивно проявлені в районі лінеаменти трьох систем: субмеридіональної (система 4: 344º-10º), субширотної (система 8: 75º-281º) та північно-східної (система 7: 41º-74º). На картах щільності цих систем чітко виділяються протяжні зони локальних максимумів, що простежуються через весь досліджуваний район. Встановлено, що усі відомі глибинні розломи району, які були виділені за даними геолого-геофізичних досліджень, збігаються з зонами локальних максимумів щільності лінеаментів.

На карті щільності лінеаментів субмеридіональної системи зони максимумів відповідають таким відомим зонам глибинних розломів Українського щита, як Західно-Інгулецька та Криворізько-Кременчуцька, також чітко виділилася Центрально-Кримська зона розломів та Чонгарський розлом [9]. 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 [13], або Центрально-Причорноморська зона розломів за А. Я. Краснощек [14]. В центральній частині району розташована зона максимумів, яка збігається з крупною зоною глибинних розломів, яка відігравала значну роль в будові району. Ця структура виділялася усіма дослідниками району, але під різними назвами: Тарханкут-Арабатський крайовий шов [15], Ярилгацький та Побєдінський [5] та ін. На самому півдні району знаходиться північна частина зони максимумів, що збігається з відомою Новоселівською зоною розломів [5].

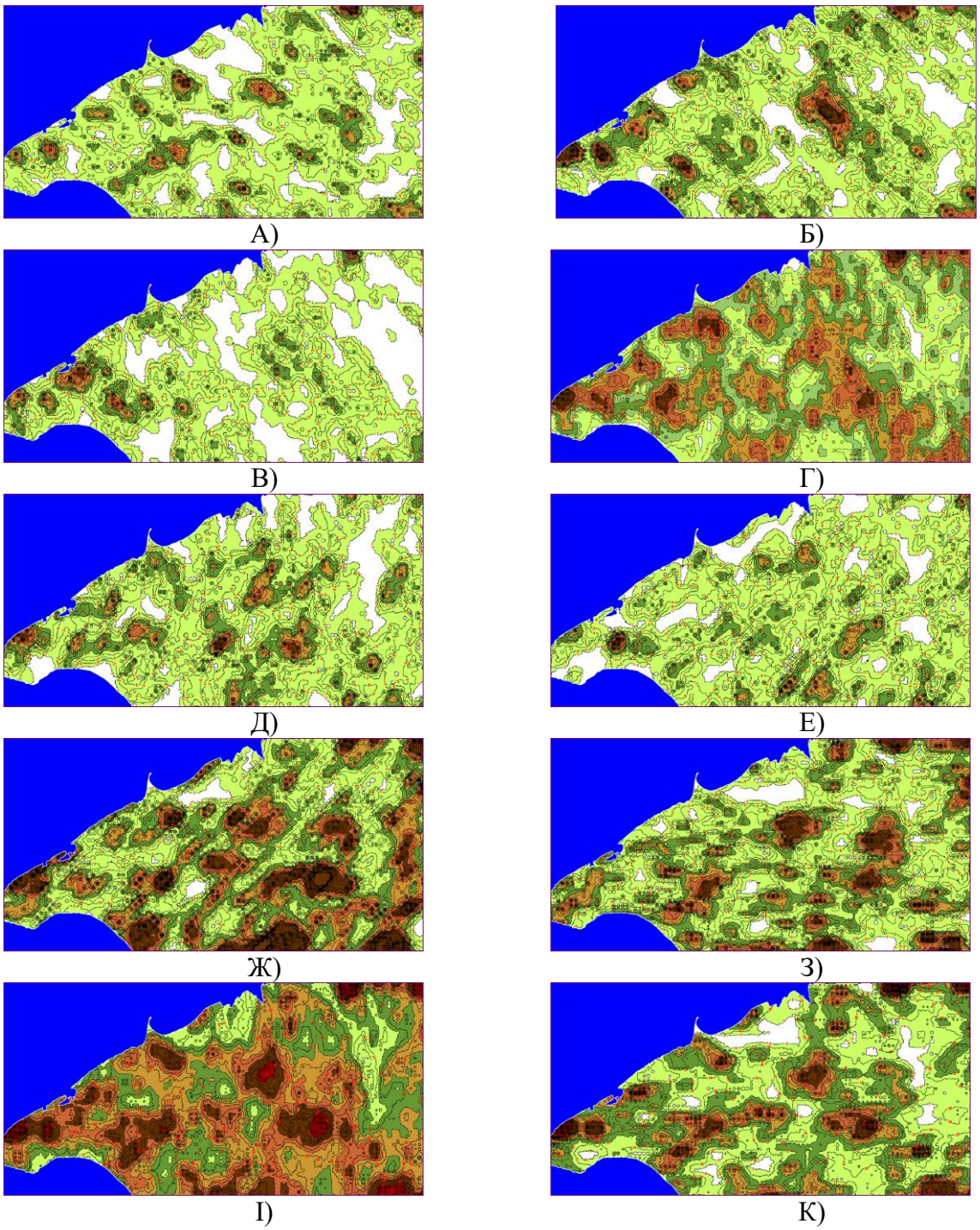
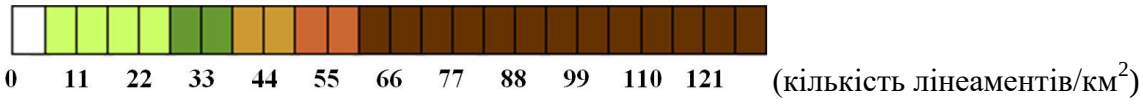


Рисунок 3.2 – Карти щільності лінеаментів всіх систем та карта щільності вузлів перетину лінеаментів, побудовані на підставі карти лінеаментів. А-І) – карти щільності, побудовані за допомогою програми Surfer з використанням ізоліній: А) – система 1: 282º-307º, Б) – система 2: 308º-327º, В) – система 3: 328º-343º, Г) – система 4: 344º-10º, Д) – система 5: 11º-27º, Е) – система 6: 28º-40 º, Ж) – система 7: 41º-74º, З) – система 8: 75º-281º, І) – щільність лінеаментів усіх систем, К) – щільність вузлів перетину лінеаментів

Умовні позначення:



На карті щільності лінеаментів північно-східного простягання (система 7: 41º-74º) одна з зон максимумів збігається з Каркінітсько-Сиваським 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. Широкій 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 розмежовує Тарханкутське та Новоселівське підняття [5]. 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. Карти 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 прогнозу перспективності території важливо, що аналіз карт щільності лінеаментів усіх систем засвідчив – складені карти дійсно відображають розривні структури району, а тому ці карти можуть бути використані для прогнозної оцінки перспективності району на пошуки покладів ВВ.

Результати прогнозної оцінки перспективності території Тарханкутського півострова на пошуки покладів ВВ. З метою прогнозної оцінки перспективності території робіт на пошуки покладів ВВ було

запропоновано використати наступні ознаки – значення полів щільності лінеаментів 8-ми систем, значення поля щільності вузлів перетину лінеаментів, а також значення гіпсометрії сучасного рельєфу. Як вказувалось вище, значення щільності лінеаментів різних систем і щільність вузлів перетину лінеаментів оцінюють тріщинну проникність 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 припустити, що піднесені блоки та антикліналі будуть відображені в підвищених та максимальних значеннях висоти сучасного рельєфу [3, 4]. З метою вивчення гіпсометрії рельєфу була ЦМР, яка складена за даними, отриманими з супутника Shutlle.

Формування комплексу пошукових ознак та аналіз їх впливу на розміщення покладів ВВ. Згідно з методикою робіт, яка була використана для прогнозної 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 2-4.5 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 поодинокі 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 2-4.5 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 тріщинах 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 2-4.5 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 не сприятливі 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 вуглеводнів 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 засвідчує про 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 прогнозної оцінки перспективності району необхідно було врахувати вплив усіх цих ознак. Це, в першу чергу, підвищить достовірність результатів прогнозної оцінки перспективності району.

Прогнозна оцінка перспективності території району на пошуки покладів ВВ. 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 чотири карти прогнозу перспективності району (рис. 3.3).

Аналіз побудованих карт прогнозної оціни перспективності території показав (рис. 3.3):

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. Найменші за розмірами поля підвищених значень перспективності на карті прогнозу покладів нафти, дещо більші за розмірами, вони на карті прогнозу перспективності району на поклади газу і

газоконденсату, що залягають на глибинах 2-4.5 км. Ще більші 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.

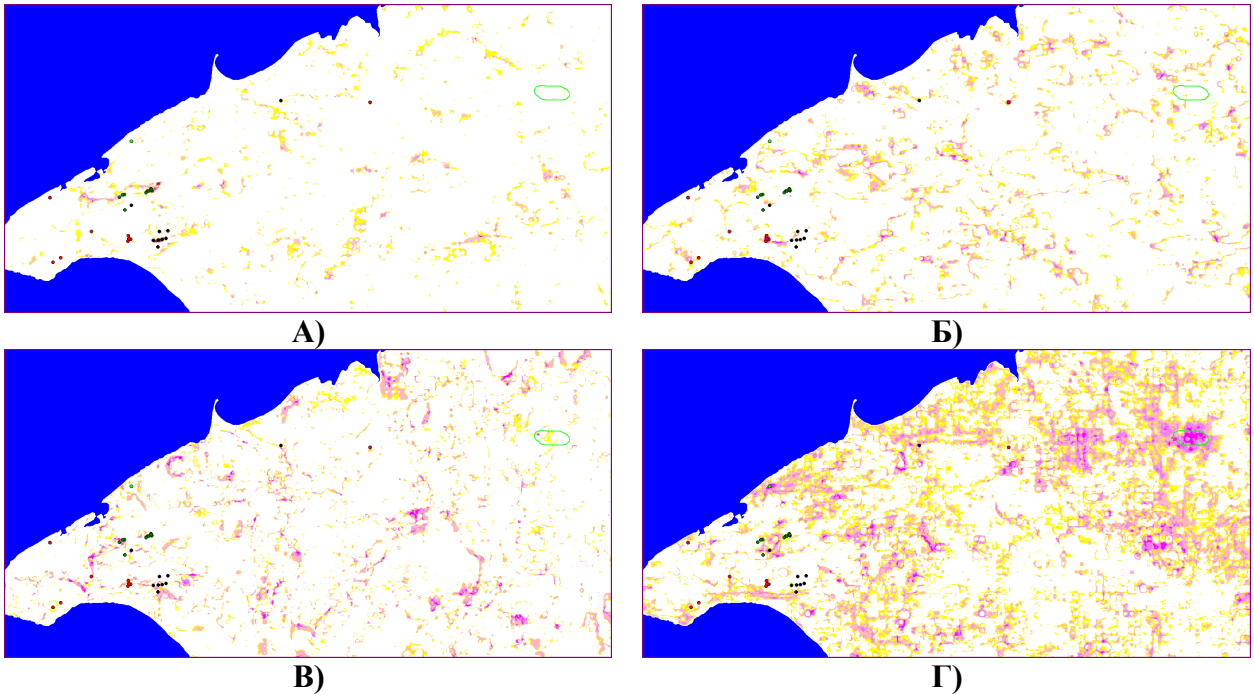


Рисунок 3.3 – Карти прогнозної оцінки перспективності території на пошук покладів: А) – нафти; Б) – газу та газоконденсату на глибинах 2-4.5км.; В) – газу та газоконденсату на глибинах 0.5-1.1км.; Г) – газу на глибинах 0.25-0.5 км

Умовні позначення

	Максимальна перспективність		Низька перспективність
	Висока перспективність		Невизначена перспективність
	Середня перспективність		Безперспективна площа
	Свердловини, що виявили поклади газу та газоконденсату на глибинах 2-4.5км		Свердловини, що виявили поклади газу та газоконденсату на глибинах 0.25-0.5км
	Свердловини, що виявили поклади газу та газоконденсату на глибинах 0. 5-1.1км		Свердловини, що виявили поклади нафти
	Контур площі, на якій було дано прогноз нафтогазаносності		Контур Джанкойського газового родовища

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. Вірогідно, це обумовлено різними умовами локалізації цих покладів.

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 продовжують одна одну по простяганню. 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 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 лінеаментів, а розташовуються в місцях з проміжною щільністю лінеаментів. Тобто їх немає безпосередньо в зонах розломів, а також в місцях з низькою проникністю порід. Поклади вуглеводнів розміщуються в умовах оптимальної тріщинної проникності порід.

6) На побудованій карті прогнозу перспективності території на пошуки покладів нафти, (рис. 3.4), 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 Родниківським та Октябрьским родовищами на півдні та Північно-Серебрянською свердловиною №1 та Тетянівським родовищем на півночі. Друга смуга субширотного простягання вузька, коротка, проходить через родовища Карлавське та Глібовське. Обидві смуги розташовані в крайовій частині зон розломів відповідного простягання, що характеризуються проміжними значеннями щільності лінеаментів.

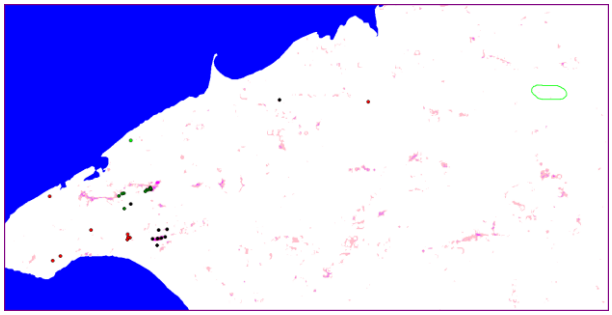


Рисунок 3.4 – Карта прогнозної оцінки перспективності території на пошук покладів нафти

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 прогнозні дослідження з використанням космічних знімків більш високої розрізненості.

7) Карта прогнозу перспективності території на пошуки покладів газу та газоконденсату на глибинах 2-4.5 км (рис. 3.5), 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.

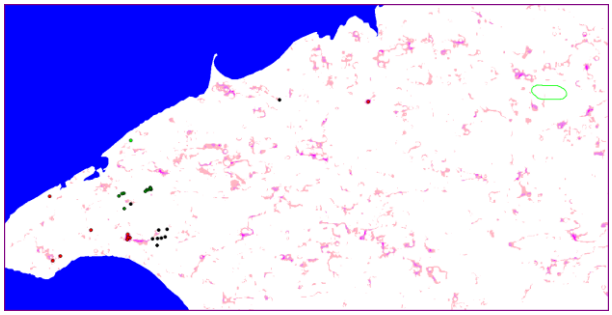


Рисунок 3.5 – Карта прогнозної оцінки перспективності території на пошук покладів газу та газоконденсату на глибинах 2-4.5 км

Враховуючи невеликі розміри площ з підвищеними значеннями перспективності та досить низькі значення їх перспективності, ми не маємо підстав для виділення перспективних ділянок з метою подальшого проведення робіт з пошуку покладів газу і газоконденсату на глибинах 2-4.5 км.

8) Карта прогнозу перспективності території на пошуки покладів газу та газоконденсату на глибинах 0.5-1.1км (рис. 3.6), характеризується значно більшою кількістю локальних ділянок з підвищеною перспективністю та більш високими значеннями перспективності, ніж карти прогнозу покладів нафти, газу та газоконденсату на глибинах 2-4.5км. 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.

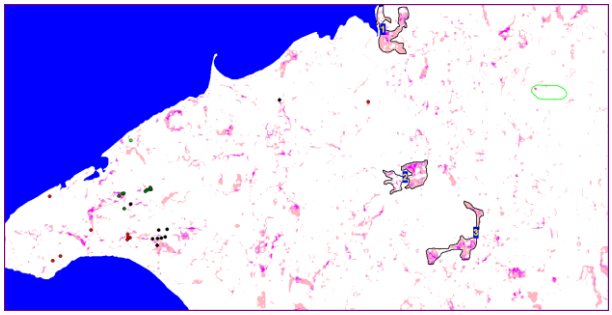


Рисунок 3.6 – Карта прогнозної оцінки перспективності території на пошук покладів газу та газоконденсату на глибинах 0.5-1.1 км

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 Родниківське 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 лінеаментного 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. 3.7), 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 менше всього – на півдні району.

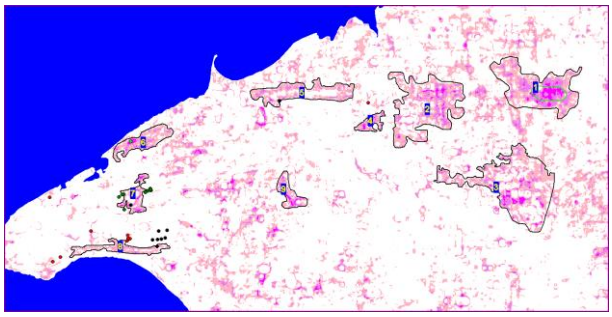


Рисунок 3.7 – Карта прогнозної оцінки перспективності території на пошук покладів газу на глибинах 0.25-0.5 км

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 Карлавсько-Глібовського родовищ ділянка № 7 та на південь від Родниківського і Октябрьского

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.

