

УДК 528.88:519.2:553.98

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)

О. В. Седлєрова*

ДУ «Науковий центр аерокосмічних досліджень Землі ІГН НАН України», Київ, Україна

Проведено аналіз і відбір критеріїв оцінки нафтогазоносності шельфу для проведення інтеграції геопросторових даних. В результаті інтеграції даних багатоспектрального космічного знімання і геолого-геофізичних даних одержано карти просторового розподілу інтегрального індикатора нафтогазоносності на регіональному рівні для Північно-Західного шельфу Чорного моря. Отримані дані дають уявлення про нафтогазоперспективні зони, а також їх приуроченість до зон трансрегіональних, регіональних, зональних розломів і зон розуцільнення осадових порід.

Ключові слова: інтеграція даних, прогнозування нафтогазоперспективних зон, геологічні структури

© О. В. Седлєрова. 2015

1. Вступ

Сучасні технології використання матеріалів ДЗЗ у геологопошукових дослідженнях базуються на інтеграції аерокосмічної інформації, яка є складовою частиною ГС і обробляється разом з іншими геопросторовими даними широкого спектру картографічних і цифрових геологічних, геофізичних, екологічних, геохімічних, метеорологічних та інших даних за допомогою відповідного програмного забезпечення [4]. Це дозволяє усунути елемент суб'єктивізму, який має місце при візуальному дешифруванні панхроматичного зображення або окремих спектральних каналів. Візуальна інтерпретація значного масиву геолого-геофізичної площинної інформації так само містить у собі елементи суб'єктивізму. Інтегрування дистанційних та геолого-геофізичних просторових даних дає змогу автоматизувати процес оцінювання площі, що досліджується, та встановити ступінь її подібності до еталонної ділянки (родовища) [9, 10]. Класифікація дистанційних даних з урахуванням геолого-геофізичної складової дає можливість без створення спеціальних бібліотек для геологічних об'єктів визначити ступінь подібності прогнозних ділянок і типових еталонів у певному регіоні та виокремлювати ділянки різного рангу перспективності. Особливо актуальним є подібний підхід на значних за площею територіях з недостатнім рівнем детального дослідження саме для прийняття рішень у постановці подальших детальних геологорозвідувальних робіт.

Ступінь вивченості акваторії Північно-Західного шельфу Чорного моря сейсмічними дослідженнями не на всіх ділянках високої якості. Цим пояснюються причини негативних результатів, отриманих на 11 площах [2].

Розбуреність акваторії Північно-Західного шельфу Чорного моря загалом по осадовому чохла становить біля 10 м/км^2 або біля $250 \text{ км}^2/1 \text{ св.}$ Однак, вона нерівномірна. Найкраще вивчена центральна частина Каркінітсько-Північнокримського прогину переважно по неглибокозалягаючих палеоценово-неогенових газоносних горизонтах.

Завдання науково-дослідних і тематичних робіт на даний момент полягає в науковій обробці матеріалів буріння та геофізики з метою уточнення геологічної будови, тектонічного та нафтогазогеологічного районування, обґрунтування критеріїв нафтогазоносності та переоцінки початкових сумарних ресурсів вуглеводнів з урахуванням нових геолого-геофізичних даних [2].

2. Територія досліджень

2.1. Основні риси геологічної будови Північно-Західного шельфу Чорного моря України

З позицій розломно-блокової тектоніки в межах Південно-Західного шельфу Чорного моря виділені наступні структурно-тектонічні елементи [3]: **Східноєвропейська платформа:** Південноукраїнська монокліналь, занурена частина Південноукраїнської монокліналі, Молдавська монокліналь, Переддобрудзький прогин; Криловський прогин,

*sedlerova@casre.kiev.ua

Кілійсько-Зміїне підняття, Каменська депресія, Горіхово-Суворівське підняття (виступ), Сулинська депресія (Алуатсько-Чалицька депресія); *Скіфська плита*: Каркінітсько-Північнокримський прогин, Каламітсько-Центральнокримське підняття, Альмінська западина (депресія); *Складчаста зона Північної Добруджі*: вал Губкіна, Крайовий уступ.

З позиції теорії літосферних плит геодинамічний режим Південноукраїнського регіону в альпійську тектонічну епоху зумовив переміщення та зіткнення літосферних плит, під час яких утворювалися покриви, складчастість і сформувалися, зокрема, гірські споруди Криму та Кавказу. Виходячи з глобальної будови Альпійсько-Гімалайського складчастого поясу виділяються два надпорядкові структурно-тектонічні елементи [3]: південна окраїна древньої Східноєвропейської платформи і західна частина Мізійсько-Скіфської епіорогенної зони (Скіфської плити). Шовна зона зчленування цих надпорядкових структур, з точки зору більшості дослідників, проводиться західніше Одеського розлому по Цигансько-Чадирлунзько-Балабанівській системі дислокацій. По Одеському порушенню вона зміщується на південь до Північноголіцинського субширотного розлому і трасується до району Каркінітської затоки, дещо північніше Бакальської коси. У фундаменті та нижніх горизонтах чохла широко розвинуті різноспрямовані тектонічні порушення, які об'єднуються в три системи: субмеридіональні — Одеське, Фрунзівсько-Арцизьке; субширотні — Кишинівське та північно-західні — Придністровське.

2.2. Нафтогазоносні і перспективні комплекси Північно-Західного шельфу Чорного моря України

У межах Північно-Західного шельфу Чорного моря розташовані складові двох нафтогазоносних провінцій: на захід від Одеського розлому — Балтійсько-Переддобрудзької та на схід — Чорноморсько-Північнокавказько-Мангишлацької [2].

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

У Північночорноморсько-Кримській нафтогазоносній області до основних нафтогазоносних і перспективних літолого-стратиграфічних комплексів належать: нижньокрейдовий — 22.8% сумарних ресурсів; верхньокрейдовий — 10.3%; палеоцен-еоценовий 22.3%; олігоцен-нижньоміоценовий (май-

копський) — 17.2%; середньоміоценовий-пліоценовий 22.1% (за підрахунками станом на 2009 р.) [3].

