

ГЕОІНФОРМАЦІЙНИЙ ПІДХІД ПРИ КОСМОГЕОЛОГІЧНИХ ДОСЛІДЖЕННЯХ ШЕЛЬФУ У ЗВ'ЯЗКУ З НАФТОГАЗОНОСНІСТЮ (НА ПРИКЛАДІ АКВАТОРІЇ АЗОВСЬКОГО МОРЯ)

© О.В. Седлєрова, 2008

ДУ “Науковий центр аерокосмічних досліджень Землі ІГН НАН України”, Київ, Україна

Basic principles of geographic information approach are given at geological prediction of oil and gas using a complex of space information and geological geophysical data. The structure of database is described for carrying out the interpretation, structural-geomorphologic analysis and classification of space image with the purpose of creation of neotectonic model of the Sea of Azov.

Вступ. Швидке освоєння нафтогазового потенціалу із застосуванням методичних засад дистанційних досліджень (малозатратних, експресних порівняно з глибоким бурінням і сейсмічними дослідженнями особливо новітніх модифікацій) потребує широкого їх практичного впровадження під час виявлення першочергових нафтогазоперспективних об'єктів території українського сектора акваторії Азовського моря. Це дає змогу визначити й основні напрями сейсморозвідувальних робіт та пошуково-розвідувального буріння на нафту і газ. Такий комплексний підхід до вивчення геологічної будови і прогнозу нафтогазонасності українського сектора акваторії Азовського моря особливо сприятливий і нагальний, коли вивченість території дослідження менша за 4 %, а запаси і, головне, нерозвідані ресурси за підрахунками усіх фахівців, значні. Район характеризується невеликими глибинами (до 13 м) і доступністю за глибиною продуктивних і перспективних товщ для практичного освоєння.

В межах акваторії Азовського моря на цей час відкрито 14 родовищ (див. рисунок) в українському секторі: газові – Стрілкове (1), Морське-1 (2), Невелике (3), Октябрське (4), Північноказантипське (5), Східноказантипське (6), Північнокерченське (7) і Північнобулганакське (8); в російській зоні – газові: Сигнальне (9), Невідоме (10), Західнобейсузьке (11), Бейсузьке (12), та нафтогазові: Прибережне (13) і Темрюцьке (14).

Досліджуваний район потребує інтенсивного довивчення в межах Індоло-Кубанського прогину і Середньоазовського підняття [1]. Дистанційними дослідженнями слід охопити Тимашівський уступ, Північноазовський прогин, Чингульську сідловину.

Використання комплексної методики прогнозування нафтогазоперспективних об'єктів (КМП НГПО), яка ґрунтується на інтегрованому аналізі

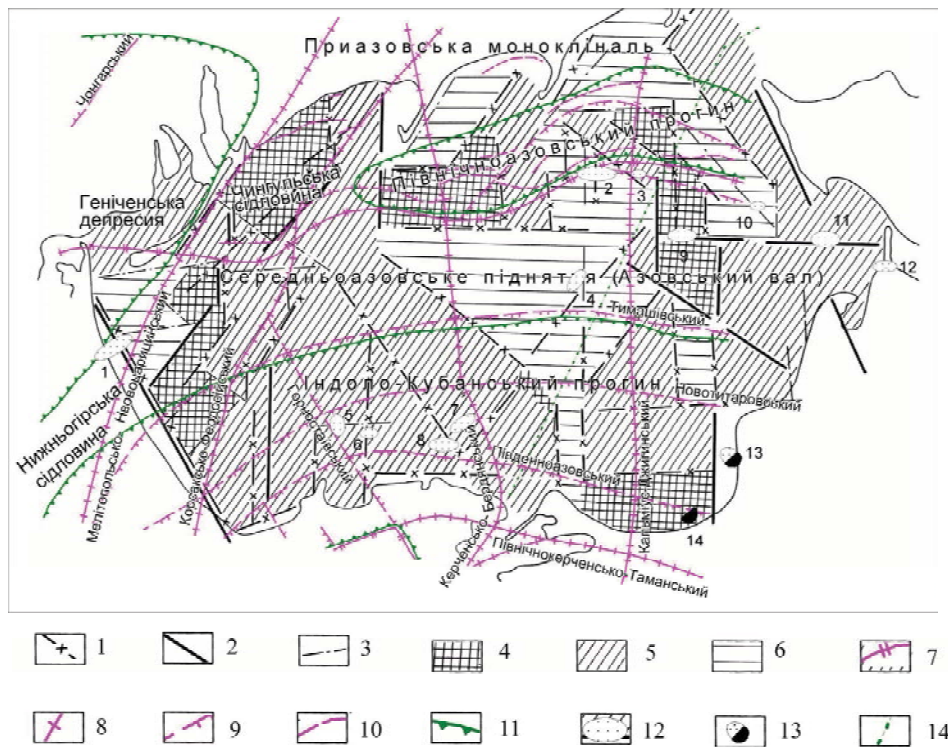
інформації, отриманої космічною зйомкою, структурно-геоморфологічних і геолого-геофізичних даних, дає змогу оперативно по всій площі району у регіональному масштабі визначити зони активності тектонічних розломів, зони розущільнення порід осадової товщі та неотектонічно активні блоки. Це, у свою чергу, дає підстави для уточнення моделі будови району досліджень, обґрунтування структурно-тектонічного і нафтогазогеологічного районування, аналізу фонду НГПО.