Як і на картах перспективності території на пошуки покладів інших типів, 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 прослідкується 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 простежуються 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 Карлавського та Глібовського родовищ. Ще одна вузька смуга розміщується на південь від Родниківського та Октябрьского родовищ.

Окрім смуг субширотного простягання на сході району, чітко видно субмеридіональну смугу, що розташована безпосередньо на захід від Джанкойського родовища. Смуга простежується від північної до 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 прогнозної оцінки перспективності району на пошуки покладів газу (рис. 3.7), район 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.

3.1.2 Результати прогнозної оцінки перспективності території Дніпровсько-Донецької западини (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 20370 км^2.

Геологічна характеристика об’єкту дослідження. 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 [16].

Для бортів характерна невелика потужність осадових товщ та пологе їх залягання. Осадовий чохол порушено розгалуженою сіткою малоамплітудних розломів. У тектонічному відношенні це найменш активні структури регіону [16].

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 впродовж всієї історії формування регіону. У напрямку приосьової зони в них відбувається стрімке збільшення потужності відкладів. Докембрійський фундамент прибортових зон суттєво порушено розривами різної амплітуди [16].

На території ДДЗ розташована однойменна нафтогазова область, у межах якої відкрито понад 205 родовищ нафти та газу [16]. Більшість родовищ ВВ невеликі за розмірами, а тому для ефективного пошуку нових родовищ 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, 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 площі Північного борту розміщується однойменний нафтогазоносний район, розташований за межами ДДЗ. Для нього характерна відсутність хемогенних 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 складає 17,7% [16]. У межах північної прибортової зони виділяються два райони – Талалаївсько-Рибальский нафтогазоносний, у межах якого відомо 26 родовищ нафтогазоконденсату, газоконденсату та нафти та Рябухинсько-Північно-Голубівський газоносний, у його межах розміщується 13 родовищ газоконденсату [16]. Талалаївсько-Рибальский нафтогазоносний район має високу щільність нерозвіданих ресурсів. Доказана промислова нафтогазоносність відкладів від юри до девону. Поклади ВВ відкрито на глибинах більше 5 км. Значна кількість підняттів пов’язана з соляним тектогенезом. Ступінь розвіданості ресурсів складає 57,6% [16]. Рябухинсько-Північно-Голубівський газоносний район: в його межах встановлена продуктивність середньокам’яновугільних, серпухівських та верхньовізейських відкладів. Район відзначається обмеженою кількістю антиклінальних підняттів, нерозвідані ресурси пов’язуються з похованими складками або неантиклінальними пастками. Ступінь розвіданості – 7,9% [16].

Вихідними матеріалами для прогнозних досліджень була карта лінеаментів (рис. 3.8), 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 супутника 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. 3.2).

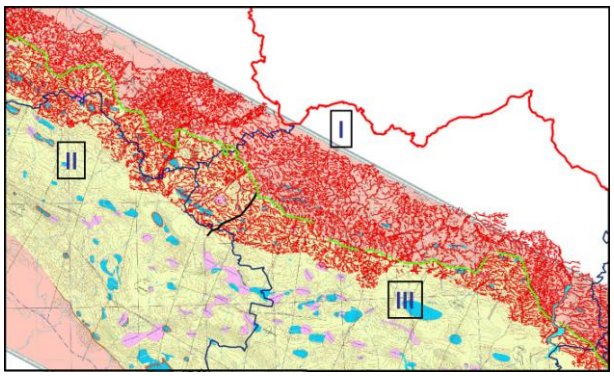


Рисунок 3.8 – Карта лінеаментів на територію дослідження в межах ДДЗ, створена за результатами дешифрування космічних знімків, суміщена зі структурно-тектонічною картою ДДЗ [17]

Умовні позначення:

	державний кордон України		межі областей України
	північний борт ДДЗ		межі нафтогазоносних районів північної прибортової зони ДДЗ
	віддешифровані лінеаменти	I	Нафтогазоносний район Північного борту ДДЗ
II	Талалаївсько-Рибальський нафтогазоносний район північної прибортової зони ДДЗ	III	Рябухинсько-Північно-Голубівський нафтогазоносний район північної прибортової зони ДДЗ

Таблиця 3.2 –Кількість, межі та модальні значення систем лінеаментів на територію дослідження

Номер системи	**Опис системи**	**Межі системи**	**Модальне значення системи**
1	Захід-Північний Захід (ЗПЗ)	280º-300º	295º
2	Північний Захід (ПЗ)	301º-320º	310º
3	Північний Захід (ПЗ)	321º-340º	325º
4	Субмеридіональна	341º-10º	355º
5	Північ-Північний Схід (ППС)	11º-35º	30º
6	Північний Схід (ПС)	36º-60º	50º
7	Північний Схід (ПС)	61º-75º	65º
8	Субширотна	76º-279º	85º

Ці системи близькі до систем розломів та тріщин, встановлених геолого-геофізичними методами, як на Україні, так і за її межами [11-12, 18]. Цей факт є побічним підтвердженням зв’язку виявлених лінеаментів з розломами літосфери, іншими словами, підтверджує достовірність результатів дешифрування. По кожній з 8-ми систем лінеаментів були побудовані карти їх щільності з використанням прямокутного вікна, яке зміщувалося на 50% його розміру (рис. 3.9).

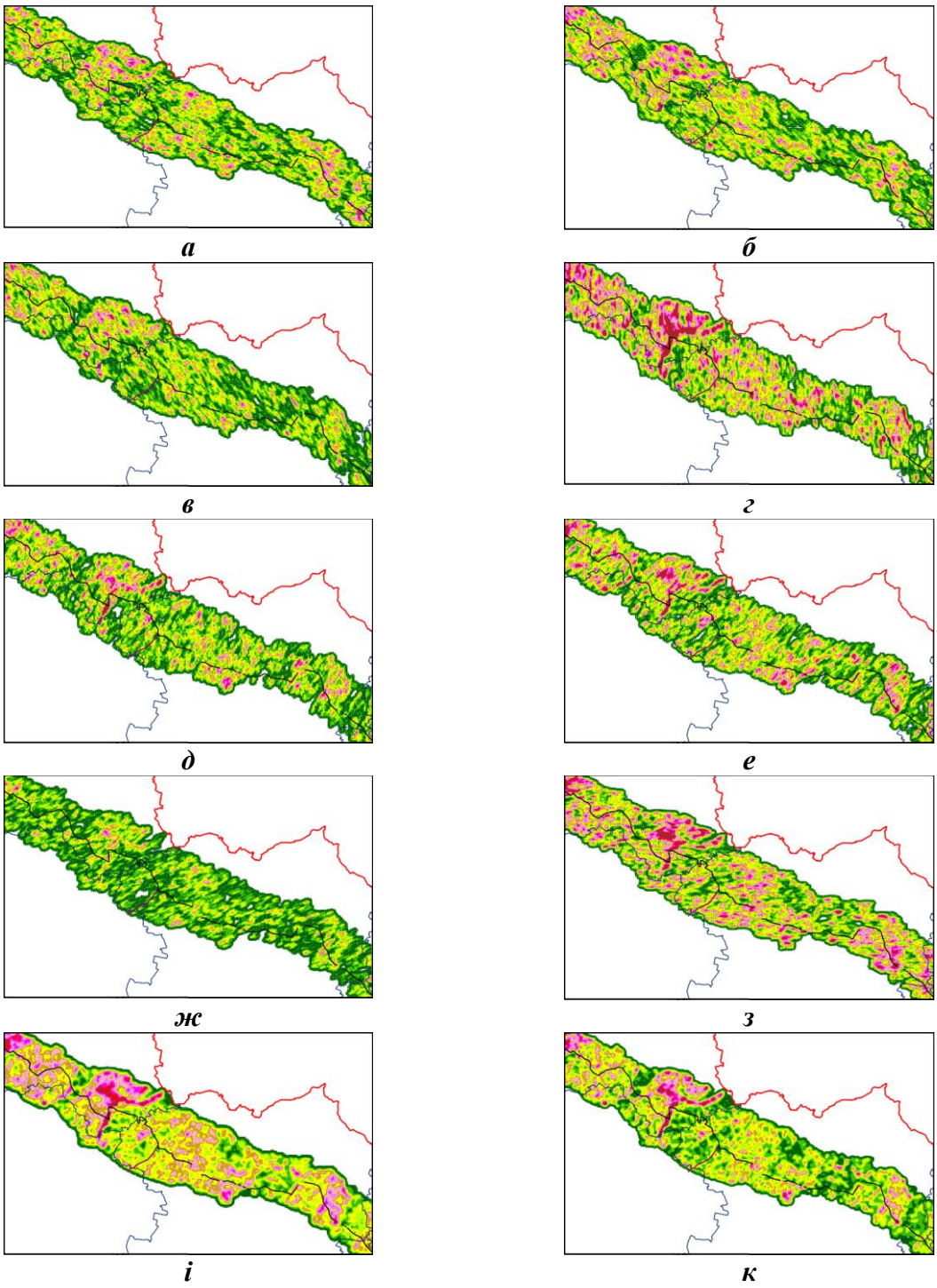
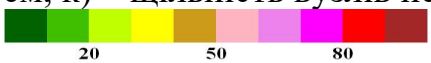


Рисунок 3.9 – Карти щільності лінеаментів всіх систем та карта щільності вузлів перетину лінеаментів, побудовані на підставі карти лінеаментів. а-і) – карти щільності, побудовані за допомогою програми Surfer з використанням ізоліній: а) – система 1: 280º-300º, б) – система 2: 301º-320º, в) – система 3: 321º-340º, г) – система 4: 341º-10º, д) – система 5: 11º-35º, е) – система 6: 36º-60º, ж) – система 7: 61º-75º, з) – система 8: 76º-279º, і) – щільність лінеаментів усіх систем, к) – щільність вузлів перетину лінеаментів

Умовні позначення: 

(кількість лінеаментів/км^2)

На побудованих картах виділяються лінійні аномалії підвищених та знижених значень поля щільності лінеаментів. Більшість полів підвищених

значень щільності лінеаментів витягнута згідно з модальним значенням азимутів відповідної системи. Як і передбачалось, відомим розломам, виділеним за даними геолого-геофізичних досліджень, завжди відповідають поля підвищених значень щільності лінеаментів. Цей факт підтверджує достовірність як побудови карт щільності лінеаментів, так і принципів їх інтерпретації.

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

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 розміщення 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-ми систем засвідчив, що вони дійсно відображають особливості розподілу тектонічних тріщин в літосфері і тому можуть бути використані для оцінки тріщинної проникності порід з метою прогнозної 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-Рибальскому районі поклади переважно нафтогазоконденсатні та газоконденсатні, то в Рябухинсько-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 кожної з восьми систем, а також зі значеннями щільності вузлів перетину лінеаментів. Тому всі ці матеріали були використані для прогнозної 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 родовища, 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 усіх 8-ми системах, а також карти щільності вузлів перетину лінеаментів. Отримані дані були використані для побудови карт прогнозної оцінки перспективності

території на пошуки родовищ ВВ по кожному з трьох нафтогазоносних районів (рис. 3.10).

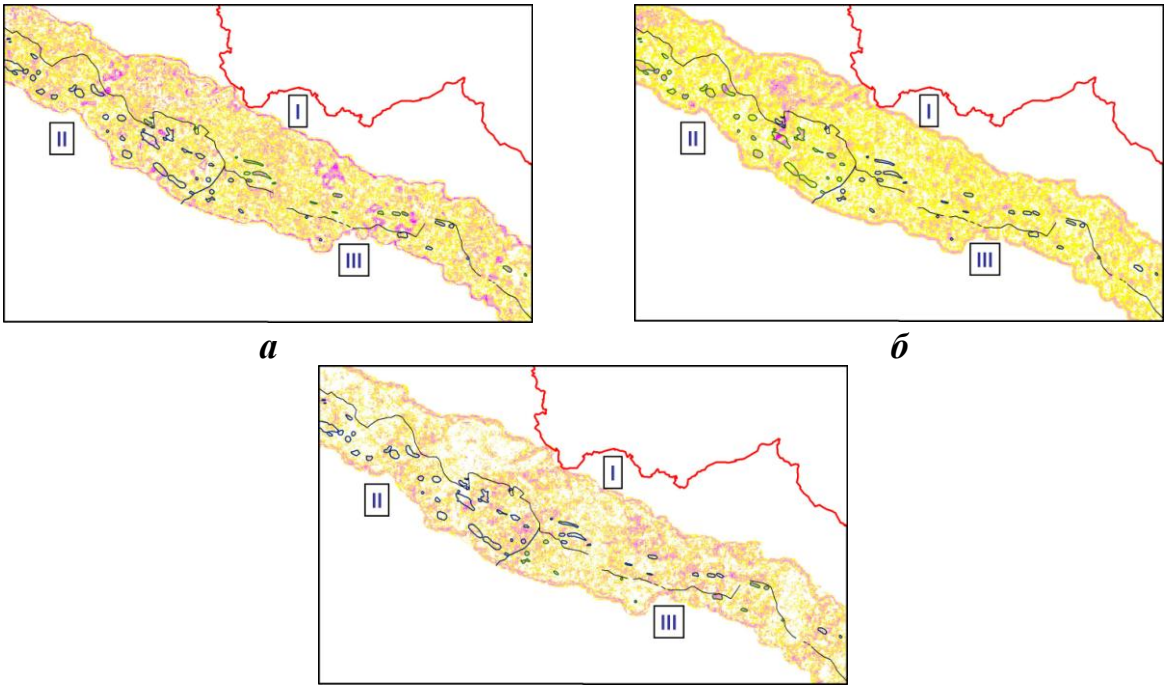


Рисунок 3.10 – Карти прогнозної оцінки перспективності території на пошук покладів ВВ: а) – Нафтогазоносний район Північного борту ДДЗ (I), б) – Талалаївсько-Рибальський нафтогазоносний район північної прибортової зони ДДЗ (II), в) – Рябухинсько-Північно-Голубівський нафтогазоносний район північної прибортової зони ДДЗ (III)

Умовні позначення:

	Максимальна перспективність		Низька перспективність
	Висока перспективність		Невизначена перспективність
	Середня перспективність		Безперспективна площа
	Контур площі робіт		Контури відомих родовищ ВВ

Аналіз побудованих карт прогнозу показав, що понад 90% відомих родовищ ВВ кожного з нафтогазоносних районів розташовано в полях з підвищеними значеннями перспективності, які характеризуються значеннями функції відношення правдоподібності, більшими 1.0. Родовища, які розташовані в полях з низькими значеннями перспективності, це переважно дрібні, в ряді випадків 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 Рябухинсько-Північно-Голубівського 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 прогнозної 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-Рибальского та Рябухинсько-Північно-Голубівського районів північної прибортової зони різниця в умовах локалізації родовищ менша. Як наслідок, частина родовищ Талалаївсько-Рибальского району попадає в перспективні поля, встановлені за даними про родовища Рябухинсько-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 прогнозної оцінки перспективності території ДДЗ на пошуки покладів ВВ засвідчили, що лінеаментний аналіз доцільно використовувати з метою прогнозної оцінки 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 обробки результатів лінеаментного аналізу можливо використати увесь комплекс методів, який застосовується в геофізиці для обробки фізичних полів.

3.1.2.1 Результати прогнозної оцінки перспективності території Скворцівсько-Юліївського полігону

Приклад більш детальної прогнозної оцінки перспективності території на пошуки покладів ВВ проведено на тестовій ділянці Скворцівсько-Юліївського полігону.

Територія полігону відноситься до однієї з найбільш перспективних у межах Північного борту ДДЗ. На території полігону розміщуються 6 родовищ ВВ, крім того, встановлено десятки структур різного типу і по різному орієнтованих, які потенційно можуть вміщувати поклади ВВ, а тому їх перспективність потрібно оцінювати [17, 19].

Структурне дешифрування було проведено в середовищі ArcGIS на територію полігону та прилеглу площу з використанням матеріалів багатозональної космічної зйомки (Landsat-8, Sentinel 1/2), топографічних карт масштабу 1:100000 та ЦМР за даними з супутника Shuttle.

Всього було виділено 2140 лінеаментів, результати дешифрування наведені на рис. 3.11.

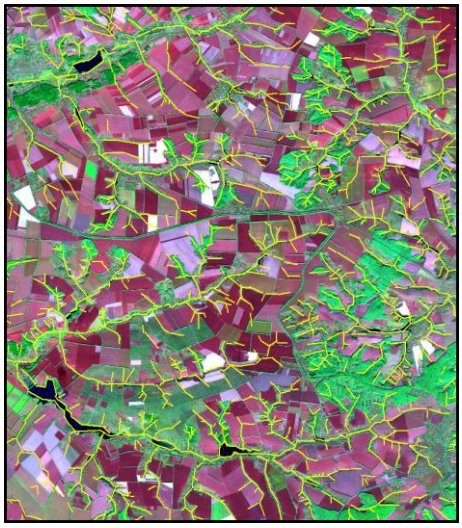


Рисунок 3.11 – Карта лінеаментів на територію дослідження, створена за результатами дешифрування дистанційних матеріалів, яка суміщена зі знімком з супутника Sentinel – 2, за 19 жовтня 2018 р.

