

2.16. Прогнозування нафтогазоносності у Чорному морі з використанням аерокосмічних методів

Висока вартість глибокого буріння при пошуках і розвідці нафтогазоперспективних об'єктів на морі обумовлює необхідність підвищення точності визначення їх положення. Вивчення обсягів вертикальної міграції нафти і газу має важливе значення для оцінки нафтогазоперспективності структур і може служити критерієм при виборі об'єктів для бурових робіт.

В результаті аналізу розподілу запасів в межах родовищ ВВ встановлено кореляційний зв'язок щільності запасів із зонами тектонічної напруженості і неотектонічної активності, зв'язок з їх вертикальною міграцією та стовбуватий характер покладів, а також обумовлених ними аномалій, за рахунок локального прояву міграції ВВ по зонах тектонічних порушень до дна і поверхні моря.

Активізація тектонічних рухів може посилювати міграцію з глибинних покладів ВВ по зонах підвищеної флюїдопровідності осадочних відкладів, зокрема, по глибинних розломах. Аерокосмічні методи дозволяють оперативно і з відносно з невеликими витратами виявляти прояви процесів міграції ВВ на поверхню моря у вигляді плівок нафти або аномалій пониження температури (АПТ) поверхні моря у теплі сезони року. На морі ці аномалії пов'язані з виверженнями газу з дна моря і спливанням бульбашок газу з дна до поверхні моря. В процесі спливання бульбашок газу відбувається захоплення ними холодних придонних вод, що і призводить до пониження температур води поверхневого шару моря у теплий сезон року.

При вирішенні складної проблеми прогнозування нафтогазоносності площ Чорного моря важливу роль має комплексне використання космічних знімків, отриманих різними КА. Умови використання аерокосмічних методів на морі відрізняються від умов суходолу за рахунок двох основних чинників. Першим є вплив товщі морської води, яка являє собою додатковий шар, що відділяє геолога від глибинних структур, а другим чинником є вплив динамічних гідрологічних процесів, які можуть зносити ВВ при їх спливанні у товщі морської води і на поверхні моря. Враховуючи періодичність пульсаційних процесів вертикальної міграції ВВ, для підвищення надійності прогнозування нафтогазоносності потрібно здійснювати супутниковий моніторинг морської поверхні.

2.16.1. Зміст супутникової технології прогнозування покладів нафти і газу на морі

Комплексне вивчення процесів міграції ВВ у Чорному морі базується на використанні гідроакустичного, сейсмоакустичного і аерокосмічних методів. В результаті досліджень встановлено, що процеси міграції ВВ в даному регіоні проявляються у вигляді

ореолів вторгнення флюїдів у придонні відклади (на глибинах до 20–30 м нижче дна моря), а також виділень газу і нафти з дна моря.

Прогноз покладів ВВ базується на супутниковому моніторингу поверхні моря у тепловому і радіохвильовому діапазонах, що дозволяє відбирати знімки з найкращими метеорологічними і гідродинамічними умовами під час зйомок.

У тепловому діапазоні виявляють аномалії пониження температур поверхні моря за рахунок виносу холодних придонних вод газами, які мігрують з глибинних покладів. За умов малих за обсягами виділень ВВ використовують накопичення супутникових зображень з врахуванням зносу ВВ течіями у товщі моря [255–257].

Прогноз покладів нафти оснований на виявленні сліків на радіохвильових зображеннях, що утворюються за рахунок плівок природної нафти на поверхні моря. Врахування зносу нафти у морській товщі проводять з врахуванням тривимірної моделі течій [255–257].

Технологія прогнозу ВВ на морі повинна включати такі основні етапи робіт:

- аналіз апріорної геолого-геофізичної інформації;
- аналіз метеорологічної і гідрологічної ситуації і відбір на цій основі супутникових зображень;
- обробка та і накопичення супутникових зображень, зареєстрованих у тепловому діапазоні з врахуванням зносу течіями у шарах морської товщі при спливанні ВВ;
- побудова інтегрованих карт геологічних структур і супутникових аномалій у тепловому діапазоні;
- виявлення сліків на радіохвильових зображеннях і винос їх на інтегровану карту геологічних структур і супутникових аномалій;
- комплексна інтерпретація супутникових аномалій з використанням результатів попередніх геолого-геофізичних робіт та прогноз положення покладів нафти і газу.

З метою визначення спектральних діапазонів хвиль для виявлення плівок природної нафти на поверхні моря за допомогою супутникових зйомок було проведено дослідження в районі гідрографічної платформи в районі смт. Кацівелі (Крим) та на моделях, для чого був використаний спекторрадіометр FieldSpec3FR [64,73]. За його допомогою вимірювались спектральні коефіцієнти відбиття плівок. З рис. 2.97 видно, що за рахунок відбиття сонячного випромінювання від поверхні моря з вилитим на неї бензином на графіку спектрального розподілу значень коефіцієнта відбиття плівки виділяється екстремум у діапазоні електромагнітних хвиль 1 380...1 420 нм.

Подібні дослідження було здійснено в умовах лабораторії по вимірам спектральних характеристик поверхні солоної води з вилитою на неї природною

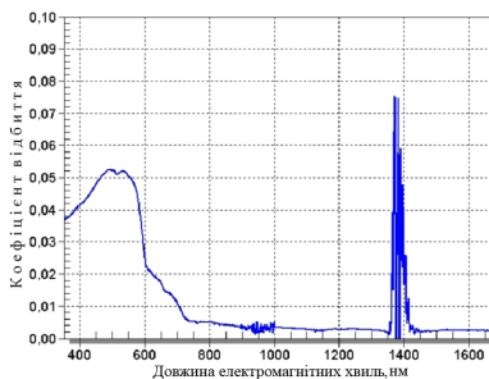


Рис. 2.97. Спектральний коефіцієнт відбиття сонячного випромінювання від поверхні моря з вилитим на неї бензином

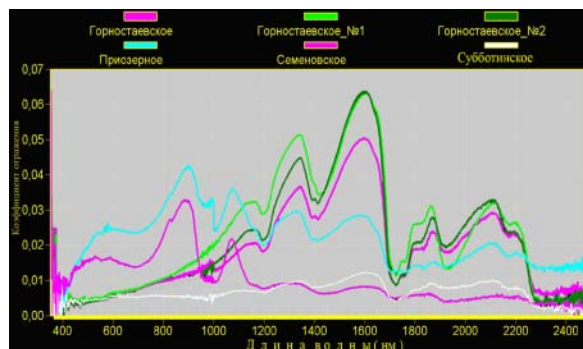


Рис. 2.98. Спектральні характеристики плівок нафти з родовищ Субботинське, Горностаївське-1, Горностаївське-2, Семенівське і Приозерне

нафтою. Зразки нафти для моделювання в лабораторних умовах були попередньо відібрані на морському родовищі (структура Субботіна) та на ряді нафтових родовищ Керченського півострова (Горностаївське, Приозерне, Семенівське та ін.).

При дослідженні впливу товщини плівки нафти й типу нафти на відбиття геометрія спостережень і освітлення зберігалася постійною. Товщина плівки нафти визначалася за даними вимірів діаметра сілкі і загального об'єму нафти в сілці. Для того, щоб одержати більш товсті плівки, використовувалась менша склянка. Значення спектрального коефіцієнту відбиття від плівок сиріої нафти отримані зі спектральною розрізненністю 1 нм у діапазоні довжин хвиль 350–2500 нм (рис. 2.98).

З рис. 2.98 видно, що графіки спектральних розподілів для різних плівок відрізняються між собою, що пов'язано із різною щільністю зразків нафти і різними розмірами плівок. Слід відзначити, що чітко виражені екстремуми спостерігаються на спектральних характеристиках зразків нафти, відібраних з родовищ Горностаївське і Горностаївське-1. Проведене моделювання показало, що найбільш доцільним для виявлення плівок нафти високої щільності за допомогою супутникових зйомок є спектральний діапазон від 1 200 до 1 650 нм*.

2.16.2. Особливості виділення метану з дна моря на Північно-Західному шельфі Чорного моря

У даному пункті наведено результати дослідження геологічної природи макропросочувань метану у північно-західній частині Чорного моря на основі співставлення їх положення відносно нафтогазоперспективних структур та аналізу сейсмічної інформації. Зв'язок положення ділянки макропросочувань метану з перетином двох глибинних розломів свідчить про глибинну природу метану. Аналіз рядів су-

путникових знімків після їх оброблення і аналізу свідчить про епізодичні прояви макропросочувань метану у вигляді аномалій на супутникових зображеннях.

Відомо [258–267], що макропросочування метану з дна моря є важливим пошуковим критерієм для виявлення скупчень ВВ. Локальні макропросочування метану (сипи) з дна моря виявлено в багатьох регіонах Світового океану і сьогодні можна стверджувати, що це явище носить глобальний характер.

У Чорному морі виділення метану виявлені за допомогою гідроакустичних методів у різних регіонах — у північно-західній його частині (біля берегів Болгарії та України), на південь від Кримського півострова (западина Сорокіна), у північно-східній частині Чорного моря, у південно-східній частині Чорного моря (континентальний схил його Кавказького узбережжя).

Макропросочування метану з дна моря. В останні десятиріччя у шельфових зонах і на континентальних окраїнах виявлено виділення бульбашок газу з дна моря у ряді регіонів Землі. Серед них, зокрема, басейн *Guayamas* (Merewether, 1985), Мексиканська затока (Macdonald, 2002), хребет *Blake* (Paull, 1995), континентальний схил Сахаліну в Охотському морі (Salyuk, 2002) [64, 73].

Значні обсяги досліджень по виділенням метану з дна моря виконані у Чорному морі. Серед цих досліджень слід відзначити роботи Інституту біології південних морів НАН України (В. М. Єгоров, Ю. Г. Артемов, С. Б. Гулін та ін.) [258–260], Відділення морської геології та осадового рудоутворення НАН України (Є. Ф. Шнюков та ін.) [261–263] та інших організацій НАН України. Системи акустичного зондування на частотах 12.5 і 18 кГц підтвердили корисність їх застосування для відображення потоків бульбашок газу при виявленні й вивченні місць виходу (Suess, 2001; Torres, 2002) потоків метану з дна моря.

Для виявлення макропросочувань за матеріалами

* Експериментальні спектрометричні дослідження С. С. Дугіна

супутникових знімків важливе значення має досягнення потоку бульбашок метану верхніх шарів морської товщі. На збереження потоку бульбашок газу при їх спливанні з дна до поверхні моря впливає ряд факторів.

Факели бульбашок газу утворюються на глибинах дна моря від 2 500 м і можуть іноді підніматися на висоту до 900 м від дна моря (Merewether, 1985). Мінімальна глибина моря, на якій зникають бульбашки газу, погано визначається. Відомо тільки, що в деяких випадках факели газу досягають поверхні моря. Вивчаючи зв'язок між розміром бульбашок газу і глибиною їх спливання, Merewether прийшов до висновку, що пухирці метану при спливанні у товщі моря захищені плівкою нафти або газогідрату метану. За результатами досліджень у Мексиканській затоці Macdonald показав, що покриття газогідрату відділяється, коли пухирці виходять із зони стабільності газогідратів, а покриття нафти захищає бульбашки газу від розкладання, поки вони не досягнуть поверхні моря.

Tryon (2002), Heesch and Collier (2002) встановили, що на інтенсивність виділень газу можуть впливати численні фактори. Зміни в інтенсивності виділень газу з дна моря можуть бути пояснені часовими змінами в газовому викиді в атмосферу, який іноді слабшає або навіть зникає при високому припливі (Torres, 2002).

Для оцінювання геологічної природи макропросочувань метану у даній роботі виконано співстав-

лення їх положення відносно нафтогазоперспективних геологічних структур у північно-західній частині Чорного моря, які вивчалися за допомогою різних геофізичних методів і даних глибокого буріння. Буде показано, що найбільша за розмірами і кількістю макропросочувань метану у північно-західній частині Чорного моря пов'язана з ділянкою перетину двох зон глибинних розломів.

Для більш детального аналізу геологічної природи макропросочувань використано карту нафтогазогеологічного районування Північно-Західного шельфу Чорного моря з позицій розломно-блокової тектоніки за [264] та результати детальних акустичних досліджень.

Геологічна природа просочувань метану в межах Північно-Західного шельфу Чорного моря. На рис. 2.99 наведено інтегровану карту нафтогазогеологічного районування Північно-Західного шельфу Чорного моря з позицій розломно-блокової тектоніки за [264] із доповненнями авторів даної роботи. На цій карті авторами роботи [264] в умовних позначеннях у лівому нижньому куті показано: червоним кольором відображені розломні зони (1), межі нафтогазоносних провінцій (НПП) (2), нафтогазоносних та перспективних районів (3), щільність потенційних ресурсів (тис. м³ на 1 км²): 20–30, 10–20, 5–10, <5 та малоперспективні підписана у межах відповідних районів. На карті наведено лінії ізобат (5), положення зон, перспективних для пошуків ВВ

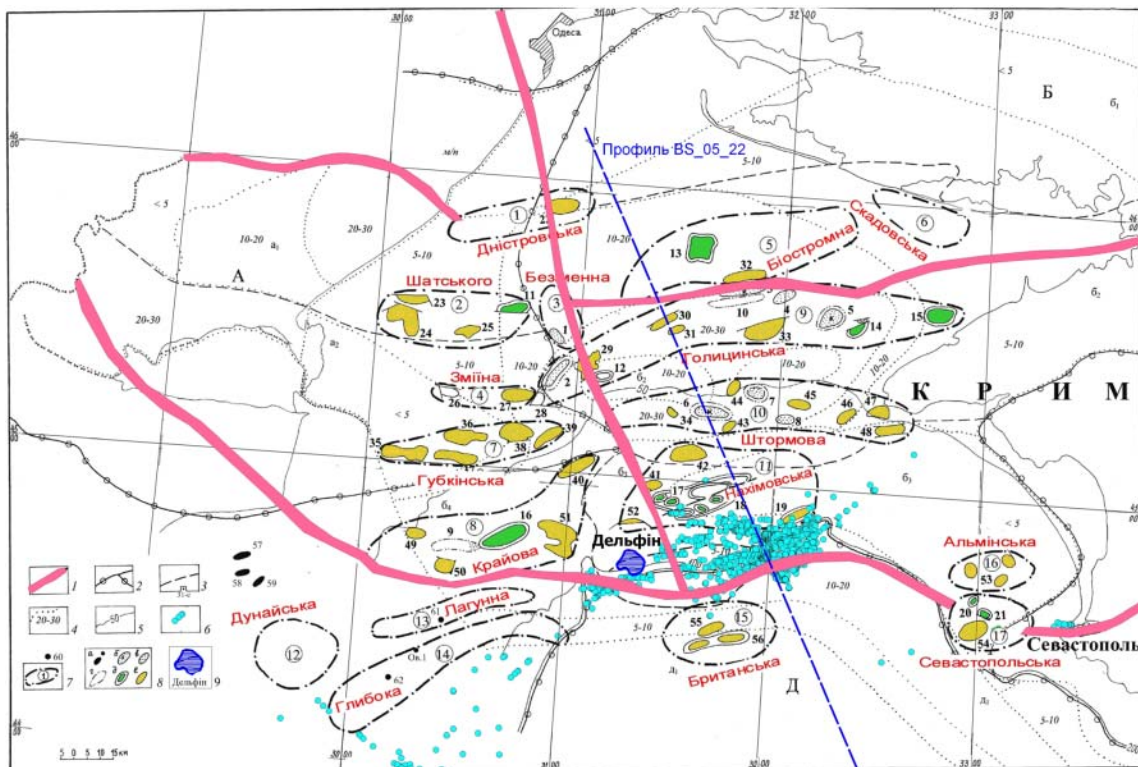


Рис. 2.99. Інтегрована карта нафтогазогеологічного районування Північно-Західного шельфу Чорного моря [268], положення макропросочувань метану за [267] та профіля BS 05-22 [269] з позицій розломно-блокової тектоніки за із доповненнями авторів даної роботи

(7), назви яких підписано червоним кольором, родовища:

а — вуглеводнів Румунії (57–62);

б — газоконденсатні родовища (3 — Голіцинське, 5 — Шмідтівське, 6 — Штормове);

в — газові родовища (1 — Безіменне, 2 — Одеське, 4 — Південно-Голіцинське, 7 — Архангельське, 8 — Кримське, 9 — Олімпійське);

г — об'єкти та родовища у бурінні (1 — Безіменне, 2 — Одеське, 5 — родовище Шмідта, 6 — Штормове, 7 — Архангельське, 9 — Олімпійська, 10 — структура Гордієвича);

д — об'єкти (структури), підготовлені до буріння (11 — Сундучна, 12 — Осетрова, 13 — Біостромна, 14 — Східношмідта, 15 — Міжводненська, 16 — Крайова, 17 — Нахімова, 18 — Корніловська, 19 — Каламітська, 20 — Форум, 21 — Вікторія). Назви цих структур підписані червоним кольором.

е — виявлені перспективні об'єкти (22 — Дністровська зона, 23 — Сейсмічна, 24 — Медуза, 25 — Шатського, 26 — Янтарна, 27 — Катран, 28 — Кутова, 29 — Рифтова, 30 — Бортова (Чарівна), 31 — Мирна, 32 — Північно-Голіцинська, 33 — Бортова, 34 — Понтійська, 35 — Губкінська, 36 — Губкінська Центральна, 37 — Губкінська Південна, 38 — Губкінська Східна, 39 — Н-58, 40 — Зональна, 41 — Альбатрос, 42 — Сельського, 43 — Дипломна, 44 — Миколаївська, 45 — Прибійна, 46 — Мартівське, 47 — Західнокрейдяна, 48 — Тарханкутська, 49 — Мушкетова, 50 — Непгун, 51 — Комсомольська, 52 — Н-53, 53 — Альмінська, 54 — Севастопольська, 55 — Британська-2, 56 — Британська-1). Контури виявлених перспективних об'єктів залито жовтим кольором.

На карту (рис. 2.99) авторами також винесено положення макропросочувань метану (б), положення сейсмічного профіля BS 05-22, відпрацьованого за проектом BS 05, і положення структури Дельфін. На рис. 2.100 наведено часовий і сейсмологічний розрізи по цьому профілю, а також умовні позначення для них у правому нижньому куті цього рисунку. У нижньому лівому куті рисунку чорним кольором також показано карту з положенням профіля BS 05-22.

З рис. 2.100 видно, що положення ділянки потужних макропросочувань метану з дна моря контролюється двома глибинними розломами. Один з них — Одеський субмеридіональний розлом, другий — субширотний глибинний розлом, обмежує розвиток ділянки виділень метану на південь. Видно, що ділянка макропросочувань метану знаходиться у перехідній зоні від шельфу до континентального схилу.

За прогнозом авторів роботи [267], Нахімовська зона (див. рис. 2.99), яку з заходу і з півдня обмежують глибинні розломи, має низьку щільність потенційних ресурсів (5–10). В межах цієї зони знаходиться ділянка макропросочувань. Низька перспективність Нахімовської зони підтвердилась за результатами буріння на структурі Дельфін, яка виявилася неперспективною. З сейсмічного розрізу,

представленого на рис. 2.100, видно, що до зони макропросочувань метану прилягає Каламітський вал, в межах якого спостерігається досить сітка глибинних розломів, які мають падіння з півночі на південь у бік зростання глибини моря. Ще один важливий факт — зменшена потужність осадової товщі, яка складена четвертинними, верхньоміоценовими, олігоценними (середньоміоценовими) відкладами.

У той же час в межах цієї зони знаходиться ділянка потужного макропросочування метану. Макропросочування метану на цій ділянці північно-західного шельфу Чорного моря виявлені за допомогою гідроакустичних методів під час експедиційних досліджень у 2004 році [267]. Ділянка макропросочувань знаходиться в перехідній зоні між шельфом і континентальним схилом в межах палеодельти Дніпра на глибинах моря 66–825 м.

