

## **КАРТУВАННЯ ГРАНИЦЬ НАФТОГАЗОНОСНИХ ДІЛЯНОК ЗА ДАНИМИ НАЗЕМНОГО СПЕКТРОМЕТРУВАННЯ**

**Вступ.** Розробка методичних засад створення сучасних економічно вигідних технологій для вирішення різноманітних нафтогазопошукових задач на базі матеріалів аерокосмічної зйомки та наземних вимірювань належить до пріоритетних напрямків розвитку науки. Результати даних досліджень є логічним продовженням наукових розробок співробітників Наукового центру аерокосмічних досліджень Землі Інституту геологічних наук НАН України (ЦАКДЗ) [1–3] з проблеми вирішення нафтогазопошукових задач, орієнтованих на використання оптичних характеристик рослинного покриву в різних геологічних та ландшафтних умовах.

**Проблема.** Під час нафтогазопошукових робіт особливо гостро стоїть завдання із приросту перспективних на нафту й газ площ за результатами буріння розвідувальних свердловин. Однак цей підхід характеризується значними витратами, тривалістю процесу буріння, а головне – низькою підтверджуваністю [4]. Через це основною метою наших досліджень була розробка статистичної моделі виявлення границь нафтогазоносних ділянок на суходолі, а також алгоритму застосування цієї моделі шляхом статистичного розрізнення спектрограм рослинності вздовж просторового профілю. Отримані результати є цінною інформацією для прийняття рішення щодо закладення розвідувальних свердловин.

**Можливості.** Теоретичні передумови досліджень базуються на таких положеннях:

- фізіологічний стан рослин та їхніх оптичних характеристик визначається сукупністю факторів навколишнього середовища [5, 6], а саме аномальними геологічними, геофізичними, геохімічними і біохімічними полями над покладами вуглеводнів (ВВ) [7];
- зміна оптичних характеристик рослин може бути зареєстрована аерокосмічними і наземними методами [5, 6].

Рослини в системі дистанційної фітоіндикації виступають одночасно у ролі чутливих елементів і біопідсилювачів, тому що можуть реагувати на незначний вплив різних факторів середовища завдяки кумулятивно-

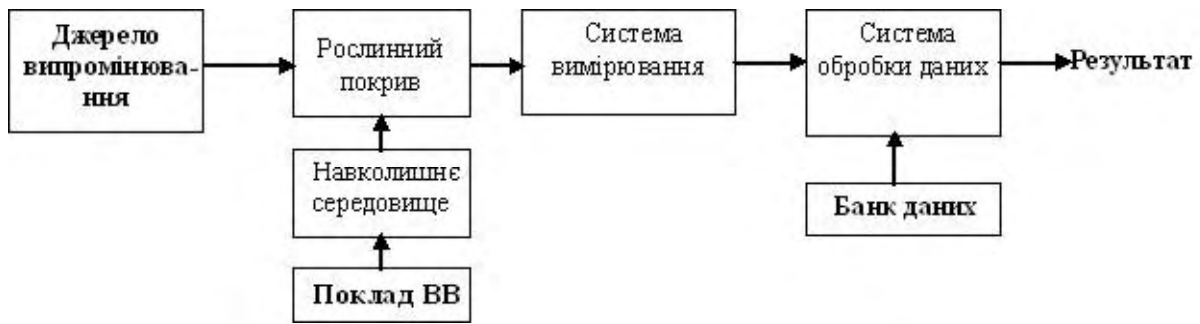


Рис. 1. Модель реєстрації оптичної аномалії рослинності, обумовленої покладом ВВ му ефекту [6]. Процес реєстрації корисного сигналу, обумовленого наявністю покладу ВВ, представлених на рис. 1.

Відомо, що потік сонячного випромінювання рослинним покривом (РП) частково поглинається, а частково відбивається дзеркально й дифузно. Його відбита частина стає модульованою. Модулятором є РП, фізіологічний стан якого, а отже, і його оптичні параметри, визначені сукупністю факторів зовнішнього середовища. Над покладом ВВ домінують фактори аномального поля, формування яких індукує сам поклад ВВ. У процесі дистанційного і наземного зондування здійснюється спектрометрування РП або його елементів у видимому і ближньому інфрачервоному діапазонах. Результатом вимірів є сукупність числових значень, що характеризують стан РП і його елементів у кожній точці вимірювання.