Виміри орієнтації лінеаментів проводилися у межах окремих ділянок, кількість і розміри яких були обумовлені необхідністю отримати матеріали, достатні для подальшої статистичної обробки. На підставі аналізу розподілу бальної оцінки достовірності виділення мінімумів та максимумів, який було відображено у графічній формі, виділено 8 систем лінеаментів (табл. 3.3).

Таблиця 3.3 – Кількість, межі та модальні значення систем лінеаментів на територію дослідження

Номер системи	**Опис системи**	**Межі системи**	**Модальне значення системи**
1	Захід-Північний Захід (ЗПЗ)	280º-300º	295º
2	Північний Захід (ПЗ)	301º-320º	310º
3	Північний Захід (ПЗ)	321º-340º	325º
4	Субмеридіональна (М)	341º-10º	355º
5	Північ-Північний Схід (ППС)	11º-35º	30º
6	Північний Схід (ПС)	36º-60º	50º
7	Північний Схід (ПС)	61º-75º	65º
8	Субширотна (Ш)	76º-279º	85º

Встановлені системи лінеаментів добре узгоджуються з системами розломів України [11-12] та інших регіонів Землі [20-23]. Це побічно свідчить і про достовірність проведеного дешифрування, про те, що встановлені лінеаменти дійсно відповідають розломам та тріщинам.

Як засвідчили дані розвідувальних робіт у межах полігону, переважна кількість покладів газу та газоконденсату розміщується на глибинах понад 3100 м, тоді як окремі поклади нафти розміщуються переважно на менших глибинах [24].

Для складання карт щільності лінеаментів ітераційним шляхом були вибрані ковзні вікна розміром 4,5х1,5 км та 14х4 км і відповідно були складені два комплекти карт щільності лінеаментів.

Після визначення кількості систем лінеаментів, їх меж та модальних значень та розмірів ковзних вікон були побудовані карти щільності лінеаментів кожної з восьми систем. Для цього спочатку за допомогою розробленої програми Lineament розраховувалися значення показників щільності лінеаментів для різних систем в ковзному вікні.

Отримані результати були представлені в форматі: Xcoord, Ycoord, Z, де Xcoord, Ycoord – координати центру ковзного вікна в прямокутній системі координат, Z – значення показників щільності в ковзному вікні.

Наступним кроком було побудова карт щільності лінеаментів в програмі Surfer в форматі grd та конвертація в програму Erdas Imagine за допомогою процедури Import / GRD(Surfer:ASCII/Binary), де ці карти були пофарбовані відповідно значенням щільності лінеаментів (рис. 3.12, 3.13).

Крім того, була складена карта щільності усіх лінеаментів, без врахування їх орієнтації, а також, з метою вивчення впливу вузлів перетину розломів на розміщення покладів ВВ, була складена карта щільності вузлів перетину лінеаментів полігону (рис. 3.12 к).

На картах щільності лінеаментів окремих систем виділяється до 10 полів з різними значеннями щільності (рис. 3.12, 3.13). На усіх складених картах найбільш високими значеннями щільності лінеаментів відзначаються поля щільності систем 2 (ПЗ), 4 (М), 6(ПС) та 8(Ш).

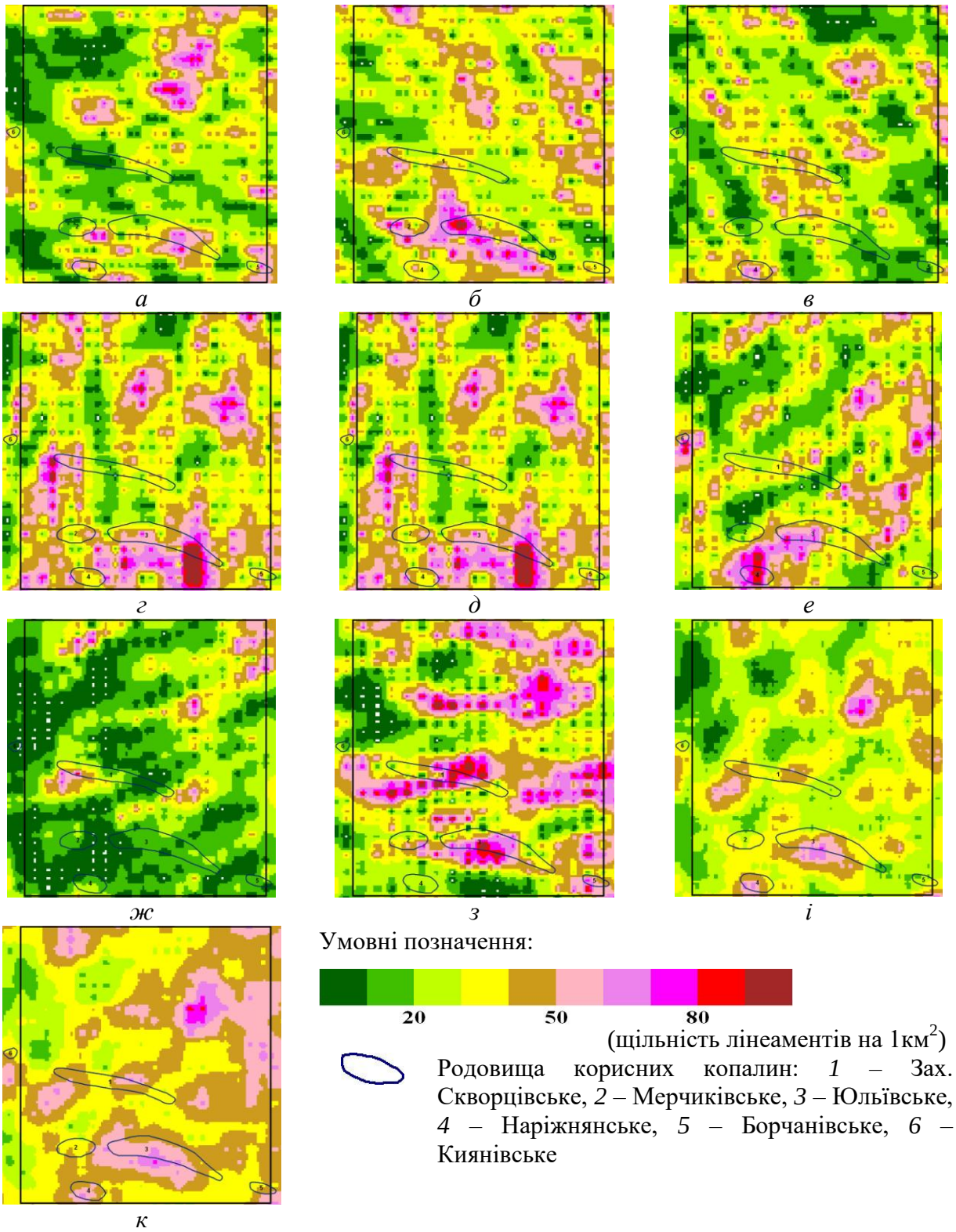


Рисунок 3.12 – Карти щільності лінеаментів окремих систем, усіх лінеаментів та вузлів перетину лінеаментів, побудовані на підставі карти лінеаментів: а) – система 1: 280º-300º, б) – система 2: 301º-320º, в) – система 3: 321º-340º, г) – система 4: 341º-10º, д) – система 5: 11º-35º, е) – система 6: 36º-60º, ж) – система 7: 61º-75º, з) – система 8: 76º-279º, і) – щільність лінеаментів усіх систем, к) – щільність вузлів перетину лінеаментів. Розміри ковзного вікна 4.5х1.5 км

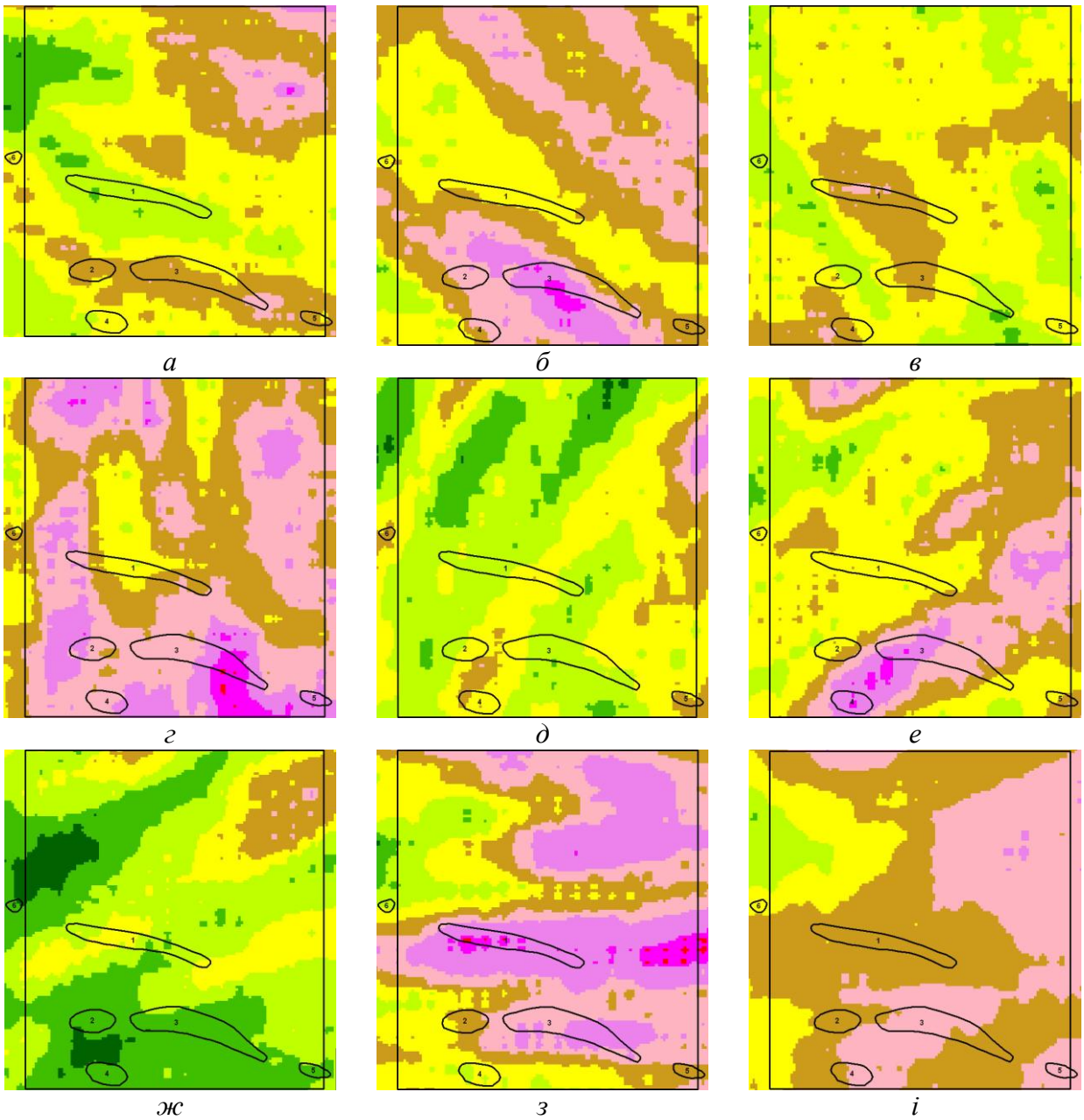


Рисунок 3.13 – Карти щільності лінеаментів окремих систем, усіх лінеаментів та вузлів перетину лінеаментів, побудовані на підставі карти лінеаментів. а-і) – карти щільності, побудовані за допомогою програми Surfer в ізолініях: а) – система 1: 280º-300º, б) – система 2: 301º-320º, в) – система 3: 321º-340º, г) – система 4: 341º-10º, д) – система 5: 11º-35º, е) – система 6: 36º-60º, ж) – система 7: 61º-75º, з) – система 8: 76º-279º, Розміри ковзного вікна 14х4 км, і) – щільність лінеаментів усіх систем, розміри ковзного вікна 9х9 км. Умовні позначення дивись рис. 3.12.

На картах щільності систем 2, 4, 6 та 8 поля підвищених значень щільності по розміру площі, що вони займають, значно переважають поля з

мінімальними та низькими значеннями, а на картах щільності систем 1, 3, 5 та 7 – навпаки, площі полів с низькими значеннями щільності переважають за розміром поля з підвищеними значеннями щільності.

На картах окремих систем лінеаментів переважаючі за розміром поля щільності, відповідно підвищених чи низьких значень, відзначаються чітко витягнутою формою, чим вони відрізняються від форми полів з проміжними значеннями щільності. Близьку до останніх форму мають і поля з різними значеннями щільності на картах щільності лінеаментів усіх систем та вузлів перетину лінеаментів.

Окрім полів з різними значеннями щільності лінеаментів, що займають на картах переважну частину площ, на картах щільності лінеаментів виділяються локальні максимуми, які займають незначну площу та мають відносно вузьку витягнуту форму.

З метою геологічної інтерпретації карт щільності лінеаментів різних систем було проведено їх зіставлення з структурними картами попередніх дослідників [19, 25–27], що засвідчило: встановлені за даними геолого-геофізичних та комплексних аерокосмічних досліджень крупні, протяжні розломи розташовуються в полях з максимальними та підвищеними значеннями щільності лінеаментів на картах відповідних систем. Так, на карті щільності лінеаментів другої системи (північний-захід) з полем підвищених значень щільності лінеаментів збігається Північний крайовий розлом ДДЗ, що входить до складу Барановицько-Астраханського трансрегіонального розлому – найбільшого розлому району [25]. Дещо менші за розмірами, але крупні регіональні розломи впевнено встановлюються на картах 4 (субмеридіональної), 6 (північно-східної) та 8 (субширотної) систем лінеаментів. А окремі складові їх розломи збігаються з локальними абсолютними чи відносними максимумами щільності лінеаментів. Це було підставою для виділення розломів у межах полігону за даними карт щільності лінеаментів та складання карти розломів.

В результаті проведеної інтерпретації карт щільності лінеаментів було встановлено більше розломів, ніж було виділено попередниками за геолого-геофізичними даними. Крім того, на відміну від звичайних методів виділення розломів у вигляді ліній, на картах щільності лінеаментів розломи відображаються у вигляді зон різної ширини, протяжності та інтенсивності, що відображає зміни в будові розломів по їх простяганню.

Аналіз карт сумарної щільності лінеаментів. Карти сумарної щільності лінеаментів, складені з використанням вікон різного розміру, в цілому, подібні між собою, але мають і розбіжності. На обох картах поля високих та максимальних значень сумарної щільності лінеаментів розміщені переважно на півдні, поблизу Крайового розлому ДДЗ, та на північному-сході району, де за даними наших попередників [25] можлива наявність значного за розмірами розлому, який простягається паралельно Крайовому розлому ДДЗ. У той же час, на карті, складеній меншим за розмірами вікном, добре видно, що поле високих та максимальних значень розміщується переважно на південному-сході території і обмежене полем низьких значень щільності лінеаментів північно-східного простягання. Можливо, що ці розбіжності відображають розбіжності в будові району на різній глибині.

Аналіз карти вузлів перетину лінеаментів. Як вважають багато дослідників, важливе значення на розміщення покладів ВВ мають вузли перетину розломів різних напрямків. Зрозуміло, що вузли будуть характеризуватися підвищеною кількістю тріщин різних напрямків та значною просторовою неоднорідністю будови. Це зони метастабільного стану гірських порід та відзначаються високою нестійкістю розвитку процесів руйнування порід.

У плані такі структури будуть мати форму, близьку до ізометричної, та відзначатимуться підвищеною проникністю порід, як фундаменту так і осадового чохла. Але на практиці дослідження вузлів перетину розломів проводиться дуже рідко, особливо в нафтогазоносних районах, що пов’язано, перш за все, з труднощами виконання таких досліджень.

За матеріалами структурного дешифрування знімків, використовуючи розроблений нами методичний підхід, була складена карта щільності вузлів перетину лінеаментів (рис. 3.14). Карта складена з використанням ковзного вікна 3х3км, розміри якого були вибрані дослідним шляхом.

Місця максимальних та підвищених значень на карті щільності вузлів перетину лінеаментів, з метою зручності їх подальшого опису, отримали такі цифрові означення (9.1 – 9.5). Судячи з наведеної карти вузлів перетину лінеаментів, вони нерівномірно розміщуються по площі полігону і переважають в південно-східній частині полігону. Найбільш інтенсивна аномалія щільності вузлів перетину розташована на північному сході площі. Це не суперечить візуальному зіставленню з матеріалами попередніх структурних досліджень [19].