У 2003–2004 роках були проведені детальні сейсмічні і детальні гідроакустичні дослідження водної товщі, для вивчення зв'язку між просторовим розподілом виділень метану, морфологією дна моря і глибинними структурами. Було виявлено 2 778 нових виділень метану на записах ехолотування на площі 1 540 км². У 2005 році А. Ю. Леїн виявив, що головним компонентом газу, що виділяється на цій ділянці з дна моря, є метан (до 80%), а обсяг потоку метану становить 212 л / м² за добу.

Можна погодитись з авторами роботи [267], що макропросочування метану на цій ділянці підживлюються з покладу газогідратів метану, який знаходиться у осадових відкладах під дном моря. На нашу думку, зв'язок ділянки макропросочування метану з перегином глибинних розломів свідчить про більшу вірогідність глибинного походження метану в цьому районі моря.

Прояви макропросочувань метану з дна моря на космічних знімках. При певних обсягах макропросочування метану з дна моря можуть проявлятися на космічних знімках у теплий сезон року у вигляді аномалій пониження температури (АПТ) поверхні моря і аномалій хмарності. Останні можуть утворюватися за рахунок виносу бульбашками газу придонних холодних вод до поверхневого шару моря. Цей процес, який називають газліфтингом [64], є передумовою для використання аерокосмічних методів для виявлення потужних виділень метану з дна моря. При виявленні АПТ найбільше використовувались матеріали архівних зйомок у тепловому діапазоні метеорологічного супутника NOAA.

Оброблення космічних знімків (географічна прив'язка, перегляд знімків, побудова спектральних профілів, візуалізація зображень тощо) виконувалось за допомогою прикладного програмного забезпечення (ENVI, ERDAS Imagine, MapInfo Professional та ін.). Програма MapInfo Professional використовувалась при винесенні контурів виявлених супутникових аномалій на геологічну, тектонічну чи іншу карту для визначення їх положення відносно відомих нафтогазоперспективних структур.

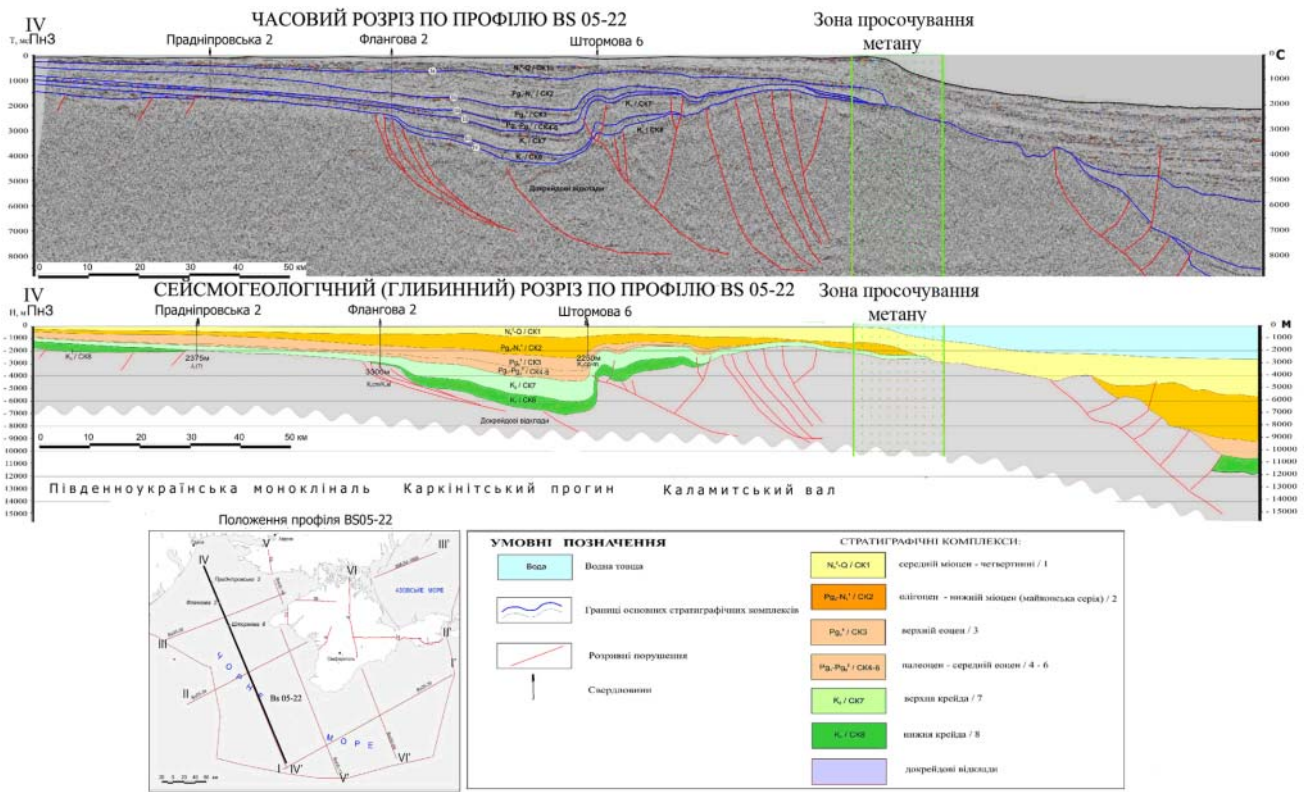


Рис. 2.100. Фрагменти часового і сейсмологічного розрізів по профілю BS05-22 [261], на яких показано положення зони макропросочувань метану

тур, розломів, покладів ВВ та інших геологічних об'єктів. На заключному етапі проводилась геологічна інтерпретація отриманих даних і встановлення положення АПТ відносно відомих нафтогазоперспективних структур.

Враховуючи ефект підвищення обсягів макропросочувань метану під час сейсмічної активності у регіоні, було проведено пошук супутникових знімків, починаючи з початку січня 2000 року. В цей період часу функціонували метеорологічні супутники AQUA і TERRA, на яких було встановлено сенсор MODIS. Було виявлено аномалію хмарності, зареєстровану сенсором MODIS 3 березня 2000 року о 9:20 (рис. 2.101). Координати центру цієї аномалії становлять 32° 11' сх. д. та 45° 25' пн. ш.

На рис. 2.101 чітко виділяється аномалія хмарності (показана у червоному квадраті), положення якої співпадає з ділянкою масових виділень метану, показаних на рис. 2.100. Виявлена аномалія має більш-менш чіткі контури та фіксується на більшості спектральних діапазонів. При винесенні контурів аномалії на геологічну карту з виділеннями метану з дна Чорного моря (рис. 2.99) видно, що переважна частина виділень розташована в межах зафіксованої аномалії в районі дельти палеорусла Дніпра.

На рис. 2.102 наведено результати оброблення знімку за допомогою програми ENVI. На рис. 2.102 А представлено зображення, зареєстроване у 5-му спектральному каналі: (ближній інфрачервоний діапазон),

довжина хвиль: 1 230...1 250 *нм*; просторове розрізнення 500.м. На фрагменті знімку у вікні А показано аномалію хмарності (виділено прямокутником), а графіки у вікнах Б, В і Г відображають кількісне співвідношення яскравості на ділянці аномалії та за її межами.

Аналіз часових рядів космічних знімків свідчить про те, що прояви макропросочувань метану з дна Чорного моря реєструються епізодично, що, очевидно, пов'язано із зміною температури придонного шару води за рахунок теплих течій, що призводить до порушення стабільності газогідратів, які залягають нижче дна моря, і викликає виверження метану у водну товщу [267]. Автори приділяють значну увагу аналізу впливу покладів газогідратів на розподіл макропросочувань метану у цьому районі Північно-Західного шельфу Чорного моря. Ці дослідження базуються на детальних сейсмічних і гідроакустичних даних, отриманих під час експедицій в травні-червні 2003 року і у 2004 році в межах проекту "Крим" [267]. Границя глибини для 99,5% виявлених макропросочувань метану збігається з фазовою межею чистого газогідрату метану на глибині води 725.м. Важливо також, що газогідрати відіграють роль покрівлі, яка перешкоджає значним обсягам вертикальної міграції метану у вигляді бульбашок газу з дна у морську товщу.

Наші дослідження по виявленню аномалій АПТ за допомогою знімків з КА NOAA, зареєстрованих на протязі 1999–2001 років у північно-західній частині

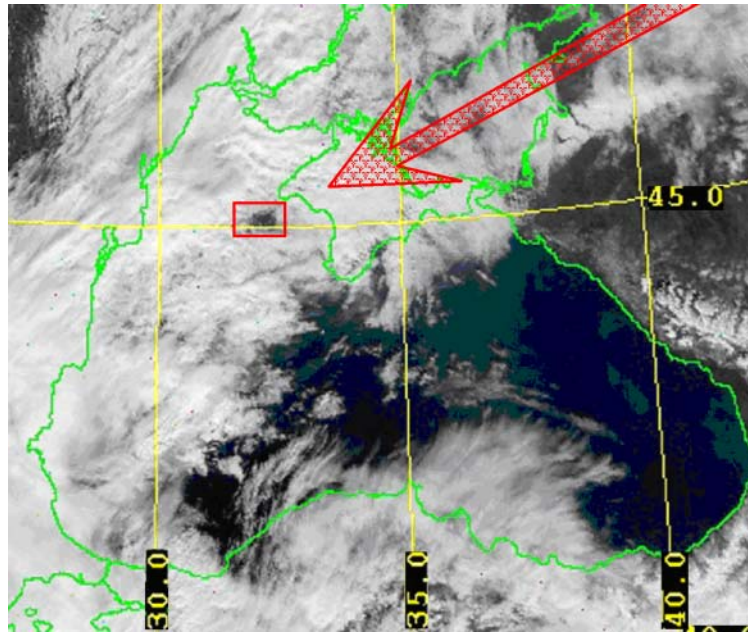


Рис. 2.101. Аномалія хмарності, виявлена за матеріалами супутникових зйомок сенсором MODIS над ділянкою макропросочувань метану на ділянці дельти Палеодніпра (зйомка 3 березня 2000 р. о 9:20)

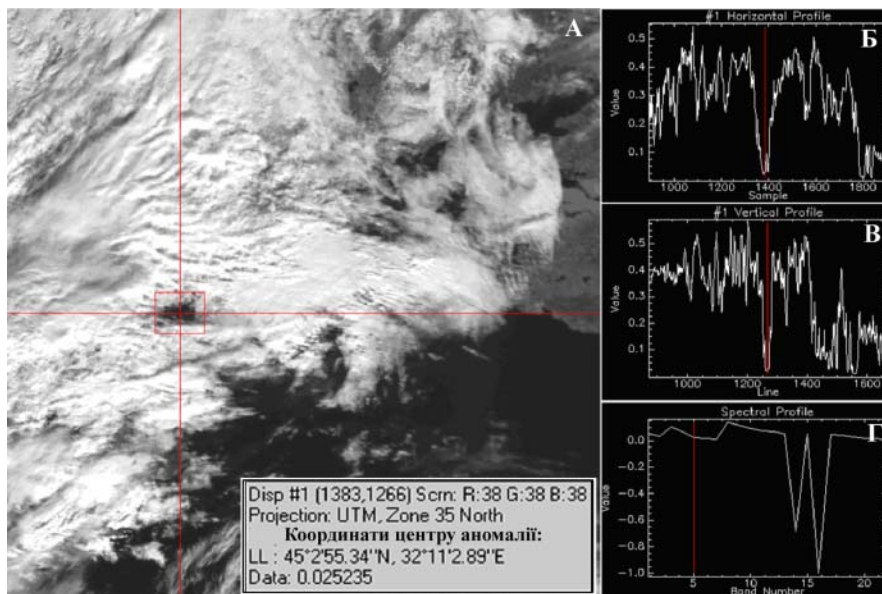


Рис. 2.102. Фрагмент космічного знімку, зареєстрованого сенсором MODIS (зйомка 3 березня 2000 р. о 9:20) з аномалією та графіками яскравості. А — фрагмент знімку з аномалією хмарності, Б, В і Г — графіки яскравості по горизонталі, вертикалі і по каналах відповідно

Чорного моря, дали такі результати [269–270]: найбільшу кількість АПТ виявлено за матеріалами супутникових зйомок NOAA протягом травня-серпня 1999 року у північно-західній частині Чорного моря у період найбільшої сейсмічної активності, яка спостерігалась в цей період часу в межах західної частини Північно-Анатолійського розлому (Туреччина). Виявлено та підраховано кількість АПТ поверхні моря, які пов'язані з підвищенням тектонічної активності, що стимулює збільшення обсягів вертикальної міграції вуглеводневих газів у осадовій товщі до дна моря, а потім їх спливання до поверхні моря.

Виконані дослідження дозволяють зробити висновки про те, що найбільш ефективно супутникові методи можна використовувати для виявлення виділень газу у періоди підвищення сейсмічної активності у регіоні. За допомогою аерокосмічних зйомок Землі можна виявляти не тільки виділення газу з дна моря, а і глибинні розломи, положення яких можна прогнозувати за лінійними аномаліями хмарності, що утворюються за рахунок виверження потужного теплового флюїдопотоків з глибинних шарів земної кори під час тектонічної активізації регіону перед сильними землетрусами.

2.16.3. Результати використання супутникових методів при нафтогазопошукових роботах у Чорному морі

Ранжування структур Північно-Західного шельфу Чорного моря за газоперспективністю за результатами накопичення теплових космічних знімків. Зважаючи на те, що об'єми витоків газу з дна моря і величини пов'язаних з ними аномалій АПТ поверхні моря звичайно невисокі, важливе значення має розробка методів підвищення ефективності виявлення цих аномалій за рахунок використання і спільного оброблення часових рядів космічних знімків. Аналіз можливостей застосування супутникових зображень для оцінки газоперспективності ділянок шельфових зон Чорного моря виконано за алгоритмом, який використовує апріорну інформацію про положення контурів структур, виявлених за даними сейсморозвідки (рис. 2.103). Для обчислення аномалій середнього пониження температур поверхні моря (в межах контурів структур) алгоритм використовує сукупність (ряд) зображень супутника NOAA, зареєстрованих у інфрачервоному діапазоні у теплий сезон року. Визначення усереднених аномалій АПТ виконувалось за знімками, зареєстрованими у літні місяці 2007 року.



Рис. 2.103. Положення контурів структур, виявлених сейсморозвідкою на Північно-Західному шельфі Чорного моря

Відомо, що після міграції з глибинних родовищ у осадовій товщі і просочувань ВВ з придонних відкладів у морську товщу вони спливають на поверхню моря. Для ранжування газоперспективності структур Північно-Західного шельфу проводилось обчислення середніх значень температури за часовими рядами знімків в межах контурів структур, координати яких відомі. На основі проведених в цьому регіоні нафтогазопошукових робіт встановлено, що більшість структур є газонасними.

На рис. 2.104 наведено графіки, які відображають результати накопичення значень температури поверхні моря в межах контурів структур (Безіменна, Одеська, Осетрова, Гамбурцева, Флангова,

Сельського, Штормова Голіцинська, Шмідта, Каркінська, Шельфова, Штілева і Центральна). При цьому обчислювались значення середніх понижень температур, за якими проводилось ранжування структур за газоперспективністю. При накопиченні було використано 39 знімків, зареєстрованих з початку червня по кінець серпня 2007 року.

У лівій верхній частині рис. 2.104 а зверху прямокутниками показано значення і знак аномалій середнього пониження температур поверхні моря в межах відповідних структур, назви яких підписані на прямокутниках, після накопичення всіх 39 знімків. Нижче на рис. 2.104 б прямокутниками показано значення і знак аномалій середнього пониження температур поверхні моря після накопичення 20 знімків. Колір прямокутників на рис. 2.104 а і 2.104 б відображають ранг, а їх висота — величину аномалії. У таблицях в правій верхній частині (рис. 2.104 г) наведено ранг газоперспективності структур після накопичення всіх 39 знімків (рис. 2.104 в) і після накопичення 20 знімків.

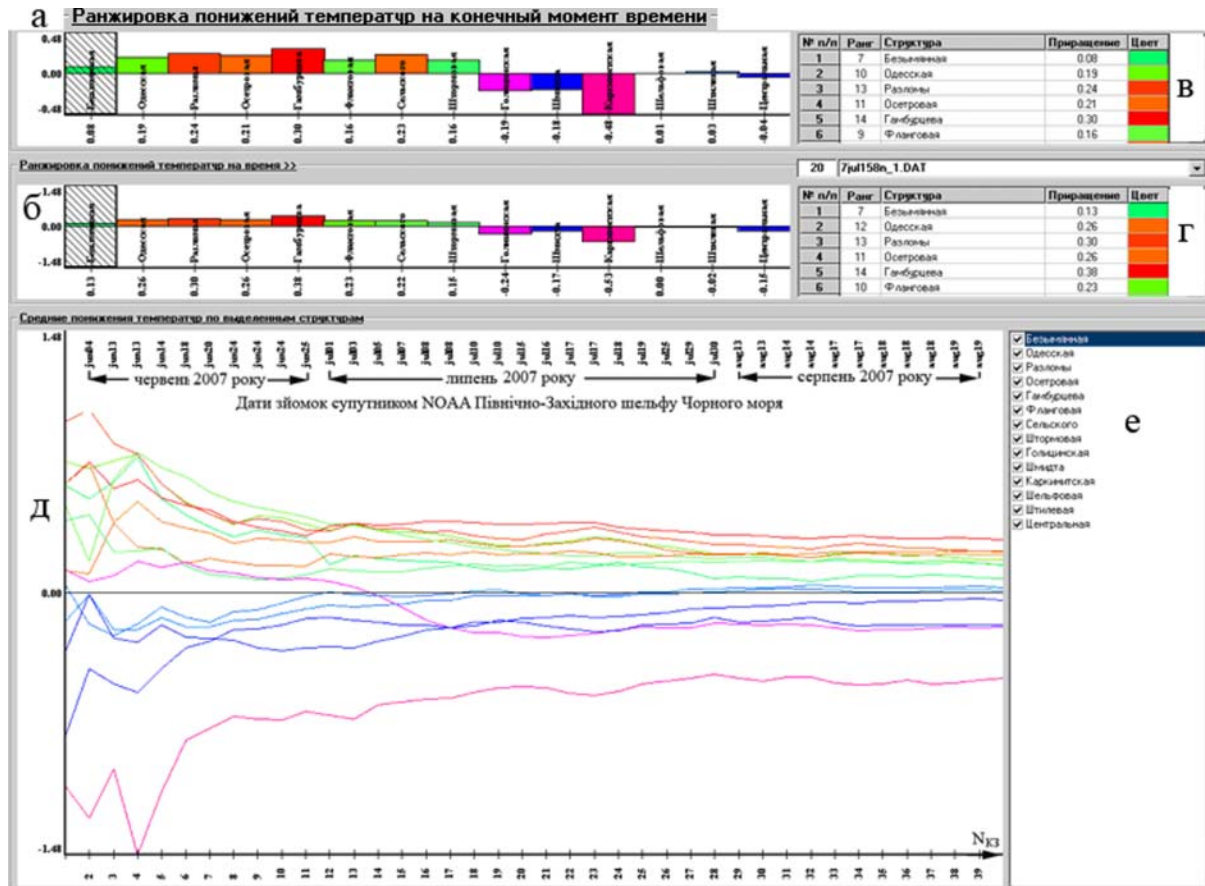
У нижній частині рисунку (2.104 д) наведено графіки зміни середнього пониження температур поверхні моря в межах наведених вище структур в процесі накопичення. Із цих графіків видно, що зі збільшенням числа оброблених зображень стабілізується рівень аномалії температури поверхні моря. На рис. 2.104 е наведено результати ранжування структур за газоперспективністю. Серед структур з високим рангом є структури, на яких відкрито родовища газу (Голіцинське та Штормове).

