

УДК 004.023:(553.98.041.003.1:528.8)(477)

## Евристичні методи оцінки ділянок нафтогазоперспективних територій на основі міждисциплінарної інтеграції аерокосмічної і наземної інформації (на прикладі Дніпровсько-Донецької западини)

А. В. Хижняк \*, Т. А. Єфіменко, О. І. Архіпов, О. В. Томченко, К. Ю. Суханов, О. Д. Федоровський  
 ДУ "Науковий центр аерокосмічних досліджень Землі Інституту геологічних наук НАН України", Київ, Україна

На основі генетичного алгоритму, аналітичних мереж та міждисциплінарної інтеграції аерокосмічної і наземної інформації різної фізичної природи і даних різної розмірності виконано оцінку нафтогазоперспективності ділянок Турутинсько-Рогінцівської зони структур Дніпровсько-Донецької западини для наступних нафтогазопозукових робіт.

**Ключові слова:** нафтогазоперспективність, генетичні алгоритми, аналітичні мережі, лінеamenti; тектонічний розлом, неотектонічні блоки, морфометричні дослідження; структурне дешифрування, фотометрування, оптична аномалія

© А. В. Хижняк, Т. А. Єфіменко, О. І. Архіпов, О. В. Томченко, К. Ю. Суханов, О. Д. Федоровський. 2016

### Вступ

Визначення перспективності територій в межах нафтогазоносних провінцій — складне завдання. Зараз пошуки покладів вуглеводнів (ВВ) виконують, інтегруючи інформацію, яку дають різні методи дослідження глибинної геологічної будови. Такий науковий підхід називають мультидисциплінарним або міждисциплінарним [3]. При міждисциплінарному підході, крім використання різних дисциплін у рамках своєї професійної компетенції, можливо взаємопроникнення наук і взаємне їх збагачення теоріями і методами досліджень. При цьому можуть формуватися нові міждисциплінарні наукові області, наприклад, такі як синтез природних, соціально-гуманітарних та еколого-економічних наук: управління ризиками, сталий розвиток та ін. [2].

Особливості методології пошуку ВВ на основі дешифрування космічних знімків у комплексі з даними наземних спостережень полягає в тому, що аерокосмічне зображення є природним інтегратором інформації та відображає процеси, що відбуваються на поверхні, і в глибинних горизонтах. При цьому в методології пошуку вже присутній мультидисциплінарний підхід, так як рішення не може прийматися за однією ознакою, а вимагає багатокритеріальної оптимізації кількості показників, отриманих на основі інтеграції результатів багатьох досліджень [5].

Відомо, що над покладами ВВ утворюються осередки підвищених і понижених тектонічних напруг, які зумовлюють різкі коливання показників фізичних полів, інтенсивне перенесення тепла,

рідких і газоподібних флюїдів, а також окисно-відновні процеси в зонах аномально низьких значень механічних напруг, що ототожнюються з ділянками підвищених фільтраційних властивостей гірських порід. Окислення ВВ при міграції по таких ділянках супроводжує виділення енергії, зміна  $pH$  і  $Eh$ , що викликає перерозподіл хімічних елементів у системі вода–грунт, а також перехід реагуючих речовин (у тому числі ВВ, особливо ненасичених) з одного хімічного стану — у інший, з утворенням нових мінералів, зміна фізичних та мікробіологічних властивостей порід. Масштаби цих процесів визначають: структура полів напруги, характер геохімічних бар'єрів і мігруючих флюїдів, інтенсивність і тип міграції, темп теплообміну та інші особливості геологічної обстановки. Тому в зонах аномально низьких неотектонічних напруг формуються аномалії різних полів (табл. 1) [10].

Мета роботи — на прикладі нафтогазоперспективної території Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ) обґрунтувати можливість використання евристичних методів генетичного алгоритму та аналітичних мереж при оцінці і виборі ділянок території для наступних нафтогазопозукових робіт на основі міждисциплінарної інтеграції аерокосмічної і наземної інформації.

Для цієї мети була вибрана Турутинсько-Рогінцівська зона структур, яка розташована у межах північної прибортової зони ДДЗ у Роменському районі Сумської області (рис. 1).

У тектонічному відношенні Турутинсько-Рогінцівська зона структур належить до Велико-Бубнівського структурного валу, що знаходиться в північно-західній частині північної прибортової зони Дніпровсько-Донецької западини, яка характе-

\* E-mail: AVSokolovska@i.ua  
 тел.: 093 584 12 16

**Таблиця 1.**

Класифікація полів, які трансформуються у зонах мінеральних напруг земної кори (за Л. М. Зорькіним, О. Л. Кузнецовим, А. В. Петуховим, 1979 р.)

Клас полів	Група полів	Параметри (компоненти), які змінюються в зонах аномальних напруг
Фізичні	Електромагнітні	Швидкість електричних хвиль, напруженість поля, електричний опір, магнітна сприйнятливість, градієнти електромагнітних, електричних та магнітних полів
	Гравітаційні	Густина, локальний приріст сили тяжіння та їх градієнти
	Сейсмоакустичні	Швидкість повздовжніх та поперечних хвиль та їх коефіцієнти поглинання, інтенсивність акустичної емісії у гірський масив
	Радіаційні	Інтенсивність $\gamma$ -випромінювань ( $\alpha$ і $\beta$ )
	Термобаричні	Тензори напруг, деформацій, орієнтовка та величина головних осей напруг, температура, тепловий потік, теплопровідність, теплоємність
Хімічні	Атомні	Концентрація ліофільних, нерадіоактивних та радіоактивних елементів
	Іонні	Концентрація аніонів та катіонів
	Молекулярні	Концентрації газів, неорганічних та органічних сполук, мінералів
Біохімічні	Мікрофлористичні	Специфічні бактеріальні популяції та сумчасті гриби, які окислюють ВВ
	Макрофлористичні	Зміщення періодів вегетації ряду вищих рослин, зміна забарвлення листків, квітів, стовбурів рослин, морфологічні зміни (гігантизм та ін.)
	Фітогеохімічні	Концентрації хімічних елементів та їх сполук у рослинах

ризується блоково-ступінчастою будовою фундаменту з поступовим зануренням блоків у бік осьо-вої частини западини [1].