Аналіз відносного розподілу по площі окремих аномалій щільності вузлів дозволив припустити, що вони розміщуються закономірно. Так, відносно значної за розмірами та інтенсивністю аномалії 9.3, у межах якої розміщується Юліївське підняття, що розташоване у центрі однойменного родовища, концентрично, на відстані до 10км розміщуються менші за площею та інтенсивністю аномалії, дві з яких збігаються з відомими родовищами – Скворцівське та Наріжнянське. Подібний розподіл невеликих за площею аномалій щільності вузлів перетину лінеаментів відносно більших за розмірами аномалій, спостерігається відносно аномалій 9.1 та 9.2, але він менш чітко виражається. Як відомо, аналогічну форму мають кільцеві структури, які часто встановлюються на матеріалах космічної зйомки, але їх геологічна природа не досліджена.

Можливо, ізометричний характер розподілу аномалій вузлів перетину лінеаментів пов’язаний з наявністю труб дегазації, які виділені в роботі [28], але це потребує подальшого дослідження.

Використовуючи встановлений зв'язок полів підвищених значень щільності лінеаментів усіх систем з відомими розломами, було проведено

виділення розломів за картами щільності лінеаментів окремих систем та складена карта розломів полігону (рис. 3.15).

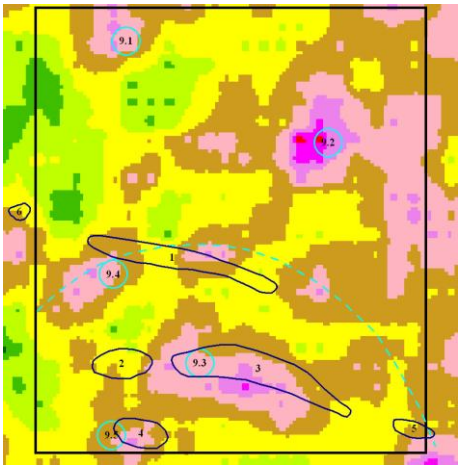


Рисунок 3.14 – Карта щільності вузлів перетину лінеаментів з виділеними аномальними значеннями

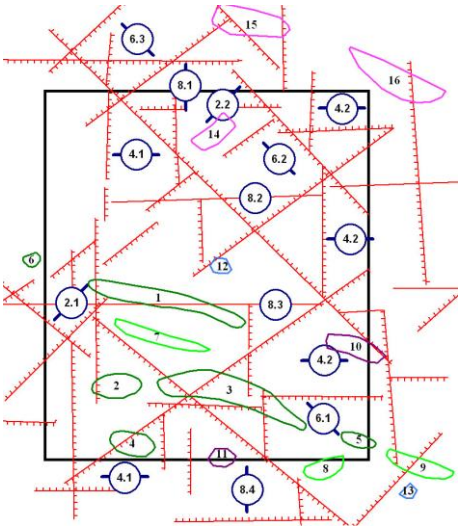


Рисунок 3.15 – Карта розломів полігону, складена за даними аналізу карт щільності лінеаментів окремих систем

Умовні позначення:

	Крайові розломи зон розломів	8.4	Номера зон розломів
	Родовища ВВ: *1* – Зах. Скворцівське, *2* – Мерчиківське, *3* – Юліївське, *4* – Наріжнянське, *5* – Борчанівське, *6* – Киянівське, *7* – Південноскворцівське, *8* – Огульцівське, *9* – Караванівське. **Об'єкти, які рахуються у фонді буріння:** *10* – Гуківське, *11* – Гринцівське. **Нафтагазоперспективні об'єкти (НГПО):** ***підготовлені до глибокого буріння***: *12* – Недільне, *13* – Східнокараванівське, ***виявлені сейсморозвідкою:*** *14* – Таверівське, *15* – Філатівське, *16* – Бакланівське.		

Найбільші за протяжністю та інтенсивністю проявлення в полях щільності лінеаментів розломи мають наступні простягання – північно-західне (система 2), меридіональне (система 4), північно-східне (система 6) та широтне (система 8). На картах щільності лінеаментів систем 1, 3, 5 та 7 поля підвищеної щільності лінеаментів незначні за протяжністю і відповідні їм розломи, ймовірно, мають другорядне значення. Без сумніву, виявлені у межах Північного борту розривні порушення різних азимутальних систем будуть розрізнятися між собою і за характером геодинамічних та морфокінематичних характеристик.

На карті розломів показані найбільш значні за розмірами розломи, які мали найбільший вплив на будову полігону. З метою зручності опису виділених розломів вони отримали цифрове позначення, де перша цифра відповідає номеру системи, до якої відноситься розлом, а друга – порядковий номер розлому.

На карті розломів (рис. 3.15) показані дві зони розломів північно-західного простягання 2.1 та 2.2. Зона розломів 2.1 збігається з відомою Північною крайовою зоною розломів, яка відокремлює Північний борт ДДЗ від грабену і відіграє важливу роль у розміщені покладів ВВ у межах ДДЗ. З простяганням зони збігаються усі відомі скупчення, як покладів ВВ, так і структур, що були показані на структурній карті по відбиваючому горизонту Vb_2 [17]. Як свідчить карта щільності лінеаментів системи 2 (вікно осереднення 14х4 км), ця зона досить вузька, має відносно просту будову і характеризується достатньо високою інтенсивністю щільності лінеаментів. У межах полігону вона складається з двох досить протяжних розломів, які розміщуються кулісоподібно, тобто не є єдиною лінійною структурою. На карті системи 2 (вікно осереднення 4.5х1.5 км), що характеризує структури, які розташовані на менших глибинах, ця зона складається з двох розломів, але менш чітко виражених. Сучасними геолого-геофізичними дослідженнями доведено, що Північне крайове порушення не є єдиною лінійною структурою – скидом з амплітудою 1-2.5 км [19, 29]. У межах полігону та на прилеглій

території Північне крайове порушення представлено зоною субпаралельних скидів відносно невеликої амплітуди. Тут виявлено значну кількість перспективних горст-антиклінальних зон. Як і інші північно-західні розломи, Північний крайовий розлом є прямим скидом або зсуво-скидом [19, 29].

На північний схід від Крайової зони розломів, на відстані близько 20 км, розташована ще одна зона підвищених значень щільності північно-західного простягання, яка виділена у якості зони розломів 2.2. Про наявність такої зони розломів вказував ще В. К. Гавриш [25] на підставі узагальнення даних геофізичних зйомок. У полі щільності лінеаментів ці дві зони розломів відрізняються між собою за характером будови та інтенсивністю відображення. Зона 2.1 відзначається відносно простою будовою та відносно невеликою шириною у межах полігону. Складові її розломи розміщуються кулісоподібно. В той час, зона 2.2 має значно більшу ширину, в її будові чітко проявилися два обмежуючих зону крайових розломи, що паралельні між собою. Територія зони недостатньо вивчена, за даними [17], у її межах виділено більше десяти локальних структур різних типів, у тому числі – Кадницька, Кузьмичівська, Гуківська, Таверієвська, Недільна та інші. Всього пробурено 6 свердловин, але вони розташовані переважно за межами цих структур. З цих свердловин одна дала нафту, одна газ, а решта – воду, крім того, у межах зони встановлено значну кількість перспективних площ [19]. Все вище згадане дозволяє припустити, що і зона розломів 2.2 має певний вплив на розміщення покладів ВВ та потребує подальших досліджень.

Згідно карт щільності лінеаментів меридіонального простягання (система 4) у межах полігону встановлено дві зони розломів 4.1 та 4.2, відстань між осями яких складає 15-18 км. Обидві зони розломів впевнено відобразилися на картах щільності лінеаментів, складених як великим, так і малим вікном, і характеризуються досить високими значеннями щільності. У їх межах окремі розломи розміщуються лінійно, на відміну від розломів системи 2.

У межах полігону обидві зони розломів розділяються на північну і південну частини єдиною смугою низьких значень щільності лінеаментів північно-західного простягання. Південна та північна частини розломів 4.1 та 4.2 розміщуються відповідно у межах зон розломів 2.1 та 2.2. Більш того, межа між північною та південною частинами розломів 4.1 та 4.2 збігається з межею між зонами розломів 2.1 та 2.2. Цей факт підтверджує провідну роль розломів північно-західного простягання в структурі полігону.

Виділені зони розломів збігаються з зонами розломів, що були встановлені раніше і у межах яких на окремих ділянках фіксуються підвищені значення температури [19], але вони були представлені в графічній формі, що не давало змоги оцінити їх будову та тріщинну проникність порід.

Можливо, що обидві ці зони пов’язані з розташованим за межами полігону Оріхово-Харківським глибинним розломом [25]. Без сумніву, встановлені зони розломів є глибинними структурами з тривалою історією розвитку. На південному продовженні цих структур, в місцях їх перетину з межею Північного борту, фіксується різка зміна простягання границі борту [17]. На це вказували багато дослідників і пов’язували з переміщенням блоків по меридіональних розломах [30-31].

Структури північно-східного простягання (система 6) в цілому характеризуються згідно карти щільності лінеаментів високими значеннями щільності, а локальні поля підвищених значень щільності у більшості випадків мають значну протяжність. Аналіз карт щільності засвідчив, що на досліджуваній площі виділяється три зони розломів, що розміщуються по усій площі робіт. Найбільша за протяжністю та інтенсивністю проявлення є зона розломів 6.1, що розташована на південному сході полігону. У центрі полігону виділяється зона 6.2, яка значно поступається попередній зоні розломів за інтенсивністю щільності лінеаментів та протяжністю окремих локальних структур. У межах цих зон розломів, складові їх локальні розломи відзначаються значною протяжністю та переважно лінійним взаємним

розташуванням. За межами полігону ця структура збігається з зоною високих значень горизонтальних градієнтів поля аномалій сили тяжіння [19].

Зона розломів 6.3, що розташована на північному заході полігону, є невеликим за розмірами фрагментом крупної зони розломів, що розміщується за межами полігону.

Ймовірно, розломи системи 6 входять до складу Одеської зони глибинного розлому яка є складовою трансрегіональної зони глибинних розломів, що перетинають усю територію України [31]. На глибоке проникнення у земну кору цих розломів вказує і наявність пов'язаних з ними аномалій радону [19, 29]. Переміщення по зоні мали зсувний чи зсуво-обертальний характер [32-33]. Без сумніву, це давня глибинна структура, яка відобразилася в будові літосфери. Особливо активно і безперервно вона розвивалася, починаючи з мезозою до сучасної тектонічної активізації [31]. Можливо, цим обумовлена її відносно незначна роль в процесі формування покладів ВВ.

На всій території полігону та на прилеглій площі широко розповсюджені розломи субширотного простягання, що відносяться до системи 8. Всі вони з приблизно однаковою інтенсивністю відобразилися на відповідних картах щільності лінеаментів, складених з використанням більшого та меншого за розмірами ковзного вікна. Згідно карт щільності лінеаментів субширотні розломи відзначаються значною протяжністю і лінійним розміщенням окремих розломів. Безпосередньо у межах полігону виділяється 4 зони розломів, відстань між якими 8-10 км, які простежуються далеко за межі полігону. За даними регіональних досліджень, уся територія полігону розташована у межах регіональної зони розломів субширотного простягання, яка проходить через усю територію України та продовжується за межи держави [34]. Протяжність цієї зони лише у межах України понад 1100 км при середній ширині 30 км. У межах Українського щита (УЩ), де ця зона добре досліджена, вона збігається з відомими – Київсько-Гадяцьким та

Андрушівсько-Хорольско-Росошанським розломами, які мали вплив на будову УЩ, вже починаючи з пізнього протерозою [35].

За допомогою просторово-ймовірного прогнозу, який базується на використанні функцій відношення правдоподібності для всього діапазону значень ознак, проводиться оцінка перспективності території на пошук покладів ВВ. Функція відношення правдоподібності знаходиться як відношення оцінок щільності ймовірності розподілу значень ознак двох вибірок, одномірних або багатовимірних, в межах площ, які характеризуються схожою геологічною будовою та однаковим ступенем проведених пошукових досліджень. Перша вибірка характеризує розподіл значень ознак у точках, що розміщуються в межах контурів прогнозних об’єктів. Друга вибірка – це вже образ площ, у межах яких прогнозні об’єкти відсутні або їх наявність мало ймовірна. Площі відзначаються однаковим ступенем вивчення, який формується шляхом зняття значень у точках, рівномірно розповсюджених по площі.

Спочатку складаються графіки функцій відношення правдоподібності для кожної ознаки, що використовується, потім оцінюємо взаємозв’язок пар ознак. Для цього проводиться зіставлення двох двомірних розподілів та складається двовимірна функція відношення правдоподібності. Аналогічним шляхом враховується увесь комплекс пошукових ознак. При цьому відбувається не просте підсумовування інформативності окремих ознак, а враховується взаємний зв’язок та взаємозалежність між ознаками, що дозволяє значно збільшити інформативність та достовірність результатів прогнозу. Крім того, на усіх етапах робіт виконується контроль змісту проміжних результатів і, в разі необхідності, відбраковуються усі неінформативні ознаки.

Значення багатовимірної функції відношення правдоподібності, як враховує увесь комплекс використаних ознак, інтерпретується як оцінка ймовірності встановлення об’єктів пошуку в точках площі території з відповідними значеннями ознак. Середня щільність об’єктів прогнозу в

межах площі навчання приймається за 1. Значення функції відношення правдоподібності, яка перевищує 1, більш характерні площам розміщення об’єктів прогнозу. Чим вище значення функції відношення правдоподібності, тим віще щільність розміщення об’єктів прогнозу і тим вища ймовірність їх виділення. Отримані значення комплексної функції відношення правдоподібності картографуються системою ізоліній, що дозволяє представити їх у вигляді карти значень комплексної функції відношення правдоподібності та провести аналіз закономірності їх розподілу у межах досліджуваної площі.

З метою оцінки достовірності складеної карти аналізуються значення функції відношення правдоподібності у межах об’єктів прогнозу, які були використані при складанні комплексної функції, а також ті, які не були залучені для цього спеціально або з інших причин. Якщо карта достовірна, то усі використані об’єкти, особливо ті, що були об’єктами навчання, будуть охарактеризовані підвищеними та максимальними значеннями функції. Низькими значеннями функції правдоподібності можуть бути охарактеризовані ті об’єкти, які відрізняються від переважної більшості об’єктів за глибиною залягання, типом або іншими факторами, що необхідно встановити в процесі аналізу результатів.

В процесі подальшого аналізу складеної карти значень комплексної функції відношення правдоподібності з метою оцінки перспективності території використовуються інші ознаки, які з різних причин не були враховані при складанні цієї карти, а також експертні оцінки фахівців і інші доступні матеріали. На підставі проведеного аналізу складається карта прогнозу нафтогазоносності. На карті відображаються закономірності просторового розподілу перспективних полів різного масштабного рівня, включаючи і локальні перспективні площі, а також наводиться їх ранжування за послідовністю постановки на них подальших геолого-геофізичних робіт.

З метою об’єктивної оцінки зв'язку між об’єктами пошуку та значеннями поля окремих ознак, що характеризують тріщинну проникність,

було застосовано статистичний прийом з використанням функції відношення правдоподібності [36-39].

Функція правдоподібності (O/F) розраховувалася як відношення розподілу значень щільності лінеаментів у межах покладів (OBJECT) до розподілу значень щільності лінеаментів на площах, де поклади відсутні або їх наявність мало ймовірна (FON). Функція розраховувалася для кожної ознаки окремо у межах найбільш досліджених площ, де розташовані відомі поклади ВВ та виявлення нових покладів мало ймовірно.

Зрозуміло, що чим вище значення функції відношення правдоподібності, тим тісніше зв'язок між значеннями щільності лінеаментів та об’єктами пошуку і навпаки. Відповідно, перспективні площі характеризуються значеннями функції більшими 1.0, і чим більше значення функції, тим вища перспективність площі на пошуки покладів ВВ.

Значення функції в інтервалі від 0 до 1 відповідають тим значенням щільності лінеаментів, які не мають зв’язку з об’єктами пошуку, а площі, що характеризуються значеннями функції меншими 1.0, є безперспективними на пошуки покладів ВВ. Встановлення таких площ є важливою задачею, бо зменшує розміри територій, де доцільно проводити пошуково-розвідувальні роботи.

Значення функції, які дорівнюють 1.0, свідчать про те, що розподіл ознаки у межах покладів та за їх межами не відрізняються, а відповідна ознака не є інформативною з точки зору пошуку покладів ВВ.

Площі, що характеризуються такими значеннями функції, відносяться до тих, перспективність яких за даними лінеаментного аналізу не можуть бути встановлені, а для оцінки їх перспективності слід залучати інші методи.