Застосування даних дистанційного зондування, без сумніву, підвищить ефективність геолого-розвідувальних робіт на нафту і газ, а також істотно знизить витрати на обґрунтування об'єктів пошуково-розвідувального буріння.

Попередні дослідження. Існуючі супутникові технології, які застосовують у нафтогазонасних провінціях на суходолі, ґрунтуються на геоіндикаційній концепції взаємодії всіх елементів і компонентів ландшафту і використовують фіксацію видозмін ландшафтів, які виникають над нафтогазовими структурами, а саме: зміни у розподілі мезо- і мікроформ рельєфу, стану та складу поверхневих відкладів і рослинності, а також аномальний вміст мікроелементів у ґрунтах [2, 3].

Методики комплексування дистанційних та геофізичних методів застосовують для прогнозу нафтогазонасності шельфових зон у межах північно-західного і північно-східного шельфу Чорного моря. Основним критерієм наявності нафтогазонасної структури у цих методиках є наявність аномалій температури поверхні моря, які фіксують аерокосмічними методами [4, 5].

На шельфі Каспійського моря відпрацьована методика оцінювання нафтогазоперспективності територій з використанням системного підходу, яка складається з двох етапів: а) застосування методу аналізу ієрархій із залученням широкого кола експертів для отримання експертних оцінок



Азовське море. Карта-схема зіставлення результатів інтегрованого аналізу даних космічних зйомок та наземних геолого-геофізичних досліджень. Лінеаменти, виділені за комплексом дистанційних і структурно-геоморфологічних ознак: 1 — осі трансрегіональних зон лінеаментів; 2 — осі регіональних зон лінеаментів; 3 — локальні лінеаменти; ділянки відносного підймання в зонах: 4 — слабого занурення, 5 — помірного занурення; 6 — зони інтенсивного занурення; розломи за геофізичними даними (за В.Г. Лозинським, П.Я. Максимчуком, 2004 р.): 7 — трансрегіональні глибинні, 8 — регіональні глибинні, 9 — регіональні, 10 — інші; 11 — межі тектонічних елементів; родовища: 12 — газові (1 — Стрілкове, 2 — Морське-1, 3 — Невелике, 4 — Октябрьське, 5 — Північноказантипське, 6 — Східноказантипське, 7 — Північнокерченське, 8 — Північнобулганаське, 9 — Сигнальне, 10 — Невідоме, 11 — Західнобейсуйське, 12 — Бейсуйське), 13 — нафтогазові (13 — Прибережне, 14 — Темрюцьке); 14 — умовний кордон України і Росії

нафтогазоносності ділянок; б) класифікація перспективних ділянок із використанням методу адаптивного балансу впливів [6].

Нами для вивчення нафтогазоперспективності об'єктів акваторії Азовського моря застосовано КМП НГПО, що ґрунтується на інтегрованому аналізі інформації, отриманої космічною зйомкою, та структурно-геоморфологічних і геолого-геофізичних даних. Саме залучення до аналізу значної кількості просторових геоприв'язаних даних і стає визначальним для використання геоінформаційного підходу до вирішення задачі прогнозування нафтогазоперспективності шельфу.