На рис. 2.105 показано контури структур, які залито кольорами залежно від значень аномалій середнього пониження температур поверхні моря за рядом зображень КА NOAA.

Структури 9 (Голіцинська) і 8 (Штормова) залито синім і фіолетовим кольорами, що свідчить про більш високу газоперспективність цих структур Північно-Західного шельфу, що підтверджено результатами буріння. Слід відзначити похибку у визначенні рангу Одеської структури, що свідчить або про вплив гідродинаміки, або про низьку проникність шарів, перекриваючих поклади газу, які відкрито тут. Для вияснення цього факту необхідно провести додаткові дослідження.

Прогнозування нафтогазоносності структур Керченського шельфу Чорного моря

Комплексування даних сейсморозвідки, електророзвідки, магніторозвідки й гравірознавства дозволяє виконати більш глибокий геологічний аналіз природи супутникових аномалій. В результаті використання супутникових методів для нафтогазопошукових досліджень на Керченському шельфі Чорного моря отримані аномалії за матеріалами зйомок у радіохвильовому і тепловому діапазонах. На рис. 2.106 наведена інтегрована карта аномалій, от-



2.104. Прогнозування нафтогазоносності у Чорному морі з використанням аерокосмічних методів

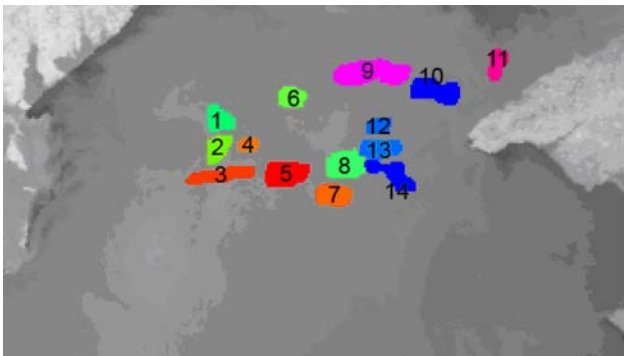


Рис. 2.105. Ранжування структур Північно-Західного шельфу за аномаліями середнього пониження температур поверхні моря. Кожному рівню аномалій відповідає свій колір

риманих за різними методами, які використовувались при прогнозуванні нафтогазоносності структур Керченського шельфу Чорного моря.

Аналіз положення супутникових теплових аномалій (показані синім кольором) на рис. 2.106 свідчить про те, що останні розташовані в північній, північно-західній і північно-східній, а також у південно-східній (розломна зона) частинах Керченського шельфу Чорного моря. Крім того, теплові аномалії виявлено в північно-східній час-

тині структури Абіха, що свідчить про наявність тут газових виділень із дна моря. З рис. 2.106 видно, що підвищена щільність плівок нафти виявлена на структурах Керченська, Суботіна і на північ від неї. Підвищена щільність плівок нафти може служити критерієм наявності на глибині покладів нафти.

На рис. 2.107 і 2.108 представлено більш детальні карти аномалій, отримані на структурах Суботіна і Абіха. На рис. 2.111 винесено аномалії геохімічних, геофізичних (зокрема, за методом електрофізичного прогнозу нафтогазоносності) а також супутникових методів, які були використані при нафтогазопшукових роботах на структурі Суботіна. На цьому рисунку на карту ізгогіпс структури Суботіна по відбиваючому горизонту II а (P3mk) винесено тектонічні порушення (скиди і підкидо-насуви), геохімічні та супутникові аномалії.

Показана на рис. 2.107 радіохвильова аномалія (її контур показано зеленим кольором) дозволила прогнозувати в районі структури Суботіна родовище нафти (за даними О. А. Кички). Результати глибокого буріння на структурі Суботіна свердловини № 403 підтвердили наявність родовища нафти.

Той же комплекс методів, що і на структурі Су-

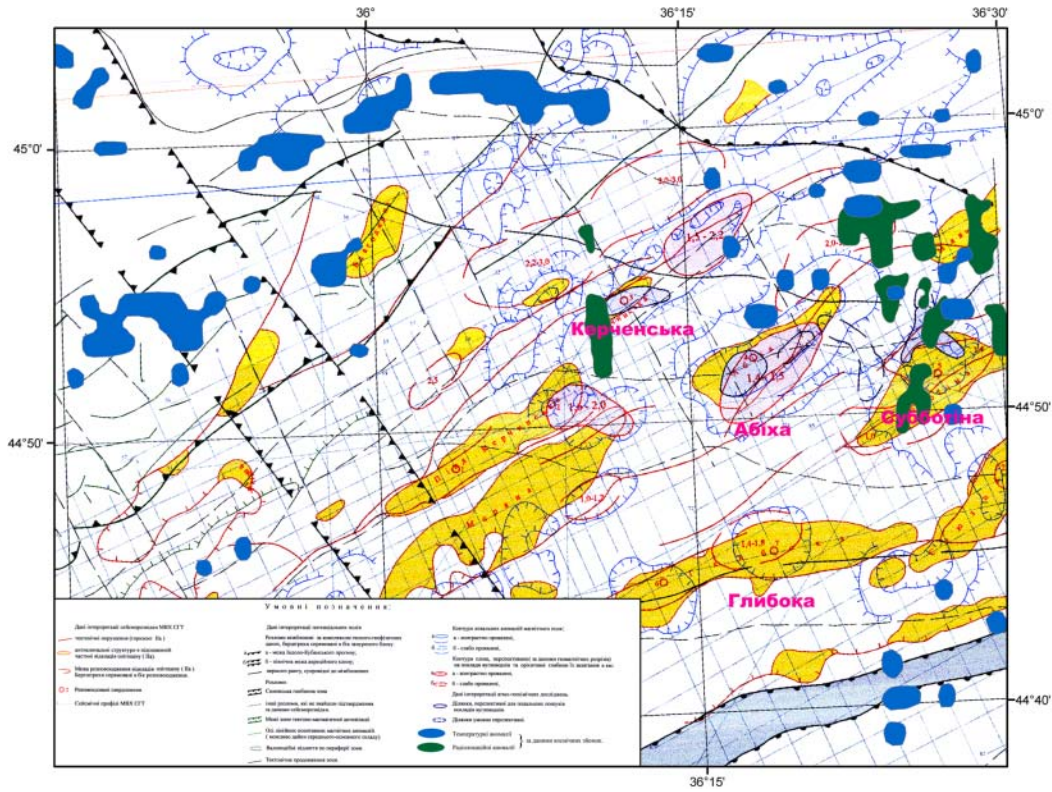


Рис. 2.106. Результати ранжування газоперспективності структур Північно-Західного шельфу за аномаліями середнього пониження температур поверхні моря

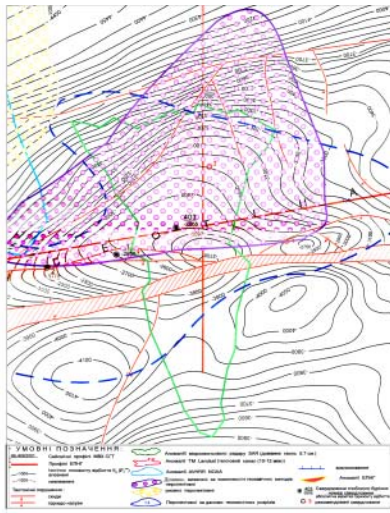


Рис. 2.107. Підтвердження радіохвильової аномалії (її контур показано зеленим кольором) за результатами буріння на структурі Суботіна свердловини № 403

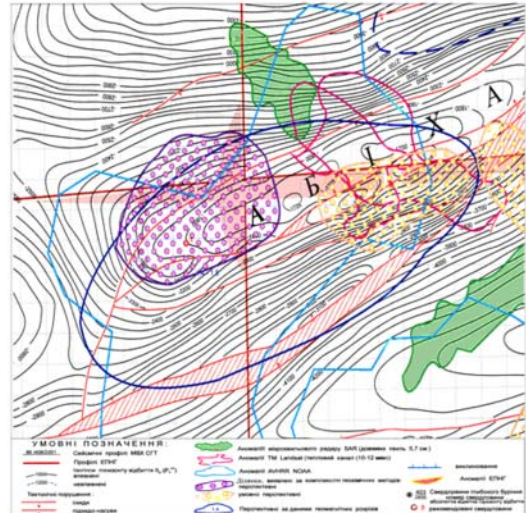


Рис. 2.108. Прогноз нафтогазоперспективності структури Абіха за комплексом методів

ботіна, був використаний при проведенні нафтогазопошукових досліджень на структурі Абіха. Результати цих досліджень наведено на інтегрованій карті рис. 2.108. З рисунку видно, що контури ряду аномалій (геохімічна, геомагнітна та супутникова у тепловому діапазоні) співпадають з антиклінальним підняттям на структурі Абіха. Дуже важливо те, що сліки природної нафти, що виявляються у радіохвильовому діапазоні, в межах цієї структури не виявлені. Зважаючи на те, що на

структурі Абіха виділена крупна аномалія АПТ, можна прогнозувати відкриття на ній родовища газу або газоконденсату.

Отримані результати свідчать про позитивні результати використання супутникових методів у тепловому і радіохвильовому діапазонах при пошуках покладів ВВ у шельфових зонах Чорного моря. Для підвищення ефективності цих робіт необхідно використовувати супутникові сенсори високого просторового розрізнення.

2.16.4. Виявлення розломних зон і каналів міграції вуглеводнів у Північно-Східній частині Чорного моря

Для побудови моделі розподілу родовищ нафти і газу у регіоні важливе значення мають виявлення каналів міграції ВВ з глибинних шарів до пасток і до дна моря. При цьому значну роль відіграють тектонічні розломи і пов'язані з ними зони розривних порушень. Діяльність регіональних розломів приводить до виникнення систем мікро- і макротріщин, що простежуються не тільки в щільних карбонатних і сульфатних породах, але й у теригенних піщано-глинистих породах. У деяких регіонах в межах приразломних зон відзначається збільшення проникності як карбонатних, так і теригенних порід. З наближенням до розривів збільшується число тріщин. Ширина зони впливу розломів залежить від масштабу тектонічного розриву: для локальних порушень вона становить не більше 60–70 м, а для регіональних — досягає 1.5 км і більше [255].

Стискуючі напруги приводять до погіршення колекторських властивостей порід. Спостерігається збільшення числа родовищ ВВ у міру наближення до розлому (максимум кількості родовищ спостерігається у прирозломній зоні шириною до 15–30 км) [268]. Іноді вздовж регіональних розломів збільшується діапазон нафтогазонасичення розрізу і на цих ділянках виявлено майже всі найбільші поклади нафти й газу. Звичайно, дрібні й середні за розмірами поклади тяжіють до бортових частин басейну. До приразломних структур тяжіють 64% нафтових, 61% газових і 81% газонафтових родовищ [268]. Однак деякі унікальні й великі родовища газу розташовані осторонь від великих розломів.

Вплив розломів залежно від часу прояву може бути конседиментаційним і постседиментаційним. У першому випадку цей вплив позначається на зміні літології й потужності покривки (аж до повного виклинювання). Післяседиментаційний вплив розломів на покривки позначається після формування останніх виражається в утворенні зон проникнення (перетікання) підземних вод і ВВ з одних колекторів в інші по вертикалі, що сприяє вертикальній міграції ВВ. Іноді розломи створюють наскрізні канали, які з'єднують колектори, що залягають під і над регіональними покривками. Іноді у зонах розломів відбувається різке поліпшення колекторських властивостей покривок за рахунок утворення мікро- і макротріщинуватості. З подібними зонами розломів зв'язані гідрологічні й гідрохімічні аномалії й відзначається збільшення вертикального діапазону нафтогазонасичення.

Зони перетікань часто знаходяться в областях розломів безперервного розвитку. Постседиментаційний вплив регіональних розломів на покривки може приводити до порушення їхньої герметичності й збільшення вертикального діапазону нафто-

газонасичення. Діяльність розломів переривчастого розвитку може приводити до повного або часткового руйнування покладів нафти й газу.

На рис. 2.109 наведено карту геологічних структур північно-східної частини Чорного моря, а також положення регіональних сейсмічних профілів, які були використані для виявлення каналів міграції ВВ. Простеження шляхів міграції ВВ має важливе значення для виявлення родовищ нафти і газу в інтервалах геологічного розрізу з пастками ВВ. При виявленні каналів міграції ВВ у північно-східній частині Чорного моря авторами були проаналізовані часові розрізи по 10 регіональним сейсмічним профілям, відпрацьованим за проектом BS05 на замовлення НАК “Нафтогаз України” [271]. Положення цих профілів показано лініями синього кольору на карті фонду структур цього регіону (див. рис. 2.109). На цій карті на початку і в кінці лінії кожного профіля підписано їх номери.

Виділення каналів міграції вуглеводнів за часовими сейсмічними розрізами

На рис. 2.110–2.113 представлено по два часових розрізи, обчислених по регіональним сейсмічним профілям. У ряді точок винесено шкали, які дозволяють визначати глибину дна моря.

Слід відзначити досить високу якість часових сейсмічних розрізів, на яких на значну глибину чітко виділяються і простежуються відбиваючі горизонти, різні геологічні структури, в тому числі глибинні розломи, вздовж яких відбувається міграція ВВ.

За часовими розрізами виявлено різні геологічні структури, серед яких грязьові діапіри, антиклінальні структури, аномалії АТП, зони розломів, з якими пов'язані канали міграції ВВ. Положення виявлених АТП і каналів міграції винесено на лінії профілів, представлених на карті рис. 2.113. У верхній частині всіх часових розрізів з інтервалом 80 вказано номери пікетів, що при інтервалі між пікетами 12.5 м відповідає 1 000 м.

Аналіз часових розрізів по сейсмічних профілях bs05-01 і bs05-02

На рис. 2.110 наведено часові розрізи сейсмічних профілів bs05-01 і bs05-02, перший з яких було відпрацьовано з півночі на південь, другий — з півдня на північ. Для кращого співставлення часових розрізів по профілям bs05-01 і bs05-02 останній було обернено на 180 градусів. У лівій частині часового розрізу профіля bs05-01 на пікетах 2 883–4 003 чітко виділяється зона тектонічного стискання і розриву шарів геологічного розрізу всього осадового комплексу аж до фундаменту, по якому чітко виділяється Північно-Чорноморське підняття.

Ця зона стискання є сприятливою для струмінної міграції ВВ з глибинних шарів осадової товщі, в яких відбувається генерація нафти і газу. В інтервалі пікетів 4 560–6 200 також виділяються канали мі-

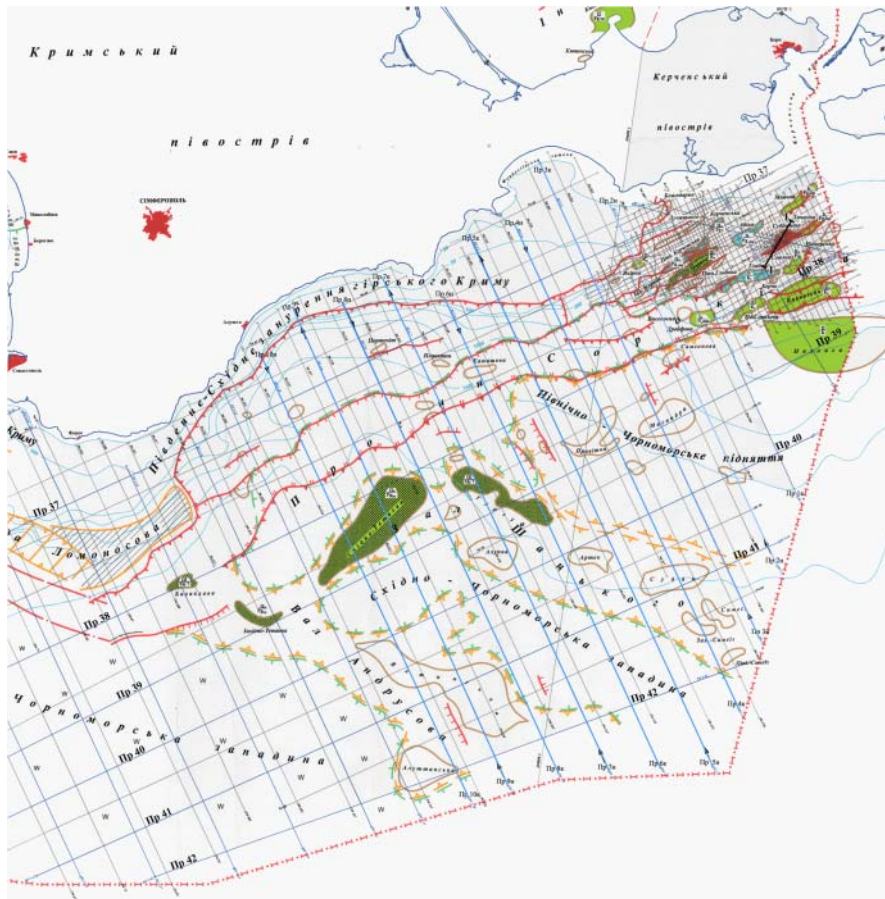


Рис. 2.109. Карта геологічних структур північно-східної частини Чорного моря і регіональних сейсмічних профілів, відпрацьованих на замовлення НАК «Нафтогаз України» [271]

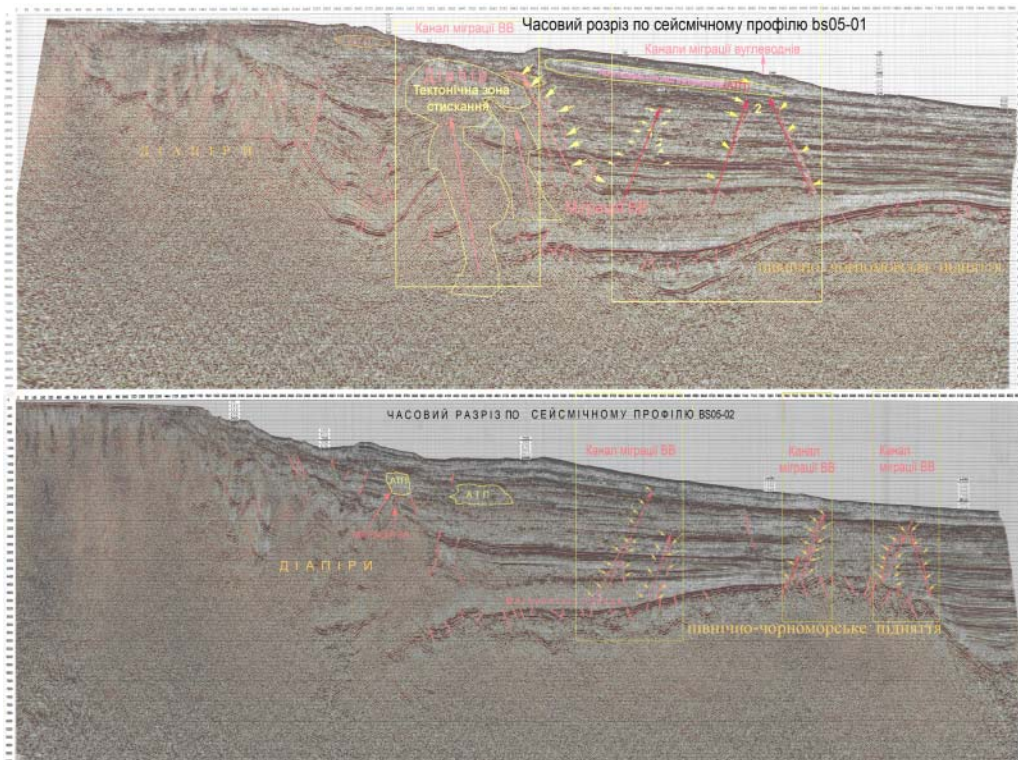


Рис. 2.110. Канали міграції ВВ по зонах розломів на часових розрізах по сейсмічних профілях bs05-01 і bs05-2