Результати проведених розрахунків значень функції відношення правдоподібності для різних значень полів щільності лінеаментів на відповідних картах усіх систем, складених з використанням ковзного вікна розміром 4.5х1.5 км, наведені в табл. 3.4-3.13.

Таблиця 3.4 – Зв’язок між значеннями щільності лінеаментів системи 1: 280º-300º та відомими родовищами нафти та газу

	MIN	MAX	OBJECT	FON	O/F		MIN	MAX	OBJECT	FON	O/F
1	0,0002	2,38284	1,273	1,994	0,638	**15**	35,7426	38,9197	**4,921**	**4,815**	**1,022**
2	2,38284	6,75137	4,98	5,749	0,866	**16**	38,9197	41,3025	*2,981*	*3,211*	*0,928*
3	6,75137	8,33993	**2,029**	**1,949**	**1,041**	**17**	41,3025	45,2739	4,157	4,693	0,886
4	8,33993	10,7228	**4,002**	**3,455**	**1,158**	**18**	45,2739	48,8482	**2,652**	**2,565**	**1,034**
5	10,7228	12,7085	**4,338**	**3,576**	**1,213**	**19**	48,8482	52,0253	**2,437**	**2,041**	**1,194**
6	12,7085	15,8856	7,647	8,549	0,895	**20**	52,0253	56,791	**3,72**	**2,831**	**1,314**
7	15,8856	18,6656	**7,244**	**7,099**	**1,02**	**21**	56,791	60,7624	**3,62**	**2,566**	**1,411**
8	18,6656	20,2541	*3,494*	*3,639*	*0,96*	**22**	60,7624	65,1309	**2,813**	**1,85**	**1,521**
9	20,2541	22,2398	3,581	4,564	0,784	**23**	65,1309	67,12	**0,895**	**0,638**	**1,401**
10	22,2398	23,8284	2,749	3,726	0,738	**24**	67,12	71,8823	**1,8**	**1,385**	**1,299**
11	23,8284	27,4026	7,323	8,822	0,83	**25**	71,8823	78,6337	**1,449**	**0,882**	**1,643**
12	27,4026	30,5798	*9,089*	*9,968*	*0,912*	**26**	78,6337	90,5478	**0,896**	**0,709**	**1,265**
13	30,5798	33,3557	**5,629**	**4,944**	**1,139**	**27**	90,5478	101,28	*0,144*	*0,147*	*0,978*
14	33,3557	35,7426	**4,14**	**3,634**	**1,139**						

Таблиця 3.5 – Зв’язок між значеннями щільності лінеаментів системи 2: 301º-320º та відомими родовищами нафти та газу

	MIN	MAX	OBJECT	FON	O/F		MIN	MAX	OBJECT	FON	O/F
1	0,00419	1,5398	0,294	0,394	0,747	**12**	41,0615	45,1677	**6,912**	**6,463**	**1,07**
2	1,5398	7,18576	2	2,971	0,673	**13**	45,1677	47,2207	1,836	2,543	0,722
3	7,18576	10,7786	2,52	3,344	0,754	**14**	47,2207	48,7605	1,204	1,703	0,707
4	10,7786	13,345	2,893	3,109	*0,931*	**15**	48,7605	52,3534	2,87	3,588	0,8
5	13,345	15,9113	5,769	6,009	*0,96*	**16**	52,3534	56,4596	2,601	3,711	0,701
6	15,9113	18,4777	4,681	5,155	*0,908*	**17**	56,4596	60,5657	2,252	3,367	0,669
7	18,4777	22,5838	**8,966**	**8,714**	**1,029**	**18**	60,5657	66,2117	1,884	2,926	0,644
8	22,5838	27,2032	**11,39**	**10,33**	**1,103**	**19**	66,2117	71,3444	1,718	2,201	0,781
9	27,2032	33,3625	**18,54**	**17,08**	**1,085**	**20**	71,3444	80,5832	**1,574**	**1,503**	**1,047**
10	33,3625	35,9288	**6,005**	**4,798**	**1,251**	**21**	80,5832	90,3353	**1,009**	**0,623**	**1,619**
11	35,9288	41,0615	**12,41**	**9,157**	**1,356**	**22**	90,3353	130,88	**0,664**	**0,308**	**2,158**

Таблиця 3.6 – Зв’язок між значеннями щільності лінеаментів системи 3: 321º-340º та відомими родовищами нафти та газу

	MIN	MAX	OBJECT	FON	O/F		MIN	MAX	OBJECT	FON	O/F
1	0,03326	3,99317	**9**	**8,548**	**1,053**	**10**	30,7474	34,3413	**5,674**	**5,4**	**1,051**
2	3,99317	8,38566	**12,22**	**9,91**	**1,233**	**11**	34,3413	39,5324	7,246	7,333	*0,988*
3	8,38566	12,7781	10,61	12,94	0,82	**12**	39,5324	44,7235	4,54	5,963	0,761
4	12,7781	17,1706	12,18	14,96	0,814	**13**	44,7235	49,9146	1,912	2,502	0,764
5	17,1706	19,9659	4,981	5,867	0,849	**14**	49,9146	56,703	1,804	1,987	*0,908*
6	19,9659	23,1604	5,363	6,34	0,846	**15**	56,703	68,6825	**2,324**	**1,409**	**1,65**
7	23,1604	24,7577	2,957	3,285	*0,9*	**16**	68,6825	83,4573	**0,917**	**0,518**	**1,769**
8	24,7577	27,1536	**5,409**	**4,719**	**1,146**	**17**	83,4573	101,83	**0,792**	**0,453**	**1,749**
9	27,1536	30,7474	**12,07**	**7,865**	**1,534**	**18**	30,7474	34,3413	**5,674**	**5,4**	**1,051**

Таблиця 3.7 – Зв’язок між значеннями щільності лінеаментів системи 4: 341º-10º та відомими родовищами нафти та газу

	MIN	MAX	OBJECT	FON	O/F		MIN	MAX	OBJECT	FON	O/F
1	0,027	4,33761	**4,795**	**4,551**	**1,054**	**12**	65,0642	72,0044	2,583	3,569	0,724
2	4,33761	8,67523	**1,963**	**1,794**	**1,095**	**13**	72,0044	77,2095	1,648	1,851	0,89
3	8,67523	18,218	**12,84**	**11,79**	**1,09**	**14**	77,2095	85,0172	1,169	1,311	0,892
4	18,218	23,4231	**7,637**	**7,445**	**1,026**	**15**	85,0172	96,295	**1,756**	**1,625**	**1,081**
5	23,4231	26,0257	*3,035*	*3,141*	*0,966*	**16**	96,295	106,705	0,974	1,101	0,885
6	26,0257	38,171	**23,44**	**21,22**	**1,105**	**17**	106,705	120,586	0,583	0,696	0,837

Продовження табл. 3.7

	MIN	MAX	OBJECT	FON	O/F		MIN	MAX	OBJECT	FON	O/F
7	38,171	41,6411	*5,907*	*6,04*	*0,978*	**18**	120,586	141,406	0,327	0,697	0,47
8	41,6411	47,7138	**11,65**	**10,62**	**1,097**	**19**	141,406	171,77	0,136	1,155	0,118
9	47,7138	55,5215	*9,703*	*10,37*	*0,935*	**20**	171,77	189,988	*0,72*	*0,745*	*0,967*
10	55,5215	60,7266	6,013	6,74	0,892	**21**	189,988	199,53	**0,67**	**0,289**	**2,315**
11	60,7266	65,0642	2,133	3,066	0,696	**22**	199,53	221,23	**0,315**	**0,19**	**1,653**

Таблиця 3.8 – Зв’язок між значеннями щільності лінеаментів системи 5: 11º-35º та відомими родовищами нафти та газу

	MIN	MAX	OBJECT	FON	O/F		MIN	MAX	OBJECT	FON	O/F
1	0,053	1,03674	1,141	1,577	0,724	**14**	34,2124	37,8409	**5,425**	**4,312**	**1,258**
2	1,03674	2,59185	**2,744**	**2,19**	**1,253**	**15**	37,8409	39,9144	**2,494**	**2,194**	**1,136**
3	2,59185	6,22043	**7,708**	**7,084**	**1,088**	**16**	39,9144	42,5063	**2,734**	**2,415**	**1,132**
4	6,22043	8,81227	**5,691**	**4,463**	**1,275**	**17**	42,5063	45,6165	**2,334**	**2,213**	**1,055**
5	8,81227	9,84901	**2,132**	**1,809**	**1,179**	**18**	45,6165	47,6899	*0,785*	*0,842*	*0,932*
6	9,84901	11,9225	**4,128**	**3,989**	**1,035**	**19**	47,6899	54,4287	*2,193*	*2,39*	*0,917*
7	11,9225	13,4776	**4,196**	**4,073**	**1,03**	**20**	54,4287	59,0941	**1,473**	**1,361**	**1,082**
8	13,4776	18,1429	*17,4*	*18,37*	*0,947*	**21**	59,0941	65,3145	**1,887**	**1,589**	**1,188**
9	18,1429	20,2164	4,346	5,693	0,763	**22**	65,3145	72,5717	**1,07**	**1,035**	**1,034**
10	20,2164	24,3633	7,765	10,19	0,762	**23**	72,5717	88,12	0,697	1,336	0,522
11	24,3633	27,4736	*6,756*	*7,422*	*0,91*	**24**	88,12	106,784	0,512	0,575	0,892
12	27,4736	30,0654	**6,62**	**6,535**	**1,013**	**25**	106,784	120,78	0,285	0,351	0,812
13	30,0654	34,2124	**7,343**	**5,852**	**1,255**	**26**	120,78	132,19	**0,143**	**0,136**	**1,05**

Таблиця 3.9 – Зв’язок між значеннями щільності лінеаментів системи 6: 36º-60º та відомими родовищами нафти та газу

	MIN	MAX	OBJECT	FON	O/F		MIN	MAX	OBJECT	FON	O/F
1	0,125	5,6961	2,79	5,689	0,49	**10**	56,3914	61,5179	**3,282**	**2,854**	**1,15**
2	5,6961	10,8226	**4,521**	**4,321**	**1,046**	**11**	61,5179	64,9355	**1,811**	**1,638**	**1,106**
3	10,8226	17,6579	15,11	15,58	*0,97*	**12**	64,9355	69,4924	1,811	1,907	*0,95*
4	17,6579	21,6452	9,167	9,343	*0,981*	**13**	69,4924	75,7581	1,876	1,991	*0,942*
5	21,6452	25,0628	**7,764**	**7,19**	**1,08**	**14**	75,7581	87,7199	**1,867**	**1,778**	**1,05**
6	25,0628	31,8981	**17,86**	**15,19**	**1,175**	**15**	87,7199	100,251	**2,406**	**1,312**	**1,834**
7	31,8981	37,5942	8,402	9,31	0,902	**16**	100,251	121,327	**1,203**	**0,912**	**1,32**
8	37,5942	47,2776	**13,82**	**13,52**	**1,023**	**17**	121,327	145,26	0,363	0,431	0,843
9	47,2776	56,3914	5,949	7,041	0,845						

Таблиця 3.10 – Зв’язок між значеннями щільності лінеаментів системи 7: 61º-75º та відомими родовищами нафти та газу

	MIN	MAX	OBJECT	FON	O/F		MIN	MAX	OBJECT	FON	O/F
1	0,0124	0,67644	1,589	2,49	0,638	**14**	25,3666	27,7342	**5,624**	**4,668**	**1,205**
2	0,67644	4,39688	12,36	14,37	0,86	**15**	27,7342	29,7635	**5,244**	**4,228**	**1,24**
3	4,39688	6,08799	**4,579**	**4,529**	**1,011**	**16**	29,7635	32,8075	**3,353**	**3,329**	**1,007**
4	6,08799	8,11731	4,406	5,142	0,857	**17**	32,8075	34,4986	*1,528*	*1,612*	*0,948*
5	8,11731	9,80842	*4,27*	*4,542*	*0,94*	**18**	34,4986	36,5279	**1,963**	**1,83**	**1,073**
6	9,80842	11,1613	**4,488**	**4,301**	**1,044**	**19**	36,5279	38,8955	*1,737*	*1,815*	*0,957*
7	11,1613	16,5729	**24,67**	**22,76**	**1,084**	**20**	38,8955	42,9777	**2,465**	**2,283**	**1,08**
8	16,5729	17,9257	**3,365**	**3,318**	**1,014**	**21**	42,9777	45,9981	1,087	1,212	0,896
9	17,9257	18,9404	**2,061**	**2,028**	**1,016**	**22**	45,9981	53,7772	1,357	1,534	0,885
10	18,9404	21,308	*4,026*	*4,375*	*0,92*	**23**	53,7772	61,89	0,788	0,997	0,79
11	21,308	22,6608	**2,432**	**2,409**	**1,009**	**24**	61,89	71,7029	**0,921**	**0,751**	**1,226**
12	22,6608	24,3519	**3,25**	**3,023**	**1,075**	**25**	71,7029	77,7909	**0,211**	**0,21**	**1,002**
13	24,3519	25,3666	**2,11**	**2,054**	**1,027**	**26**	77,7909	86,25	0,121	0,184	0,653

Таблиця 3.11 – Зв’язок між значеннями щільності лінеаментів системи 8: 76º-279º та відомими родовищами нафти та газу

	MIN	MAX	OBJECT	FON	O/F		MIN	MAX	OBJECT	FON	O/F
1	0,0413	1,37456	**0,804**	**0,552**	**1,458**	**12**	38,0296	43,5278	7,827	9,752	0,803
2	1,37456	5,95644	**6,641**	**3,705**	**1,792**	**13**	43,5278	45,8188	2,631	3,615	0,728
3	5,95644	7,331	**1,318**	**1,241**	**1,062**	**14**	45,8188	52,2334	5,081	7,115	0,714
4	7,331	10,5383	**3,382**	**3,278**	**1,032**	**15**	52,2334	56,3571	2,76	4,173	0,661
5	10,5383	13,7456	3,273	4,218	0,776	**16**	56,3571	64,1463	**5,185**	**5,099**	**1,017**
6	13,7456	18,3275	6,575	8,165	0,805	**17**	64,1463	70,5609	**4,237**	**2,854**	**1,485**
7	18,3275	21,0766	4,202	5,296	0,793	**18**	70,5609	77,4337	**3,247**	**2,509**	**1,294**
8	21,0766	23,3676	**4,495**	**4,157**	**1,081**	**19**	77,4337	83,3901	**2,191**	**1,901**	**1,153**
9	23,3676	30,2404	**19,26**	**14,26**	**1,351**	**20**	83,3901	90,7211	**2,256**	**1,677**	**1,346**
10	30,2404	33,4477	6,615	6,852	*0,965*	**21**	90,7211	104,925	1,228	1,343	*0,914*
11	33,4477	38,0296	6,609	8,072	0,819	**22**	104,925	116,85	**0,183**	**0,171**	**1,067**

Таблиця 3.12 – Зв’язок між значеннями щільністі лінеаментів усіх систем та відомими родовищами нафти та газу

	MIN	MAX	OBJECT	FON	O/F		MIN	MAX	OBJECT	FON	O/F
1	35,58	64,4432	**0,701**	**0,184**	**3,803**	**12**	325,608	359,525	**10,05**	**7,243**	**1,387**
2	64,4432	74,6184	**1,023**	**0,268**	**3,817**		359,525	379,875	**2,092**	**1,898**	**1,103**
3	74,6184	108,536	**6,844**	**3,703**	**1,848**		379,875	403,618	**1,644**	**1,102**	**1,493**
4	108,536	128,886	3,84	4,421	0,868		403,618	434,143	**0,57**	**0,558**	**1,02**
5	128,886	149,237	2,788	4,676	0,596		434,143	498,587	0,603	0,873	0,691
6	149,237	169,587	5,449	6,334	0,86		498,587	563,03	0,353	0,678	0,521
7	169,587	186,546	3,41	4,833	0,705		563,03	600,339	0,232	0,416	0,558
8	186,546	227,247	15,59	17,76	0,878		600,339	668,174	0,681	0,975	0,698
9	227,247	261,164	15,48	18,73	0,826		668,174	742,792	**0,605**	**0,576**	**1,05**
10	261,164	295,082	12,38	13,95	0,888		742,792	814,019	**0,553**	**0,246**	**2,248**
11	295,082	325,608	**14,95**	**10,51**	**1,422**		814,019	864,63	**0,156**	**0,056**	**2,8**

Таблиця 3.13 – Зв’язок між значеннями щільність вузлів перетину лінеаментів та відомими родовищами нафти та газу.