3. Матеріали

Для оцінки перспектив нафтогазоносності великих територій та окремих літолого-стратиграфічних комплексів з сучасних поглядів нафтогазової геології структурно-тектонічні і літолого-фаціальні критерії є одними з основних [1]. Практично вони визначають величину потенційних ресурсів вуглеводнів, фазовий стан флюїдів і закономірності їх розміщення. Важливим є також врахування неотектонічного фактору, а також змін ландшафтів під впливом геохімічних, гідрогеологічних та інших факторів. Таким чином були зібрані дані, що створюють ознаковий простір, який був у подальшому використаний для аналізу нафтогазоперспективності зон на основі інтеграції даних. На першому етапі були проведені роботи по введенню всіх зібраних даних на територію дослідження в середовищі ArcGIS (рис. 1): карта залишкового гравітаційного поля, карта аномального магнітного поля, структурна карта відбивного горизонту IV (підшва нижньокрейдових відкладів), структурна карта відбивного горизонту III^m (P₁) (підшва палеоцену), структурна карта відбивного горизонту II^a (P₁³) (підшва відкладів майкопу), батиметрична карта, карта фонду структур Південного нафтогазоносного регіону (родовища, прогнозні, прогнозно-перспективні та структури у бурінні), карта регіональних та зональних тектонічних порушень, схема лінементів та зон лінементів, теплові аномалії поверхні моря, аномалії хлорофілу, зони розповсюдження зависів.

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

Для статистичного аналізу та проведення інтеграції даних необхідно було створити карту позитивних і негативних еталонів. За позитивні еталони обрані відомі на Північно-Західному шельфі родовища газу і конденсату: Безіменне, Одеське, Південноголіцинське, Архангельське, Кримське (газові), Голіцинське, Шмідтівське, Штормове (газоконденсатні). Негативними еталонами ми вважали структури, виведені з буріння з негативним результатом: Прадніпровська, Флангова, Гамбурцева, Федорівська, Каркініцька, Десантна, Дельфін (рис. 2).

Окрім того, була проведена обробка мозаїки багатоспектральних космічних знімків космічного супутника Landsat-8, які характеризують розподіл певних компонентів морських ландшафтів: температури морської поверхні, хлорофілу і мінеральних зависів у товщі води (рис. 3.). Попередніми дослідженнями було встановлено, що тектонічні і геофлюї-