Теоретичне обґрунтування геоінформаційного підходу до вирішення задачі прогнозування нафтогазоперспективності шельфу. Теоретичним підґрунтям досліджень нафтогазоперспективності українського сектора Азовського моря є уявлення про тектонічну будову району, які визначені у публікаціях І.І. Чебаненка, В.О. Краюшкіна, В.І. Лялька, М.І. Євдошук та ін. [1, 4]. Взято до уваги також погляди про утворення покладів вуглеводнів у неогені — четвертинному періоді внаслідок переміщення глибинних флюїдів по розкритих на новітньому етапі геологічного розвитку тектонічних порушеннях у гетерогенно-гетерохронному фундаменті та проникненню флюїдів

через зони розушільнення порід осадового чохла до структурних, тектонічно або літологічно екранованих пасток у відкладах крейди, палеогену, неогену (І.І. Чебаненко, В.П. Порфір'єв, В.О. Краюшкін, В.П. Клочко та ін.). Використання даних дистанційного зондування Землі у геологічних дослідженнях базується на уявленні про ландшафт як геосистему, тобто систему взаємопов'язаних і взаємообумовлених елементів і компонентів. Доведено [7], що геологічні тіла відображаються на космічних знімках опосередковано через особливості морфології земної поверхні.

Існують суттєві об'єктивні причини, зумовлені специфікою космогеологічних досліджень, які роблять геоінформаційний підхід потрібним для вирішення задач геологічного прогнозування. Це насамперед:

- наявність великої кількості інформації, яка постійно змінюється і оновлюється;
- необхідність під час аналізу геоморфологічних, геологічних, геофізичних даних утворювати похідні карти з обробленою інформацією (карти градієнтів; карти суми (різниці) параметрів; карти певних перетворень для підкреслення критерію, що вивчається).

Крім того, дані дистанційного зондування містять значний обсяг інформації, який слід врахо-

увати під час вирішення задачі прогнозування нафтогазоперспективних об'єктів, оскільки матеріали космічних зйомок мають властивість відображати у певній зоні спектра електромагнітних коливань певні характеристики геологічного середовища.

Основні характеристики і організація даних.

Для проведення космогеологічних досліджень з метою визначення нафтогазоперспективних об'єктів необхідно структурувати і організувати наявні дані. Попереднім завданням є створення Баз знань, яка містить звіти та бібліографію за темою досліджень; на основі цієї інформації визначають основні тектонічні, геодинамічні, геофлюїдодинамічні моделі, гіпотези нафтогазотворення, встановлюють основні загальні закономірності геологічної будови та критерії розміщення нафтогазових родовищ.

Структура бази даних має відображати повний спектр специфічної інформації, яку враховують під час комплексного аналізу. Обов'язковими мають бути такі складові:

- дистанційні первинні дані;
- перетворені дистанційні дані ;
- батиметричні дані;
- перетворені карти рельєфу дна, зокрема морфографічні, морфометричні;
- геоморфологічні (карти геоморфологічних рівнів);
- літологічні карти (четвертинних і неогенових відкладів);
- геологічні дані (дані щодо свердловин, профілі кореляції по свердловинах);
- геофізичні дані (гравіметричні, магнітометричні, сейсморозвідувальні);
- прояви нафтогазоносності (виявлена нафтогазоносність, карти розміщення родовищ, дані щодо свердловин на родовищах);
- палеогеографічні дані стосовно палеогену – неогену – четвертинного періоду
- гідрофізичні дані (карти течій, карти температур, карти солоності, карти поширення фітопланктону);
- метеорологічні дані (напрямок і сила вітру).

Така структурована сукупність даних забезпечує реалізацію адекватної моделі предметної області за мінімальної надмірності даних. У базі даних відображається інформація про об'єкти і відносини між ними. Програмам ArcGIS або MapInfo притаманний об'єктно-орієнтований формат зберігання даних, який використовує стандартні системи керування базами даних для зберігання та організації доступу до просторової й атрибутивної інформації. Таким чином утворюється інтегрована модель геоданих.

Методика проведення досліджень.