Необхідно підкреслити, що у процесі багатозонального/гіперспектрального знімання з'являється додаткова розпізнавальна ознака досліджуваних об'єктів – спектральний розподіл їхньої яскравості. Чим вужчі зони спектра і, відповідно, чим більша кількість їх використовується у зйомці, тим тоншою є спектральна структура поля яскравості, що спостерігається, реєструється сенсором, і тим більшу кількість об'єктів або їхніх властивостей можна розрізнити за спектральними ознаками [8]. Відомо, що найчастіше основна інформація про об'єкт міститься не в окремих ознаках, а у різних їх комбінаціях [9].

**Дані.** Об'єктом дослідження обрано Східнорогінцівське нафтове родовище, розташоване на території Роменського району Сумської області, у 3–4 км на схід від Великобубнівського нафтогазоконденсатного родовища (рис. 2). Просторовий профіль для отримання спектрограм рослинності прокладено по однорідній ділянці ландшафту з урахуванням геологічної будови – у хрест простягання геологічної структури (між непродуктивною № 51 та продуктивною № 16 свердловинами). Відбір листя берези виконано 01.09.04 вздовж лісосмуги. Реєстрацію їхніх спектральних відбивних характеристик виконано за допомогою прецизійного лабораторного спектрофотометра СФ-18 (табл. 1). Топоприв'язку точок спостереження здійснено за допомогою GPS.



Рис. 2. Оглядова карта району розташування просторового профілю

Таблиця 1. Основні технічні характеристики апаратури фотометрування

Технічні характеристики	Значення
тип спектрофотометра	СФ-18
спектральний діапазон (СД), нм	400-750
спектральна розрізнявальна здатність, нм	1
кількість СД	безперервний спектр
час реєстрації одного зразка, с	до 180
форма вихідної інформації	спектр на паперовій стрічці
маса комплексу в робочому стані, кг	270
джерело живлення	220 В
потужність, що споживається	300 Вт

**Модель.** Визначення границі контуру покладу ВВ може здійснюватися за ознакою статистичної відокремлюваності відповідних спектрограм рослинного покриву. Нехай нафтогазоносній ділянці відповідає спектрограма  $R = \{r_j\}, j = 1 \dots m$ , де  $m$  – кількість спектральних відліків, а непродуктивній ділянці – спектрограма  $S = \{s_j\}, j = 1 \dots m$ . Статистичну відокремлюваність спектрограм  $R$  та  $S$  можна описати імовірністю помилки розділення  $\varepsilon$  реалізацій відповідних дискретних випадкових процесів [10]. Указана імовірність залежить від законів імовірнісного розподілу їх за спектром і може бути оцінена через відповідну густину імовірності  $P = \{p_j\}$  та  $Q = \{q_j\}, j = 1 \dots m$ :

$$\varepsilon = 2^{-m \cdot D}, \quad (1)$$

де

$$D = \sum_{j=1}^m p_j \cdot \log_2 \frac{p_j}{q_j} \quad (2)$$

інформаційна дивергенція Кульбака-Лейблера [11].

Якщо відомі спектрограми для кожної з  $n$  точок вимірювань уздовж просторового профілю, який перетинає границю нафтогазоносної ділянки, то номер вимірювання  $i^*$ , що відповідає точці перетину, можна визначити за умовою

$$i^* = \arg \min \varepsilon(i), \quad (3)$$

де імовірнісний розподіл  $P$  оцінено за вибіркою спектрограм  $i = 1 \dots i^*$ , а імовірнісний розподіл  $Q$  – за вибіркою  $i = i^* \dots n$ . Порядок визначення границі пояснюється рис. 3.