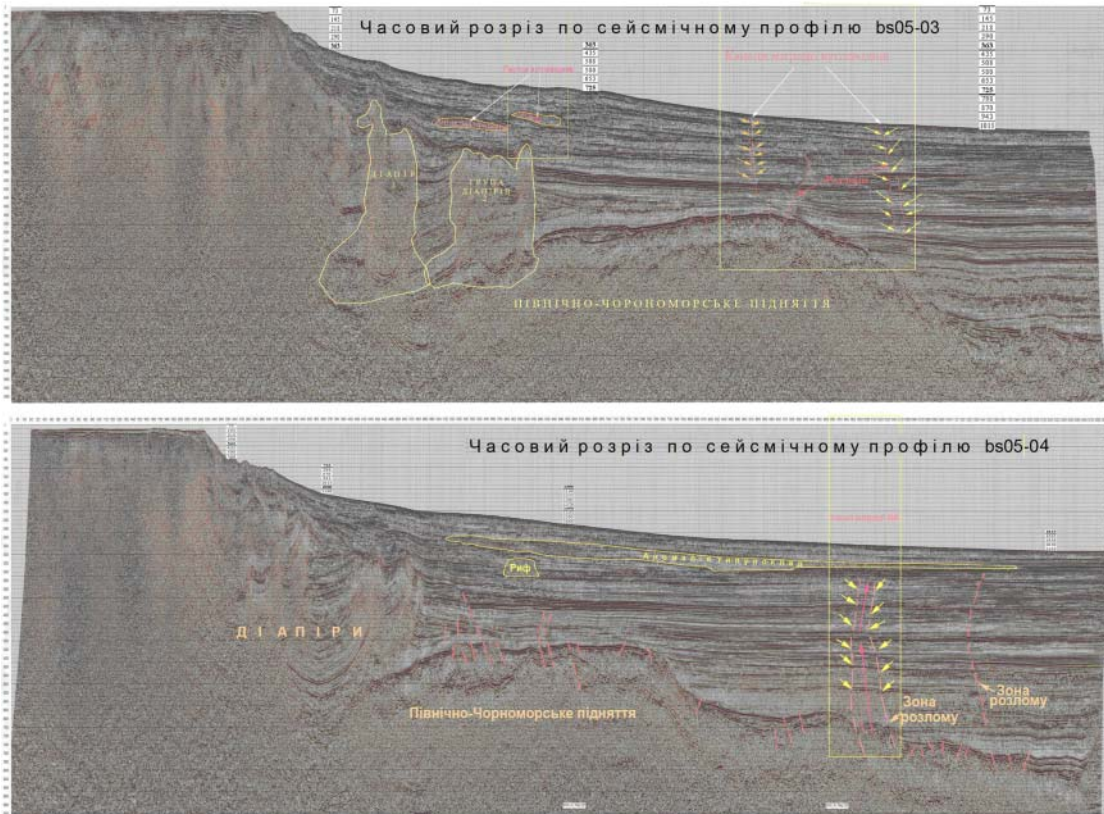


Рис. 2.111. Канали міграції ВВ по зонах розломів, виділені на часових розрізах по сейсмічним профілям bs05-03 і bs05-4

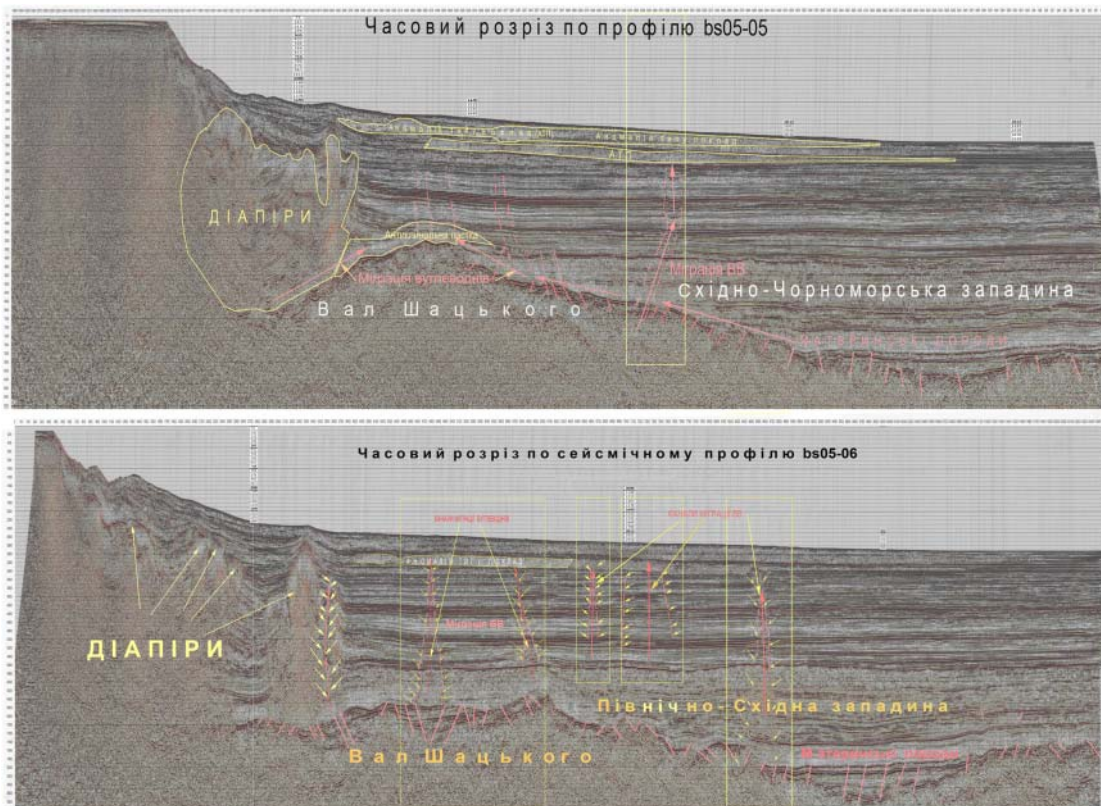


Рис. 2.112. Канали міграції ВВ по зонах розломів на часових розрізах сейсмічних профілів bs05-05 і bs05-6

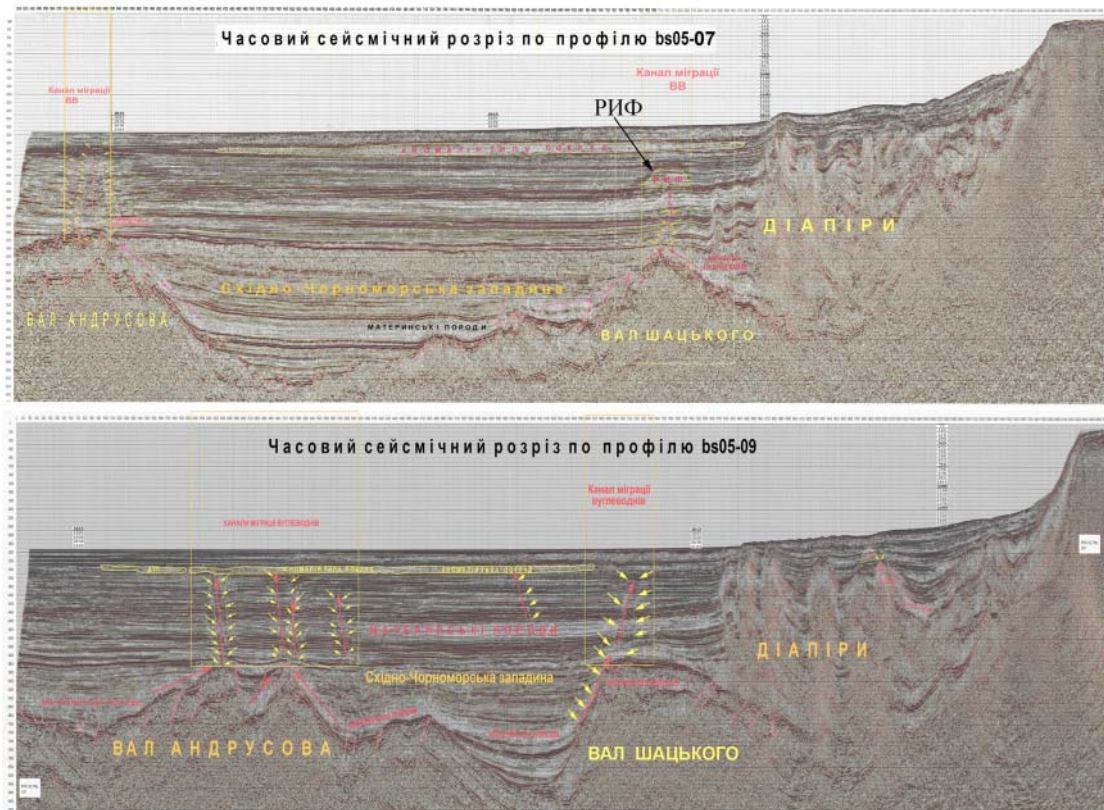


Рис. 2.113. Канали міграції ВВ по зонах розломів і аномалії типу поклад на часових розрізах сейсмічних профілів bs05-07 і bs05-9

грації ВВ, через які підживлюються газоперспективні об'єкти, що проявляються у вигляді аномалій АТП, одна з яких виділена жовтим кольором. В межах цього цього каналу міграції ВВ в околиці пікетів 5680–5840 на дні моря спостерігається віспина (*rockmark*), яка пов'язана з міграцією ВВ по двох розломах, які перетинають дно моря. Виходячи з того, що відстань між пікетами становить 12,5 м, діаметр цієї віспини становить приблизно 2 000 м.

У нижній частині рис. 2.110 наведено часовий розріз по профілю bs05-02, на якому також виявлено грязьові діапіри, розломні зони, що слугують каналами міграції ВВ. Особливо інтенсивна міграція ВВ спостерігається в інтервалі пікетів 7800–8640. В цій частині профіля спостерігається значна порушеність порід кристалічного фундаменту Північно-Чорноморського підняття, що свідчить про значні обсяги генерації ВВ у відкладах крейдового та більш древнього віку.

Аналіз часових розрізів по сейсмічних профілях bs05-03 і bs05-04

На рис. 2.111 наведено часові розрізи по профілях bs05-03 і bs05-04. З часового розрізу профіля bs05-03 видно, що у глибоководній частині (глибина моря складає близько 1 900 м) на пікетах профіля 900–2300 у південній частині валу Північно-Чорноморського підняття спостерігається зона тектонічних деформацій, вздовж якої очевидно

відбувається струмінєва міграція ВВ з глибинних шарів земної кори.

Поблизу від цієї зони на часовому розрізі за критерієм підвищеної освітленості (пониження кореляції і послаблення амплітуд відбиваючих горизонтів) виділяється аномалія АТП. У лівій частині часового розрізу профіля bs05-03 над діапірами виявлено дві пастки ВВ, які можуть бути продуктивними, зважаючи на значний потік вертикальної міграції ВВ, який спостерігається у північно-східній частині Чорного моря.

У нижній частині рис. 2.111 представлено часовий розріз по профілю bs05-04, на якому також виділяються зони розломів, з якими пов'язані канали міграції ВВ. У верхній частині розрізу виділяється аномалія АТП, а також риф.

Найбільш глибокі відбиваючі горизонти на сейсмічному розрізі відображають значну кількість розривних порушень у геологічному розрізі відкладів крейдового віку, що свідчить про можливість вертикальної міграції геофлюїдів з глибинних шарів земної кори.

Аналіз часових розрізів по сейсмічних профілях bs05-05 і bs05-06

На рис. 2.112 наведено часові розрізи по профілях bs05-05 і bs05-06. У верхній частині часових розрізів по цим профілям спостерігаються аномалії типу поклад, а у нижній частині розрізів — розломні зони, з якими пов'язуються канали міграції ВВ.

На профілях bs05-05 і bs05-06 у нижній частині геологічного розрізу, яка відповідає відкладам крейдового періоду, спостерігається їх висока порушеність на валі Шацького і у Північно-східній западині. Особливо значна кількість розломів (7) і пов'язаних з ними каналів міграції ВВ спостерігається на часовому розрізі профіля bs 05-05. Всі ці канали міграції ВВ автори пов'язують із значною порушеністю геологічного розрізу порід крейдового віку.

Аналіз часових розрізів по сейсмічних профілях bs05-07 і bs05-09, виявлення нафтогазоперспективного карбонатного рифу

Аналіз місць положення розломних зон і пов'язаних з ними каналів міграції на часових розрізах профілів bs05-07 і bs05-09 свідчить про те, що вони приурочені до крупних позитивних структур (валів). Про це свідчить, наприклад, дуже потужна міграція ВВ, яка спостерігається в інтервалі пікетів 2800–3300 профіля bs05-07 над валом Андрусова. У північній частині профіля bs05-07 в районі валу Шацького в інтервалі пікетів 7400–8100 в інтервалі часу 3 600–4 400 мс авторами даної роботи виявлено крупний риф, потужність якого при швидкості сейсмічних хвиль у рифових карбонатах 4 000 м/с становить приблизно 1 600 м. Зважаючи на потужну вертикальну міграцію ВВ з валу Шацького до цього рифу, яка чітко проявляється на сейсмічному розрізі профіля bs05-07, цей об'єкт становить значний інтерес з точки зору виявлення родовища нафти і газу. Значно менший за розмірами риф вияв-

лено над діапірами у північній частині профіля bs05-09. Три канали міграції ВВ спостерігаються над валом Андрусова в інтервалі пікетів 2000–4000 цього профіля.

Аналіз часових розрізів по сейсмічних профілях bs05-08 і bs05-10. У верхній частині геологічного розрізу профілів bs05-08 і bs05-10 (рис. 2.114) під дном моря спостерігаються аномалії АТП. Як і на інших часових розрізах, розломні зони і пов'язані з ними канали міграції спостерігаються над валами Шацького і Андрусова.

На рис. 2.115 представлено фрагмент часового розрізу субширотного профіля bs 05-39. З рисунку видно, що розломи і 4 потужні ділянки каналів вертикальної міграції ВВ виділяються на цьому часовому розрізі більш чітко за рахунок більш крупного масштабу.

На рис. 2.116 наведено інтегровану карту, на яку винесено положення геологічних структур, супутникових аномалій температури поверхні моря, аномалій АТП, рифів та каналів міграції ВВ, виявлених за часовими розрізами регіональних сейсмічних профілів bs05-01— bs05-0, відпрацьованих у північно-східній частині Чорного моря.

На рис. 2.117 представлено фрагмент часового розрізу по сейсмічному профілю bs 05-39, на якому чітко виділяються і простежуються 4 канали міграції ВВ. На трьох з них 1, 3 і 4 міграція ВВ простежується аж до поверхні моря і тільки на каналі 2 міграція не простежується вище відбиваючого горизонту І р. Це свідчить про те, що тільки на ділянці каналу 2 не руйнується поклад ВВ. В цьому інтервалі автори прогно-

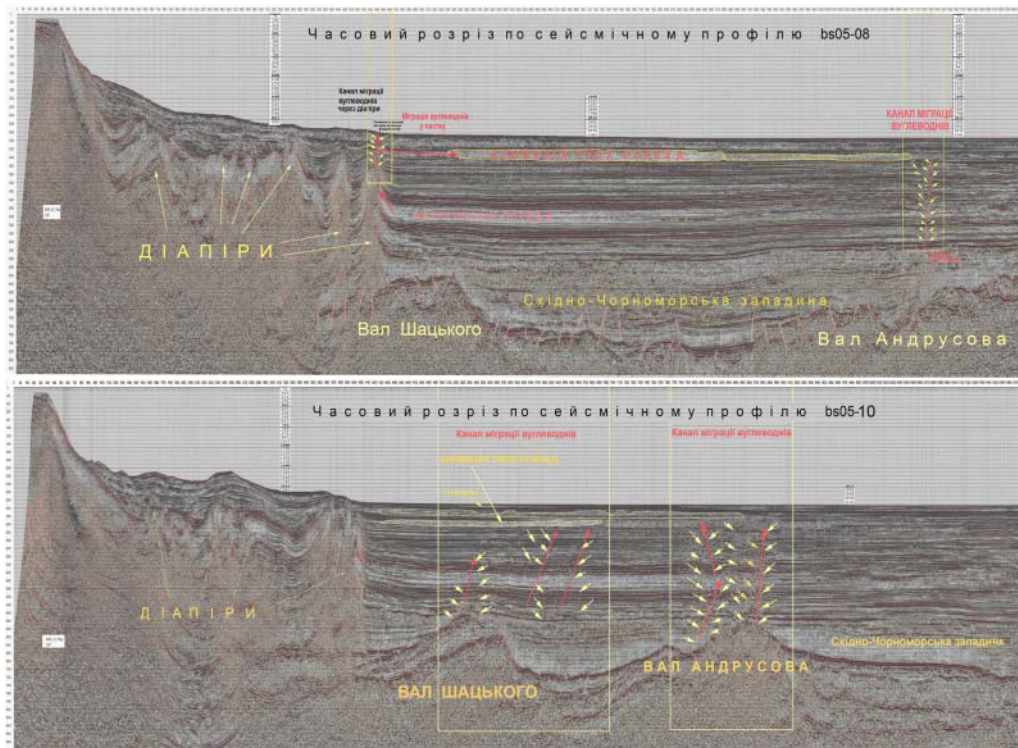


Рис. 2.114. Канали струменевої міграції ВВ по зонах розломів на часових розрізах сейсмічних профілів bs05-08 і bs05-10

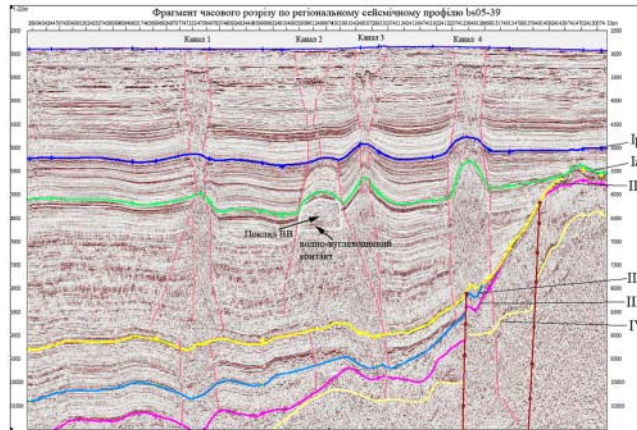


Рис. 2.115. Канали міграції ВВ, виявлених за часовим розрізом субширотного сейсмічного профіля bs05-39. Північно-східна частина Чорного моря

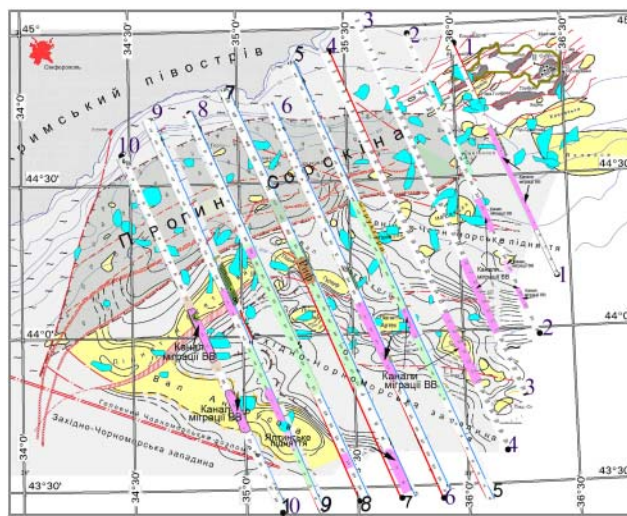


Рис. 2.116. Карта аномалій температури поверхні моря, виявлених за супутниковими зйомками, з виесним рифом, аномаліями АТП і каналами міграції ВВ. Північно-східна частина Чорного моря

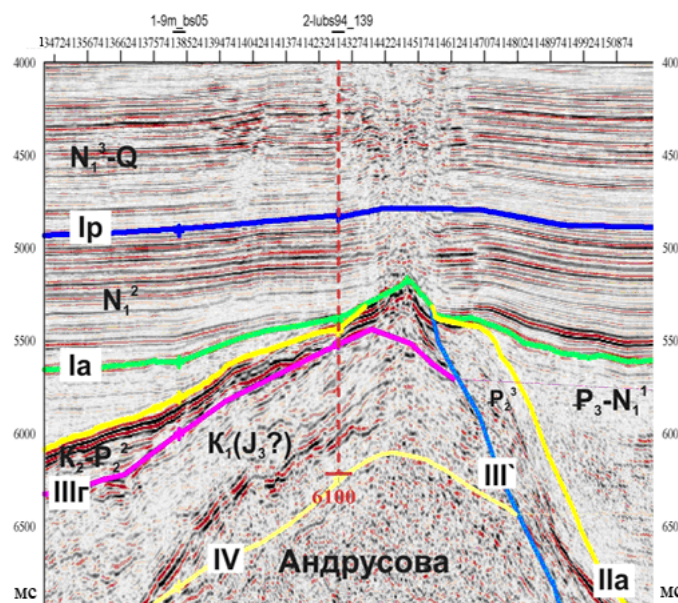


Рис. 2.117. Фрагмент часового розрізу профіля bs05-41, який перетинає Ялтинське підняття [271]

зують поклад ВВ (показано стрілкою). Крім того, на нижній границі покладу виділяється водо-вуглеводневий контакт, який також показано на рис. 2.115 стрілкою. Наявність цього контакту підтверджує наявність покладу.