1. На першому етапі дослідження проведено дешифрування космічних зображень, яке ґрунтується на властивості дистанційних даних відображати

глибинну геологічну структуру. Використано первинні та перетворені дистанційні дані. Вивчено оптичні та геометричні властивості зображень, проведено обробку космічних зображень для підвищення контрастності виділених об'єктів, що вивчаються; визначено геоіндикатори глибинних розломів, зон розущільнення, локальних структур на основі встановлених відповідностей геологічної структури структурам ландшафту. Для досягнення достовірності під час дешифрування космічних зображень враховано метеодані та гідрологічні дані (напрямок і швидкість вітру, течій, об'єм твердого стоку річок). Результатом цього етапу є побудова схеми дешифрування, на якій представлені зони лінементів, кільцеві аномалії розподілу спектральної яскравості на матеріалах космічних зйомок.

2. Структурно-геоморфологічні дослідження рельєфу дна проведено на основі аналізу батиметричної, геоморфологічної карт та їх перетворень. Цей етап складається з численних методів аналізу сучасного рельєфу дна з метою виділення аномалій в будові, які є геоіндикаторами активних на сучасному тектонічному етапі глибинних розломів, та визначити відносну неотектонічну активність блоків. До набору структурно-геоморфологічних методів, що були опрацьовані на цьому етапі, віднесені морфографічні побудови: карта "стисненого" рельєфу (оцінка взаємного розміщення мезо- і мікроформ рельєфу, розвиток терас, уступів, плато) [8]; карти кільцевих і гребневих ліній (аналіз їх рисунка, співвідношення форми). Для оцінки відносної неотектонічної активності блоків виконано морфометричні побудови (карти горизонтальної, вертикальної розчленованості, градієнтних зон).

3. Порівняльно-тектонічний аналіз складає третій етап. Проведено візуальне зіставлення отриманих геоприв'язаних аналітичних картосхем з апіорною геолого-геофізичною інформацією; ідентифікацію лінементів з виявленими за геофізичними даними тектонічними розломами, порушеннями в осадовому чохла; класифікацію лінементних зон на підтверджені і непідтверджені. В результаті зіставлення кільцевих аномалій із структурами і зонами поширення структур виконують ранжування структур, за градаціями відносної неотектонічної активності визначають прогнозні зони і об'єкти.

4. Нафтогазоперспективність ділянок у межах акваторії Азовського моря оцінено в автоматичному режимі методом інтегрування даних дистанційного зондування і геолого-геофізичних даних [9]. Результатом інтегрування даних є класифікація космічного зображення з використанням геолого-геофізичних критеріїв за подібністю ділянок шельфу з цільовими зразками – родовищами. Методом оптимізації даних [10] з довільно вибраних геолого-геофізичних критеріїв визначено

такі, що є дійсно інформативними і впливають на ранжування ділянок.

Інтерпретація отриманих результатів. Геоприв'язані аналітичні карти-схеми (схема дешифрування, структурно-геоморфологічна карта-схема, узагальнювальна карта фактичного геолого-геофізичного матеріалу і карта подібності ділянок акваторії Азовського моря) є основою для складання карти неотектонічної активності із зонами лінементів трьох рангів і відносної неотектонічної активності блоків (три градації) (див. рисунок). Виходячи з концепції впливу неотектоніки на утворення покладів вуглеводнів та їх приуроченість до неотектонічно активних зон глибинних розломів (І.І. Чебаненко, О.М. Ласточкін, М.М. Ніколаєв), на основі карти неотектонічної активності виконано ранжування ділянок за перспективністю щодо нафтогазоносності.

Повного збігу зон лінементів і глибинних розломів, виявлених геофізичними методами не спостерігається, що пояснюється дискретністю геофізичних даних і великим відсотком імовірності під час трасування глибинної зони на значну відстань. Використання даних дешифрування космічних знімків дало змогу протрасувати зони лінементів на значну відстань, прослідкувати їх продовження в інших тектонічних умовах, що підтвердило наявність цієї зони та її активність на сучасному етапі тектонічного розвитку.