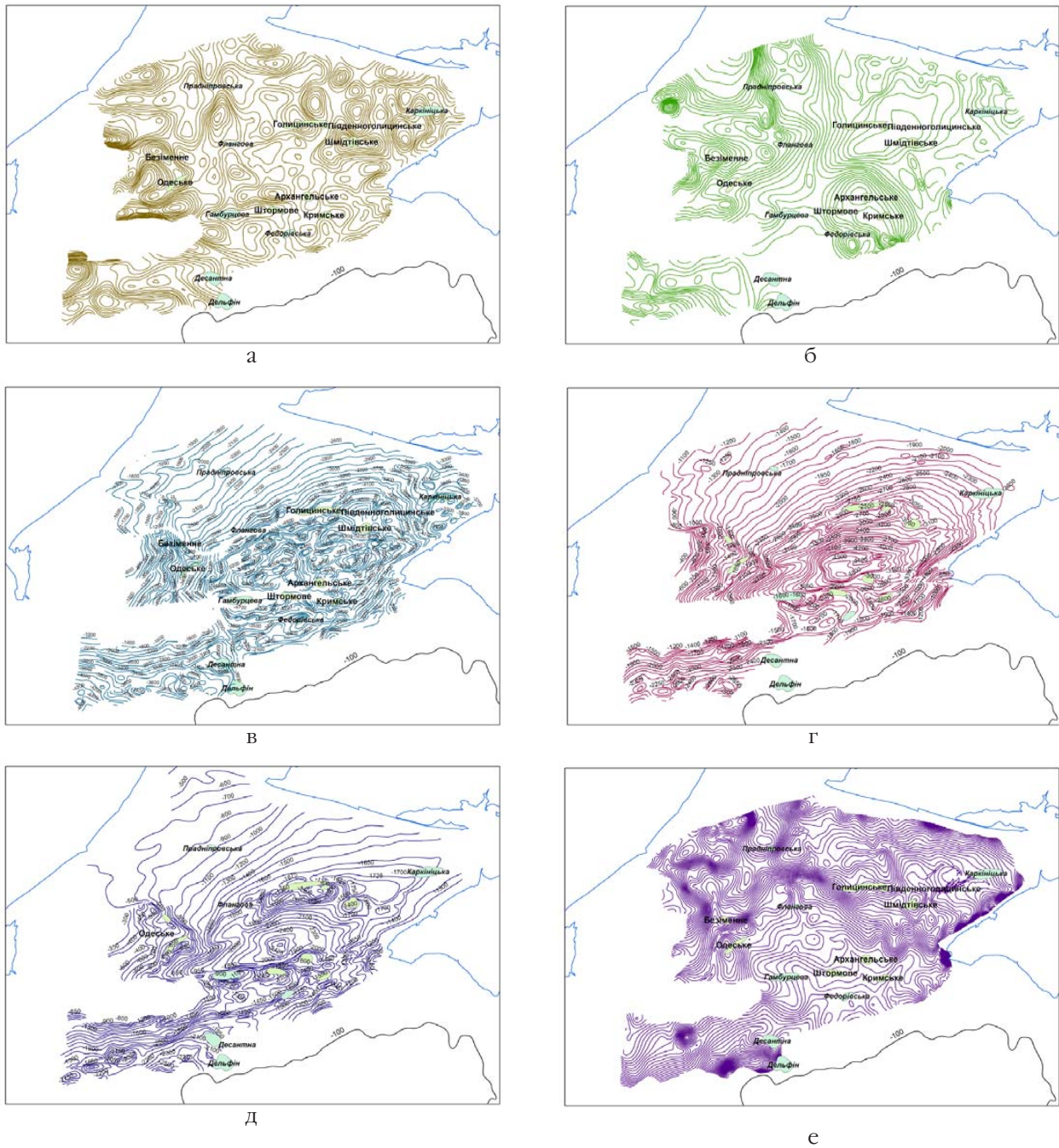


Рис. 1. Представлення геолого-геофізичної інформації у вигляді векторних .shp файлів: а — карта залишкового гравітаційного поля; б — карта аномального магнітного поля; в — структурна карта відбивного горизонту IV (підшва нижньокрейдових відкладів); г — структурна карта відбивного горизонту III^m (P₁) (підшва палеогену); д — структурна карта відбивного горизонту III^a (P₁^a) (підшва відкладів майкопу); е — карта батиметрії за даними SRTM

додинамічні фактори впливають на розподіл і розвиток цих компонентів, тому, оброблені за певними програмами мозаїки багатоспектральних космічних знімків були додані до ознакового простору для проведення інтеграції даних Північно-Західного шельфу з метою його класифікації на перспективні і неперспективні зони у нафтогазоносному відношенні.

Для створення вихідного куба геопросторових даних був проведений пошук додаткових ознак - зон геодинамічного впливу активних розривних порушень, за якими можна з високою точністю локалі-

зувати родовища вуглеводнів. Для виявлення розривних порушень і зон їхнього геодинамічного впливу за даними дистанційного зондування виконувався лінементний аналіз. Для аналізу лінійних елементів використовувалися два різних підходи: статистичний аналіз і побудова лінементів. У статистичному аналізі оцінювалося розташування лінійних елементів кожного напрямку на досліджуваній площі.

Особливості зображень космічних знімків шельфу формуються проявами розповсюдження хлоро-

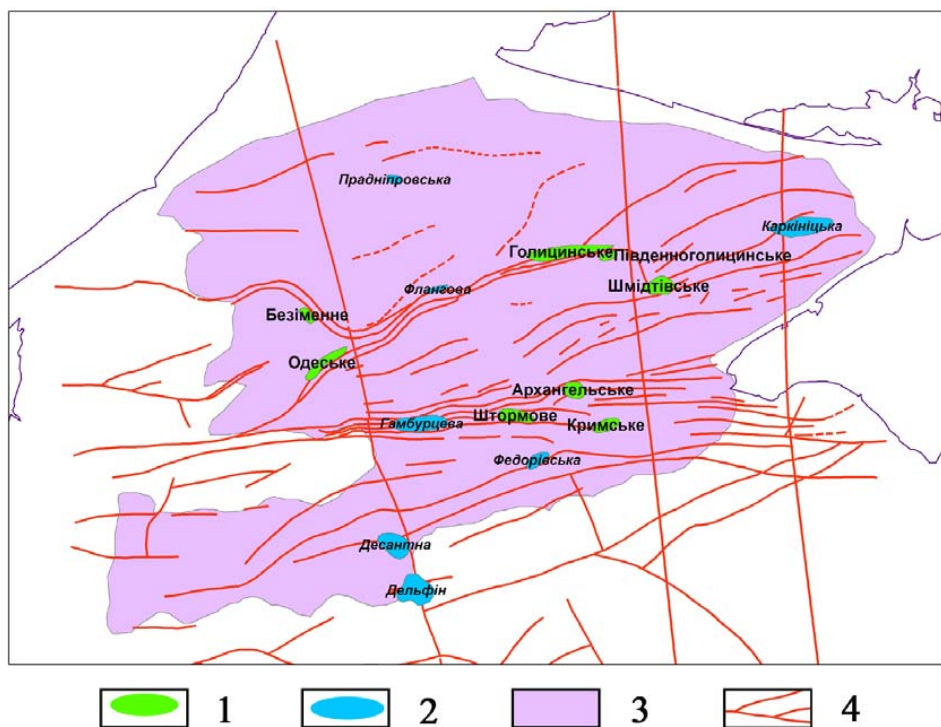


Рис. 2. Північно-Західний шельф Чорного моря. Карта родовищ і структур: 1 — газові і газоконденсатні родовища; 2 — структури, виведені з буріння з негативним результатом; 3 — площа полігону досліджень; 4 — тектонічні порушення за геофізичними даними

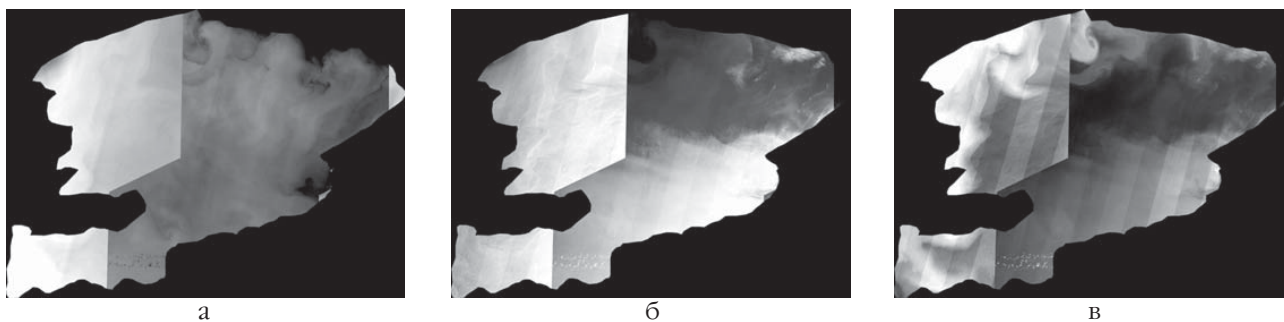


Рис. 3. Тематичні продукти обробки супутникових знімків Landsat-8 на полігон дослідження у межах Північно-Західного шельфу Чорного моря: а — продукт SST температура морської поверхні; б — розподіл хлорофілу у товщі води; в — розподіл мінеральних зависів у товщі води

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

Результатом дешифрування космічних знімків із виділенням прямолінійних елементів зображення є вихідна схема лінементів (рис. 4.). Її складовими є різноспрямовані лінії — елементарні лінементи відповідного порядку. Порядок лінементів визначається масштабом і просторовою розрізненістю вихідного зображення.