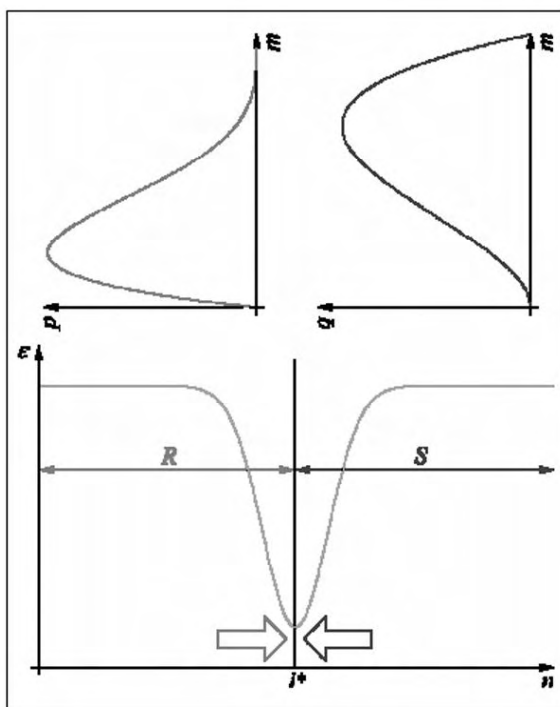


Рис. 3. Визначення границі розділу профілю за спектрограмами

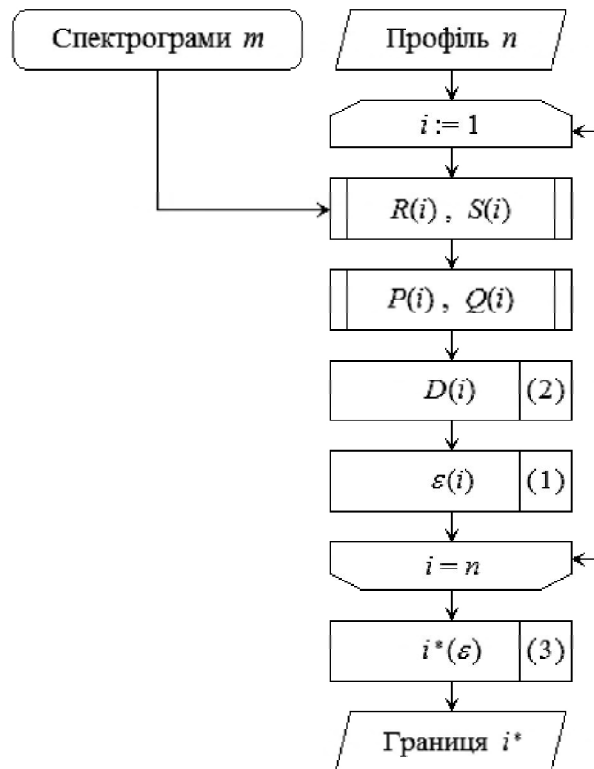


Рис. 4. Схема алгоритму картування границі нафтогазоносної ділянки за профілем

**Алгоритм.** Відтепер стає можливою формалізація застосування викладеної моделі для картування границь контуру покладу вуглеводнів. Вхідними даними є спектрометричні профілі  $R$ ,  $S$  від продуктивних ділянок до непродуктивних. Для кожного профілю за формулами (1) і (3) будуються розподіли імовірності похибки статистичного відокремлення спектрограм уздовж нього. Рішення про належність поточної точки границі нафтогазоносної ділянки приймається за умови мінімуму імовірності похибки (3). Схему обробки даних щодо одного профілю наведено на рис. 2–4.

Сукупність одержаних за всіма профілями точок перетину утворює границю контуру нафтогазоносності. До прикінцевої технології картування має входити ряд допоміжних операцій, таких як попереднє статистичне фільтрування та узгодження даних, визначення максимального порогу імовірності похибки, за якого відбувається відмова від прийняття рішення, врахування не пов'язаних із нафтогазоносністю факторів, що впливають на спектральні характеристики земних покривів тощо [12].