На карті (див. рис. 2.116) супутникові аномалії пониження температур поверхні моря винесено синім кольором. Аномалії АТП, які спостерігаються у верхній частині розрізу, показано зеленим кольором, риф — коричневим кольором, а ділянки каналів міграції ВВ — рожевим кольором. З рис. 2.115 видно, що кількість виявлених супутникових аномалій АТП в межах западини Сорокіна значно перевищує їх кількість у інших частинах Північно-східної частини Чорного моря. Це може бути пов'язано з неотектонічною активністю цієї частини моря, яка пов'язана з рухом діапїрів, що приводить до підвищення процесів міграції ВВ. На валу Шацького аномалії АТП поверхні моря виявлені на ділянках локальних структур Гурзуф і Артек. На структурі Артек з трьох аномалій дві крупні за розмірами виявлені в її південно-східній частині. Супутникові аномалії пониження температури моря виявлені також на структурах Масандра і Привітна, які знаходяться в межах Північно-Чорноморського підняття. Окремо слід відзначити чотири аномалії температури поверхні моря, які зареєстровані у західній частині структури Палласа, яка знаходиться в межах економічної зони України. Положення супутникових аномалій пониження температури поверхні моря на рис. 2.116 демонструє тяжіння до крупних структур і каналів міграції ВВ.

В результаті проведених досліджень можна зробити висновок про те, що значна більшість виявлених в цій частині Чорного моря супутникових аномалій знаходиться в межах таких регіональних структур, як вал Андрусова (зокрема, Ялтинська структура), вал Шацького (структури Гурзуф, Артек і Алушка), Північно-Чорноморське підняття (структури Привітна і Масандра) та підняття Тетяєва.

На рис. 2.117 наведено фрагмент часового розрізу по профілю bs 05-41, що перетинає Ялтинське підняття на валу Андрусова. У звіті ДП «Науканафтогаз» [271] дана рекомендація на буріння на цій структурі пошуково-розвідувальної свердловини глибиною 6100 м. На наш погляд, буріння на цій структурі недоцільно тому, що над нею спостерігається потужна міграція ВВ, яка призводить до руйнування покладу.

На основі вище наведеного можна зробити висновки про те, що комплексування сейсмічних і супутникових даних дозволило отримати додаткову інформацію про напрямки і обсяги міграції ВВ у регіоні. Одним з критеріїв оцінки нафтогазоперспективності об'єкту є наявність пастки на шляху каналу міграції ВВ. Нажаль, рідка сітка регіональних профілів не дає можливості оконтурити найбільш перспективні об'єкти ділянки, на яких необхідно проводити детальні пошукові роботи.

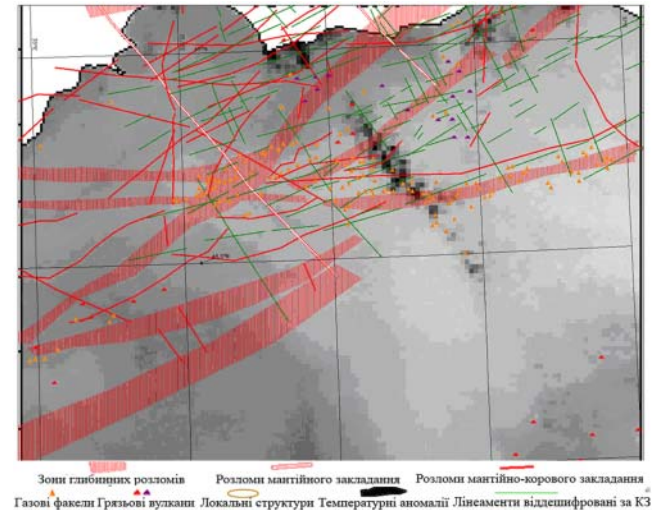


Рис. 2.118. Співставлення космічного знімку AVHR за 5 вересня 2001 року з “Зведеною структурно-тектонічною картою Прикерченського шельфу” та динамопарою систем лінементів 345–750 (за даними А. І. Воробйова і О. О. Янцевича)

2.16.5. Відображення розломних зон Керченського шельфу на космічних знімках NOAA

За останні десятиріччя виявлені й описані великі поклади газогідратів, глибоководні грязьові вулкани [262] і струминні метанові газовиділення [260]. З моменту виявлення полів метанових газовиділень в українському і болгарському секторах Чорного моря інтерес до цієї проблеми був виявлений у зв'язку з необхідністю вивчення їх приуроченості до порід, що підстилають, геологічним розломам та родовищам ВВ.

Дослідження газового розвантаження у моря Світового океану показали, що струминні газовиділення із дна Чорного моря можуть бути класифіковані як холодні сіпи. Поля струминних газовиділень у Чорному морі розташовані, в основному, на кромці шельфу й материковому схилі Чорного моря, у палеорусласх річок Дніпро, Дунай, Дон і в пригирлових районах ряду річок Кавказу та підводних каньйонах. Ці дослідження дозволили встановити, що у літню пору, при великих градієнтах сезонного термокліма, зареєстровано зниження температури в шарі над сипом на 0,6°C. Поперечні розміри ділянок газового розвантаження часто досягають 300 і більше метрів [260].

Детальними сейсмоакустичними, гідроакустичними дослідженнями й прямими спостереженнями з підводних апаратів було встановлено, що численні виходи окремих газових сіпів, факелів і їх груп тяжіють до розломних зон — ділянок тектонічного розривоутворення, дроблення й змінання порід. На ряді ділянок дна утворюються так звані газові «болота» різного розміру й форми. Часто поряд з газовими факелами спостерігаються грязьові вулкани.

Геоморфологія материкового схилу в районі досліджень ускладнюється терасами (ступами) схилу, а також каньйонами, хребтами, долинами й терасами долин. Виділення газу спостерігаються переважно на перегінах поверхні дна і пов'язані як з позитивними формами — підводні сопки, хребти, уступи, так і з негативними — каньйони, палеодолини, лощини, провалля [267].

З метою аналізу відображення геолого-тектонічних структур Прикерченського шельфу на космічних знімках супутника NOAA, зареєстрованих у тепловому діапазоні, були виконані такі види робіт: прив'язка космічних знімків, прив'язка та векторизація геологічних, тектонічних та геофізичних карт, створення геолого-тектонічної векторної основи досліджуваної території. Для аналізу були відібрані безхмарні знімки супутника NOAA, які були зареєстровані в період сейсмічної активізації Азово-Чорноморського регіону у 2001–2002 роках.

Прив'язка, дешифрування та оброблення космознімків виконувались з використанням програмного пакету ERDAS Imagine. Прив'язка та векторизація різних карт виконувались також у середовищі ГІС MapInfo Professional. Створювані бази даних можуть бути об'єктами запитів і вибірок за певними критеріями. Зібрані та систематизовані при структурно-тектонічних дослідженнях матеріали узагальнювались за допомогою MapInfo, що дозволяє співставляти та узгоджувати карти різні за змістом, масштабом та рівнем інформативності.

Таким чином, була створена “Зведена структурно-тектонічна карта Прикерченського шельфу”, в основу якої лягли: “Карта фонду нафтогазоперспективних структур акваторії Азовського та Чорного моря”, автори — З. Я. Войцицький, В. В. Топлюк та ін., 2013 р., а також “Карта-схема техногенного навантаження на геологічне середовище північно-східної частини Чорного моря і Азовського моря”, автори О. Д. Степаняк і Є. Г. Тихоненкова, 2005 р.

У результаті співставлення структурно-тектонічної інформації зі знімків супутника NOAA було отримано ряд результатів, які, зокрема, представлено на рис. 2.118. На знімку, зареєстрованому 5 вересня 2001 року, чітко виділяється протяжна вузька температурна аномалія північно-західного простягання. З цією аномалією співпадає лінеамент динамопарі систем 345–750, яка була віддешифрована за космознімком радарного сенсора. Північно-західна частина аномалії співпадає з розломом, в цілому аномалія співпадає з ланцюжком виділень газу, виявлених за даними гідроакустичного профілювання.

Аналіз розміщення та форма температурних аномалій на космознімках AVHR за період з 26.08.2001 р. по 05.09.2001 р. (див. рис. 2.118) свідчить про те, що більшість аномалій мають вигляд ланцюжків, витягнутих у північно-західному напрямку, причому ано-

малії на знімках, зареєстрованих 26, 27 і 28 серпня, знаходяться поряд з аномалією, яка відображена на знімку від 5 вересня, але зміщені на захід або на схід від неї. З рис. 2.118 видно, що АПТ поверхні моря, зареєстрована 5.09.2001 року, має простягання з південного сходу на північний захід. Вона покриває смугу, в межах якої розташована значна кількість виділень газу.

У цілому можна зробити висновок, що температурні аномалії, відображені на знімках з КА NOAA за період з 26.08 по 05.09.2001 року ймовірно пов'язані з виділеннями газів, які мігрують по розривних порушеннях північно-західного простягання з азимутом 3450. Поряд з цими аномаліями знаходяться два великих розломи мантійного закладання того ж самого простягання. Це не суперечить висновкам інших дослідників [264, 268], які на основі структурно-парагенетичного аналізу мережі розломів північно-західного шельфу Чорного моря довели, що зони розвантаження газу співпадають з зонами розтягнень розломів, які утворюються при зсувних рухах вздовж глибинних розломів широтного та північно-східного простягання.

Висновки і рекомендації

У даному підрозділі обґрунтована методологія та результати комплексного вирішення нафтогазопшукових задач з використанням супутникових методів, зокрема, методика прогнозування газоперспективних ділянок за супутниковими зображеннями теплового діапазону та методичні аспекти пошуку покладів нафти на морі за радіохвильовими зображеннями.

При вирішенні нафтогазопшукових задач для виявлення макропросочувань метану з дна моря за допомогою акустичного методу необхідне відпрацювання щільної мережі профілів, що потребує значних фінансових витрат. При певних обсягах макропросочувань метану з дна моря вони можуть проявитись на супутникових знімках у теплий сезон року у вигляді АПТ поверхні моря або аномалій хмарності. Останні можуть утворюватись за рахунок виносу бульбашками газу придонних холодних вод до поверхневого шару моря. Цей процес, який називають газліфтингом [64], є передумовою для використання аерокосмічних методів для виявлення потужних виділень метану з дна моря.

Матеріали супутникових зйомок у радіохвильовому діапазоні повинні стати важливою складовою комплексної технології побудови моделі шляхів міграції і розподілу ВВ на морі.

Для вирішення нафтогазопшукових робіт широко використовують також сейсмічну інформацію. Сейсмічні методи дозволяють вирішувати як регіональні, так і локальні задачі прогнозування. При використанні низькочастотного спектрального діапазону (10...60 Гц) глибина вивчення геологічного розрізу може досягати 10...15 км, а при використа-

нні височастотного спектрального діапазону (5...200 *Гц*), який забезпечує високе просторове розрізнення, може досягати 1.0...1.5 *км*.

Інтерпретація часових розрізів по 10 регіональним сейсмічним профілям, відпрацьованим у північно-східній частині Чорного моря за проектом bs 05, дозволила авторам розділу виявити розломні зони і пов'язані з ними канали міграції В, аномалії АТП, зокрема, значний за розмірами риф. Виявлені канали міграції ВВ дозволяють простежувати на сейсмічних розрізах шляхи їх руху, що може бути використано для прогнозування нафтогазоносності структур і пасток у осадовій товщі геологічного розрізу.

Аналіз інтегрованої карти геологічних структур північно-східної частини Чорного і супутникових аномалій пониження температур поверхні моря свідчить про те, що більшість цих аномалій виявлена в околиці крупних тектонічних структур, закартованих сейсморозвідкою.

Супутникові аномалії пониження температури поверхні моря, за якими прогноуються газоперспективні об'єкти, виявлено на таких регіональних структурах, як вал Андрусова (Ялтинська структура),

підняття Шатського (структури Гурзуф, Артек і Алупка), Північно-Чорноморське підняття (структури Привітна, Массандра) та підняття Тетяєва. Зважаючи на рідку сітку регіональних сейсмічних профілів проекту bs 05 (відстань між ними складає 20...25 *км*). Виявлені нафтогазоперспективні структури рекомендуються для більш детального вивчення сейсморозвідувальними роботами.

При проведенні подальших пошукових робіт у північно-східній частині Чорного моря необхідно підвищити щільність сейсморозвідувальних профілів на ділянках виявлених нафтогазоперспективних структур. Зокрема, дуже перспективним уявляється виділений на сейсмічному розрізі по профілю bs 05-7 крупний риф, під яким виявлено канал потужної вертикальної міграції ВВ, що свідчить про високу вірогідність насичення колекторів цього об'єкту ВВ. В той же час, структура Ялтинська, на якій автори звіту ДП "Науканафтогаз" рекомендують буріння глибокої свердловини (проектна глибина б 100*м*), на наш погляд, не є перспективною тому, що над нею виявлена потужна струмінєва міграція ВВ, що свідчить про руйнування покладів ВВ. Тому перед бурінням глибокої свердловини на цій структурі необхідно виконати детальні сейсморозвідувальні роботи.

Література до розділу 2

1. Лялько В. И. Геотермические поиски полезных ископаемых / В. И. Лялько, М. М. Митник, Л. Д. Вульфсон, З. М. Шпортюк. — К.: Наук думка. — 1979. — 148 с.
2. Чекалюк Э. Б. Полевая геотермическая съемка / Э. Б. Чекалюк, И. М. Федорцов, В. Г. Осадчий. — К.: Наук. думка, 1974. — 102 с.
3. Van Orstrand C.E. Some possible application of geothermics to geology / С. E. Van Orstrand // Bull. Amer. Assoc. Petrol. — 1934. — 18. — № 1. — Р. 13–38.
4. Думанский С. Г. Применения геотермических исследований ниже глубины "нейтрального" слоя для поисков залежей углеводородов в условиях Днепровско-Донецкой впадины / С. Г. Думанский, И. В. Ягныщак // В кн.: Прямые методы поисков залежей нефти и газа: тез. Докл. Всесоюз. науч. конф. Ивано-Франковск, 1974. — С. 230–232.
5. Малашенко Ю. Р. Участие микроорганизмов, окисляющих газообразные углеводороды в круговороте углерода в биосфере / Ю. Р. Малашенко, В. А. Романовская, В. И. Лялько // Изв. АН СССР. Сер. биол. — 1975. — № 5. — С. 682–693.
6. Соколов В. А. Геохимия природных газов / В. А. Соколов. — М.: Недра, 1971. — 334 с.
7. Лялько В. И. Дистанционные геотермические поиски полезных ископаемых / В. И. Лялько, М. М. Митник // Геол. журн. — 1975. — 35. — № 6. — С. 27–46.
8. Геологическая деятельность углеводородокисляющих микроорганизмов / В. И. Лялько, Ю. Р. Малашенко, М. М. Митник [и др.] // Докл. АН УССР. Сер. Б. — 1978. — № 4. — С. 306–309.
9. Прямые геохимические методы поисков нефтяных и газовых месторождений в СССР / Ф. А. Алексеев [и др.] // В кн.: Проблемы геохимических поисков нефти и газовых месторождений и вопросы ядерной геологии. — М.: Недра, 1968. — С. 5–57.
10. Лялько В. И. Исследование особенностей температурного поля поверхности земли на нефтегазовых площадях Днепровско-Донецкой впадины для выявления критериев дистанционных поисков нефти и газа / В. И. Лялько, М. М. Митник, Л. Д. Вульфсон // Докл. АН УССР. — Сер. Б. — 1997. — №7. — С. 600–602.
11. Лялько В. И. Тепломассоперенос в литосфере / В. И. Лялько. — К.: Наук. думка, 1985. — 260 с.
12. Poley J. Ph. Geothermal prospecting. — In: Delineation of shallow salt Domes and surface faults by temperature measurements / J. Ph. Poley, J. Van Stevenick // Geoph. Prospect. — 1970. — 18. — №4. — Р. 666–699.
13. Куртнер Д. А. Расчет и регулирование теплового режима в открытом и защищенном грунте / Д. А. Куртнер, А. Ф. Чудновский. — Л.: Гидрометеиздат, 1969. — 299 с.
14. Чудновский А. Ф. Теплофизика почвы / А. Ф. Чудновский. — М.: Наука, 1976. — 352 с.
15. Кондратьев К. Я. Радиационный режим наклонных поверхностей / К. Я. Кондратьев, Э. И. Пивоваров, М. П. Федорова. — Л.: Гидрометеиздат, 1978. — 215 с.
16. Лялько В. И. Исследование процессов переноса тепла и вещества в земной коре / В. И. Лялько, М. М. Митник. — К.: Наук. думка, 1978. — 150 с.
17. Лялько В. И. Геотермические поиски полезных ископаемых / В. И. Лялько [и др.]. — К.: Наук. думка, 1979. — 147 с.
18. Лялько В. И. Об одной математической модели про-