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

За результатами побудов з використанням відпрацьованих методик лінементного аналізу були складені карти: загальної щільності лінементів, щільності лінементів певних напрямків, щільності лінементів.

Щільність лінементів інтерпретується як канали

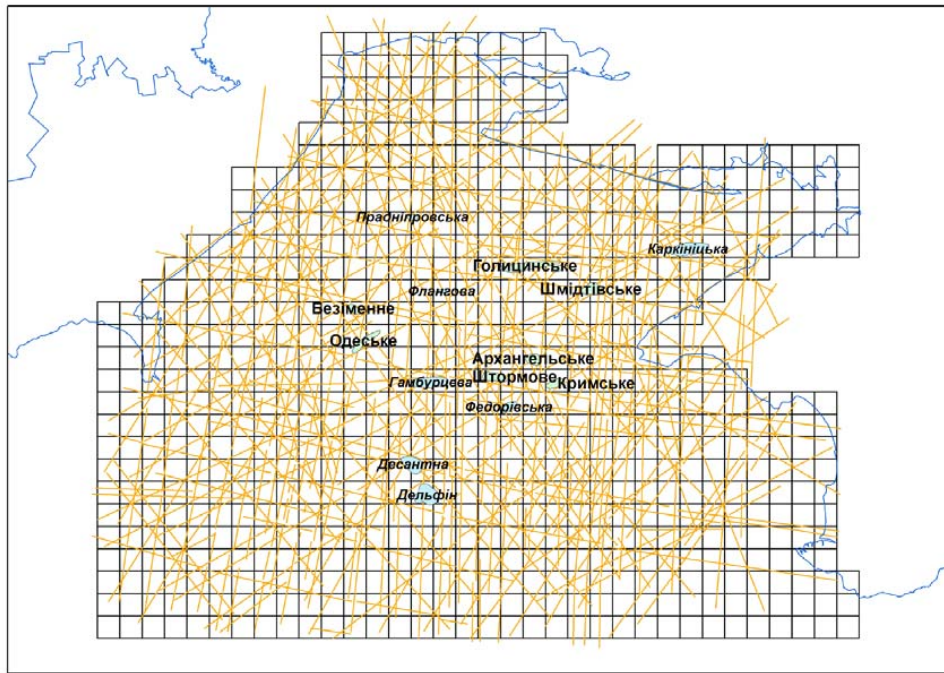


Рис. 4. Вихідна схема лінементів Північно-Західного шельфу Чорного моря за даними В. М. Перєрєви, 1994 р. [5] (сітка 10×10 км)

міграції вуглеводнів та зони розуцільнення, що просторово збігаються з пастками вуглеводнів, за якими відбувається перенос енергії та речовини з нижніх горизонтів земної кори в осадовий чохол.

Розрахунки полів щільності лінійних елементів різного напрямку проводилися в програмному продукті ArcGIS у напівавтоматичному режимі для подальшої інтеграції та геолого-геофізичної інтерпретації (рис. 5.).

Геофізичними методами дослідження земної поверхні (сейсмогеофізичними, магнітометричними, гравіметричними) з великою мірою достовірності визначається розрив щільності шарів осадового чохла і порід фундаменту зі зміщенням як в горизонтальному, так і у вертикальному напрямках, що відповідає розломам регіонального і зонального масштабу. Аналіз наявних структурних карт показав, що більш глибоким горизонтам відповідають регіональні розломи, які, ближче до денної поверхні, розпадаються на низку менших розломів, утворюючи зони розуцільнення осадової товщі. Враховуючи вплив виділених за геофізичними даними розломних зон на нафтогазоносність полігона, для Північно-Західного шельфу створена зведена схема розломів і тектонічних порушень різного масштабу за структурними горизонтами від нижньої крейди до майкопу (рис. 6.). Тому при створенні гіперкубу даних необхідно враховувати цю апріорну інформацію. Найбільш адекватно врахувати вплив розривних порушень на загальну геофлюїдодинаміку регіону і локалізацію нафтогазоносних структур можливо за принципом “лінементного аналізу”. Тобто у програмному продукті ArcGIS у напівавтоматичному режимі створені карти загальної щільності розривних порушень і їх густини (рис. 7.).

4. Процедура інтегрування геопросторової інформації на платформі FME

Ефективним засобом реалізації процедур інтегрування гетерогенної геопросторової інформації є програмна платформа FME, що дає змогу трансформувати та конвертувати геопросторові дані більш ніж 250 поширених форматів. FME побудовано так, щоб охопити всі можливі геометричні та атрибутивні перетворення [8].

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

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

Після підключення всіх джерел в середовищі FME створюються зв'язки між вхідними файлами, перетворювачем та вихідним файлом. В результаті виконання створеного проекту був сформований вихід-