**Експеримент.** Східнорогінцівська площа розташована в північній прибортовій зоні ДДЗ. За даними сейсморозвідувальних робіт, поверхня підсольового комплексу девону [13] повністю наслідує структуру фундаменту і характеризується більш диференційованою блоково-плікативною будовою. Різноюнаправлені порушення розчленовують цю поверхню на ряд опущених та піднятих блоків. Неотектонічна активність блоків обумовила особливості формування сучасного рельєфу і пряме відображення основних структур-

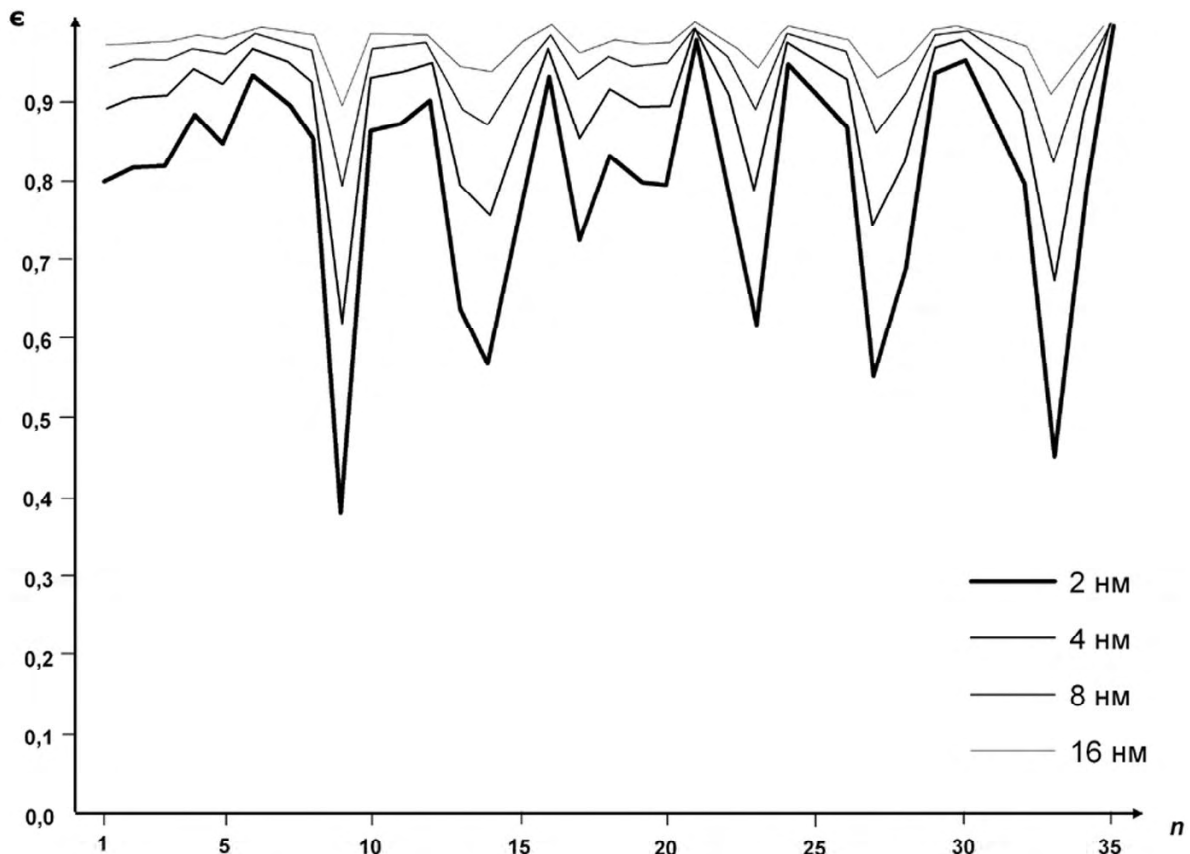


Рис. 5. Діаграма розділу профілю за експериментальними даними

них елементів ДДЗ у рельєфі: це густо розчленоване ярами та балками ліво-бережжя р. Ромен у межах неогенової новохарківської тераси [14] (рис. 2). Саме цими обставинами викликана аномальна будова долини р. Ромен – лівий берег вищий від правого, а абсолютні відмітки водорозділів між балками на 7–10 м більші від таких на правобережжі (в межах локальних структур). Дугоподібний плановий рисунок балок свідчить на користь існування неотектонічного підняття над Східнорогінцівською нижньовізейською структурою, як над склепінням, так і на перикліналі.