Аналіз розміщення родовищ і неотектонічної оцінки блоків у межах акваторії Азовського моря дав змогу дійти висновку, що сприятливіші умови для зберігання покладів у пастках були в блоках, що відповідають ділянкам відносного підняття в зонах помірного занурення, а не на ділянках суттєвого підймання на сучасному етапі тектонічного розвитку. Приуроченість двох газових родовищ російського сектора (Невелике і Сигнальне) до блока відносного підймання, якому в рельєфі відповідає значне підвищення, потребує дослідження у детальнішому масштабі із залученням космічних матеріалів з вищою просторовою розрізненістю.

Висновки. Використання геоінформаційного підходу до нафтогазогеологічного прогнозування із застосуванням комплексу космічних і геолого-геофізичних даних дає змогу обробляти, зіставляти, аналізувати значний обсяг даних, який не є надлишковим, оскільки допомагає відтворити взаємозв'язки у складній геосистемі. На основі отриманої неотектонічної моделі в результаті аналізу всього комплексу даних виявлена нафтогазоперспективність ділянок. Урахування результатів неотектонічних досліджень, дешифрування і статистичної обробки космічних зображень дає до-

даткову інформацію для розуміння процесів сучасної тектоніки і геофлюїдодинаміки. Це, в свою чергу, дає підстави для уточнення моделі будови району досліджень, обґрунтування структурно-тектонічного і нафтогазогеологічного районування українського сектора Азовського моря, аналізу фонду нафтогазоперспективних об'єктів.

1. *Нафтогазоперспективні* об'єкти України. Наукові і практичні основи пошуку вуглеводнів в Азовському морі / П.Ф.Гожик, І.І.Чебаненко, В.О.Краюшкін та ін. — К.: ПП ЕКМО, 2006. — 340 с.
2. *Деклараційний* патент на винахід UA № 63073A. Мультиспектральний структурно-польовий спосіб прогнозування покладів нафти і газу / Перерва В.М., Тепляков М.О., Архіпов О.І. та ін. — Мін-во освіти і науки України, Держ. департамент інтелектуал. власності. — Бюл. №1. — 15.01.04.
3. *Багатоспектральні* методи дистанційного зондування Землі в задачах природокористування / В.І. Лялько, М.О. Попов, О.Д. Федоровський та ін.; за ред. В.І. Лялька і М.О. Попова. — К.: Наук. думка, 2006. — 360 с.
4. *Комплексирование* аэрокосмических и геофизических методов при прогнозе нефтегазоносности северо-западного шельфа Черного моря / А.И. Воробьев, Ю.В. Костюченко, В.И. Лялько и др. // Косм. наука і технологія. — 2002. — 8, № 2/3. — С. 149–166.
5. *Вивчення* геофлюїдодинамічних процесів в північно-східній частині Чорного моря методами дистанційного зондування Землі в зв'язку з прогнозом нафтогазоносності / В.І. Лялько, А.І. Воробйов, В.С. Оголенко та ін. // Доп. НАН України. — 2004. — № 10. — С. 130–137.
6. *Оцінка* нафтогазоперспективності територій з використанням системного підходу та космічної інформації для наступної геофізичної розвідки / Т.О. Архіпова, З.М. Товстюк, З.В. Козлов та ін. // Геоінформатика. — 2006. — № 3. — С. 40–45
7. *Шарков В.В.* Аэрокосмические методы геологического изучения шельфа / В.В.Шарков, З.И.Гурьева, Е.И.Кильдюшевский. — Л.: Недра, Ленингр. отд-ние, 1985. — 275 с.
8. *Ефименко Т.А., Седлорова О.В.* Анализ “сжатого рельефа” батиметрических карт для выявления зон неотектонической активности Азово-Черноморского региона // Тектоника и нефтегазоносность Азово-Черноморского региона в связи с нефтегазоносностью пассивных окраин континентов: II Междунар. конф., Симферополь, 5–8 сент. 2000 г.: Тез. докл. — Симферополь, 2000. — С. 85–87.
9. *Станкевич С.А., Седлорова О.В.* Интеграция дистанционных та геолого-геофизических просторовых данных при поиску вуглеводнів на морському шельфі // Геоінформатика. — 2007. — № 3. — С. 77–81.
10. *Станкевич С.А.* Оптимизация состава спектральных каналов гиперспектральных аэрокосмических изображений при решении тематических задач дистанционного зондирования Земли // Космич. наука і технологія. — 2007. — 13, № 2. — С. 25–28.

Надійшла до редакції 21.02.2008 р.