	MIN	MAX	OBJECT	FON	O/F		MIN	MAX	OBJECT	FON	O/F
1	13,094	80,9022	**10,78**	**4,828**	**2,234**	**13**	392,954	427,626	**3,885**	**3,047**	**1,275**
2	80,9022	104,017	2,825	4,426	0,638	**14**	427,626	479,635	**3,06**	**2,527**	**1,211**
3	104,017	150,247	9,945	13,05	0,762	**15**	479,635	531,643	**1,385**	**1,297**	**1,068**
4	150,247	190,698	11,22	14,46	0,776	**16**	531,643	687,669	0,9	1,006	0,894
5	190,698	213,813	6,12	8,357	0,732	**17**	687,669	814,801	0,571	0,611	0,933
6	213,813	260,043	15,85	17,52	0,905	**18**	814,801	913,039	0,279	0,573	0,486
7	260,043	283,158	**7,742**	**7,523**	**1,029**	**19**	913,039	1051,73	0,697	0,982	0,71
8	283,158	300,494	**5,211**	**4,846**	**1,075**	**20**	1051,73	1190,42	**0,807**	**0,631**	**1,278**
9	300,494	312,051	**3,086**	**2,709**	**1,139**	**21**	1190,42	1259,76	**0,219**	**0,091**	**2,412**
10	312,051	329,388	**3,791**	**3,297**	**1,15**	**22**	1259,76	1427,35	**0,211**	**0,073**	**2,889**
11	329,388	361,06	**6,347**	**4,603**	**1,379**	**23**	1427,35	1476	**0,033**	**0,007**	**4,407**
12	361,06	392,954	**5,027**	**3,536**	**1,422**						

Аналіз наведених у таблиці даних засвідчив:

- усі проаналізовані ознаки мають зв'язок з об’єктами пошуку і тому всі вони є пошуковими ознаками, і їх слід використовувати для прогнозу покладів ВВ;

- переважна більшість об’єктів пошуку розміщується в полях з проміжними значеннями щільності лінеаментів та вузлів їх перетину, встановлено межі цих проміжних полів, які різні у різних ознак;
- високі значеннями щільності лінеаментів у межах об’єктів пошуку зустрічаються рідко, вони займають від 0 до3% площі, і лише для карт щільності лінеаментів систем 3 та 6 вона складає відповідно 9 та 5.5%;
- у межах об’єктів пошуку низькі значення щільності лінеаментів систем 1, 2, 6 та 7 зовсім не зустрічаються; систем 3, 4, 5 та 8 займають 12-27% площі, вузли перетину лінеаментів та сума лінеаментів усіх систем займають близько 10% площі.

Після встановлення зв’язків покладів ВВ з усіма окремими ознаками, згідно методу просторово-ймовірнісного прогнозу, було проведено комплексування між собою окремих ознак та розраховано сумарну функцію відношення правдоподібності. Ця функція дала змогу встановити вплив суми використаних пошукових ознак на розміщення покладів ВВ. Використовуючи складену функцію, були розраховані значення функції правдоподібності для кожної точки території полігону у відповідності зі значеннями пошукових ознак, які характеризують кожну точку полігону. З метою візуалізації отриманих результатів та їх аналізу складалась карта значень функції відношення правдоподібності в ізолініях.

Оцінка перспективності території полігону за комплексом пошукових ознак, встановлених за даними лінеаментного аналізу, була проведена з використанням методики просторово-ймовірного прогнозу, що була викладена вище. Відповідно до характеру розподілу покладів ВВ за глибиною, у межах полігону [24], були складені дві карти значень комплексної функцій відношення правдоподібності території з використанням ковзного вікна розмірами 4,5х1,5 та 14х4 км. Виходячи з даних попередніх дослідників та досвіду наших робіт, карти, складені з використанням меншого за розмірами вікна, ймовірно, характеризують

перспективи розміщення покладів до глибини 2,5-3 км, а складені більшим вікном, характеризують перспективність території до глибини порядку 7 км.

На обох картах значення комплексних функцій відношення правдоподібності змінюються від 0 до > 5.0. Отримані значення функцій, як відзначалось раніше, показують, у скільки разів ймовірність виявлення покладів ВВ у кожній точці району вище чи нижче тої, яка була би отримана у випадку розбурювання території за рівномірною сіткою, без врахування пошукових ознак. Для аналізу та подальшого використання складених карт для вирішення пошуково-розвідувальних задач, отримані значення функцій відношення правдоподібності на картах, складених різними за розмірами вікнами, були об’єднані у п’ять сукупностей, що відрізняються за перспективністю.

Перша сукупність характеризується значеннями комплексних функції від 0 до 0.9. Площі, зайняті цими значеннями, відносяться до безперспективних для проведення пошуково-розвідувальних робіт. Такі площі займають найбільшу за розмірами територію на обох картах. З точки зору ефективності проведення пошуку покладів ВВ встановлення таких площ дуже важливо, бо дозволяє значно зменшити площу досліджень і сконцентрувати зусилля на перспективних територіях. В результаті будуть зекономлені кошти і час на проведення досліджень. Друга сукупність відзначається значеннями комплексних функції від 0.9 до 1.01. Площі з цими значеннями функції відносяться до тих, у межах яких запропонований метод досліджень не є інформативним. На обох картах комплексних функцій правдоподібності вони займають незначні за розмірами площі, і тому вони окремо не виділялися, а були об’єднанні з першою сукупністю. Третя сукупність характеризується значеннями комплексних функцій правдоподібності від 1.01 до 1.5. Площі, що характеризуються такими значеннями функцій відношення правдоподібності, ми відносимо до перспективних площ. Четверта сукупність із значеннями комплексних функцій правдоподібності від 1.5 до 3.0, і площі, що вони займають,

характеризуються підвищеною перспективністю. П’ята сукупність відзначається найбільш високими значеннями комплексних функції правдоподібності, більше 3.0, і характеризує площі з високою перспективністю.

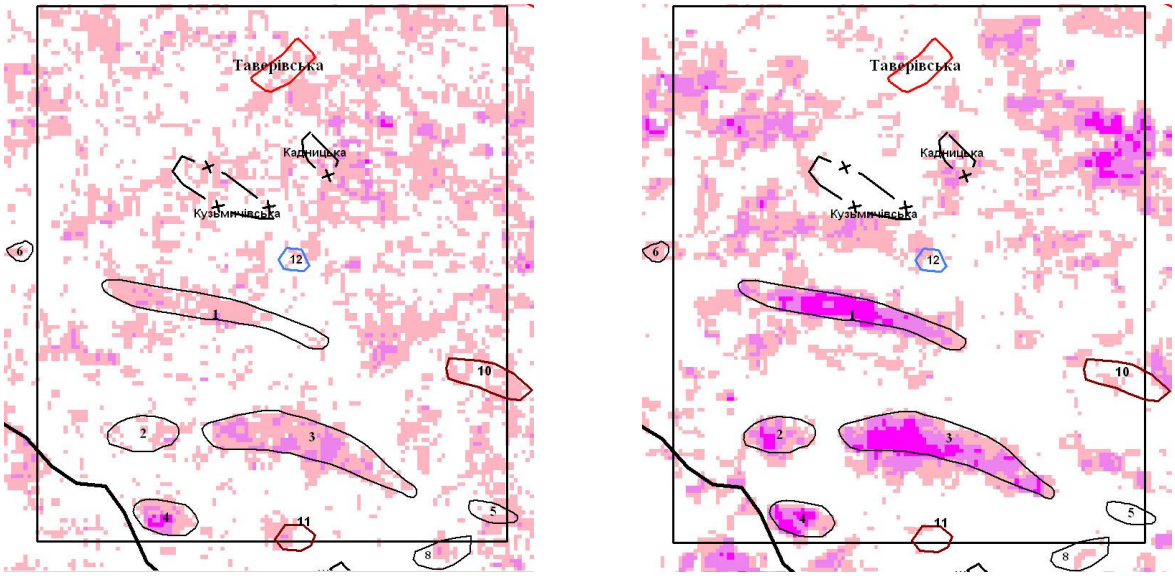
Зіставлення розмірів площ, які зайняті вказаними вище сукупностями значень комплексних функцій правдоподібності, засвідчили, що вони послідовно зменшуються від зайнятих найбільш низькими значеннями функцій (перша + друга сукупності), що займають найбільшу площу, до найменших за розмірами площ, зайнятих найбільш високими значеннями функції. Цього і слід було очікувати, якщо значення функцій дійсно характеризують перспективність території.

Після складання карт комплексних функції правдоподібності була проведена оцінка достовірності складених карт шляхом встановлення, у якій мірі вони підтверджуються наявними геологічними матеріалами – результатами пошуково-розвідувальних та експлуатаційних робіт, даними попередніх геолого-геофізичних досліджень та іншими даними. З цією метою було проаналізовано розподіл значень комплексних функцій правдоподібності у межах відомих родовищ на території полігону – Скворцівського, Мерчиківського, Юліївського, Наріжнянського, та розміщеного на межі полігону Огульцівського родовища. Крім того, було проаналізовано розподіл значень функції у межах Киянівського родовища, що розташоване поблизу західної межі полігону. Проведений аналіз свідчить, що переважна частина площі усіх родовищ, особливо найбільш продуктивних, на обох складених картах комплексних функцій правдоподібності, характеризується високими та максимальними значеннями функцій правдоподібності. Більш того, родовища, найпродуктивніші за даними експлуатаційних робіт (Скворцівське, Юліївське, Наріжнянське), охарактеризовані найбільш високими значеннями функцій правдоподібності. Невеликі за розмірами (Караванівське та Огульцівське родовища), які розташовані за межами полігону і дані яких не були враховані в процесі

прогнозування, теж охарактеризовані значеннями функції правдоподібності, які відносяться до перспективних. Але вони характеризуються більш низькими значеннями функцій, що не суперечить даним розвідувальних робіт у їх межах [24].

Таким чином, результати проведеного аналізу достовірності карт значень функцій відношення правдоподібності дозволяють стверджувати, що складені карти дійсно відображають особливості розподілу покладів ВВ у межах полігону і можуть бути використані для аналізу закономірностей їх розміщення на досліджуваній території та прогнозної оцінки перспективності території на пошуки нових покладів ВВ.

Порівняльний аналіз карт розміщення комплексних значень функції правдоподібності, складених з використанням вікон різних розмірів (рис. 3.16) засвідчив, що в цілому вони багато в чому подібні між собою.



а б

Рисунок 3.16 – Карти розміщення комплексних значень функції правдоподібності, складених з використанням ковзного вікна розміром: а) – 4.5 на 1.5 км, б) – 14 на 4 км. Умовні позначення див. рис. 3.15

На обох картах виділяються перспективні площі, які складають об’єкти двох масштабних рівнів. Більш значні за розмірами ми виділили у якості перспективних областей, а менші за розмірами, що розташовані у їх межах, як перспективні структурні зони. В процесі аналізу закономірностей

просторового розподілу перспективних площ у межах полігону була врахована карта розломів полігону, яка складена за картами щільності лінеаментів окремих систем.

На обох аналізованих картах видно, що перспективні площі розташовані по всій території полігону, але щільність їх розміщення по площі та значення перспективності у їх межах закономірно змінюються. На цій підставі у межах полігону були виділені дві перспективні області – південно-західна і північно-східна, що відрізняються, як за розмірами окремих перспективних площ, так і за значеннями перспективності, що оцінювалися значеннями комплексної функції. Границі цих двох площ на аналізованих картах в цілому збігаються.

Обидві перспективні області витягнуті вздовж крупних розломів північно-західного простягання 2.1 та 2.2. Границя між цими двома областями в цілому визначається південним крайовим розломом зони розломів 2.2. Границю краще видно на карті комплексної функції відношення правдоподібності, що складена меншим за розміром вікном.

Південно-західна перспективна область розташована вздовж розлому 2.1, що відноситься до Північного крайового розлому ДДЗ – крупного глибинного розлому з тривалою історією розвитку, якому відводиться головна роль у формуванні як загального структурного плану Північного борту ДДЗ, так і ускладнюючих його локальних структур. Північне крайове порушення, як і інші північно-західні розломи, характеризуються як прямий скид або зсуво-скид, що падає у західному напрямку. За даними усіх дослідників ДДЗ, Північне крайове порушення мало значний вплив на формування покладів ВВ в регіоні.

Встановлена за даними проведених нами досліджень південно-західна перспективна область переважно збігається з відомою Південною мобільною структурно-тектонічною зоною правого борту [19, 40] та з Юліївсько-Марківською нафтогазоносною зоною субобласті Північного борту [40].

Північно-східна перспективна область, як і південно-західна область, тісно пов’язані з зоною розломів північно-західного простягання 2.2. За наявними геофізичними даними, ця зона є меншою за глибиною проникнення структур, ніж зона розломів 2.1. На карті щільності лінеаментів системи 2, по якій ця зона встановлена, ця зона характеризується дещо меншими значеннями щільності лінеаментів. Але ця зона розломів поки що недостатньо вивчена і потребує подальших досліджень.

Виділена за нашими даними ця перспективна область збігається з відомою зоною малоамплітудних структур Турутинсько-Чабанівсько-Романівською нафтогазоносною зоною [19, 40].

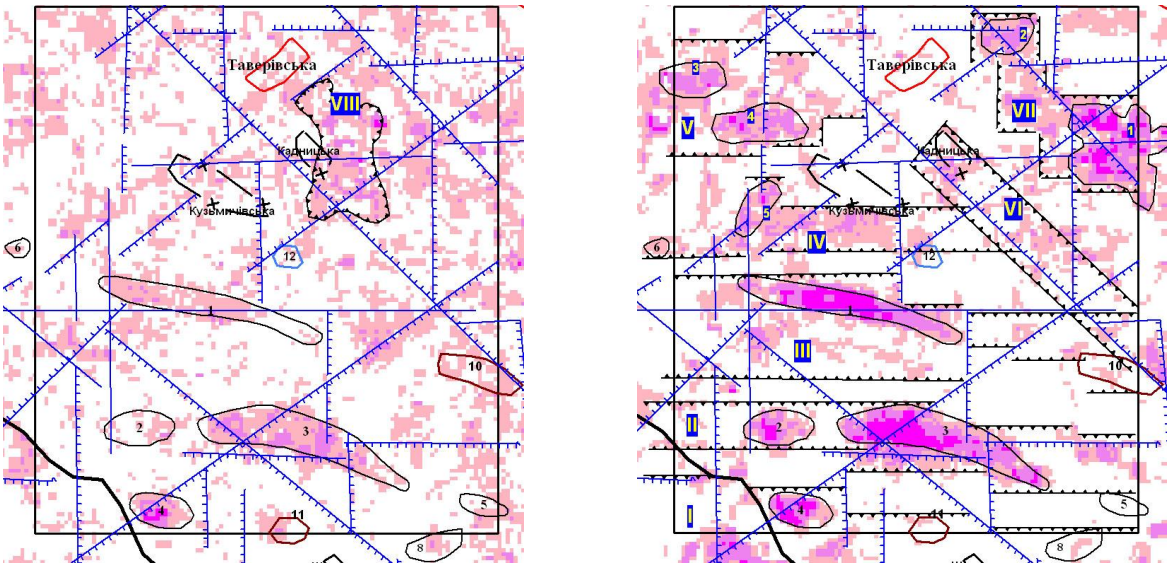
За даними карт комплексних функцій правдоподібності, південно-західна область значно більш перспективна, ніж північно-східна. Але остання займає у межах полігону незначну площу і для більш ґрунтовної оцінки її перспективності слід провести дослідження на більш значній території.

У межах обох перспективних площ виділяються окремі перспективні зони, що мають лінійну форму. Орієнтація виділених перспективних зон збігається з зонами розломів, що встановлюються за картами щільності лінеаментів різних систем та показані на складеній нами карті розломів (рис. 3.17).

Аналогічний характер розподілу має і розміщення відомих родовищ ВВ та нафтогазоперспективних об’єктів за межами полігону, як на території Північного борту, та і прилеглої частини грабену, де вони складають окремі зони (смуги) з різною орієнтацією у просторі. Це свідчить про те, що ці зони контролюються розломами різної орієнтації.

Всього в межах полігону за аналізом карт комплексної функції правдоподібності виділяється 7 зон (смуг), які для зручності описання отримали номери від 1 до 7. Ці зони характеризуються підвищеною щільністю значень перспективності та більш високими їх значеннями, ніж на площах, що їх обмежують.

На території південно-західної області візуально виділено 5 перспективних зон переважно субширотного, місцями північно-західного простягання.