Проведено спектрометрування рослинності (листя берези) у 35 точках уздовж обраного профілю. З метою уникнення впливу аномальних викидів на результат спектрометрування в кожній точці виконувалося незалежно тричі. Одержані спектрограми оцифровано із кроком 2 нм та згладжено. Таким чином, отримано матрицю вхідних даних розміром  $35(n) \times 176(m)$ . Далі здійснено статистичне відокремлення точок профілю за алгоритмом рис. 4 в обчислювальному середовищі SciLab. Результати для різних значень ширини спектрального діапазону показано на діаграмі рис. 5.

Мінімум імовірності помилки розділення реалізацій (спектрів відбиття листків берези) відповідає дев'ятій точці профілю, що добре узгоджується з геологічними відомостями: тут профіль фотометрування пересікає зону розломів, установлену за даними буріння та сейсмічних робіт (рис. 6).

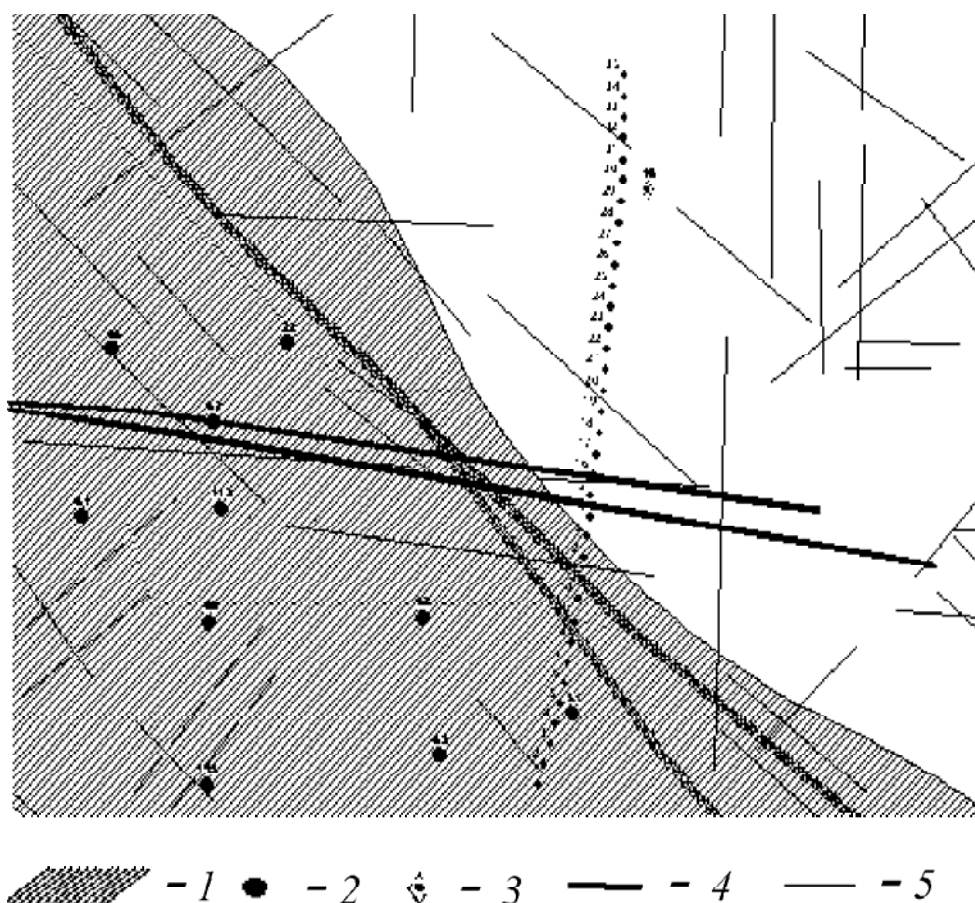


Рис. 6. Геологічне представлення в районі експериментального профілю: 1 – Східно-рогінцівське нафтове родовище; 2 – продуктивні свердловини, 3 – непродуктивні свердловини (точки, де проводилося спектрометрування); 4 – розломи за даними буріння; 5 – лінеаменти (розломи за даними сейсмічних робіт)

Наявність додаткових локальних мінімумів діаграми в точках 14, 23, 27, 33 може пояснюватися наявністю тут зони лінеаментів. Залежність імовірності помилки від ширини спектрального діапазону описується графіком (рис. 7).