Неотектонічна активність блоків фундаменту обумовила особливості формування рельєфу, про що свідчать сучасні інтенсивні гравітаційні процеси в межах цих блоків, та пряме відображення основних структурних елементів ДДЗ в рельєфі. Так, долина р. Ромен, яка простягнулася на ділянці Турутинсько-Рогінцівської зони структур з північного заходу на південний схід успадковує частину крайового розлому. Зони лінеamentів, які виділені за комплексом структурно-геоморфологічних ознак, та розділяють на блоки всю зону, можуть відповідати малоамплітудним розломам, або ж зонам підвищеної тріщинуватості в породах фундаменту і осадової товщі, також бути шляхами флюїдопровідності.

В рельєфі Турутинсько-Рогінцівська зона — це густо розчленоване ярами та балками лівобережжя та правобережжя р. Ромен в межах неогенової Новохарківської тераси з абсолютними відмітками від 160 до 187 м. Більш інтенсивне розчленування припадає на ділянки розташування родовищ. Це невеликі балки із значним розвитком бокових розгалужень, які ускладнюють схили ріки Ромен. Крупні, видовжені балки простягнулися майже паралельно напрямку долини р. Ромен. Сама долина уздовж свого простягання має майже однакову ширину та лише ускладнюється ділянками терасових рівнів, а у найбільш активних, з точки зору неотектоніки, місцях — досить значними конусами виносу.

Розмір площі, що досліджувалась — 540 км<sup>2</sup>. Дослідження виконано у два етапи: на регіональному і детальному рівні. Спочатку територія була розділена на 139 елементарних ділянок розміром 2 × 2 км<sup>2</sup>

(рис. 2). Оскільки в межах Турутинсько-Рогінцівської зони структур існують родовища ВВ, є можливість на основі інформативних ознак їх ділянок сформувати компромісний склад ознак, значення яких максимально відповідають параметрам кожного з присутніх на території родовища ВВ.

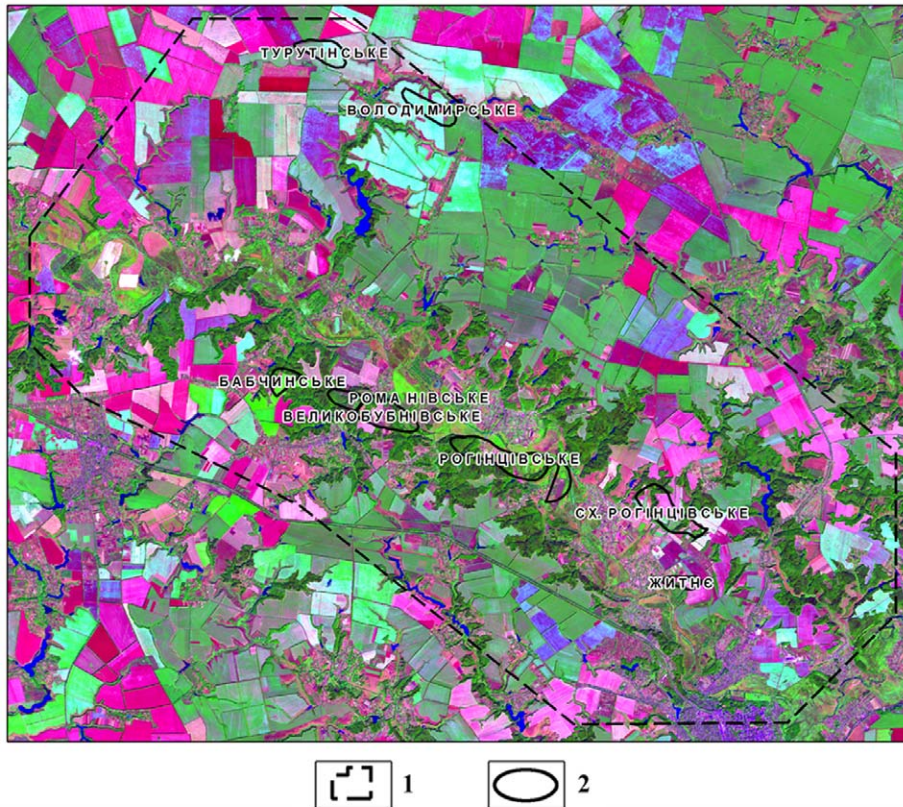
Створення такого “узагальненого портрету” пов’язано з перебором усіх поєднань ознак, число яких в задачі синтезу компромісного варіанту (в залежності від кількості ознак і використаних ділянок родовищ) може досягати надзвичайно великих значень і при використанні методу прямого перебору стає громіздким завданням. Переконалися в цьому можна при аналізі рівняння:

$$N = \prod_{j=1}^m \sum_{r=b_j \min(j)}^{b_j \max(j)} b_{jr}$$

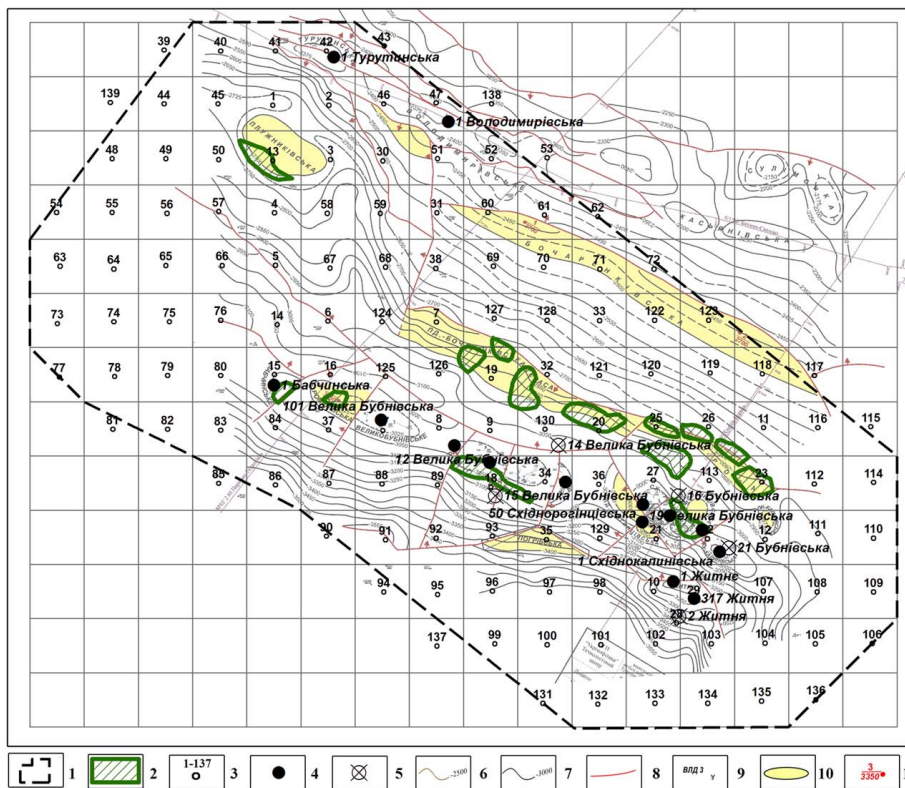
де  $b_{jr}$  — значення  $r$ -ого варіанту  $j$ -ї ознаки ділянки родовища ВВ;  $b_{j \min(j)}$  і  $b_{j \max(j)}$  — мінімальне і максимальне значення  $j$ -ї ознаки;  $r = \min(j), 2, 3, \dots, \max(j)$ ;  $j = 1, 2, \dots, m$ ;  $m$  — кількість ділянок родовищ (еталонних об’єктів).