а б

Рисунок 3.17 – Карти прогнозу перспективності території полігону на пошуки покладів ВВ, складені з використанням ковзного вікна розміром: а) – 4.5 на 1.5 км, б) – 14 на 4 км. Умовні позначення на рис. 3.15

Умовні позначення:

	Прогнозні зони	III	Номера прогнозних зон
	Локальні перспективні площі	2	Номера локальних перспективних площ

Перспективна зона 1 (*Наріжнянська*) розташована вздовж південної границі полігону і за його межами. Простягання зони субширотне. Краще зона відобразилася на карті значень комплексної функції правдоподібності, складеної з використанням вікна менших розмірів (4.5х1.5 км). У межах зони розміщуються Наріжнянське родовище, Гринківська структура, а також Огульцівське, Караванівське та Мар'їнське родовища, що розташовані за межами полігону, але на незначній відстані. Зона розміщується у межах крупної субширотної зони розломів 8.4. Перспективна зона 2 (*Юліївська*) розташована вздовж північної границі субширотної зони розломів 8.4, але за межами зони. Зона краще відобразилася на карті значень комплексної функції правдоподібності, складеної з використанням вікна 14х4 км. У межах

зони розміщується Наріжнянське та Юліївське родовища. Перспективна зона 3 (*Скворцівська*) розташована вздовж широтного розлому. Зона краще відобразилася на карті значень комплексної функції правдоподібності, що складена більшим за розмірами вікном. У межах зони розташоване Скворцівське родовище. Можливо, до зони відносяться Південноскворцівська та Гуківська структури.

Перші три перспективні зони, що описані вище, виділялися і нашими попередниками [19]. Це свідчить про достовірність отриманих нами результатів прогнозу, а наступні дві перспективні зони раніше не виділялися.

Перспективна зона 4 (*Недільна*) розташована між двома широтними розломами 8.2 та 8.3 і характеризується найменшою площею та відносно низькими значеннями перспективності. Зона чітко виявилася на карті значень комплексної функції правдоподібності, що складена з використанням вікна 14х4 км. На аналогічній карті, що складена меншим вікном, зона практично не виявилася. По периферії зони розміщуються Недільна, Кузьмичівська та інші структури, але їх перспективність не оцінена. На західному продовженні зони, але за межами полігону розміщується невелике Киянівське родовище [17]. Перспективна зона 5 розташована між зоною розломів 8.1 та розломом 8.2, які перетинає субмеридіональна зона розломів 4.1. Зона проявилася лише на карті комплексної функції правдоподібності, що складена з використанням вікна 14х4 км і не відображається на карті, що складена вікном менших розмірів. Територія цієї зони, як і зони 4, недостатньо досліджена і потребує подальшого вивчення.

Характерною особливістю структури цих п’яти зон є чітко виявлений вплив розломів субмеридіонального простягання на розподіл у площині значень перспективності. В багатьох випадках субмеридіональні розломи обмежують поля з різними значеннями перспективності.

У межах північно-східної перспективної області встановлено 2 перспективні зони 6 та 7, які краще проявилися на карті комплексної функції правдоподібності, складеної з використанням вікна 14х4 км. Від зон

перспективності південно-західної області ці зони відрізняються, перш за все, просторовою орієнтацією, вони витягнуті в північно-західному напрямку згідно крайових розломів зони розломів 2.2, а також переважно більш низькими значеннями оцінки перспективності території. Перспективна зона 6, на відміну від інших зон, характеризується найнижчою щільністю перспективних полів у межах зони, а також найбільш низькими значеннями перспективності. Зона виділена лише по карті комплексної функції правдоподібності, складеної з використанням вікна 14х4 км. Перспективна зона 7, на відміну від попередньої зони, відзначається більшими розмірами площі, що вона займає, а також більш високими значеннями перспективності. За своїми значеннями перспективності її можливо порівняти з першими трьома зонами південно-західної області, де відомі родовища ВВ.

Перспективна зона 8 добре виділяється лише на карті перспективності, складеної з використанням меншого за розмірами вікна (рис. 3.17 а). За значеннями перспективності вона мало поступається перспективним зонам південно-західної області полігону. На границі зони розміщуються відомі структури Кадницька та Таверівська. Частина її території розміщується в межах перспективних площ, встановлених за даними атмогеохімічних досліджень [19].

За даними карт комплексних значень функції відношення правдоподібності, складених з використанням ковзних вікон розмірами 4.5х1.5 км та 14х4 км (рис. 3.16), район досліджень без сумніву є перспективним на подальші пошуки покладів ВВ. Про це свідчить наявність полів з достатньо високими значеннями перспективності, розміщення яких відносно розломів району аналогічне розміщенню відомих родовищ ВВ.

При виділенні локальних перспективних площ брались до уваги значення перспективності, розміри площ, що вони займають, їх розташування відносно виділених розломів та дані попередніх досліджень. Перш за все, це дані буріння та матеріали атмогеохімічних досліджень [19].

Локальні перспективні площі були виділені у межах структурно-тектонічних зон 4, 5 та 7, де вони займають лише частину їх території (рис. 3.17). Найбільш перспективною є локальна площа 1, що розташована у межах структурної зони 7. Вона розміщена у межах вузла перетину розломів меридіонального, широтного та північно-східного простягань. Аналогічну структурну позицію займає локальна площа 2 цієї структурно-тектонічної зони, але вона менша за площу 1. З геологічної інформації на цю територію є дані лише структурної карти [17], на якій ніяких локальних структур у їх межах не встановлено. У межах структурно-тектонічної зони 5 встановлені дві невеликі за розмірами локальні площі 3 та 4. Локальна площа 3 розміщується у межах Богодухівської структури [17], іншої інформації на цю площу немає. Локальна площа 4 розміщується поблизу вузла перетину меридіонального розлому 4.1 з широтним розломом 8.2. У межах структурно-тектонічної зони 4 встановлені одна невелика за площею локальна перспективна площа 5, яка розміщується у межах вузла перетину розломів меридіонального, широтного та північно-східного простягання та збігається з Данчахівською структурою за картою [17].

У межах встановлених перспективних площ, для оцінки їх перспективності в подальшому доцільно провести детальні геофізичні та атмогеохімічні дослідження.

Вдосконалена методика лінеаментного аналізу для оцінки перспективності території на поклади ВВ може застосовуватись для прогнозно-пошукових робіт для будь-якого регіону.

Приклади апробації запропонованої методики показано на території Російської Федерації, а саме на площах Крутівської, Леонівської, Тишкінської ліцензійних ділянках Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ) території Ростовської області, а також на території Сахалінської нафтогазоносної провінції. Результати цієї прогнозної оцінки наведені у додатках Б-В.

Висновки до третього розділу

Прогнозна оцінка перспективності території Тарханкутського півострова Криму та Дніпровсько-Донецької западини (ДЗЗ) на пошуки покладів ВВ була виконана з використанням запропонованої вдосконаленої методики.

1. Встановлено, що усі ознаки, відібрані для прогнозної оцінки перспективності території: поля щільності лінеаментів усіх восьми систем, поля щільності вузлів перетину лінеаментів і поля гіпсометрії сучасного рельєфу, виявилися інформативними для прогнозу покладів усіх типів, тобто усі вони є пошуковими ознаками.

2. Більшість об’єктів прогнозу пов’язано з проміжними значеннями пошукових ознак, а поля 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 яких приурочені родовища, для кожної системи різні.

3. Карти прогнозної 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.

4. Понад 90% відомих родовищ ВВ на картах 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 випадків виключені з балансу. Найбільш високими значеннями перспективності охарактеризовані родовища, які мають найбільші запаси ВВ.

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

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

7. На складених картах прогнозу знайшли своє відображення особливості умов локалізації родовищ нафти, газу та газоконденсату в різних нафтогазоносних районах.

8. За результатами проведених прогнозних досліджень виявлені ділянки для проведення пошукових робіт. Отримані результати не суперечать наявній інформації. Для підвищення достовірності отриманих результатів бажано провести їх сумісний аналіз з геолого-геофізичною інформацією, наявною на рекомендованих площах.

9. Отримані дані прогнозної оцінки перспективності території ДДЗ та Тарханкутського півострова Криму на пошуки покладів ВВ засвідчили, що лінеаментний аналіз доцільно використовувати з метою прогнозної оцінки перспективності територій. Матеріали лінеаментного аналізу згідно з запропонованою методикою можливо використати у комплексі з даними геофізичних робіт в процесі кількісних прогнозних досліджень за комплексом ознак. Для обробки результатів лінеаментного аналізу можливо використати увесь комплекс методів, який застосовується в геофізиці.

Список використаних джерел

1. Атлас родовищ нафти і газу України Південний нафтогазоносний регіон т. IV / Колектив авт. – Львів: Вид-во «Центр Європи», 1998. – 224с.
2. Апостолов О. А., Ходоровський А. Я. Прогнозування перспективності території Дніпровсько-Донецької западини та Тарханкутського півострова Криму на пошуки покладів вуглеводнів з використанням лінеаментного аналізу. Сучасні методи дистанційного пошуку

корисних копалин**.** За ред. В. І. Лялька і М. О. Попова. Київ, 2017. С. 65-78. (електронне видання).

3. Пасымков А. А., Плахотный Л. Г., Горбатюк В. М. Морфотектоника Крымского полуострова и ее связь с развитием экзогенных геологических процессов. *Геологический журнал*, 1992. №2. С. 79-91.
4. Сучасна динаміка рельєфу України. Палієнко В. П., Матошко А. В., Барщевський М. Є. та інші. Київ: Наукова думка, 2005. 268с.
5. Кац Я. Г., Тевелев А. В., Полетаев А. И. Основы космической геологии. Москва: Недра, 1988. 235с.
6. Аэрокосмические исследования на региональном этапе геологоразведочных работ на нефть и газ. Сост. Д. М. Трофимов, Л. П. Полканова. Москва: Недра, 1988. 160с.
7. Кронберг П. Дистанционное изучение Земли. Основы и методы дистанционных исследований в геологии. Москва: Мир, 1988. 349с.
8. Багатоспектальні методи дистанційного зондування Землі в задачах природокористування. За редакцією В. І. Лялька і М. О. Попова. Київ: Наукова думка, 2006. 360с.
9. Тектоника нефтегазоносных областей юго-запада СССР (Объяснительная записка к Тектонической карте нефтегазоносных областей юго-запада СССР с использованием материалов космических съемок; масштаб 1:500000). Р. Г. Гарецкий, В. В.Глушко, Н. А.Крылов и др. Москва: Наука, 1988. 85с.
10. Вольфман Ю. М., Гинтов О. Б., Останин А. М., Колесникова Е. Я., Муравская А. В. О роли структурно-кинематической идентификации тектонических разрывных нарушений в формировании представлений о структуре и геодинамике Крымского региона. *Геофизический журнал*, 2008. №1. С. 49-61.
11. Чебаненко І. І. Розломна тектоніка України. Київ: Наукова думка, 1966. 179 с.
12. Тяпкин К. Ф. Физика Земли. Киев: Вища школа, 1998. 312 с.

13. Юдин В. В. Предскифский краевой прогиб. Сборник докладов: Геодинамика и нефтегазоносные системы Черноморско-Каспийского региона. Симферополь: Таврия-Плюс, 2001. С.177-183.
14. Краснощек А. Я. Системы разломов фундамента и их взаимосвязь со структурами Северного Причерноморья. Геологический журнал, 1976. т.36. в.5. С. 10-18.
15. Абашин А. А., Пасынков А. А., Седенко О. Г. Результаты дешифрирования космических снимков Крыма. *Тектоника и стратиграфия*, 1982. в.2. С. 35-39.
16. Атлас родовищ нафти та газу України. В шести томах. Т. І. Східний нафтогазоносний регіон. Колектив авт. Львів: Вид-во «Центр Європи», 1998. 1421с.
17. Структурно-тектонічна карта ДДЗ масштаб 1:200000. під редакцією Є. С. Дворянина, 1996.
18. Незаметдинова С. С. Анализ ориентировки региональных разрывных нарушений нефтегазоносных областей на примере Предкавказья: Автореф. . . . дис. канд. геол.-мин. наук. Ленинград, 1970. 17 с.
19. Багрій І. Д. Розробка геолого-структурно-термо-атмогеохімічної технології прогнозування пошуків корисних копалин та оцінки геоекологічного стану довкілля. Київ: Логос, 2013. 511с.
20. Муди Дж. Д., Хилл М. Дж. Сдвиговая тектоника. Вопросы современной зарубежной тектоники. Москва: Изд-во иностр. лит., 1960. С. 265–333.
21. Шульц С. С. Планетарная трещиноватость и ориентировка некоторых линейных форм рельефа. В кн.: Основные проблемы изучения четвертичного периода. Москва: «Наука», 1965. С. 147-150.
22. Шульц С. С. Планетарная трещиноватость /основные положения. В кн.: Планетарная трещиноватость. Ленинград: Изд-во Ленинградского университета, 1973. С. 5-36.

23. Галибина И. В., Каттерфельд Г. Н., Чарушин Г. В. Типы и системы линеаментов планет. *Известия АН СССР, сер. геол*., 1975. №11. С. 5-28.

24. Атлас родовищ нафти та газу України. В шести томах. Т. III. Східний нафтогазоносний регіон. Колектив авт. Львів: Вид-во «Центр Європи», 1998. С. 932-1416с.

25. Гавриш В. К. Глубинные структуры (разломы) и методика их изучения. Киев: “Наукова думка”, 1969. 269 с.

26. Товстюк З. М., Єфіменко Т. А., Титаренко О. В., Головащук О. П., Лазаренко І. В. Новітня розломно-блокова тектоніка Дніпровсько-Донецької западини. *Український журнал дистанційного зондування Землі*, 2014. № 2. С. 4–13.

27. Гейко Т. С. Звіт за темою «Побудова структурно–тектонічної моделі території між Воронезьким кристалічним масивом і Північним крайовим порушенням ДДА, масштабу 1:100000 та виявлення локальних нафтогазоперспективних і прогнозно-перспективних об’єктів, прогнозування петрографічного складу фундаменту з метою збільшення ресурсної бази вуглеводнів». Київ, 2011. 180 с.

28. Кропоткин П. Н. Дегазация Земли и происхождение углеводородов. *Бюлл. МОИП (отд. геол.)*. 1985. Т. 60. №. 6. С. 3 – 18.

29. Багрій І. Д., Гладун В. В. та інші. Нафтогазопеоспективні об’єкти України. Прогнозування нафтогазоперспективних об’єктів Дніпровсько-Донецької газонафтоносної області з застосуванням комплексу нетрадиційних приповерхневих методів досліджень. Київ, 2007. 535 с.

30. Чирвинская М. В., Соллогуб В. Б. Глубинная структура Днепровско-Донецкого авлакогена по геофизическим данным. Киев: Наук. думка, 1980. 180 с.

31. Гарецкий Р. Г., Глушко В. В., Крылов Н. А. и др. Тектоника нефтегазоносных областей юго-запада СССР. Москва: Наука, 1988. 85 с.

32. Чебаненко И. И. Теоретические аспекты тектонической делимости земной коры. Киев: Наукова думка, 1977. 88 с.
33. Чекунов А. В., Пашкевич И. К. Тектоническая природа магнитных неоднородностей в литосфере Украины. *Докл. АН УССР. Сер.Б.* 1989. №5.
34. Атлас. Геологія і корисні копалини України. Упоряд. ін-т геол. наук НАН України, УІЦПТ "Геос-XXI століття"; Гол. ред. Л. С. Галецький. 1 : 5000000. Київ: ДП "Такі справи", 2001. 168 с.
35. Гавриш В. К., Забелло Г. Д., Рябчун Л. И. и др. Геология и нефтегазоносноть Днепровско-Донецкой впадины. Глубинное строение и геотектоническое развитие. Отв. ред. В. К. Гавриш. АН УССР. Ин-т геологических наук. Киев: "Наукова думка", 1989. 208 с.
36. Ходоровский А. Я., Апостолов А. А. Метод количественного выделения систем линеаментов. *Доповіді НАН України*. 2013. № 1. С. 111-117.
37. Ходоровский А. Я., Апостолов А. А. Сравнение ориентировки линеаментов, выделенных на космических снимках, с разным пространственным разрешением. *Збірник тез. 14-а Українська конференція з космічних досліджень*. Ужгород, ІЕФ НАНУ, 8-12 вересня 2014р. К.: ІКД НАНУ – НКАУ. 2014. С. 162.
38. Ходоровский А. Я., Апостолов А. А. Анализ зависимости количества выделяемых систем линеаментов от ширины интервала группирования. *Доповіді НАН України*. 2014. № 9. С. 79-85. https://doi.org/10.15407/dopovidi2014.09.079. Режим доступу: ftp://ftp.nas.gov.ua/akademperiodyka/Downloads/Archive_Dopovidi/2014/N9/14-09-14.pdf (Дата звернення: 26.02.2020)
39. Нагорский В. А. и др. Пространственно-вероятностное прогнозирование. В. кн.: Основы научного прогноза месторождений рудных и нерудных полезных ископаемых. Л., 1971. С. 168-170.
40. Євдощук М. І., Чебаненко І. І та інші. Теоретичні основи нетрадиційних геологічних методів пошуку вуглеводнів. Київ, 2001. 287 с.

ВИСНОВКИ

В результаті проведених досліджень дисертантом вдосконалено методику лінеаментного аналізу для цілей оцінки перспективності території на пошуки покладів вуглеводнів та показано її успішне застосування в різних регіонах. В роботі:

1. Наведено огляд основних положень методик лінеаментного аналізу, що застосовується різними авторами та показано їх недоліки, які потребують методичного вдосконалення, їх області застосування та обмеження.