- цесса гидротермального рудообразования / В. И. Лялько, М. М. Митник, В. Г. Ткаченко // В кн.: Гидрогеология и инженерное грунтоведение. — К.: Наук. думка, 1970. — С. 237–250.
19. Лялько В. И. Использование дистанционной тепловой и спектрометрической съемки для поисков нефтегазовых залежей и термальных вод / В. И. Лялько, М. М. Митник, Л. Д. Вульфсон. — Киев, препринт, ИГН АН УССР, 1981. — 46 с.
 20. Гладун В. В. Нафтогазоперспективні об'єкти України: Дніпровсько-Донецький авлакоген / В. В. Гладун. — К.: Наук. думка, 2001. — 324 с.
 21. Нефтегазоперспективные объекты Украины: Нефтегазоносность фундамента осадочных бассейнов / И. И. Чебаненко, В. А. Краюшкин, В. П. Ключко [и др.]. — К.: Наук. думка, 2002. — 296 с.
 22. Доленко Г. Н. Закономерности размещения месторождений нефти и газа Днепровско-Донецкой нефтегазоносной провинции / Г. Н. Доленко [и др.]. — К.: Наук. думка, 1968. — 215 с.
 23. Розанов Л. Н. Связь размещения нефтегазоносности в платформенных областях с новейшими движениями по разломам фундамента / Л. Н. Розанов // Закономерности образования и размещения промышленных месторождений нефти и газа: Сб. ст. / АН УССР. — К.: Наук. думка, 1975. — С. 104–110.
 24. О возможной роли динамики напряженного состояния земной коры в формировании и размещении залежей нефти и газа / В. В. Иванов [и др.] // Докл. АН СССР. — 1978. — № 4. — С. 930–933.
 25. Hunt J. M. Petroleum geochemistry and geology. — San Francisco: W. H. Freeman and Co., 1979. — 617 p.
 26. Солдатенко В. П. Результаты применения новой методики оценки перспектив нефтегазоносности осадочных бассейнов в условиях Днепровско-Донецкой впадины / В. П. Солдатенко, М. М. Довбнич, Я. В. Мендрий // Доповіді НАН України. — 2006. — № 12. — С. 106–110.
 27. Тяпкин К. Ф. Проблемы изучения разломно-блоковой тектоники докембрия с позиций новой ротационной гипотезы формирования структур в земной коре / К. Ф. Тяпкин // Геол. журн. — 1977. — 37. — вып. 6. — С. 3–17.
 28. Результаты использования систем разломов фундамента для оценки перспектив нефтегазоносности Днепровско-Донецкой впадины / К. Ф. Тяпкин [и др.] // Геоинформатика. — 2007. — № 1. — С. 38–45.
 29. Вершовский В. Г. Тектонодинамические критерии формирования природных резервуаров УВ / В. Г. Вершовский, В. А. Гридин, М. П. Голованов // Обз. инфор. Сер.: геология и разведка газовых и газоконденсатных месторождений. — М.: ООО "ИРЦ Газпром", 2001. — 47 с.
 30. Новое направление геологоразведочных работ на нефть и газ в Днепровско-Донецкой впадине / В. В. Крот [и др.] // Геол. журн. — 1991. — № 5. — С. 21–27.
 31. Азімов О. Т. Тектонічні аспекти комплексної інтерпретації даних дистанційного зондування Землі та геолого-геофізичних робіт (на прикладі Охтирської ділянки Північного борту ДДЗ) / О. Т. Азімов // Теоретичні та прикладні аспекти геоінформатики: 36. наук. пр. — К.: ЦММ ІГН НАН України, 2007. — С. 187–205.
 32. Азімов О. Т. Комплексний аналіз даних аерокосмічних і геолого-геофізичних досліджень тектонічної будови південного борту ДДЗ (у зв'язку з оцінкою перспектив нафтогазоносності) / О. Т. Азімов // Теоретичні та прикладні аспекти геоінформатики: 36. наук. пр. — К.: ЦММ ІГН НАН України, 2007. — С. 263–280.
 33. Ключко В. П., Краюшкин В. А. и др. Геологические критерии поисков новых объектов на нефть и газ на территории Украины / В. Б. Порфирьев [и др.]. — К.: Наук. думка, 1977. — 152 с.
 34. Boulton P. J., Hillis R. R., Bierbrauer K. Basement controls on fault development in the Penola Trough, Otway Basin, and implications for fault-bounded hydrocarbon traps / P. J. Lyon [et al.] // Austral. J. Earth Sci. — 2007. — Vol. 54. — № 5. P. — 675–689.
 35. Лукін О. Ю. Прогноз пасток вуглеводнів комбінованого типу з використанням сучасних інформаційних технологій дистанційного зондування Землі / О. Ю. Лукін, В. В. Гладун, О. Т. Азімов // Азово-Чорноморський полігон изучения геодинамики и флюїдогеодинамики формирования месторождений нефти и газа: Сб. тез. докл. X Междунар. конф. "Крым-2012" (г. Ялта, 10-14 сент. 2012 г.). — Симферополь: "Асоц. геологов г. Симферополя", 2012. — С. 50–53.
 36. Fault systems and their control of deep gas accumulations in Xujiaweizi area / S. Yonghe [et al.] // Acta Geologica Sinica (Engl. ed.). — 2012. — Vol. 86. — № 6. — P. 1547–1558
 37. Differential hydrocarbon accumulation controlled by structural styles along the southern and northern Tianshan thrust belt / S. Yan [et al.] // Ibid. — 2013. — Vol. 87. — № 4 — P. 1109–1119.
 38. Азімов О. Т. До питання про використання дистанційних аерокосмічних методів при вивченні закономірностей просторового розташування покладів вуглеводнів (на прикладі Дніпровсько-Донецької западини) / О. Т. Азімов // Матеріали Міжнар. наук. конф. "Роль вищих навчальних закладів у розвитку геології" (до 70-річчя геологічного факультету Київського національного університету імені Тараса Шевченка) (31 берез.-3 квіт. 2014 р., Київ, Україна). — К.: ТОВ НВП "Ніка-Центр", 2014. — С. 112–113.
 39. Гладун В. В. Дистанционные аэрокосмические исследования с целью прогнозирования комбинированных углеводородных ловушек в Днепровско-Донецкой впадине / В. В. Гладун, А. Е. Лукин, А. Т. Азімов // Аерокосмічні спостереження в інтересах сталого розвитку та безпеки: Матеріали доп. четвертої Всеукр. конф. "ГЕО-UA 2014" (Київ, 26-30 травня 2014 р.). — К.: Наук. думка, 2014. — С. 133–134.
 40. Гавриш В. К. Роль глибинних розломів у міграції флюїдів / В. К. Гавриш // Геол. журн. — 1974. — № 34. — Вип. 4. — С. 16–26.
 41. Зарипов Р. Б. Обзор современных методов повышения детализации метеорологических полей // Дина-

- мика окружающей среды и глобальные изменения климата. — 2010. — № 1. — С. 1–11.
42. Оцінка нафтогазоперспективності територій з використанням системного підходу та космічної інформації для наступної геофізичної розвідки / Т. О. Архіпова [та ін.] // Геоінформатика. — 2006. — № 3. — С. 40–45.
 43. Козлов З. В. Прогноз залежностей углеводородов в Днепро-Донецкой впадине на основе комплексной оценки космической информации ДЗЗ и наземных наблюдений / З. В. Козлов, А. Е. Лукин, А. Д. Федоровский // Доп. НАН України. — 2007. — № 2. — С. 111–115.
 44. Колмогоров А.Н. Интерполирование и экстраполирование стационарных случайных последовательностей / А.Н. Колмогоров // Изв. АН СССР. Серия матем. — 1941. — № 5. — С. 3–11.
 45. Элементарное введение в геостатистику / М. Ф. Каневский, В. В. Демьянов, Е.А. Савельева [и др.] // Науч.-техн. информ. ВИНТИ РАН. Сер. Проблемы окружающей среды и природных ресурсов. — М., 1999. — 150 с.
 46. Азімов О. Т. Геоінформатика у проблемі створення технологічної схеми обробки/інтерпретації даних аерокосмічних зйомок при вирішенні геологічних завдань / О. Т. Азімов // Матеріали ІХ Міжнар. наук. конф. “Моніторинг геологічних процесів” (Київ, 14–17 жовтня, 2009 р.). — К.: КНУ ім. Т. Шевченка, 2009. — С. 235–238.
 47. Азімов О. Геоінформаційні технології у концепції створення узагальненої схеми обробки/інтерпретації даних дистанційного зондування Землі / О. Азімов // Вісн. Київ. нац. ун-ту ім. Т. Шевченка. Геологія. — 2010. — Вип. 50. — С. 37–40.
 48. Azimov O. The modular flowchart of transformation, decoding and interpretation of remote sensing data (geologic objectives solving) [Електронний ресурс] / O. Azimov // Xth Intern. Conf. on Geoinformatics — Applied Aspects / Archives / EAGE. — Режим доступу: <http://www.earthdoc.org/detail.php?pubid=51624>. — Назва з екрану.
 49. Азімов О. Т. Методологія розрізнення диз’юнктивних дислокацій за матеріалами дистанційних зйомок. Ст. 6. Комп’ютеризовані методи тематичного дешифрування та інтерпретації даних дистанційного зондування Землі / О. Т. Азімов // 36. наук. пр. УкрДГРІ. — К., 2011. — № 2. — С. 102–142.
 50. Азімов О. Т. Технологічна модульна схема оброблення-дешифрування-геологічної інтерпретації матеріалів аерокосмічних знімків / О. Т. Азімов // Геоінформатика. — 2014. — № 2 (50). — С. 43–55.
 51. Азімов О. Т. Комп’ютерна технологія комплексного аналізу та інтерпретації аерокосмічних і геолого-геофізичних даних (вирішення нафтогазоперспективних завдань) / О. Т. Азімов, В. І. Лялько // Азово-Чорноморський полігон изучения геодинамики и флюидодинамики формирования месторождений нефти и газа: Сб. докл. X Междунар. конф. “Крым-2012”. — Симферополь: “Ассоц. геологов”, 2012. — С. 139–145.
 52. Аэрокосмические методы геологических исследований / Под ред. А. В. Перцова. — СПб.: Изд-во СПб картфабрики ВСЕГЕИ, 2000. — 316 с.
 53. Смирнова И. О. ГИС-технология обработки и интерпретации материалов дистанционного зондирования для изучения тектонических критериев размещения месторождений углеводородов / И. О. Смирнова, А. А. Русанова // Отчет. геология. — 1999. — № 6. — С. 32–40.
 54. Словник з дистанційного зондування Землі / [за ред. В. І. Лялька та М. О. Попова]. — К.: СМП “Аверс”, 2004. — 170 с.
 55. Чирвинская М. В. Глубинная структура Днепровско-Донецкого авлакогена по геофизическим данным / М. В. Чирвинская, В. Б. Соллогуб. — Киев: Наук. думка, 1980. — 180 с.
 56. Хоменко В. А. Девон Днепровско-Донецкой впадины (и сопредельных территорий) / В. А. Хоменко. — Киев: Наук. думка, 1986. — 116 с.
 57. Геология и нефтегазоносность Днепровско-Донецкой впадины. Стратиграфия / Д. Е. Айзенберг [и др.]. — Киев: Наук. думка, 1988. — 148 с.
 58. Отчет о региональных работах КМПВ и МОГТ на Хухрянской площади, выполненных сейсморазведочной партией 2 86 в 1986-1987 гг. / КГРЭ. Рук. М. И. Буцева. — № ГР 39-86-19/20. — Киев, 1988. — 77 с.
 59. Геология и нефтегазоносность Днепровско-Донецкой впадины. Глубинное строение и геотектоническое развитие / В. К. Гавриш [и др.]. — Киев: Наук. думка, 1989. — 208 с.
 60. Опытные-методические работы в северо-западной части ДДВ: Отчет ОМП 20 87 за 1987-1990 гг. (сейсмо-стратиграфические исследования) (в четырех книгах) / КГРЭ. Рук. В. А. Редколис. — № ГР 39-87-4/25. — Киев, 1990. — Книга III — текст. — 139 с.
 61. Стратиграфия девона Днепровско-Донецкой впадины / В. А. Разницын [и др.] // Тектоника и стратиграфия. — 1992. — Вып. 32. — С. 74–83.
 62. Анализ эффективности геофизических исследований ГПП “Укргеофизика”: Отчет по теме 113/89 (в 8 книгах) / [отв. исполнитель] / ГПП “Укргеофизика”. Рук. С. Н. Стомба. — № ГР 39-91-82/2. — Киев, 1993. — Книга II. Текстовое приложение: Интерпретация и обобщение сеймо-стратиграфических исследований по региональным профилям МОГТ в северо-западной части ДДВ, выполненные тематической партией 21 КГРЭ в 1990–1993 гг. — 122 с.
 63. Теоретичні основи нетрадиційних геологічних методів пошуку вуглеводнів / М. І. Євдошук [та ін.]. — К.: НТП “Нафтогаз-прогноз”, 2001. — 288 с.
 64. Тектоника нефтегазоносных областей юго-запада СССР (Объясн. записка к Тектон. карте нефтегазоносн. областей юго-запада СССР с использованием материалов косм. съемок. — М-б 1:500 000) / Р. Г. Гарецкий [и др.]. — М.: Наука, 1988. — 85 с.
 65. Геологические критерии поисков новых объектов на нефть и газ на территории Украины / В. Б. Порфирьев [и др.]. — Киев: Наук. думка, 1977. — 152 с.
 66. Геология и нефтегазоносность Днепровско-Донецкой впадины. Глубинные разломы и комбинированные

- нефтегазоносные ловушки / В. К. Гавриш [и др.]. — К.: Наук. думка, 1991. — 172 с.
67. Багатоспектральні методи дистанційного зондування Землі в задачах природокористування / [Лялько В.І. та ін.]; за ред. В. І. Лялька і М. О. Попова. — К.: Наук. думка, 2006. — 358 с.
 68. Бусыгин Б. С. ГИС-технология поисков золота в Западном Узбекистане / Б. С. Бусыгин, С. Л. Никулин, В. А. Бойко // *Геоінформатика*. — 2006. — № 1. — С. 44–49.
 69. Временные методические рекомендации по аэрокосмогеологическим исследованиям и использование их при нефтегазопроисловых работах / В. С. Готынин [и др.]. — М.: ИГиРГИ, 1987. — 158 с.
 70. Нікулін С. Л. Геоінформаційна технологія вирішення прогнозно-пошукових задач за комплексом геолого-геофізичних і космічних даних: автореф. дис. ... д-ра геол. наук: 04.00.05 “Геологічна інформатика” / С. Л. Нікулін. — Київ. нац. ун-т ім. Тараса Шевченка. — К., 2013. — 44 с.
 71. Серокуров Ю. Н. Космические методы при прогнозе и поисках месторождений алмазов / Ю. Н. Серокуров, В. Д. Калмыков, В. М. Зуев. — М.: ООО “Недра-Бизнес-центр”, 2001. — 198 с.
 72. Системний підхід до вивчення нафтогазоносних територій дистанційними методами на прикладі ДК “Укргазвидобування” / В. В. Дячук [та ін.] // *Геоінформатика*. — 2002. — № 1. — С. 70–76.
 73. Спутниковые методы поиска полезных ископаемых / [Азимов А. Т., Апостолов А. А., Архипов А. И. и др.]; под ред. акад. НАН Украины В.И. Лялька и докт. техн. наук М. А. Попова. — Киев: Карбон-Лтд, 2012. — 436 с.
 74. Suzen M. L. Filtering of satellite images in geological lineament analyses: an application to a fault zone in Central Turkey / M. L. Suzen, V. Toprak // *Int. J. Remote Sensing*. — 1998. — Vol. 19. — № 6. — P. 1101–1114.
 75. Геоиндикационное моделирование (с использованием материалов аэро- и космических съемок) / Б. Н. Можаяв [и др.]. — Л.: Недра, 1984. — 247 с.
 76. Азімов О. Т. Тектонічні аспекти комплексної інтерпретації даних дистанційного зондування Землі та геолого-геофізичних робіт (на прикладі Охтирської ділянки Північного борту ДДЗ) / О. Т. Азімов // *Теоретичні та прикладні аспекти геоінформатики: 36. наук. пр.* — К.: ЦММ ІГН НАН України, 2007. — С. 187–205.
 77. Дворянин Є. С. Структурно-тектонічна карта Дніпровсько-Донецької западини (Поясн. записка, м-б 1:200 000) / Є. С. Дворянин. — К.: ДП “Укргеофізика” Держкомгеології України, 1996. — 45 с.
 78. Рослий І. С. Геологічні дослідження на Великобагачанській площі й перспективи дорозвідки її структур / І. С. Рослий, М. О. Скребець // *Мінерал. ресурси України*. — 2011. — № 4. — С. 28–35.
 79. Стрижак В. Перспективні напрями параметричного буріння в східному нафтогазоносному регіоні України / В. Стрижак, І. Рослий, С. Вакарчук // *Геолог України*. — 2011. — № 3–4. — С. 70–76.
 80. Узагальнення геолого-геофізичних даних по геологічній будові ДДЗ та палеогеографічних умовах формування нижньокам'яновугільних відкладів за результатами регіональних сейсмостратиграфічних досліджень та ГДС: Звіт по темі 113/96 (в 4 книгах) / ДПП “Укргеофізика”. Кер. С. М. Стомба. — № ДР У-96-56/13. — К., 1999. — Книга 1 — текст. — 168 с.
 81. Чирвинская М. В. Глубинная структура Днепровско-Донецкого авлакогена по геофизическим данным / М. В. Чирвинская, В. Б. Соллогуб. — К.: Наук. думка, 1980. — С. 50–67.
 82. Хоменко В. А. Девон Днепровско-Донецкой впадины (и сопредельных территорий) / В. А. Хоменко. — К.: Наук. думка, 1986. — С. 60–70.
 83. Стратиграфия девона Днепровско-Донецкой впадины / В. А. Разницын [и др.] // *Тектоника и стратиграфия*. — 1993. — Вып. 33. — С. 74–83.
 84. Анализ эффективности геофизических исследований ГПП “Укргеофізика”: Отчет по теме 113/89 (в 8 книгах) / ГПП “Укргеофізика”. Рук. С. Н. Стомба. — № ГР 39-91-82/2. — Киев, 1993. — Книга I. Текст. — 235 с.
 85. Теоретичні основи нетрадиційних геологічних методів пошуку вуглеводнів / [Євдошук М. І та ін.]; під ред. М. І. Євдошука. — К.: НТП “Нафтогаз-прогноз”, 2001. — 288 с.
 86. Оценка нефтегазо-перспективности участков территории методом пространственной интерполяции Колмогорова / Л. Ф. Даргейко [и др.] // *Доп. НАН України*. — 2011. — № 11. — С. 100–103.
 87. Azimov O. T. Study the regularities of the area variability of oil and gas prospective sediments with using the spatial interpolation computerized methods [Електронний ресурс] / О. Т. Azimov, L.F.Dargeiko // *XIIth Intern. Conf. on Geoinformatics — Applied Aspects / Archives / EAGE*. — Режим доступу: <http://www.earthdoc.org/publication/publicationdetails/?publication=68167>. — Заголовок з екрану.
 88. Азімов А. Т. Использование компьютеризованных методов пространственной интерполяции данных для оценки закономерностей площадной изменчивости толщин нефтегазоперспективных отложений / А. Т. Азимов, Л. Ф. Даргейко, А. Г. Мычак // *Азово-Черноморский полигон изучения геодинамики и флюидодинамики формирования месторождений нефти и газа: Сб. тез. докл. XI Междунар. конф. “Крым-2013”* (Ялта, 16-20 сент. 2013 г.). — Симферополь: АГЕО, 2013. — С. 43–44.
 89. Азімов О. Т. Програмно-методичне забезпечення просторової інтерполяції даних для оцінки закономірностей площевої мінливості товщин нафтогазоперспективних відкладів / А. Т. Азімов, Л. Ф. Даргейко // *Азово-Черноморский полигон изучения геодинамики и флюидодинамики формирования месторождений нефти и газа: Сб. докл. XI Междунар. конф. “Крым-2013”*. — Симферополь: АГЕО, 2013. — С. 158–165.
 90. Азімов О. Т. Інформаційно-аналітичне забезпечення регіональної оцінки мінливості товщин відкладів, перспективних на пошуки вуглеводнів / А. Т. Азімов, Л. Ф. Даргейко // *Теоретичні та прикладні аспекти гео-*