У зв’язку з цим для скорочення процедури формування компромісного варіанту інформативних ознак наявності вуглеводнів і оцінки нафтогазоперспективності ділянок території скористаємося еволюційним принципом мікробіології, а саме *методом генетичних алгоритмів* (ГА).

Серед різних методів вирішення комбінаторних і оптимізаційних задач генетичні методи відносяться до класу евристичних методів пошуку квазіоптимальних рішень. За аналогією, механізм селекції переноситься на вирішення прикладних завдань у вигляді гіпотези, висунутої Холландом (Holland



**Рис. 1.** Турутінсько-Рогінцівська зона структур. Фрагмент космічного знімку Landsat 8, 30.08.2015 р., (комбінація каналів 6, 5, 3). 1 — район дослідження, 2 — родовища вуглеводнів



**Рис. 2.** Турутінсько-Рогінцівська зона структур. Структурна карта за горизонтами відбиття  $V_{в2п}$  та  $V_{в3}$  з результатами попередніх аерокосмічних досліджень. 1 — район дослідження; 2 — оптичні аномалії; 3 — номер спостережень; 4 — продуктивні свердловини; 5 — непродуктивні свердловини; 6 — ізогипси відбиваючого горизонту  $V_{в2п}$ ; 7 — ізогипси відбиваючого горизонту  $V_{в3}$ ; 8 — розривні порушення; 9 — свердловини глибокого буріння; 10 — перспективні об'єкти, що потребують подальшого вивчення; 11 — проектні свердловини

Jon H.) — хороші схеми рішень при схрещуванні народжують нові схеми більш високої якості [4]. У даному випадку запозичення з мікробіології еволюційних методів для математичного моделювання пошуку ВВ на основі генетичних алгоритмів є прикладом міждисциплінарного підходу у вирішенні технічних задач [11].

Завдання оцінки нафтогазоперспективності ділянок може бути сформульовано таким чином: наскільки об'єкт розпізнавання (ділянка досліджуваної території) схожий з узагальненим портретом родовища ВВ. Слід враховувати вплив різних процесів в нафтогазоносних комплексах, приповерхневих відкладах і в сучасних ландшафтах. Велику роль при цьому відіграють: глибина залягання і стратиграфічний рівень нафтогазоносності, гідрогеологічні особливості тощо.

При описі ГА прийнято використовувати термінологію, запозичену з молекулярної біології і генетики, що підкреслює аналогію з еволюційними процесами, які відбуваються у живій природі. Для вирішення різних прикладних задач вже створено велику кількість алгоритмів на основі моделювання властивостей генетичного апарату пристосування живих організмів до навколишнього середовища. У всіх ГА можна виділити основні етапи вирішення завдань. Методологічну основу ГА становить гіпотеза селекції, яка полягає в тому, що чим вище пристосованість особини, тим вище ймовірність того, що деяка частина потомства цього індивіду буде містити більш високі характеристики ознак, що визначають пристосованість. Еволюційні фактори в ГА реалізу-

ються відповідними обчислювальними процедурами, які значно скорочують кількість обчислень за рахунок відсіву неперспективних варіантів.

Перше покоління складу ознак генерується випадковим чином. До нього застосовуються операції схрещування і мутації для формування нових наборів ознак, до яких застосовують операцію селекції — у другому поколінні відбирають тільки найкращі за заданим критерієм (2). Після схрещування і мутації народжується третє покоління і так еволюція відбувається від покоління до покоління поки не настане стагнація, тобто кількість ознак кращого складу в поколінні перестане поліпшуватися (рис. 3) [4]. Це дозволяє за прийнятний час з безлічі поєднань інформативних ознак продуктивних свердловин сформувати “узагальнений портрет” нафтогазоносної ділянки у вигляді набору певних ознак.

Функція фітнесу для кожної  $X_r$  хромосоми:

$$FF(X_r) = \min_{l=1}^k \{F_{rl}\}, \quad (1)$$

$$F_{rl} = \frac{1}{m} \sum_{j=1}^m p_j G(b_{jr}, a_{jl}), \quad (2)$$

де

$$G(b_{jr}, a_{jl}) = 1 - S(b_{jr}, a_{jl})$$

$$S(b_{jr}, a_{jl}) = \frac{|a_{jl} - b_{jr}|}{|a_{jl}|},$$

де:  $F$  — функція приналежності;  $G$  — функція відповідності;  $S$  — функція близькості;  $k$  — кількість ділянок родовищ ВВ;  $l = 1, 2, \dots, k$ ;  $m$  — кількість

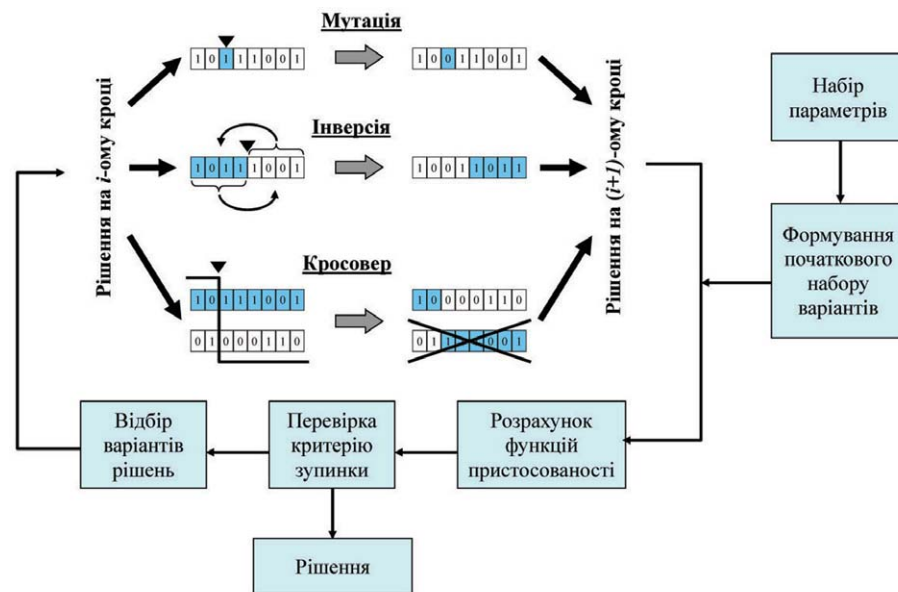


Рис. 3. Принцип роботи генетичних алгоритмів. Для всіх сформованих наборів (комплектів) значень ознак обчислюється функція фітнесу<sup>1</sup>, за максимальним значенням якої вибирається компромісний варіант [9, 12]