Проаналізовано існуючі програми автоматичного виділення лінеаментів та показано, що на територіях з значним антропогенним навантаженням, до яких належить і Україна, доцільно використовувати результати інтерактивного структурного дешифрування космічних знімків з метою виділення лінеаментів.

2. Вдосконалено метод аналізу орієнтування лінеаментів з метою більш об’єктивного виділення систем лінеаментів. Запропоновано, при виділенні систем лінеаментів, проводити оцінку достовірності виділення не тільки максимумів розподілів азимутів простягання лінеаментів, а й мінімумів, що більш важливо при встановлені меж систем лінеаментів, за допомогою непараметричного критерію Пірсона (Хі – квадрат). Встановлено, що необхідно враховувати розміщення початкової точки відліку розподілу азимутів простягання лінеаментів.

3. Показана залежність кількості виділених систем лінеаментів від значення інтервалу групування лінеаментів. В залежності від цього значення кількість систем лінеаментів змінюється від 1 до 34 та має вигляд: $Y = 62{,}157 * X - 0{,}933177$; $R2 = 0{,}948$, де X – значення інтервалу групування лінеаментів, Y – кількість систем, що можливо виділити.

4. Встановлено залежність між глибиною залягання покладів вуглеводнів та розмірами вікна осереднення поля лінеаментів та розроблено методику визначення цієї залежності. Коефіцієнт залежності між глибиною

залягання покладів та розмірами вікна осереднення змінюється від 1.8 до 2.2, в середньому 2.

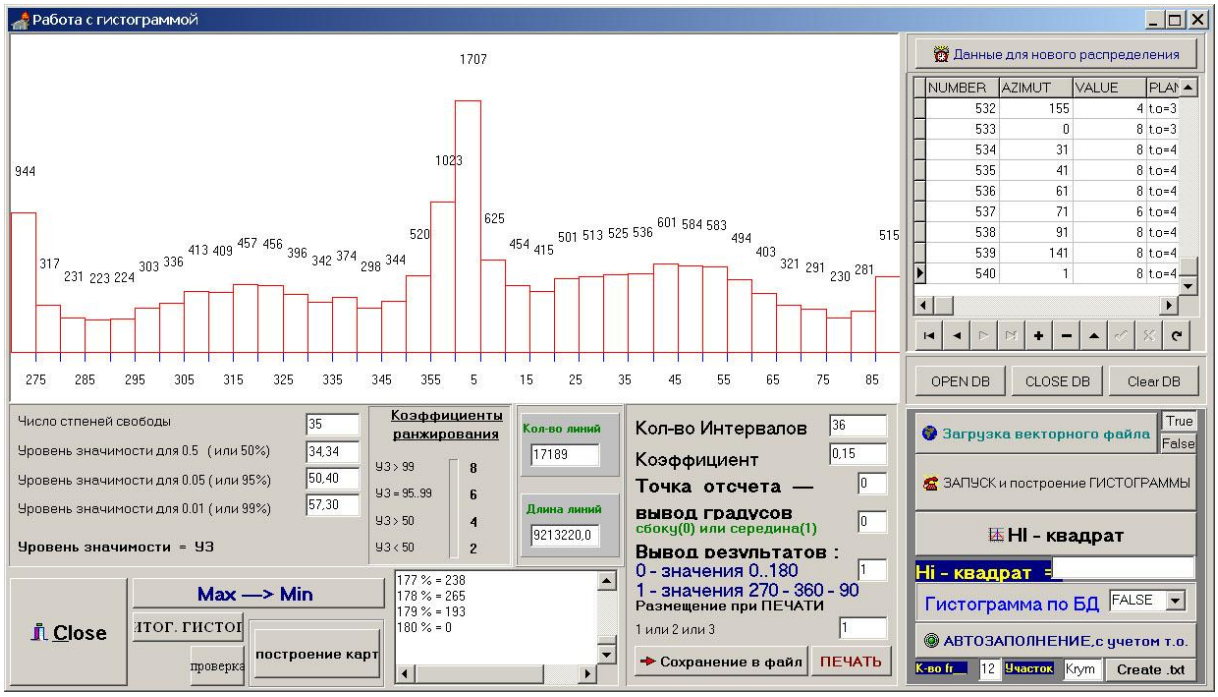
5. Підтверджено достовірність побудованих за вдосконаленою методикою карт щільності лінеаментів на основі аналізу температури підстильної поверхні «відкритий ґрунт» в межах мінімальних та максимальних ділянок поля щільності лінеаментів. Показано, що розподіл значень для денної і нічної температури має різницю. Для нічної температури за даними з супутника MODIS, продукт MOD11C3 розподіл температури в межах мінімальних та максимальних значень щільності лінеаментів значно відрізняється за критерієм Колмогорова-Смирнова (1,81>1,63), в той час як розподіли денної температури в межах мінімальних і максимальних значень щільності лінеаментів не мають значних відмінностей (0,8<1,63).

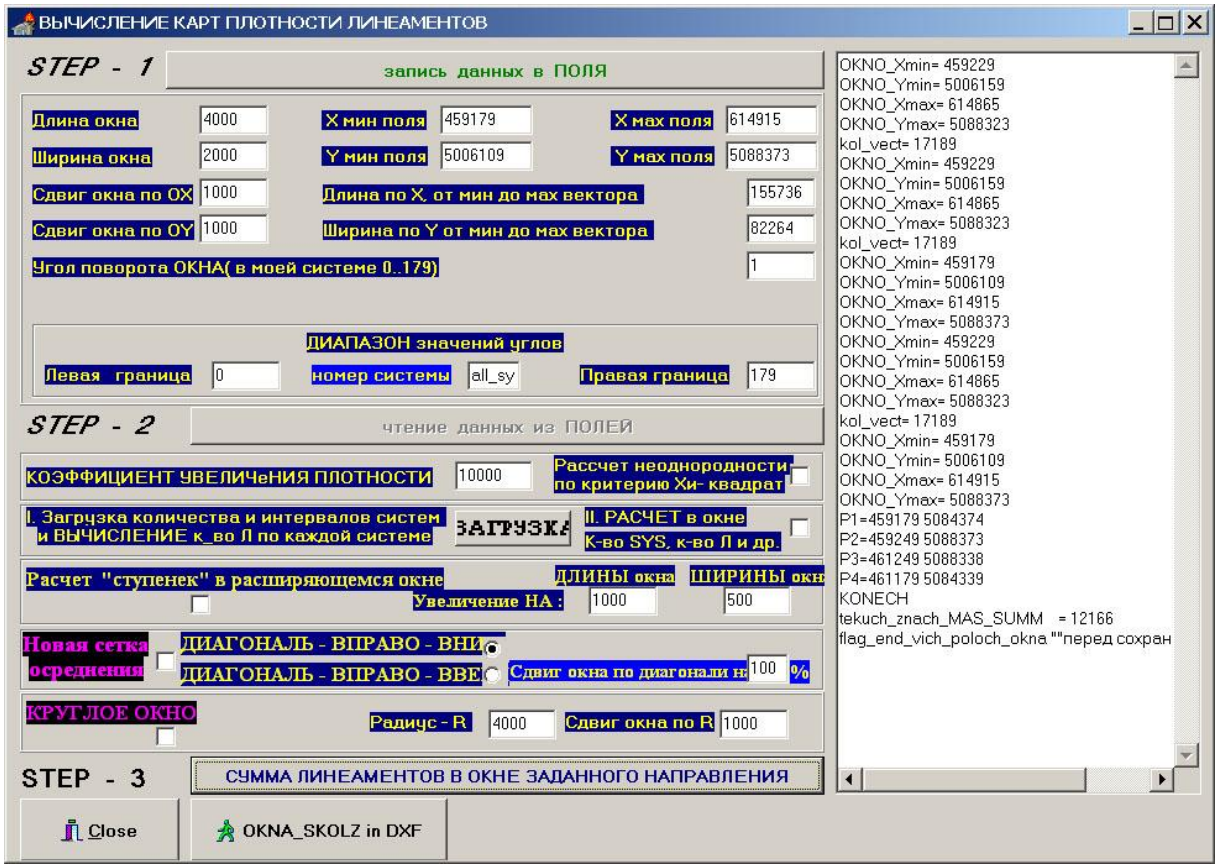
6. Встановлено кількісну оцінку зв'язку значень щільності лінеаментів різних систем, значень щільності вузлів перетину лінеаментів та значень відміток рельєфу, за цифровою моделлю з покладами вуглеводнів. На цій підставі сформовано комплекс пошукових параметрів, які були використані для оцінки перспективності нафтогазоносності різних територій з використанням методу просторово-ймовірнісного прогнозування.

7. Вдосконалену методику лінеаментного аналізу було успішно застосовано в процесі прогнозної оцінки нафтогазоносності території за матеріалами дистанційних досліджень на Тарханкутському півострові Криму та північному борту ДДЗ України, у межах південно-східної частини ДДЗ в Ростовській області та на острові Сахалін РФ. Площа виділених перспективних ділянок становить не більш 10 % від загальної площі ліцензійної ділянки. Новизна вдосконаленої методики підтверджена патентом України на винаходи.

8. Пропонована методика може використовуватися геологічними і геофізичними організаціями України та інших країн для більш раціонального ведення прогнозно-пошукових робіт на поклади вуглеводнів на суходолі, а отримані наукові результати можуть бути взяті за основу при подальших дослідженнях.

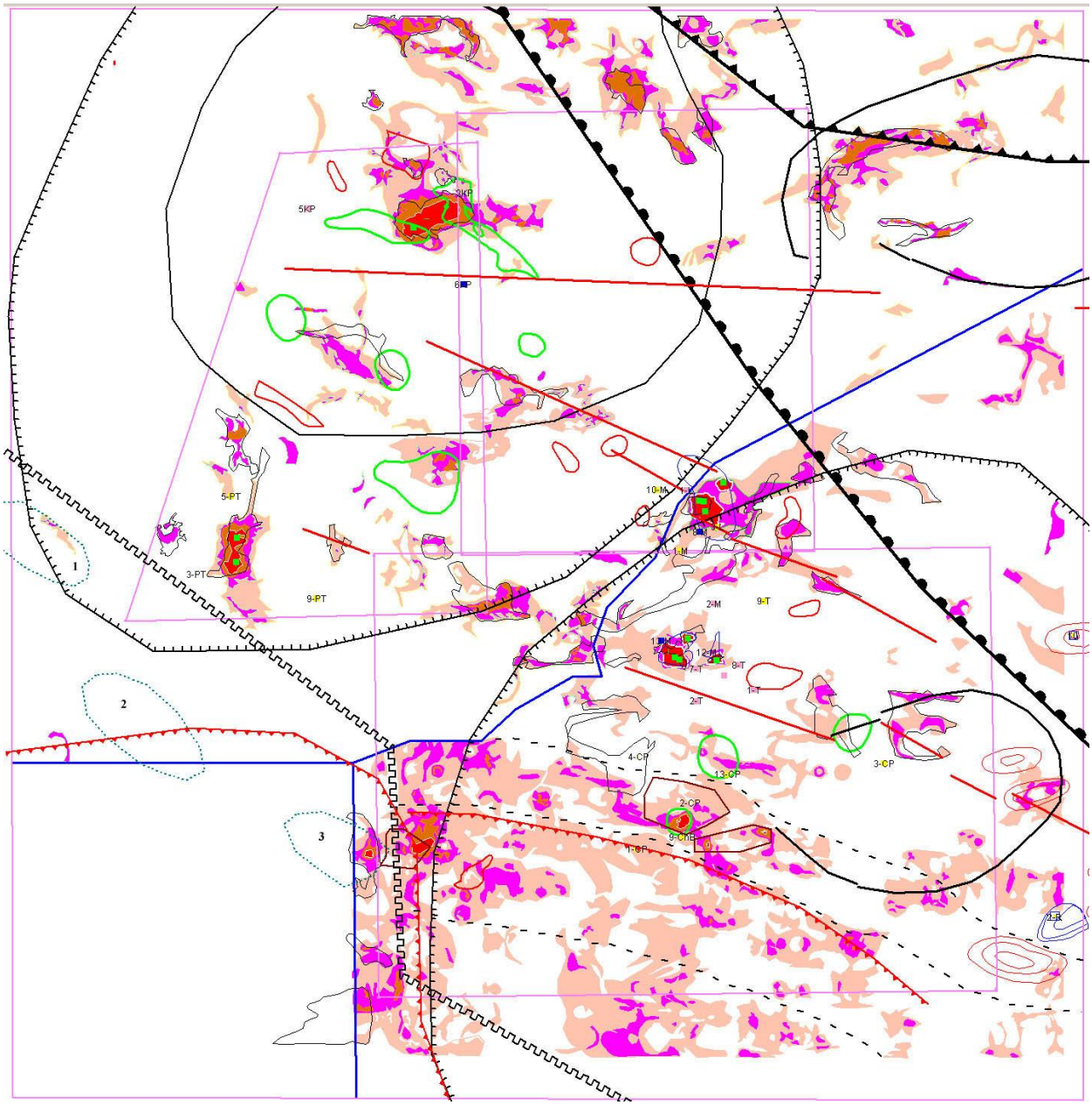
Загальний вигляд розробленої програми Lineament





Додаток Б

Карта прогнозу нафтогазоносності південно – східної частини Дніпровсько – Донецької западини, масштаб 1:50000

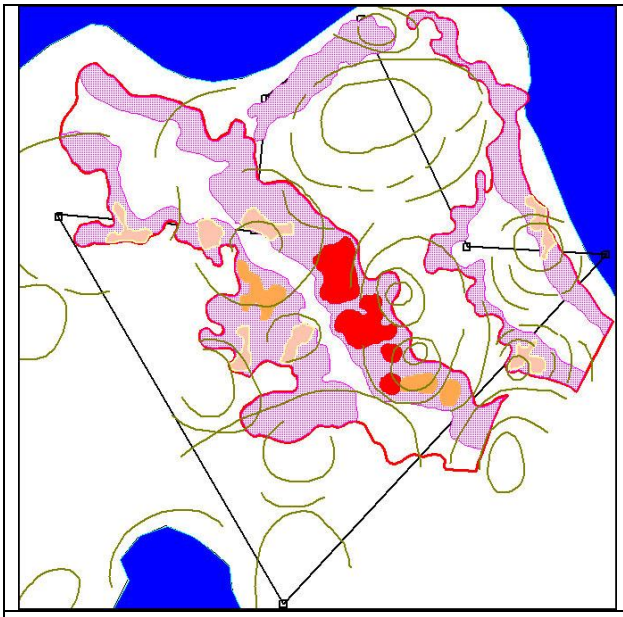
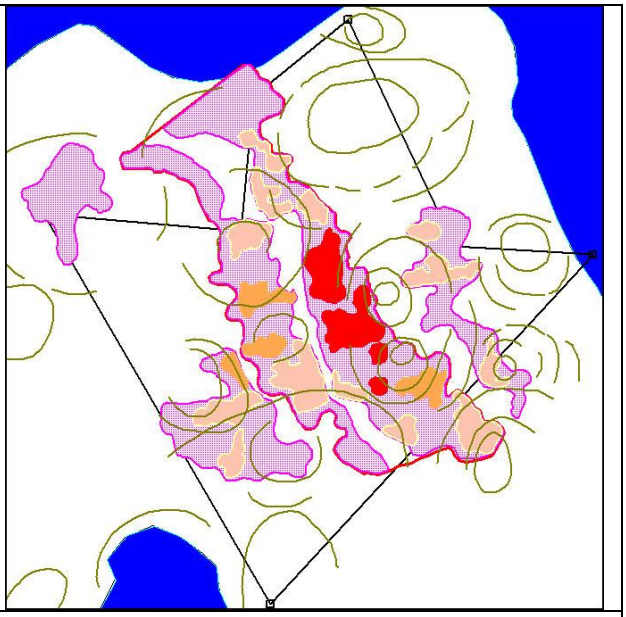


Умовні позначення:

	Максимальна перспективність		Безперспективна площа
	Висока перспективність		Продуктивні свердловини
	Середня перспективність		Свердловини, що дали пластові води з розчинним газом і/або з плівками нафти
	Низька перспективність		Свердловини, що дали пластові води
	Межі підняттів, виділених за даними сейсморозвідки		

Додаток В

Карта прогнозу нафтогазоносності ділянки в межах Північно-Сахалінського басейну, масштаб 1: 50000

	
Карта прогнозу для горизонту 1750 м	Карта прогнозу для горизонту 2400 м

Умовні позначення:

	Контур ліцензійної ділянки		Межі слабо перспективних ділянок
	Межі перспективних областей		Складки, що були визначені за даними візуального дешифрування
	Межі перспективних районів		Водна поверхня
	Межі високо перспективних ділянок		Поверхня суходолу
	Межі перспективних ділянок		