**Висновки.** Швидке зростання імовірності помилки з ростом ширини спектрального діапазону унеможливує виявлення статистичних аномалій за багатоспектральними і, більшою мірою, панхроматичними дистанційними зображеннями, отже потребує принаймні гіперспектрального аерокосмічного знімання або прецизійного наземного спектрометрування. Це дозволить у різних геологічних та ландшафтних умовах у короткий термін та з мінімальними витратами виконувати картування границь нафтогазоносних ділянок.

Основним недоліком викладеного підходу є недостатня вірогідність правильного розділення спектрограм уздовж профілю, яку можна подолати підвищуючи статистичну репрезентативність за рахунок збільшення кількості вимірів. І тут зручним інструментом спектрометрування здаються авіаційні

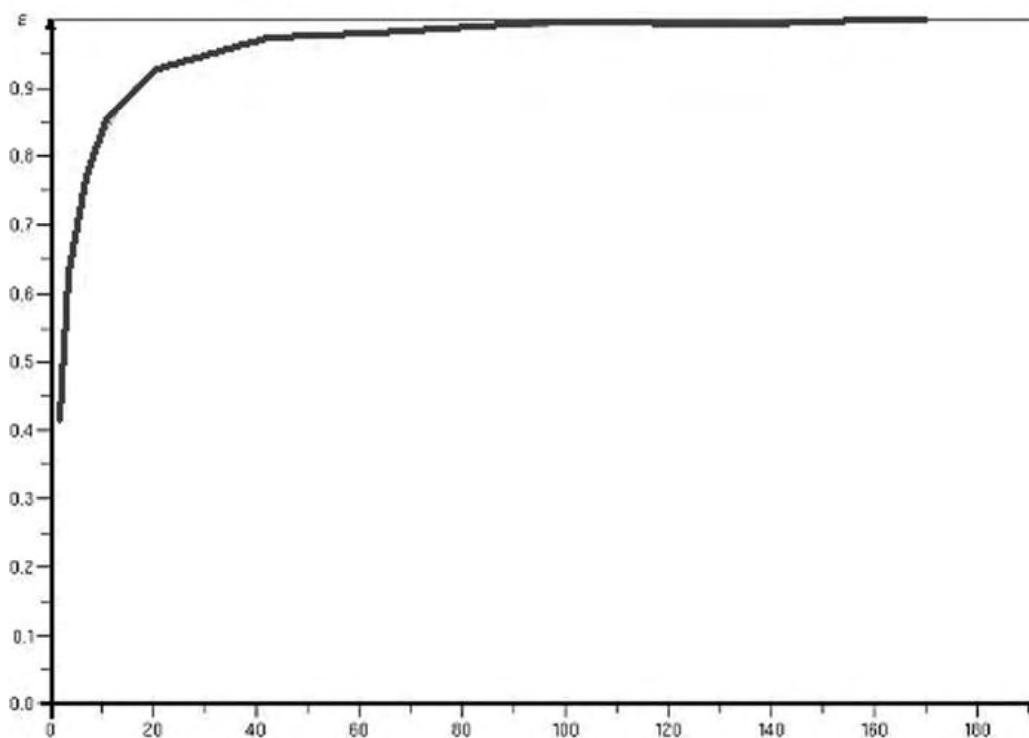


Рис. 7. Залежність імовірності помилки від ширини спектрального діапазону

чи супутникові гіперспектральні сенсори, які, крім того, забезпечують значно вищу просторову розрізненість, ніж наземні методи.