<sup>1</sup> Функція фітнесу — функція пристосування, за допомогою якої оцінюється кожен із варіантів рішення поставленої задачі. В розглянутому в даній статті випадку для цієї цілі може бути застосовано вираз  $F(2)$

інформативних ознак;  $a_{ji}$  — значення  $j$ -її ознаки  $l$ -ї ділянки родовища ВВ;  $b_j$  — значення вагового коефіцієнта  $j$ -її ознаки  $l$ -ї ділянки родовища ВВ,  $j = 1, 2, \dots, m$ ;  $n$  — кількість сформульованих наборів (комплектів) значень ознак;  $b_{jr}$  — значення  $j$ -її ознаки  $r$ -го варіанту набору значень ознак,  $r = 1, 2, \dots, n$ .

У межах Турутинсько-Рогінцівської зони структур було виявлено цілу низку родовищ вуглеводнів, які використані нами як базова інформація — еталонних об'єктів (ділянок родовищ ВВ): Бабчинське нафтогазоконденсатне, Великобубнівське та Володимирівське газоконденсатні, Східнорогінцівське, Житне та Турутинське нафтові родовища. Крім того у цій зоні розташовані структури, які, ймовірно, можуть бути продуктивними: Плужниківська, Пд. Бочаренківська, Горова, Пн. Рогінцівська, Пн. Калинівська, Погрібська, Романівсько-Бабчинська, Сх. Калинівська.

Для апробації зазначеної розробки були використані:

- топографічні карти масштабів 1:50000–1:100000;
- структурні карти масштабів 1:200000–1:25000 за різними відбивними горизонтами;
- матеріали багатозональних космічних зйомок;
- дані радарної топографічної зйомки (SRTM);
- основні відомості про нафтогазоносність еталонних родовищ та промислові дані щодо продуктивності свердловин, які пробурені в межах району досліджень (параметричні, пошукові, розвідувальні, експлуатаційні).

Для виявлення оптичних аномалій рослинності та ґрунтів (див. рис. 2) над прогнозними об'єктами, були використані матеріали багатозональної аерокосмічної зйомки. Час зйомки охоплював увесь період вегетації різних видів рослин і стан ґрунтів з метою встановлення періодів реєстрації оптичних аномалій, обумовлених покладами ВВ. Так, на Житній площі було використано результати космічної зйомки, що була проведена у травні, червні та наприкінці серпня. У цей період відбувається найбільш різка зміна фізіологічного стану рослинного покриву, і тому він може бути найінформативнішим (інтенсивність оптичних аномалій оцінена в відносних балах від 1 до 10).

Неотектонічно активні ділянки виділялися за наступними геоіндикаційними ознаками:

- аномально підвищені ділянки різних геоморфологічних рівнів;
- наявність аномально розташованих терасових рівнів у долині р. Ромен;
- аномальне зміщення русла р. Ромен;
- центробіжне розтікання яружно-балкової мережі;
- асиметрія схилів;
- розвиток донних врізів, молодих ярів та конусів виносу.

Вся територія Турутинсько-Рогінцівської зони структур за вище перерахованими ознаками була розбита на неотектонічні блоки, які були охарактеризовані в балах від 1 до 10 (рис. 4).

Крім того були використані тематичні схеми гравітаційного поля, залишкових аномалій гравітаційного поля, аномального магнітного поля, температур на зрізі –3500 та –5000 метрів, а також температур підшви свити  $C_{21}$  башкірського ярусу середнього карбону і підшви відкладів верхньовізейського підярусу нижнього карбону, геотермічної ступені, ізоспленд і палеотемператур верхньовізейсько-серпухівського нафтогазоносного комплексу. На рис. 5, як приклад, надані дві з них.

У результаті виконаного аналізу наявності у надрах ВВ для оцінки нафтогазоперспективності ділянок Турутинсько-Рогінцівської зони структур ДДЗ на регіональному рівні було вибрано наступні інформативні ознаки:

1. інтенсивність залишкових аномалій гравітаційного поля ( $-16... +4 мГал$ );
2. інтенсивність гравітаційного поля ( $-5... +2 мГал$ );
3. величина геотермічного ступеню ( $20... 40 м/°C$ );
4. інтенсивність магнітного поля ( $-500... 0 нТл$ );
5. температура на зрізі 3500 м ( $140–180°C$ );
6. температура на зрізі 5000 м ( $140–180°C$ );
7. температура підшви відкладів верхньовізейського підярусу нижнього карбону ( $75–150°C$ );
8. неотектонічна активність блоків (1–10);
9. інтенсивність оптичних аномалій (1–10).

У табл. 2 надані інформативні ознаки окремих ділянок родовищ ВВ Турутинсько-Рогінцівської зони структур, а також результати обчислення значень функції приналежності  $F$  для цих ділянок.

На базі викладеного методу ГА була створена програма, за допомогою якої на основі характеристичних особливостей ландшафту над родовищами ВВ (табл. 2) отримано компромісний варіант комплексу інформативних ознак (по максимальному значенню функції  $FF(X_r) = 0.865$ ) для оцінки нафтогазоперспективності ділянок Турутинсько-Рогінцівської зони структур ДДЗ на регіональному рівні (табл. 3).

Отримані інформативні ознаки порівнювали з характеристиками при класифікації кожної із 139 ділянок Турутинсько-Рогінцівської зони структур ДДЗ, шляхом послідовного обчислення функції приналежності  $F$ . На лінгвістичному рівні абстракції задача оцінки нафтогазоперспективності ділянки може бути сформульована таким чином: наскільки об'єкт розпізнавання відповідає компромісному набору ознак (в нашому випадку це ділянки досліджуваної території).