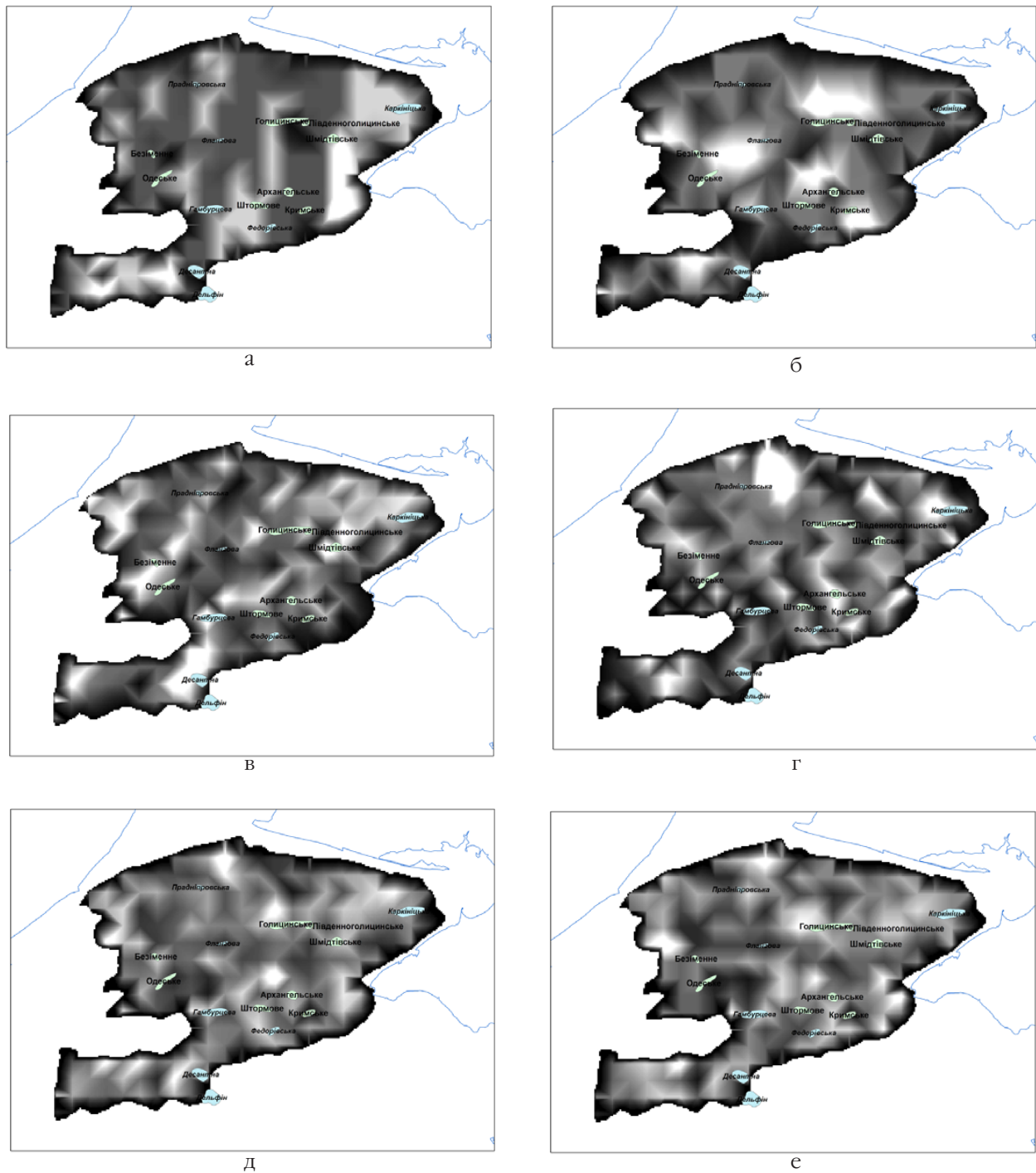


Рис. 5. Карти щільності та густини лінементів: а–г — за напрямками; д — карта сумарної щільності лінементів; е — карта сумарної густини лінементів

ний куб геопросторових даних, готових до інтеграції. Крім того, зазвичай, геолого-геофізичні дані мають іншу просторову розрізненість по відношенню до даних дистанційного зондування Землі. З огляду на це, до геолого-геофізичних даних застосовують процедуру ресамплінгу (зміна об'єму даних при зміні розрізненості), яка дозволяє привести зазначені дані по просторовому розрізненню до даних дистанційного зондування Землі. На етапі об'єднання даних визначається величина функції

маси для позитивних і негативних структур для вхідних даних на основі байєсовської класифікації та проводиться об'єднання даних за комбінаційним правилом Демпстера [6, 7]. Роботи по створенню гіперкубу геопросторових даних, нормування різнорідних даних, приведення зазначених даних до просторового розрізнення даних дистанційного зондування Землі, процедури математичної статистики і об'єднання за комбінаційним правилом Демпстера проведені М.В. Топольницьким.

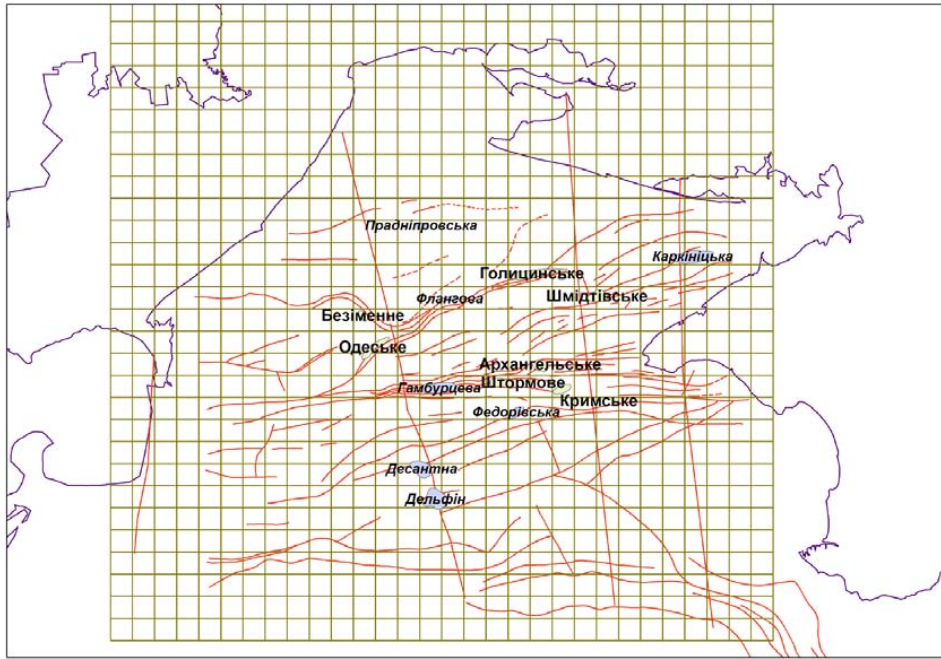


Рис. 6. Вихідна схема регіональних і зональних розломів Північно-Західного шельфу Чорного моря за геофізичними даними ДРГП “Причорноморгеологія” (сітка 10 × 10 км)