На жаль, одержані “сирі” спектрометричні дані, як правило, є інформаційно надмірними, тому їх безпосереднє використання призводить до зростання шумової складової і погіршує вірогідність результатів обробки. У цьому контексті дуже перспективним буде попередній або адаптивний відбір інформативних спектральних діапазонів шляхом проведення оптимізації в спектральному просторі за критерієм (1) [15].

Ще однією невирішеною проблемою є коректний відбір спектрограм для обробки, який зараз є своєрідним мистецтвом дослідника, тому в майбутньому потрібно розробити формалізовані правила такого відбору. Також суттєвим науковим досягненням було б створення кількісної моделі формування корисного оптичного сигналу над покладом ВВ та розв’язання оберненої задачі.

1. Перерва В.М., Архипов А.И., Бусел Г.Ф. и др. Состояние и пути совершенствования спутниковой технологии прогнозирования залежей нефти и газа // Космічна наука і технологія. – 2002. – Т. 8, № 2/3. – С. 201–206.
2. Патент на винахід UA №63073A. Мультиспектральний структурно-польовий спосіб прогнозування покладів нафти і газу / Перерва В.М., Тепляков М.О., Архипов О.І. та ін. – 15.01.2004.



3. Патент на винахід UA №56475A, 7601V9/00. Структурно-геодинамічний спосіб прогнозування зон розвитку високопроникних порово-тріщинних колекторів / Перерва В.М. – 15.05.2003.
4. Лукин А.Е. Прямые поиски нефти и газа: причины неудач и пути повышения эффективности // Геолог Украины. – 2004. – № 3. – С. 18–43.
5. Брукс Р.Р. Биологические методы поисков полезных ископаемых. – М.: Недра, 1986. – 311 с.
6. Мовчан Л.И., Каневский В.А., Семичаевский В.Д. и др. Фитоиндикация в дистанционных исследованиях. – К.: Наук. думка, 1993. – 305 с.
7. Зорькин Л.М., Карус Е.В., Кузнецов О.Л. и др. Явление парагенезиса субвертикальных зонально-кольцеобразных геофизических, геохимических и биохимических полей в осадочном чехле земной коры // Открытие от 24.07.80, № 234.
8. Авлиани Г.В. Эвристические методы в распознавании образов. – Тбилиси, 1988. – 77 с.
9. Перерва В.М. та ін. Оптимізація процесів пошуку та розробки родовищ нафти і газу на основі супутникових технологій: Методичний посібник по тематичній інтерпретації матеріалів аерокосмічних зйомок “Нові методи в космічному землезнавстві”. – К., 1999. – С. 202–211.
10. Espindola G.M., Camara G., Reis I.A. et al. Parameter Selection for Region-Growing Image Segmentation Algorithms Using Spatial Autocorrelation // International Journal of Remote Sensing. – 2006. – Vol. 27. – № 14. – P. 3035–3040.
11. Faur D., Gavati I., Datcu M. Mutual Information Based Measure for Image Content Characterization // Current Topics in Artificial Intelligence. – Berlin: Springer Verlag, 2006. – P. 342–349.
12. Станкевич С.А. Методологія статистичного просторово-частотного оброблення гіперспектральних аерокосмічних зображень // Геодезія, картографія і аерофотознімання. – Вип. 68. – Львів: Львівська Політехніка, 2007. – С. 240–249.
13. Підрахунок запасів нафти Східно-Рогінцівського родовища (за станом на 01.01.2001 р.): Звіт за дог. 00.23.00 з НГВУ “Охтирканавтогаз”, ВАТ “Український нафтогазовий інститут”, Київ, 2001. – 97 с.
14. Морфоструктурный анализ нефтегазоносных областей Украины / Волков Н.Г., Палиенко В.П., Соколовский И.Л. – К.: Наук. думка, 1981. – 220 с.
15. Станкевич С.А. Оптимизация состава спектральных каналов гиперспектральных аэрокосмических изображений при решении тематических задач дистанционного зондирования Земли // Космічна наука і технологія. – 2007. – Т. 13. – № 2. – С. 25–28.