Для формалізації процесу автоматичного порівняння ділянок з компромісним комплектом ознак пропонується застосувати методологію класифікації дискретних об'єктів. Для цього були використані алгоритм і програма на основі методу багатокритеріальної оптимізації [8]. Для вирішення таких завдань використовуються алгоритми, які засновані на обчисленні оцінок, що складаються з наступних етапів: введення функції близькості порівнюваних вели-

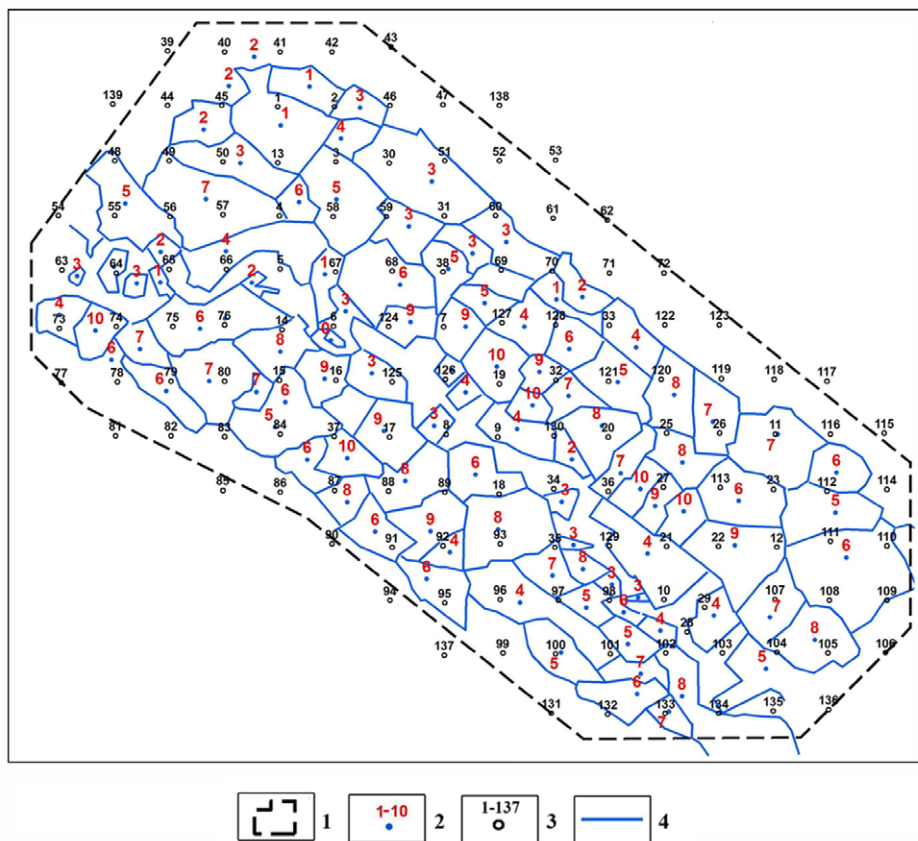


Рис. 4. Турутинсько-Рогінцівська зона структур. Схема відносної неотектонічної активності блоків у балах. 1 – район дослідження; 2 – ділянки спостережень; 3 – відносна неотектонічна активність в балах; 4 – контури неотектонічних блоків

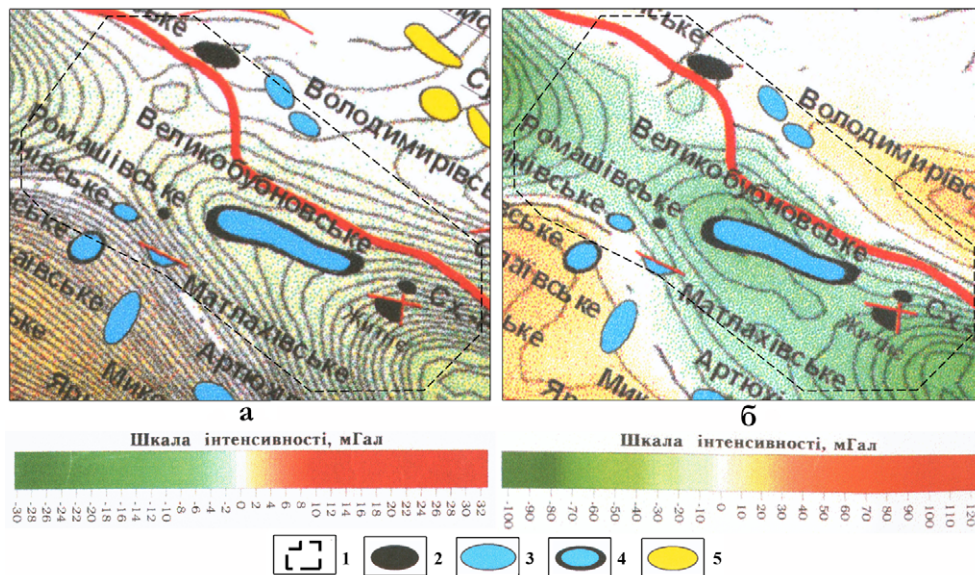


Рис. 5. а – фрагмент схеми гравітаційного поля; б – фрагмент схеми залишкових аномалій гравітаційного поля. 1 – територія дослідження; 2 – нафтові родовища; 3 – газоконденсатні родовища; 4 – нафтогазоконденсатні; 5 – структури, виведені з буріння з від’ємними результатами

чин —  $S$ , обчислення оцінки для функції близькості — функції відповідності —  $G$ , обчислення оцінок відповідності ознак досліджуваної ділянки території інформативним ознаками ділянки, прийнятого за еталон — функції приналежності  $F$ . Оцінка ступеня відповідності досліджуваної ділянки компромісному

комплекту ознак визначається автоматично за значенням функції приналежності.

Для позначення компромісних інформаційних ознак і досліджуваних ділянок використовується нумерація від 1 до  $m$ . Тоді  $a = (a_1, a_2, \dots, a_j, \dots, a_m)$  — безліч компромісних інформаційних ознак, де  $a_j$  —  $j$ -та інфор-

Таблиця 2.