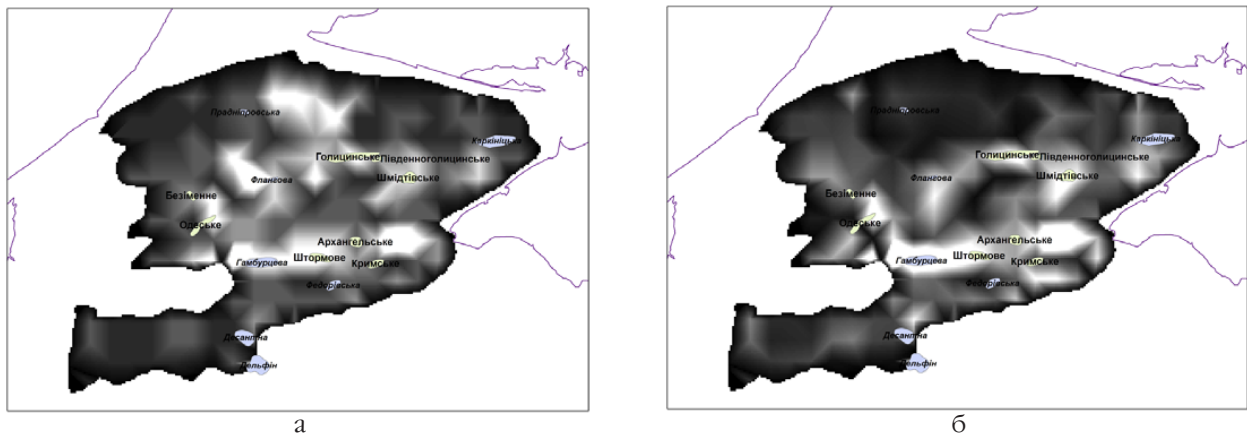


Рис. 7. Карти щільності (а) та густини (б) регіональних і зональних розломів Північно-Західного шельфу Чорного моря

5. Результати

За способом нормування даних було отримано декілька варіантів карт розподілу вихідної імовірності. На рис. 8 представлено розподіл вихідної імовірності, отриманий в результаті використання лінійного перетворення в одиничний відрізок $\tilde{X} \in [0,1]$ виду:

$$\tilde{X} = \frac{X_i - X_{i\min}}{X_{i\max} - X_{i\min}}, \quad (1)$$

де \tilde{X} і X_i — нові і старі значення векторів ознак відповідно; $X_{i\max}$ і $X_{i\min}$ — максимальне і мінімальне значення векторів ознак відповідно.

У зв'язку з тим, що для інтеграції була використана мозаїка багатоспектральних знімків, це відобразилось

на підсумковій карті. В результаті інтеграції отримані дані трьох сегментів з різним рівнем відображення імовірності, це ускладнює рівноцінну інтерпретацію. Проте, за результатами проведеного аналізу отриманої карти можна зробити наступні висновки:

- всі родовища (Безіменне, Одеське, Голицинське, Південноголицинське, Шмідтівське, Архангельське, Штормове, Кримське.) чітко відображаються на карті розподілу вихідної імовірності, як ділянки з найбільшим значення імовірності (див. рис. 8, таблиця 1);
- структури, підготовлені до буріння, та виявлені геофізичними методами (карта фонду структур ЛВДГРІ, 2012) проявилися з різним ступенем ймовірності (від 0.5 до 0.95) (рис. 9, таблиця 1);
- структури, які були виведені з буріння з негатив-

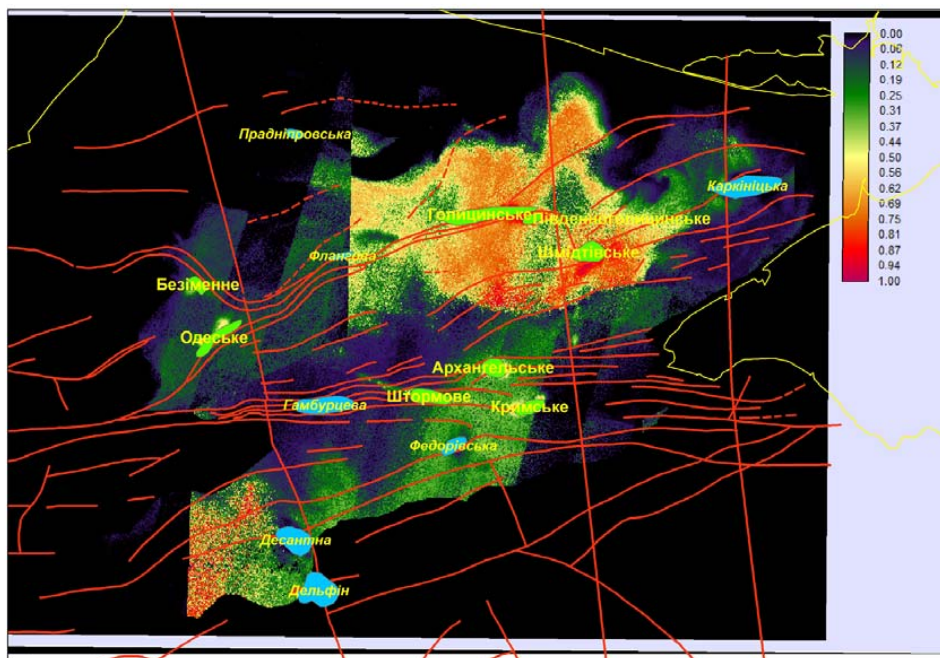


Рис. 8. Північно-Західний шельф Чорного моря. Розподіл вихідної імовірності відповідності позитивним еталонам за результатами інтеграції геопросторових даних з використанням лінійного перетворення

Таблиця 1.