- інформатики: Зб. наук. пр. — Вип. 11. — К.: ЦММ ІГН НАН України, 2014. — С. 43–58.
91. Атлас геологического строения и нефтегазоносности Днепровско-Донецкой впадины / Ред. коллегия: Ю. А. Арсирий [и др.]. — Киев: Мин-во геологии СССР, УкрНИГРИ, 1984. — 190 с.
 92. Атлас родовищ нафти і газу України: в 6 т. / Колектив авт. — Т. II: Східний нафтогазоносний регіон — Львів: Вид-во “Центр Європи”, 1998. — С. 497–924.
 93. Вивчення літолого-фаціальних, біостратиграфічних та структурно-геологічних особливостей будови нижнього карбону ДДЗ як основи прогнозу нафтогазоносності: Звіт про НДР (заключний; 2001–2004 рр.; договір 288) / ЧВ УкрДГРІ. Кер. А. Вертюх — № ДР 0104U006685. — Чернігів, 2004. — Розділ 2. Виконати біостратиграфічне розчленування та розробити принципи кореляції різнофаціальних комплексів нижнього карбону Дніпровсько-Донецької западини (загальна кількість кн. — 3). — Кн. 2. Каталог. — Чернігів, 2004. — 264 с.
 94. Лазарук Я. Г. Теоретичні аспекти та методика пошуків покладів вуглеводнів у неантиклінальних пастках (на прикладі відкладів ХІа мікрофауністичного горизонту Дніпровсько-Донецької западини) / Я. Г. Лазарук. — К.: УкрДГРІ, 2006. — 110 с.
 95. Редколіс В. Умови осадконакопичення, формування неантиклінальних пасток вуглеводнів в ХІа м.ф.г. за даними сейсмостратиграфічних досліджень у північній частині Срібнянської депресії Дніпровсько-Донецької западини / В. Редколіс, О. Вергуненко // Геолог України. — 2011. — № 3–4. — С. 77–84.
 96. Виявлення нових родовищ вуглеводнів в покладах у піщаних колекторах різного генезису: Звіт з НТП (заключний; договір № 12 від 01.03.2011 р. з НАН України) / ІГН НАН України. Кер. О. Лукін. — № ДР 0111U001844. — К., 2011. — 468 с.
 97. Элементарное введение в геостатистику / М. Ф. Каневский [и др.] // Науч.-техн. информ. ВИНТИ РАН. Сер. Проблемы окружающей среды и природных ресурсов. — М., 1999. — 150 с.
 98. Азімов О. Т. Нові можливості вивчення структурно-тектонічної будови нафтогазоносних територій із застосуванням просторової інтерполяції / О.Т. Азімов / Матеріали Міжнар. наук. конф. “Геологія горючих копалин: досягнення та перспективи” (2–4 верес. 2015 р., Київ). — К.: ІГН НАН України, ПВНЗ “Ін-т Тутковського”, 2015. — С. 31–34.
 99. Азімов О. Т. Нові можливості обробки та геологічної інтерпретації даних на основі використання математичних методів просторової інтерполяції / О. Т. Азімов // Матеріали Міжнар. наук.-техн. конф. “Перспективи нарощування ресурсної бази нафтогазової енергетики” (м. Івано-Франківськ, 25–27 трав. 2016 р.). — Івано-Франківськ: ІФТУНГ, 2016. — С. 267–272.
 100. Азімов О. Т. Кількісна оцінка аномалій геомагнітного поля від покладів вуглеводнів як елемент синергетичного методу обробки та інтерпретації комплексу даних станційних і геофізичних даних / О. Т. Азімов // Матеріали VI Міжнар. наук. конф. “Моніторинг небезпечних геологічних процесів та екологічного стану середовища” (Київ, 6–8 жовт. 2005 р.). — К.: КНУ ім. Т. Шевченка, 2005. — С. 66–68.
 101. Азімов О. Т. Аналітичний розрахунок аномалій магнітного поля від покладів нафти і газу / О. Т. Азімов // Вісн. Київ. нац. ун-ту ім. Т. Шевченка. Геологія. — 2006. — Вип. 38–39. — С. 90–93.
 102. Азімов О. Т. Аналітичний розрахунок аномалій магнітного поля від вуглеводневих покладів шельфових зон — складова синергетичного підходу обробки-інтерпретації дистанційних і геофізичних даних / О. Т. Азімов // Нафта і газ України: Матеріали 9-ої Міжнар. наук.-практ. конф. “Нафта і газ України-2013” (Яремче, 4–6 верес. 2013 р.). — Львів: “Центр Європи”, 2013. — С. 148–150.
 103. Магниторазведка. Справочник геофизика / Под ред. В. Е. Никитского, Ю. С. Глебовского. — М.: Недра, 1980. — 367 с.
 104. Логачев А. А. Магниторазведка / А. А. Логачев. — Л.: Недра, 1968. — 296 с.
 105. Березкин В. М. Применение магниторазведки для поисков месторождений нефти и газа / В. М. Березкин, А. М. Лощаков, М. И. Николаев // Прикладная геофизика. — 1982. — Вып. 103. — С. 128–136.
 106. Аналіз результатів бурових робіт на прикерченському шельфі Чорного моря / В. Гладун [та ін.] // Геодинаміка, тектоніка і флюїдодинаміка нафтогазоносних регіонів України: Сб. докл. на VII Міжнарод. конф. “Крым-2007” (АР Крым, Симферопольський р-н, пгт. Николаевка, 10–16 сент. 2007 г.). — Симферополь: “Асоц. геологов г. Симферополя”, 2008. — С. 179–289.
 107. Атлас родовищ нафти і газу України. В шести томах. Т. 6. Південний нафтогазоносний регіон / Колектив авт. — Львів: Вид-во “Центр Європи”, 1998. — 226 с.
 108. Нафтогазоносний потенціал акваторій Чорного і Азовського морів. У трьох томах. Т. 3. Нафтогазоносний потенціал Керченсько-Таманського шельфу Чорного моря, континентального схилу і глибоководної западини Чорного моря / Колектив авт. — К.: УНГІ, 1996. — 175 с.
 109. Звіт про пошукові сейсмозвідувальні роботи МВХ СГТ на Керченському шельфі Чорного моря в 2001–2003 рр. (титул 406) в двох книгах / ДГП “Укргеофізика”. Кер. М. В. Ночвай. — № ДР У-01-274/21. — К., 2003. — Кн. 1 — текст звіту. — 94 с.
 110. Звіт про дослідження з узагальнення та комплексної інтерпретації геолого-геофізичних матеріалів в межах Прикерченського шельфу Чорного моря / ДГП “Укргеофізика”. Кер. М. В. Ночвай. — № ДР У-01-274/21. — К., 2003. — 93 с.
 111. Азімов О. Т. Особливості комп’ютерної обробки та геологічної інтерпретації даних багатозональних космознімків для шельфових зон / О. Т. Азімов, П. М. Чепіль, В. І. Шульга // Нафта і газ України: Зб. наук.

- пр.: Матеріали 8-ої Міжнар. наук.-практ. конф. "Нафта і газ України — 2004" (Судак, 29 верес.—1 жовт. 2004 р.) у 2-х т. — Львів, 2004. — Т. 1. — С. 31–34.
112. Азимов А. Т. Об эффективности использования современных информационных систем дистанционного зондирования Земли при нефтегазопроисковых работах на шельфе / А. Т. Азимов, П. М. Чепиль // Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. Нефтегазовые системы осадочных бассейнов. — М.: ГЕОС, 2005. — С. 32–34.
113. Багрій І. Д. Прогнозування розломних зон підвищеної проникності гірських порід для вирішення геоecологічних та пошукових задач / І. Д. Багрій. — К.: ІГН НАН України, 2003. — 150 с.
114. Применение оптимального комплекса нетрадиционных методов с целью прогнозирования перспективных нефтегазоносных площадей на морских шельфах / И. Багрій [и др.] // Геолог України. — 2005. — № 3. — С. 20–29.
115. Використання оптимального комплексу приповерхневих структурно-атмогеохімічних методів з метою прогнозування перспективних нафтогазоносних площ на північно-східному шельфі Чорного моря / І. Д. Багрій [та ін.] // Проблеми геодинамики и нефтегазоносности Черноморско-Каспийского региона: Тез. докл. на V Междунар. конф. "Крым-2003" (пгт. Гурзуф, 8–13 сент. 2003 г.). — Симферополь, 2003. — С. 94–96.
116. Березкин В. М. Применение магниторазведки для поисков месторождений нефти и газа / В. М. Березкин, А. М. Лошаков, М. И. Николаев // Прикладная геофизика. — 1982. — Вып. 103. — С. 128–136.
117. Кобранова В. Н. Петрофизика / В. Н. Кобранова. — М.: Недра, 1986. — 392 с.
118. Березкин В. М. Метод полного градиента при геофизической разведке / В. М. Березкин. — М.: Недра, 1988. — 190 с.
119. Результаты комплексных геофизических исследований на Виноградовско-Дорошевской и других площадях ДДВ с целью прогнозирования нефтегазоперспективных структур: Отчет по титулу 235/87 за 1987-1989 гг. в 18-и книгах / ЦГЭ. Рук. В. С. Попович, А. И. Ингеров. — № ГР 39-87-61/16. — Днепропетровск, 1989. — Кн. I. Текст отчета. — 311 с.
120. Магнитометрические исследования при региональном и локальном прогнозе нефтегазоносности земной коры Днепровско-Донецкой впадины / М. И. Орлюк [и др.] // Геофиз. журн. — 1998. — 20, № 3. — С. 92–102.
121. Орлюк М. И. Магнитная модель земной коры юго-запада Восточно-Европейской платформы: дис. ... д-ра геол. наук: 04.00.22 / Михаил Иванович Орлюк. — Ин-т геофизики НАН Украины. — Киев, 1999. — 401 с.
122. Максимчук В. Ю. Магнітні властивості відкладів нижнього карбону Селюхівського родовища Дніпровсько-Донецької западини / В. Ю. Максимчук, Ю. М. Городиський, Р. С. Кудеравець / Зб. наук. пр. УкрДГРІ. — К., 2003. — № 1. — С. 120–125.
123. Орлюк М. И. Магнітні моделі типових нафтогазових структур / М. И. Орлюк // Нафтова і газова пром-сть. — 1997. — № 2. — С. 9–11.
124. Смехов Е. М. Современное состояние проблемы трещинных коллекторов / Е. М. Смехов // Труды Второго Всесоюзного совещания по трещинным коллекторам нефти и газа. — М.: Недра, 1965. — С. 13–24.
125. Королев А. В. Структурные условия размещения послемагматических руд / А. В. Королев, П. А. Шехтман. — М.: Недра, 1965. — 507 с.
126. Атлас "Геологія і корисні копалини України" / Л. С. Галецький. — К.: ДП "Такі Справи", 2001. — 168 с.
127. Багатоспектальні методи дистанційного зондування Землі в задачах природокористування / За редакцією В. І. Лялька і М. О. Попова. — К.: Наукова думка, 2006. — 360 с.
128. Аэрокосмические исследования на региональном этапе геологоразведочных работ на нефть и газ / Д. М. Трофимов, Л. П. Полканова. — М.: Недра, 1988. — 160 с.
129. Кац Я. Г. Основы космической геологии / Я. Г. Кац, А. В. Тевелев, А. И. Полетаев. — М.: Недра, 1988. — 235 с.
130. Кронберг П. Дистанционное изучение Земли. Основы и методы дистанционных исследований в геологии / П. Кронберг. — М.: Мир, 1988. — 349 с.
131. Чебаненко И. И. Теоретические аспекты тектонической делимости земной коры / И. И. Чебаненко. — К.: Наукова думка, 1977. — 88 с.
132. Тяпкин К. Ф. Физика Земли / К. Ф. Тяпкин. — К.: Вища шк., 1998. — 312 с.
133. Незаметдинова С. С. Анализ ориентировки региональных разрывных нарушений нефтегазоносных областей на примере Предкавказья: автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата геол.-мин. наук / С. С. Незаметдинова. — Л., 1970. — 17 с.
134. Ходоровский А. Я. Метод количественного выделения систем линеаментов / А. Я. Ходоровский, А. А. Апостолов // Доповіді НАН України. — 2013. — №1. — С.111–117.
135. Муди Дж. Сдвиговая тектоника / Дж. Муди, М.Хилл // В сб.: Вопросы современной зарубежной тектоники. — М.: Изд-во ИЛ, 1960. — С. 265–333.
136. Морфоструктурные методы изучения тектоники закрытых платформенных нефтегазоносных областей / И. Г. Гольбрайх [и др.]. — Л.: Недра, 1968. — 151 с.
137. Космическая информация в геологии / Коллектив авторов. — М.: Наука, 1983. — 536 с.
138. 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 / Артур Яковлевич Ходоровский. — Львов, 1979. — 22 с.
139. Ходоровский А. Я. Анализ зависимости количества выделяемых систем линеаментов от ширины интервала группирования / А. Я. Ходоровский, А. А. Апостолов // Доповіді Національної Академії наук України. — 2014. — № 9 — С. 79–85.
140. Нечаев Ю. В. Анализ тектонической раздробленнос-

- ти очаговой области Спитакского землетрясения 1988 г. / Ю. В. Нечаев, Е. А. Рогожин // Докл. АН СССР. — 1991. — Т. 320, № 6. — С. 1441–1445.
141. Саньков В. А. Глубины проникновения разломов / В. А. Саньков // Новосибирск: Наука, 1989. — 136 с.
142. Шерман С. И. Физический эксперимент в тектонофизике и теория подобия / С. И. Шерман // Геология и геофизика. — 1984. — №3. — С. 8–18.
143. Нагорский В. А. Оценка сопряженности геологических объектов и признаков как основа количественного прогнозирования / В. А. Нагорский // В сб. Вопросы геохимии, минералогии, петрологии и рудообразования. — К.: Наукова думка, 1970. — С. 163–169.
144. Нагорский В. А. Система “Киев-Геопрогноз” как новый уровень пространственно-стохастического геолого-геофизической, геохимической и аэрокосмической информации для эффективного прогнозирования месторождений полезных ископаемых / В. А. Нагорский, А. В. Нетреба, В. С. Тепикин // Теоретичні та прикладні аспекти геоінформатики. — Київ, 2004. — Т.1. — С. 181–189.
145. Пространственно-вероятностное прогнозирование / В. А. Нагорский [и др.] // Основы научного прогноза месторождений рудных и нерудных ископаемых. — Л.: ВСЕГЕИ, 1971. — С. 168–169.
146. 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” / В. И. Лялько [и др.]. — Ялта, 22–26 мая, 2006 г.
147. Ходоровский А. Я. Прогноз перспективности территории на обнаружение залежей полезных ископаемых по материалам ДЗЗ / А. Я. Ходоровский, А. А. Апостолов, А. Б. Востоков // Восьмая Всероссийская открытая конференция “Современные проблемы дистанционного зондирования Земли из космоса”, Москва, ИКИ РАН, 15–19 ноября 2010. — М.: ИКИ РАН, 2010. — С. 264–265.
148. Атлас родовищ нафти та газу України. В шести томах. Т. I. Східний нафтогазоносний регіон / Колектив авт. — Львів: Вид-во “Центр Європи”, 1998. — 1421 с.
149. Структурно-тектонічна карта ДДЗ масштаб 1:200000 / головний редактор Є. С. Дворянин, 1996. — 45 с.
150. Атлас родовищ нафти і газу України Південний нафтогазоносний регіон т. IV / Колектив авт. — Львів: Вид-во “Центр Європи”, 1998. — 224 с.
151. Пасынков А. А. Морфотектоника Крымского полуострова и ее связь с развитием экзогенных геологических процессов / А. А. Пасынков, Л. Г. Плахотный, В. М. Горбатюк // Геологический журнал, 1992. — №2. — С. 79–91.
152. Сучасна динаміка рельєфу України / В. П. Палиєнко, А. В. Магошко, М. Є. Барщевський [та ін.]. — К.: Наук. думка, 2005. — 268 с.
153. Багатоспектральні методи дистанційного зондування Землі в задачах природокористування / За ред. В. І. Лялька і М. О. Попова. — К.: Наукова думка, 2006. — 360 с.
154. 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.]. — М.: Наука, 1988. — 85 с.
155. О роли структурно-кинематической идентификации тектонических разрывных нарушений в формировании представлений о структуре и геодинамике Крымского региона / Ю. М. Вольфман [и др.] // Геофизический журнал. — 2008. — №1. — С. 49–61.
156. Юдин В. В. Предскифский краевой прогин / В. В. Юдин // Сборник докладов: Геодинамика и нефтегазоносные системы Черноморско-Каспийского региона. — Крым, Гурзуф, 17–21 сентября 2001. — Симферополь, Таврия-Плюс. — 2001. — С. 177–183.
157. Краснощек А. Я. Системы разломов фундамента и их взаимосвязь со структурами Северного Причерноморья / А. Я. Краснощек // Геологический журнал. — 1976. — Т.36. — №5. — С. 10–18.
158. Абашин А. А. Результаты дешифрирования космических снимков Крыма / А. А. Абашин, А. А. Пасынков, О. Г. Седенко // Тектоника и стратиграфия, 1982. — №2. — С. 35–39.
159. Палиєнко В. П. Новейшая геодинаміка і ее отражение в рельефе Украины / В. П. Палиєнко. — К.: Наук. думка, 1992 — 116 с.
160. Звіт з НДР. Вивчення неотектонічного і флюїдодинамічного факторів формування сигналу на космічних зображеннях як основи розробки супутникової технології прогнозу родовищ корисних копалин. — ЦАКДЗ, 2004. — 385 с.
161. Бондаренко В. М. Общий курс геофизических методов разведки / В. М. Бондаренко, Г. В. Демур, А. М. Ларионов. — М.: Недра. — 1986. — 453 с.
162. Тархов А. Г. Комплексирование геофизических методов / А. Г. Тархов, В. М. Бондаренко, А. А. Никитин. — М., Недра, 1982. — 295 с.
163. Козлов Е. А. Определение экономической эффективности геофизических методов на нефть и газ / Е. А. Козлов. — М., Недра, 1980. — 195 с.
164. 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.
165. Кулапов С. М. Комплексный анализ геолого-геофизических и космических данных для обеспечения геологоразведочных работ. ООО “Газпром ВНИИГАЗ”. — 2010. — № 10. — С.40–47.
166. Станкевич С. А. Інтеграція дистанційних та геолого-геофізичних просторових даних при пошуку вуглеводнів на морському шельфі / С. А. Станкевич, О. В. Седлєрова // Геоінформатика. — 2007. — №3. — С. 77–81.