Інформативні ознаки ділянок родовищ ВВ

№ ділянок родовищ ВВ	Функція $F$ (фітнес-функція)	Значення окремих ознак								
		1	2	3	4	5	6	7	8	9
21	0.81	-4	-10	45	-210	120	150	150	10	10
27	0.81	-2	-6	45	-215	100	145	80	8	9
22	0.83	-3	-9	45	-185	110	140	80	7	8
10	0.84	-5	-10	45	-200	100	145	100	5	6
16	0.82	-4	-3.5	40	-270	90	130	100	7	9
17	0.82	-5	-4	40	-275	150	140	110	7	9
18	0.82	-5	-5.5	40	-250	100	150	100	7	6
15	0.82	-3	-2	40	-260	100	130	95	6	9
29	0.81	-6	-12	40	-185	110	150	100	5	6
Вагові коефіцієнти		3	4	2	3	4	4	4	8	8

Таблиця 3.

Компромісні значення інформативних ознак оцінки нафтогазоперспективності ділянок

Ознаки*	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Значення ознак	-5	-9	40	-210	100	150	100	6	9

\* номери ознак відповідають табл. 2.

мативна ознака ділянок родовищ ВВ,  $m$  — кількість інформативних ознак ділянок родовищ ВВ.

$Vc = (b_{c1}, b_{c2}, \dots, b_{cj}, \dots, b_{cn})$  — безліч характеристик досліджуваної ділянки, де  $b_{cj}$  —  $j$ -та інформативна ознака  $c$ -ї досліджуваної ділянки  $Vc$ ,  $n$  — кількість інформативних ознак досліджуваної ділянки, де  $n = m$ .

Тепер завдання класифікації ділянок за нафтогазоперспективністю може бути формалізовано як багатокритеріальна оптимізація  $m$  критеріїв, кожен з яких є функцією відповідності досліджуваної ділянки компромісному набору ознак.

На відміну від прямих методів, розрахованих на “однозначність” і “точність” відповідності різних за своєю природою аномалій покладів, які претендують на високу ефективність, даний підхід базується на сучасних уявленнях про нелінійний і нерівномірний характер процесів нафтогазонакопичення. Це обумовлює невизначеність локалізації покладів і математичну некоректність (в розумінні Ж. Адамара — А. Н. Тихонова) прямої та зворотної задач розвідувальної геофізики (пошукової геохімії) [8]. Отже, він може бути корисний, перш за все, при виборі перспективних ділянок для детальних геофізичних досліджень, ранжирування прогнозно-нафтогазонаосних площ при введенні їх у пошукове буріння, а також для екологічного моніторингу нафтогазовидобувних районів.

Результати оцінки нафтогазоперспективності ділянок Турутинсько-Рогінцівської зони структур ДДЗ на основі методу генетичних алгоритмів і міждисциплінарної інтеграції аерокосмічної і наземної інформації представлено на рис. 6. Відносна перспективність дослідних ділянок, представлена в градієнтних кольорах, значення яких пропорційно їх нафтогазоперспективності.

На другому етапі було виконано детальну оцін-

ку та вибір найбільш перспективної ділянки для подальших нафтогазоперспективних робіт на прикладі двох ділянок, які отримали на першому етапі найбільший бал за функцією приналежності  $F$ . Це здійснювали методом аналітичних мереж (МАН) [6, 7]. Вибір цього методу обумовлений тим, що МАН дозволяє обробляти більш різноманітні і складні структури з урахуванням залежності між рівнями і зворотними зв'язками між елементами рівнів, тим самим досягаючи більшої об'єктивності і достовірності в прийнятті рішень. МАН використовують для детального аналізу у випадках прийняття відповідальних рішень. У мережевих задачах компоненти розглядаються як взаємодіючі об'єкти, які впливають один на одного щодо чітко сформульованого керуючого критерію. Будь-яке рішення в МАН представлене у вигляді орієнтованої мережі, на відміну від методу аналізу ієрархій (МАІ), де потоки спрямовані зверху-донизу.

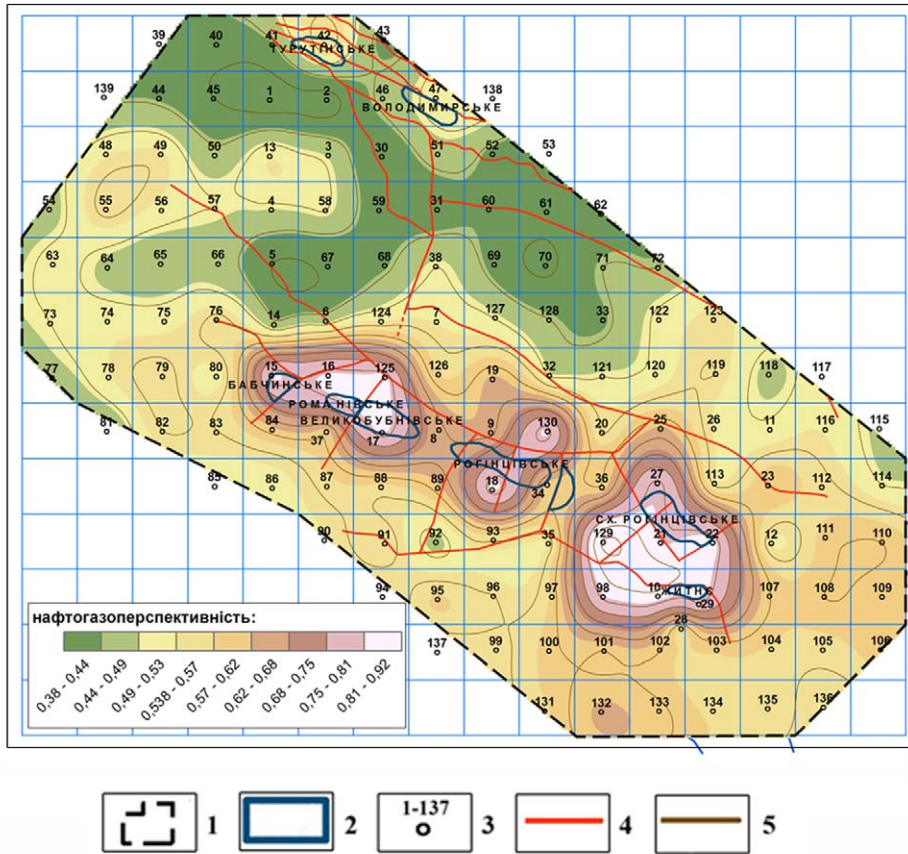
Для визначення найбільш нафтогазоперспективних ділянок на основі МАН проводили структурування проблеми у вигляді мережевої моделі (рис. 7), на основі якої визначали взаємозв'язки між запропонованими альтернативами і узагальненими критеріями вибору.