Проявлення структур різного рангу на результуючій карті розподілу вихідної імовірності за результатами інтеграції геопросторових даних з використанням лінійного перетворення (рис. 9.)

Назва	Ранг структури	Значення імовірності
Безіменне	родовище газове	0.5
Одеське	родовище газове	0.5
Голіцінське	родовище газоконденсатне	0.95
Південно-голіцінське	родовище газове	0.90
Шмідтівське	родовище газоконденсатне	0.95
Архангельське	родовище газове	0.8
Штормове	родовище газоконденсатне	0.8
Кримське	родовище газове	0.8
Бюстромна	підготовлена до буріння	брак даних
Південнофлангова	-«-	0.4
Чарівна	-«-	0.5
Малікова	-«-	0.5
Мирна	-«-	0.5
Рифтова	-«-	0.3 (не виявилась)
Осетрова	-«-	0.3 (не виявилась)
Понтійська	-«-	0.5
Сельського	-«-	0.45
Штормова Глибинна	-«-	0.65
Штильова	-«-	0.45
Прибійна	-«-	брак даних
Сх.Шмідта	-«-	0.8
Альбатрос	-«-	0.55
Комсомольська	виявлені геофіз. дослідж.	0.6
Зональна	-«-	0.8
Північно-голіцінська	-«-	0.4 на заході 0.65 на сході
Миколаївська	-«-	0.3
Мартівська	-«-	брак даних
Західнокрейдяна	-«-	брак даних
Міжводненська	-«-	0.05
Прадніпровська	структура, виведена з буріння з негативним результатом	брак даних
Флангова	-«-	0.15
Гамбурцева	-«-	0.05
Федорівська	-«-	0.25
Каркініцька	-«-	0.25 на заході до 0.05 на сході
Десантна	-«-	0.05
Дельфін	-«-	0.25

ним результатом (Прадніпровська, Флангова, Гамбургцева, Федорівська, Каркініцька, Десантна, Дельфін), відповідають низькому рівню імовірності (дис. рис. 8, таблиця 1).

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

На рис. 10 показаний результат. Слід відмітити, що подібний підхід дозволив виділити чіткі зони, які підкреслюють зони розуцільнення, вузли перетину розломів різних напрямів, які є перспективними для наявності скупчень вуглеводнів. Одночасно чітко визначились зони концентрації структур, виявлених геофізичними методами, хоча деякі виявлені і підго-

товлені до глибокого буріння структури потрапили в зони низької імовірності (таблиця 2).

6. Висновки

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

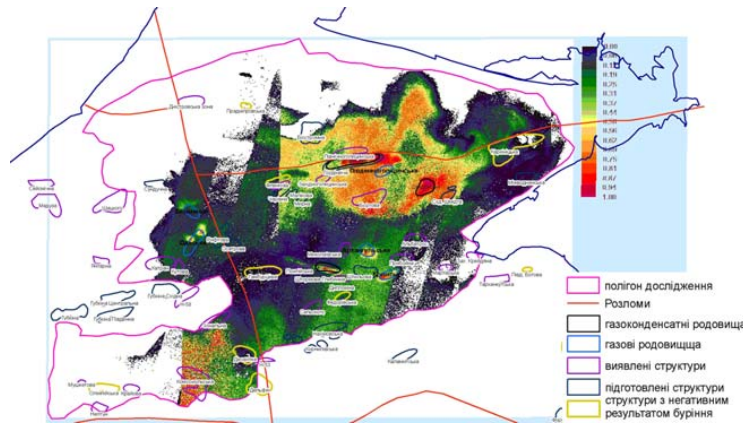


Рис. 9. Схема зіставлення розподілу вихідної імовірності за результатами інтеграції геопросторових даних з використанням лінійного перетворення та карти фонду структур (за даними Львівського відділення УкрДГРІ, 2012 р.) для Північно-Західного шельфу Чорного моря

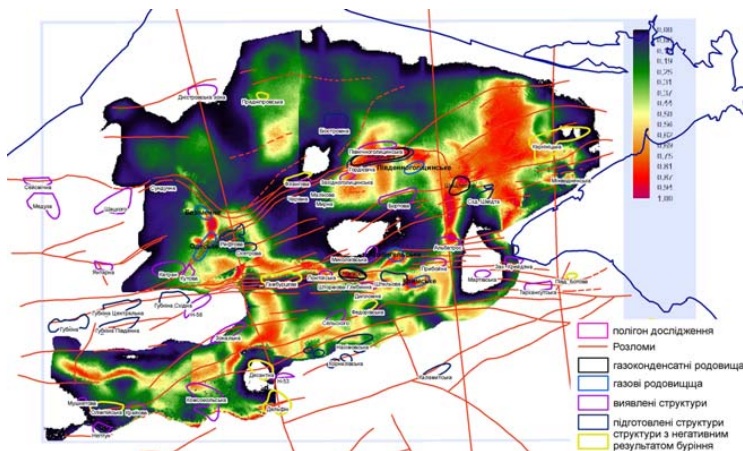


Рис. 10. Схема зіставлення розподілу вихідної імовірності за результатами інтеграції геопросторових даних з використанням декореляції даних та карти фонду структур (за даними Львівського відділення УкрДГРІ, 2012 р.) для Північно-Західного шельфу Чорного моря

Таблиця 2.

Проявлення структур різного рангу на результуючій карті розподілу вихідної імовірності (результат інтеграції геопросторових даних, рис. 10.)