167. Седлєрова О. В. Обґрунтування комплексної методики прогнозу нафтогазоперспективних об'єктів українського сектора Азовського моря з використанням даних дистанційного зондування Землі: автореф. дис. канд. геолог. наук / Ольга Володимирівна Седлєрова. — К., 2008. — 20 с.
168. Философов В. П. Основы морфометрического метода поисков тектонических структур / В. П. Философов. — Саратов: Изд-во Саратов. ун-та, 1975. — 232 с.
169. Аристархова Л.Б. Морфоструктурный анализ аэрокосмических снимков и топографических карт / Л. Б. Аристархова. — М.: Изд-во Моск. ун-та, 2000. — 64 с.
170. Загорулько В. А. Морфометрический анализ рельефа средствами ГИС-технологий (на примере Семиного перевала) / В. А. Загорулько, В. И. Хамарин, А. Е. Тябаев // Геоморфология. — 2003. — № 4.
171. Чернова И. Ю. Обнаружение и исследование зон новейших движений земной коры инструментами ГИС / И. Ю. Чернова [и др.] // ArcReview. 2005. — № 1 (32). — С. 6–7.
172. Принципы геоинформационного обеспечения задач дистанционного поиска полезных ископаемых / М. А. Попов [и др.] // Ученые записки Таврического национального университета имени В. И. Вернадского, Серия “География”. — 2012. — Т. 25 (64). — № 1. — С. 177–190.
173. Атаков А. И. Новые технологии обработки дистанционных геолого-геофизических данных при нефтегазопроисловых работах [Электронный ресурс] / А. И. Атаков, Ю. Н. Гололобов, В. Г. Мавричев, А. А. Кирсанов, К. Л. Липияйнен // Материалы 8-ой Всероссийской научно-практической конференции “Геоинформатика в нефтегазовой и горной отраслях”. — М.: ГИСА, 2007. — 1 электрон. опт. диск (CD-ROM). — Системные требования: Pentium; 32 Mb RAM; Windows 98, 2000, XP; MS Word 97-2000. Название с экрана.
174. Фукунага К. Ведение в статистическую теорию распознавания образов / К. Фукунага. — М.: Наука, 1979. — 368 с.
175. Landgrebe D. A. Signal Theory Methods in Multispectral Remote Sensing / D. A. Landgrebe. — Hoboken: John Wiley, 2003. — 520 p.
176. Станкевич С. А. Алгоритм статистичної класифікації об'єктів дистанційного спостереження за їх спектрально-топологічними характеристиками / С. А. Станкевич // Науковий вісник Національного гірничого університету. — 2006. — № 7. — С. 38–40.
177. Архіпов О. І. Картування границь нафтогазоносних ділянок за даними наземного спектрометрування / О. І. Архіпов, С. А. Станкевич, О. В. Титаренко // Теоретичні та прикладні аспекти геоінформатики. — Київ: Всеукраїнська асоціація геоінформатики, 2009. — С. 123–131.
178. 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.
179. Нафтогазоперспективні об'єкти України. Теоретичне і практичне обґрунтування пошуків нафти і газу в акваторіях України / П. Ф. Гожик [та ін.]. — К: Вид. дім ЕКМО, 2007. — 232 с.
180. Галко Т.М. Критерії прогнозування нафтогазоносності українського сектора Азовського і Чорного морів / Т. М. Галко // Геология и полезные ископаемые Мирового океана. — 2013. — № 1. — С. 104–114.
181. 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.
182. Попов М. О. 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.
183. 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.
184. Серебренникова О. В. Геохимические методы при поиске и разведке месторождений нефти и газа. Учебное пособие / О. В. Серебренникова. — Ханты-Мансийск: РИЦ ЮГУ, 2008. — 174 с.
185. Соболев И. С. Некоторые методические аспекты поисков месторождений нефти и газа радиогеохимическими методами / И. С. Соболев, В. П. Меркулов, Л. П. Рихванов // Геология и охрана недр. — 2004. — №2(11). — С. 57–65.
186. Геохимические предпосылки экологического мониторинга нефтегазоносных территорий СССР / Г. И. Бельчанский [и др.] // Природа и ресурсы. — Т. 26. — №1–2, 1990. — С. 61–70.
187. Перерва В. М. Состояние и пути совершенствования спутниковой технологии прогнозирования залежей нефти и газа / В. М. Перерва [и др.] // Космічна наука і технологія. — Т. 8. — №2/3. — 2002. — С. 201–206.
188. Глубинные разломы и методика аэрокосмических исследований при нефтегазопроисловых работах в Днепро-Припятском авлакогене // И. И. Чебаненко, В. С. Готьян, Н. И. Жиловский [и др.]. — К., ИГН АН УССР, 1988. — 55 с.
189. Вершовский В. Г. Тектонодинамические критерии формирования природных резервуаров УВ / В. Г. Вершовский, В. А. Гридин, М. П. Голованов // Обз. инфор. Сер.: геология и разведка газовых и газоконденсатных месторождений. — М.: ООО “ИРЦ Газпром”, 2001. — 47 с.
190. Загорулько В. А. Морфометрический анализ рельефа средствами ГИС-технологий (на примере Семиного перевала) / В. А. Загорулько, В. И. Хамарин, А. Е. Тябаев // Геоморфология. — 2003. — № 4. — С. 40–46.
191. Чернова И. Ю. Обнаружение и исследование зон новейших движений земной коры инструментами ГИС / И. Ю. Чернова [и др.] // ArcReview. 2005. — № 1 (32). — С. 6–7.

192. Карионов Ю. И. Оценка точности матрицы высот SRTM / Ю. И. Карионов // Геофизический журнал. — 2010 — № 1. — С. 48–51.
193. Применение материалов космических съемок при геологических исследованиях древних и молодых платформ / Б. И. Можаяев [и др.]. — М.: ВИЭМС, 1978.
194. Рельеф, неотектонические движения и скейлинговые свойства линеаментных сетей (на примере Кольского полуострова) / Л. Н. Васильев [и др.] // Геоморфология. — 1999. — №3. — С. 15–22.
195. Будько В. М. К методике изучения анизотропности поля линеаментов. — в кн. Аэрокосмические съемки при изучении глубинного строения регионов СССР / В. М. Будько. — Л.: ВСЕГЕИ, 1990. — С. 78–92.
196. Інтегрування гетерогенної просторової інформації під час розв'язання нафтогазопозукових задач / С. Станкевич [та ін.] // Сучасні досягнення геодезичної науки та виробництва, випуск II(24), 2012. — С. 105–110.
197. Фёрстер Э., Рёнц Б. Методы корреляционного и регрессионного анализа / Э. Фёрстер, Б. Рёнц. — М.: Финансы и статистика, 1983. — 304 с.
198. Принципы геоинформационного обеспечения задач дистанционного поиска полезных ископаемых / М. А. Попов [и др.] // Ученые записки Таврического национального университета имени В. И. Вернадского, Серия “География”, Том 25 (64). — 2012. — № 1. — С. 177–190.
199. Bayes T. An essay towards solving a problem in the doctrine of chances / T. Bayes // Biometrika. — 1958. — Vol. 45. — P. 293–315.
200. Wally P. Statistical reasoning with imprecise probabilities / P. Wally. — London: Chapman and Hall, 1991. — 706 p.
201. Fine Terrence L. Theories of probability / Terrence L. Fine. — New York: Academic Press, 1973. — 263 p.
202. Кузнецов В. П. Интервальные статистические модели / В. П. Кузнецов. — М.: Радио и связь, 1991. — 352 с.
203. Zadeh Lotfi. Fuzzy sets as the basis for a theory of possibility / Lotfi Zadeh // Fuzzy sets and Systems, 1978. — № 1. — P. 3–28.
204. Dubois Didier. Possibility theory, probability theory and multiple-valued logics: a clarification / Didier Dubois, Henri Prade // Annals of Mathematics and Artificial Intelligence, 2001. — № 32. — P. 35–66.
205. Dempster A.P. Upper and lower probabilities induced by a multivalued mapping / A.P. Dempster // The Annals of Statistics. — 1967. — Vol. 28. — P. 325–339.
206. Shafer G. A mathematical theory of evidence / G. Shafer. — Princeton: Princeton University Press, 1976. — 297 p.
207. Yager R.R. On the Dempster-Shafer framework and new combination rules / R.R. Yager // Information Sciences. — 1987. — Vol. 41. — P. 93–137.
208. Smets Ph. The combination of evidence in the transferable belief model / Ph. Smets // Pattern analysis and Machine Intelligence. — 1990. — Vol. 12. — P. 447–458.
209. Inagaki T. Interdependence between Safety-Control Policy and multiple-sensor schemes via Dempster-Shafer theory / T. Inagaki // IEEE Transactions on Reliability. — 1991. — Vol.40.— № 2. — P. 182–188.
210. Savage L.J. The Foundations of Statistics / L.J. Savage. — 2nd Revised Edition. — New York: Dover Publications, 2012. — 352 p.
211. Klir G.J. Uncertainty-Based Information: Elements of Generalized Information Theory (Studies in Fuzziness and Soft Computing) / G.J. Klir, M.J. Wierman. — Heidelberg: Physica, 1999. — 196 p.
212. Chokr B. How far are we from complete knowledge? Complexity of knowledge acquisition in the Dempster-Shafer approach / B. Chokr, V. Kreinovich // In: Yager R.R., Kacprzyk J., Pedrizzi M. (Eds.): Advances in the Dempster-Shafer Theory of Evidence. — New York: John Wiley, 1994. — P. 555–576.
213. Kramosil I. Probabilistic Analysis of Belief Functions / I. Kramosil. — New York: Springer, 2001. — 240 p.
214. Shafer G. Probability judgement in artificial intelligence / G. Shafer // Uncertainty in Artificial Intelligence, 1986. — Vol. 4. — P. 91–98.
215. Zadeh L.A. Review of Books: A Mathematical Theory of Evidence / L.A. Zadeh // The AI Magazine, 1984. — Vol. 5. — № 3. — P. 81–83.
216. Маннинг К. Д. Введение в информационный поиск / К. Д. Маннинг, П. Рагхаван, Х. Шютце: Пер. с англ. — М.: Вильямс, 2011. — 528 с.
217. Mengmeng M. Combination of evidence with different weighting factors: A novel probabilistic-based dissimilarity measure approach / M. Mengmeng, A. Jiayao // Journal of Sensors, 2015. — Vol. 2015. — P. 1–9.
218. Xinyang Deng. Multisensor information fusion based on Dempster-Shafer theory and power average operator / Deng Xinyang, Deng Yong // Journal of Computational Information Systems, 2013. — Vol.16. — No.9. — P.6417–6424.
219. Dezert J. Hierarchical DSmp transformation for decision-making under uncertainty / J. Dezert, D. Han, Z.-G. Liu, J.M. Tacnet // Proceedings of 15th International Conference on Information Fusion (Fusion 2012). — Singapore: IEEE, 2012. — P. 294–301.
220. Принципы геоинформационного обеспечения задач дистанционного поиска полезных ископаемых / М. А. Попов [и др.] // Ученые записки Таврического национального университета имени В. И. Вернадского, Серия “География”. — 2012. — Том 25 (64). — № 1. — С. 177–190.
221. Інтегрування гетерогенної просторової інформації при вирішенні нафтогазопозукових задач / С. А. Станкевич [та ін.] // Сучасні досягнення геодезичної науки та виробництва, 2012. — Вип.2(24). — С. 105–110.
222. Gelman A. Bayesian Data Analysis / A. Gelman, J.B. Carlin, H.S. Stern, D.B. Rubin.- New York: Chapman & Hall, 2000. — 670 p.
223. Станкевич С. А. Методика картирования границ залежей углеводородов с использованием данных дистанционного зондирования / [Станкевич С. А., Титаренко О. В.]; под ред. В. Г. Бондура. — Аэрокосмический мониторинг объектов нефтегазового комплекса. — М.: Научный мир, 2012. — С. 425–430.
224. Інтеграція гетерогенної просторової інформації

- ции для решения задач поиска нефти и газа / М. А. Попов [и др.] // Электронные библиотеки, 2013. — Т.16. — Вып.2. — [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <http://www.elbib.ru/rus/journal/2013/part2/PSMZK>. — Дата обращения 01.12.2016. — Название с экрана.
225. Атлас родовищ нафти і газу України / За ред. М. М. Іванюти, В. О. Федішина, Б. І. Денєги, Ю. О. Арсірія, Я. Г. Лазарука. — Т.1: Східний нафтогазоносний район. — Львів: УНГА, 1998. — С. 273–282.
226. Дудніков М. Перспективи нафтогазоносності Південно-Східної частини Дніпровсько-Донецької западини / М. Дудніков // Вісник Київського національного університету імені Тараса Шевченка. Геологія, 2012. — Вип. 58. — С. 36–40.
227. 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.
228. 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.
229. Явление парагенезиса субвертикальных зонально-кольцеобразных геофизических, геохимических и биогеохимических полей в осадочном чехле diagenetic magnetite over oil fields // AAPG Bull. — 1979. — Vol. 6, N 2. — P. 236–254.
230. Норенков И. П. Генетические методы структурного синтеза проектных решений / И. П. Норенков // Информационные технологии. — 1998. — №1. — С. 9–13.
231. Goldberg David E. Genetic Algorithms in Search, Optimization and Machine Learning. USA: Addison — Wesley Publishing Company, Inc. 1989. — 315 p.
232. Федоровский А. Д. Основные требования к параметрам космического аппаратного комплекса зондирования Земли / А. Д. Федоровский, С. А. Рябоконеко, З. В. Козлов // Доповіді НАНУ, 2003. — № 7. — С. 118–122.
233. Fang H.L. Genetic algorithms in timetabling and scheduling. A dissertation. Department of Artificial Intelligence University of Edinburg, Edinburg. 2000. — 153 p.
234. Саати Т. Принятие решений при зависимостях и обратных связях: аналитические сети / Т. Саати. — М.: Книжный дом “ЛИБРОКОМ”, 2009. — 360 с.
235. 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.
236. Саати Т. Принятие решений. Метод анализа иерархий / Т. Саати. — М.: Радио и связь, 1993. — 186 с.
237. 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 нафтогазоносний район.
238. Зіставлення супутникових та наземних гіперспектральних даних при визначенні позиції червоного краю спектрів відбиття / В. І. Лялько [та ін.] // Космічна наука і технологія. — 2010. — Т. 16. — № 3. — С. 39–45.
239. Дешифрування гіперспектральної космічної інформації на основі текстурних і спектральних характеристик досліджуваних об'єктів / В. Г. Якимчук [та ін.] // Доповіді Національної академії наук — 2008. — № 2. — С. 129–134.
240. Exelis. ENVI Tutorial: Vegetation Analysis [Електронний ресурс]. — Режим доступа: http://www.exelisvis.com/portals/0/pdfs/envi/Vegetation_Analysis.pdf. — Название с экрана.
241. Peña M.A. Constructing satellite-derived hyperspectral indices sensitive to canopy structure variables of a Cordilleran Cypress (*Austrocedrus chilensis*) forest / M. A. Peña, A. Brenning, A. Sagredo // ISPRS Journal of Photogrammetry and Remote Sensing. — 2012. — № 74. — P. 1–10.
242. Использование полного набора нормализованных межканальных индексов многоспектральных космических изображений при классификации покрытий ландшафта / М. А. Попов [и др.] // Ученые записки Таврического национального университета им. В. И. Вернадского. — 2007. — Т. 20 (59). — № 1. — С. 175–182.
243. National Aeronautics and Space Administration (NASA). Landsat 7 Science Data Users Handbook [Електронний ресурс]. — Режим доступа: http://landsathandbook.gsfc.nasa.gov/pdfs/Landsat7_Handbook.pdf. — Название с экрана.
244. Прогнозирование и поиск месторождений нефти и газа на основе спектрофотометрирования растительного покрова / А. Д. Федоровский [и др.] // Геоинформатика. — 2010. — №3. — С. 44–47.
245. Большев Л. Н., Смирнов Н. В. Таблицы математической статистики / Л. Н. Большев, Н. В. Смирнов. — М.: Наука, 1983. — 416 с.
246. Ruby [Електронний ресурс]. — Режим доступа: <https://www.ruby-lang.org/ru/>. — Название с экрана.
247. Li Lin. Application of AVIRIS data in detection of oil-induced vegetation stress and cover change at Jornada, New Mexico / Lin Li, Susan L. Ustin, Mui Lay // Remote Sensing of Environment. — 2004. — Vol. 94. — P. 1–16.
248. Дослідження варіацій індексів червоного краю спектрів відбиття пшениці над газовим родовищем / В. І. Лялько [та ін.] // Космічна наука і технологія. — 2010. — Т. 6. — №6. — С. 5–10.
249. Артюшенко М. В. Фрактальный анализ спектрограмм растительного покрова в задачах природопользования / М. В. Артюшенко, Л. В. Подгородецкая, А. Д. Федоровский // Доповіді Національної академії наук України. — 2010. — № 8. — С. 113–119.
250. Спосіб фрактальної спектрометричної фітоіндикації виявлення аномалій природного та техногенного походження [Текст]: ПАТЕНТ на винахід № 104360 / Артюшенко М. В., Дугін С. С., Федоровський О. Д. Власник патенту ДУ “Науковий центр аерокосмічних досліджень Землі Інституту геологічних наук НАН України”. — № а 2012 09155 ; заявл. 25.07.2012 ; опубл. 27.01.2014, Бюл. № 2.

251. Хит О. Фотосинтез: Физиологические аспекты / О. Хит. — М.: Мир, 1972. — 315 с.
252. Мерзляк М. Н. Пигменты, оптика листа и состояние растений [Электронный ресурс] // МГУ им. М. В. Ломоносова Режим доступа: <http://www.pereplet.ru/obrazovanie/stsoros/524.html>. — Название с экрана.
253. Эбелинг В. Образование структур при необратимых процессах / В. Эбелинг. — М.: Мир, 1979. — 277 с.
254. Федер Е. Фракталы / Е. Федер. — М.: Мир, 1991. — 254 с.
255. Патент України на винахід № 104515. Спосіб виявлення покладів газу з урахуванням зносу аномалій пониження температур поверхні моря / Лялько В. І., Коротаєв Г. К., Воробйов А. І., Ратнер Ю. Б., Холод А. Л., Гейхман А. М. Бюлетень № 3 від 10.02.2014 р.
256. Патент України на винахід, № 107124. Спосіб пошуку покладів газу з урахуванням зносу аномалій пониження температур поверхні моря / Воробйов А. І., Лялько В. І., Гейхман А. М. Бюлетень № 22 від 25.11.2014 р.
257. Патент України на винахід № 109055. Спосіб виявлення покладів нафти і газу на основі детального моніторингу параметрів течій у шарах морської товщі / Воробйов А. І., Лялько В. І., Гейхман А. М. Бюлетень № 13 від 10.07. 2015 р.
258. Полікарпов Г. Г. Виявлено активні газовиділення з дна Чорного моря / Г. Г. Полікарпов, В. М. Егоров // Вісн. АН УРСР. — 1989. — № 10. — С. 108–111.
259. Явление активного газовыделения из поднятий на свале глубин западной части Черного моря / Г. Г. Поликарпов [и др.] // Докл. АН УССР. — 1989. — Сер. Б. — № 12. — С. 13–15.
260. Современные представления о средообразующей и экологической роли струй-ных метановых газовыделений со дна Черного моря / В. Н. Егоров [и др.] // Морський екологічний журнал. — 2003. — № 3. — Т. II.
261. Газовые факелы на дне Черноого моря / Е. Ф. Шнюков [и др.]. — Киев, ОМГОР НАН Украины, 1999. — 134 с.
262. Новые проявления газового и грязевого вулканизма в Черном море / Е. Ф. Шнюков [и др.] // Геология и полезные ископаемые Мирового океана. — 2007. — № 2. — С. 107–110.
263. Глубинная природа газовых факелов западной части Черного моря по результатам геофизических исследований / Е. Ф. Шнюков [и др.] // Геология и полезные ископаемые Мирового океана. — 2005. — № 1. — С. 70–82.
264. Занкевич Б.А. Тектоническая позиция зоны газовых факелов северо-западной части Черного моря / Б. А. Занкевич, Н.В. Шафранская // Геология и полезные ископаемые Мирового океана. — 2009. — № 3. — С. 35–54.
265. Dando P.R. Environmental effects of submarine seeping natural gas / P.R. Dando, M. Hovland // Continental Shelf Research. — 1992. — 12 (10). — P. 1197–1207.
266. Dimitrov L.I. Characteristics of gas-acoustic anomalies on the South Bulgarian Black Sea shelf // Oceanology. — 1989. — 19. — P. 34–41. (in Bulgarian).
267. Lieven Naudts. Geological and morphological setting of 2778 methane seeps in the Dnepr paleo-delta, northwestern Black Sea. / Lieven Naudts, Jens Greinert, Yuriy Artemov, Peter Staelens, Jeffrey Poort, Pieter Van Rensbergen, Marc De Batist. Marine Geology 227 (2006). — P. 177–199.
268. Нафтогазоперспективні об'єкти України. Перспективи нафтогазо-носності бортових зон западин України. / І. І. Чебаненко, П. Ф. Гожик, В. О. Краюшкин [та ін.]. — К.: "Варта", 2005.—263 с.
269. Мельниченко Т. А. Комплексування літологічної і тектонічної інформації при вирішенні нафтогазових пошукових задач / Т. А. Мельниченко // Збірник наукових праць Інституту геологічних наук НАН України. — Т. 8 К. — 2015. — С. 95–102.
270. Мельниченко Т. А. Вплив геотектонічної активності на обсяги газових виділень у північній частині Чорного моря. / Т. А. Мельниченко, А. І. Воробйов, А. М. Гейхман / Доповіді НАН України. — К.—2016. — № 3. — С.55–60.
271. Обгрунтування перспектив нафтогазоносності осадочного чохла шельфу та глибоководної частини українського сектору Чорного моря / Кер. М. В. Ольшанецький. — Київ, 2010 р., в 3-х книгах. — 699 с.