Розглянемо більш детально процес оцінки і вибору території для нафтогазоперспективних робіт. В ході роботи ми використовували програмний продукт (ПП) Super Decision.

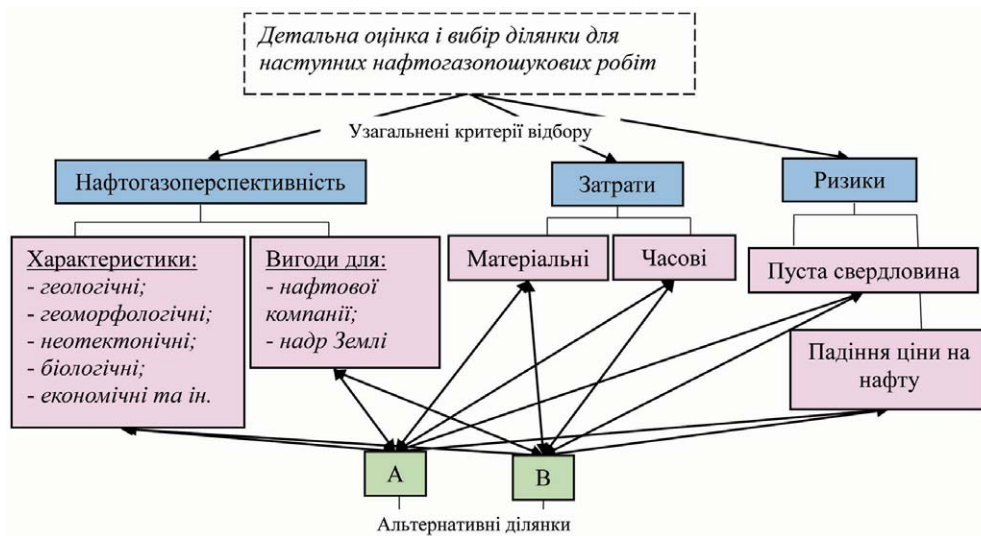
Розрахунок складався з трьох кроків.

**Крок 1.** У предметній області експерти визначали області пріоритетів за якими оцінюють кожну ділянку. Оцінку проводили за шкалою інтенсивності від 1 до 9, яка запропонована Т. Сааті [6].

Потім, в ПП Super Decision будували взаємозв'яз-



**Рис. 6.** Результат оцінки нафтогазоперспективності ділянок Турутинсько-Рогінцівської зони структур ДДЗ на основі метода генетичних алгоритмів і міждисциплінарної інтеграції аерокосмічної і наземної інформації.  
1 – район дослідження; 2 – ділянки спостережень; 3 – родовища вуглеводнів; 4 – розривні порушення; 5 – ізолінії нафтогазоперспективності



**Рис. 7.** Модель детальної оцінки і вибору ділянок території для нафтогазопощукових робіт

ки між критеріями та альтернативами і по кожному вносили експертні оцінки (рис. 8).

**Крок 2.** Розраховували суперматриці і граничні матриці елементів взаємозв'язку. Визначали нафтогазоперспективність, затрати та ризики на кожній ділянці за окремими узагальненими критеріями (рис. 9).

**Крок 3.** Використовуючи стандартну адитивну (ймовірнісну) формулу (additive (probabilistic)) з урахуванням узагальнених критеріїв і експертних оцінок по пріоритетах вибраних критеріїв на основі кінцевого ранжування об'єктів отримали фінальні результати оцінки ділянок Турутинсько-Рогінцівської зони ДДЗ (рис. 10).



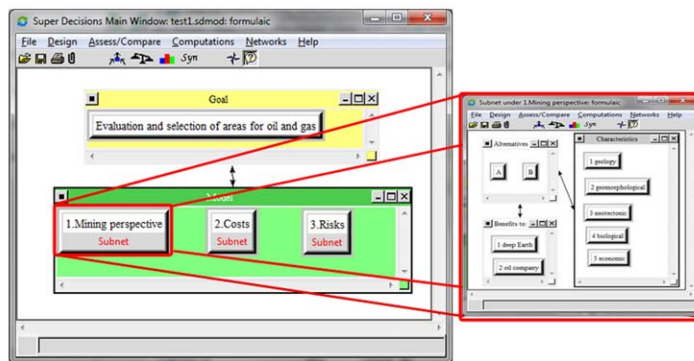


Рис. 8. Приклад побудови взаємозв'язків між критеріями та альтернативами в ПП Super Decision

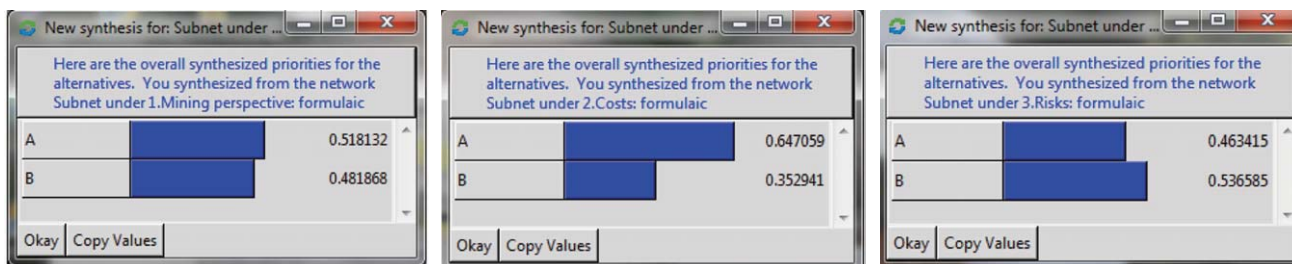


Рис. 9. Результати детального дослідження нафтогазоперспективних ділянок за окремими узагальненими критеріями: а — «Нафтогазоперспективність»; б — «Затрати»; с — «Ризики» в програмному вікні Super Decision

## Висновки

На прикладі Турутинсько-Рогінцівської зони ДДЗ показано можливість використання евристичних методів генетичного алгоритму і аналітичних мереж для оцінки нафтогазоперспективності і вибору ділянок для наступних стадій розвідувальних робіт на основі міждисциплінарної інтеграції аерокосмічної і наземної інформації різної фізичної природи і даних різної розмірності.