Назва	Ранг структури	Значення імовірності
Безіменне	родовище газове	від 0.75 до 0.35
Одеське	родовище газове	від 0.75 до 0.45
Голіцінське	родовище газоконденсатне	0.95
Південноголіцінське	родовище газове	від 0.85 до 0.60
Шмідтівське	родовище газоконденсатне	0.95
Архангельське	родовище газове	0.85
Штормове	родовище газоконденсатне	0.85
Кримське	родовище газове	від 0.85 до 0.60
Біостромна	підготовлена до буріння	0.15
Південнофлангова	««	0.15
Чарівна	««	0.15
Малікова	««	0.50
Мирна	««	0.15
Рифгова	««	0.6
Осетрова	««	0.6
Понтійська	««	0.7
Сельського	««	0.5
Штормова Глибинна	««	0.65
Штильова	««	від 0.75 до 0.50
Прибійна	««	від 0.75 до 0.50
Сх. Шмідта	««	від 0.75 до 0.50
Альбатрос	««	0.85
Комсомольська	виявлені геофіз. дослідж.	від 0.75 до 0.50
Зональна	««	0.5
Північноголіцінська	««	від 0.85 до 0.50
Миколаївська	««	0.15
Мартівська	««	брак даних
Західнокрейдяна	««	0.45
Міжводненська	««	0.75
Прадніпровська	структура, виведена з буріння з негативним результатом	0.15
Флангова	««	0.10
Гамбурцева	««	0.15
Федорівська	««	0.25
Каркініцька	««	0.45 на заході до 0.05 на сході
Десантна	««	0.05
Дельфін	««	0.15

Література

- Галко Т. М. Критерії прогнозування нафтогазоносності українського сектора Азовського і Чорного морів // Геология и полезные ископаемые Мирового океана. — 2013. — № 1. — С. 104–114.
- Нафтогазоперспективні об'єкти України. Наукові і практичні основи пошуків родовищ вуглеводнів у північно-західному шельфі Чорного моря / П. Ф. Гожик [та ін.] — Київ: вид. дім ЕКМО, 2007. — 232 с.
- Нафтогазоперспективні об'єкти України. Теоретичне і практичне обґрунтування пошуків нафти і газу в акваторіях України / П. Ф. Гожик [та ін.] — Київ: вид. дім ЕКМО, 2010. — 200 с.
- Новые возможности изучения особенностей геологического строения и оценки перспективности нефтегазоносных объектов на основе применения технологии интегральной интерпретации комплекса геолого-геофизических данных / А. П. Петровский [и др.] // Геоинформатика. — 2005. — № 3 — С. 24–26.
- Новые данные о разломно-блоковой структуре северо-западного шельфа Черного моря по данным аэрокосмогеологических исследований (в связи с нефтегазоносностью) / В. М. Перерва [та ін.] // Геол. журн. — 1994. — № 4–6. — С. 78–84.
- Підхід до інтеграції дистанційних та геолого-геофізичних даних на основі теорії свідчень Демпстера-Шейфера / М. О. Попов [та ін.] // Доповіді НАН України. — 2015. — № 4. — С. 94–98.
- Попов М. О. Классификация объектов на многоспектральных / гиперспектральных аэрокосмических изображениях на основе теории свидетельств Демпстера-Шейфера / М. О. Попов, М. В. Топольницький // Математичні машини і системи. — 2014. — № 1. — С. 58–69.
- Принципы геоинформационного обеспечения задач дистанционного поиска полезных ископаемых / М. А. Попов [и др.] // Ученые записки Таврического нац. ун-та им. В. И. Вернадского. — 2012. — Т. 25(64). — № 1. — С. 177–190.
- Седлорова О. В. Обґрунтування комплексної методики прогнозу нафтогазоперспективних об'єктів українського сектора Азовського моря з використанням даних дистанційного зондування Землі: автореф. дис. ... канд. геол. наук: 05.07.12 / Ольга Володимирівна Седлорова — Київ, 2008. — 20 с.
- Станкевич С. А. Інтеграція дистанційних та геолого-геофізичних просторових даних при пошуку вуглеводнів на морському шельфі / С. А. Станкевич, О. В. Седлорова // Геоинформатика. — 2007. — №3. — С. 77–81.

ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ИНТЕГРАЦИИ ДАННЫХ МНОГОСПЕКТРАЛЬНОЙ КОСМИЧЕСКОЙ СЪЕМКИ И ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ДАННЫХ ДЛЯ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ НЕФТЕГАЗОПЕРСПЕКТИВНЫХ ЗОН НА РЕГИОНАЛЬНОМ УРОВНЕ (НА ПРИМЕРЕ СЕВЕРО-ЗАПАДНОГО ШЕЛЬФА ЧЕРНОГО МОРЯ)

О. В. Седлерева

Проведен анализ и отбор критериев оценки нефтегазоносности шельфа для проведения интеграции геопрограммных данных. В результате интеграции данных многоспектральной космической съемки и геолого-геофизических данных получены карты пространственного распределения интегрального индикатора нефтегазоносности на региональном уровне для Северо-Западного шельфа Черного моря. Полученные данные дают представление о нефтегазоперспективных зонах, а также их приуроченности к зонам трансрегиональных, региональных, зональных разломов и зон разуплотнения осадочных пород.

Ключевые слова: интеграция данных, прогнозирования нефтегазоперспективных зон, геологические структуры

GEOLOGICAL INTERPRETATION OF THE DATA INTEGRATION MULTISPECTRAL SATELLITE IMAGERY AND GEOLOGICAL AND GEOPHYSICAL DATA FOR PREDICT OIL AND GAS ZONES AT THE REGIONAL LEVEL (IN THE EXAMPLE OF THE NORTH WEST SHELF OF THE BLACK SEA)

O. V. Sedlerova

The analysis and selection criteria for evaluating the offshore oil and gas potential for the integration of geospatial data carried out in the article. As a result, data integration multispectral satellite imagery and geological and geophysical data obtained maps of the spatial distribution of the integral indicator of oil and gas potential at the regional level for the North-Western Black Sea shelf. These data give an idea of the areas of oil and gas, as well as their affinity to trans-regional, regional faults and zones of decompression sedimentary rocks.

Keywords: data integration, forecasting oil and gas zones, geological structures