На підставі отриманих значень фітнес-функцій для кожної з 139 ділянок із використанням програми ArcGIS 10.0 було побудовано схему нафтогазоперспективності ділянок Турутинсько-Рогінцівської зони структур ДДЗ (див. рис. 6). Так, Турутинсько-Рогінцівська зона структур ДДЗ в центральній своїй частині розділяється навпіл долиною р. Ромен з дещо аномально підвищеним лівим бортом, саме тут і розташовані найбільш неотектонічно активні блоки, які співпадають зі Сх. Рогінцівським родовищем (10 балів), Пн. Рогінцівською, Сх. Калинівською та Пд. Бочаренківською структурами (9–10 балів). У правобережній частині значення припадають на Великобубнівське родовище (9 балів). В неотектонічному плані досить значний інтерес представляє блок, розташований на південний захід від Великобубнівського родовища (10 балів).

На прикладі дослідження двох ділянок за максимальним значенням функції приналежності було показано можливість детальної оцінки нафтогазо-

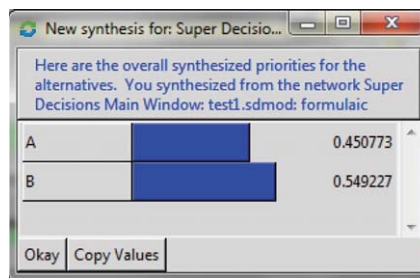


Рис. 10. Результати оцінки і вибору ділянок для подальших нафтопошукових робіт

перспективності території методом аналітичних мереж з врахуванням вигоди, затрат і ризику.

Отже: евристичні методи, генетичні алгоритми, аналітичні мережі, міждисциплінарна інтеграція аерокосмічної та наземної інформації дозволяє успішно оцінювати нафтогазоперспективність ділянок для наступних нафтогазопошукових робіт.

## Література

1. Атлас родовищ нафти і газу України / За ред. М. М. Іванюти, В. О. Федішина, Б. І. Денєги, Ю. О. Арсірія, Я. Г. Лазарука. — Львів: УНГА, 1998. Т. 1–3. Східний нафтогазонасний район.
2. Козубцов И. Н. Междисциплинарная область знаний — как новая научная специальность / И. Н. Козубцов // Будущее технической науки: сборник материалов XI Междунар. молодеж. научно-техн. конф.;

- НГТУ им. Р. Е. Алексеева. — Нижний Новгород, 2012. — С. 409–410.
3. Междисциплинарные исследования в науке и образовании. Официальная страница электронного журнала “Междисциплинарные исследования в науке и образовании”. — [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <http://mino.esrae.ru/> — Дата обращения 08.04.2016. — Название с экрана.
  4. Норенков И. П. Генетические методы структурного синтеза проектных решений / И. П. Норенков // Информационные технологии. — 1998. — №1. — С. 9–13.
  5. Оцінка нафтогазоперспективності територій з використанням системного підходу та космічної інформації для наступної геофізичної розвідки / Т. О. Архіпова [та ін] // Геоінформ. — 2006. — № 3. — С. 40–45.
  6. Саати Т. Принятие решений. Метод анализа иерархий / Т. Саати. — М.: Радио и связь, 1993. — 186 с.
  7. Саати Т. Принятие решений при зависимостях и обратных связях: аналитические сети / Т. Саати. — М.: Книжный дом “ЛИБРОКОМ”. — 2009. — 360 с.
  8. Федоровский А. Д. Параметрический синтез космических систем зондирования Земли на основе генетического метода / А. Д. Федоровский, М. В. Артюшенко, З. В. Козлов // Космічна наука і технологія. — 2004. — Т. 10. — № 1. — С. 54–60.
  9. Федоровский А. Д. Основные требования к параметрам космического аппаратного комплекса зондирования Земли / А. Д. Федоровский, С. А. Рябоконеко, З. В. Козлов З. В. // Доповіді НАНУ. — 2003. — № 7. — С. 118–122.
  10. Явление парагенезиса субвертикальных зонально-кольцеобразных геофизических, геохимических и биогеохимических полей в осадочном чехле diagenetic magnetite over oil fields // AAPG Bull. — 1979. — Vol. 6, № 2. — P. 236–254.
  11. Goldberg David E. Genetic Algorithms in Search, Optimization and Machine Learning. USA: Addison — Wesley Publishing Company, Inc. 1989. — 315 p.
  12. Fang H. L. Genetic algorithms in timetabling and scheduling. A dissertation. Department of Artificial Intelligence University of Edinburg, Edinburg. 2000. — 153 p.

#### ЭВРИСТИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ОЦЕНКИ УЧАСТКОВ НЕФТЕГАЗОПЕРСПЕКТИВНЫХ ТЕРРИТОРИЙ НА ОСНОВЕ МЕЖДИСЦИПЛИНАРНОЙ ИНТЕГРАЦИИ АЭРОКОСМИЧЕСКОЙ И НАЗЕМНОЙ ИНФОРМАЦИИ (НА ПРИМЕРЕ ДНЕПРОВСКО-ДОНЕЦКОЙ ВПАДИНЫ)

А. В. Хижняк, Т. А. Ефименко, А. И. Архипов, О. В. Томченко, К. Ю. Суханов, А. Д. Федоровский

На основе генетических алгоритмов и аналитических сетей, междисциплинарной интеграции аэрокосмической и наземной информации разной физической природы, а также данных разной размерности выполнена оценка нефтегазоперспективности участков Турутинско-Рогинцевской зоны структур Днепровско-Донецкой впадины для будущих нефтегазоперспективных работ.

**Ключевые слова:** нефтегазоперспективность, генетические алгоритмы, аналитические сети, линеаменты; тектонический разлом, неотектонические блоки, морфометрические исследования; структурное дешифрирование, фотометрирование, оптическая аномалия

#### HEURISTIC METHODS OF ASSESSMENT OF SITES WITHIN OIL AND GAS PROSPECTIVE AREAS BASED ON INTERDISCIPLINARY INTEGRATION OF AEROSPACE AND SURFACE INFORMATION (AS EXEMPLIFIED BY THE DNEIPER-DONETSK BASIN)

A. V. Khyzhnyak, T. A. Efimenko, O. I. Arkhipov, O. V. Tomchenko, K. Y. Sukhanov, O. D. Fedorovsky

Based on genetic algorithms and analytical networks, interdisciplinary integration of aerospace and surface information of different physical nature and the data of various dimensions, the article provides estimation of oil and gas sites of the Turutinsko-Rogintsevska zone of the structures in the Dnieper-Donetsk Basin for future oil and gas exploration.

**Keywords:** oil and gas prospects, genetic algorithms, analytical networks, lineaments, tectonic fault, neotectonic blocks, morphometric study, structural interpretation, photometric measurements, optical anomaly