

## Перспективи нафтогазоносності українського сектора Азовського моря за комплексною оцінкою даних аерокосмічних досліджень

**М.І. Євдошук**

д-р геол. наук

Інститут геологічних наук НАН України

**Т.М. Галко**

канд. геол. наук

УкрНДІГаз

**О.В. Седлєрова**

канд. геол. наук

ЦАКДЗ ІГН НАН України

**О.В. Волкова**

ДП «Науканафтогаз»

**Г.М. Якубенко**

Інститут геологічних наук НАН України

УДК 528.8.04: (553.98.041:551.351)] (262.54)

*Одним із напрямів оптимізації прогнозу, пошуків та розвідки родовищ нафти і газу у шельфовій зоні є залучення нових нетрадиційних джерел інформації, зокрема матеріалів багатоспектральної космічної зйомки. Проведено рейтингову оцінку нафтогазоперспективних об'єктів українського сектора акваторії Азовського моря з урахуванням результатів, отриманих під час визначення рангу об'єктів за структурно-геоморфологічними, неотектонічними, спектрально-яскравісними та структурно-геологічними критеріями.*

*Одним из направлений оптимизации прогноза, поисков и разведки месторождений нефти и газа в шельфовой зоне является привлечение новых нетрадиционных источников информации, в частности материалов много-спектральной космической съемки. Проведена рейтинговая оценка нефтегазоперспективных объектов украинского сектора акватории Азовского моря с учетом результатов, полученных при определении ранга объектов по структурно-геоморфологическим, неотектоническим, спектрально-яркостным и структурно-геологическим критериям.*

*One of the lines of optimization of prediction and exploration of oil and gas fields in the offshore area is involvement of new unconventional data sources, in particular materials of multispectral satellite imagery. A rating assessment of oil-and-gas promising areas in the Ukrainian sector of the Sea of Azov was carried out, taking into account the results obtained in determining the rank of OGPA according to the structural and geomorphological, neotectonic, spectral and brightness, and structural and geological criteria.*

У 1976 р. одержано фонтан газу в акваторії Азовського моря на Північнокерченській структурі. З цього часу дослідженням перспектив нафтогазоносності і напрямів подальших робіт в акваторії Азовського моря України займається значна частина науковців та виробничників [1].

У 1998 р. на структурі Північноказантипській після значної перерви пробурено св. 1 та відкрито Північноказантипське газове родовище, приурочене до верхньомайкопських відкладів. У 1999 р. відкрито Східноказантипське газове родовище в меотичних відкладах верхнього міоцену, а в 2000 р. – Північнобулганацьке газове родовище, пов'язане з карбонатними утвореннями баденського ярусу. Останнім часом проводилася дорозвідка Північнокерченського газового родовища в баденських відкладах.

Отже, у разі нарощування геологорозвідувальних робіт (ГРР) та комплексного підходу до вивчення прогнозних, перспективних і підготовлених площ очікування винагороджуються отриманням позитивних результатів та відкриттям родовищ. Актуальність комплексної оцінки нафтогазоперспективних зон, ділянок, площ, об'єктів за всіма можливими методиками залишається високою. Це стосується і застосування комплексної методики прогнозування нафтогазоперспективних об'єктів із використан-

ням даних дистанційного зондування Землі (ДЗЗ) в оцінці виділених зон.

Одним із напрямів оптимізації прогнозу, пошуків та розвідки родовищ нафти і газу у шельфовій зоні є залучення нових нетрадиційних джерел інформації, зокрема матеріалів багатоспектральної космічної зйомки. На відміну від традиційного комплексу геолого-геофізичних робіт, що базується на методі «багатоступеневої генералізації» (узгальнення даних, отриманих на різних площах), аерокосмогеологічні дослідження (АКГД) допомагають отримати цілісну картину будови крупних елементів земної поверхні за космічними знімками (КЗ) з подальшою деталізацією окремих ділянок за матеріалами аерофотозйомок або КЗ високої роздільної здатності.

Використання аерокосмічної інформації забезпечує уточнення геологічної будови нафтогазоносних територій, вивчення і простеження різних структурних форм, із якими можуть бути пов'язані родовища нафти і газу, виявлення і прогноз нових перспективних об'єктів для цілеспрямованої постановки нафтогазопошукових робіт. Єдиний комплекс малозатратних методів є доцільним на всіх етапах пошуків ВВ: прогнозного, пошукового, розвідувального [2], що підвищує ефективність освоєння на-

фтогазового потенціалу українського сектора азово-чорноморських акваторій України.

Теоретичною основою використання даних дистанційної зйомки для дослідження нафтогазоносних територій як на суходолі, так і на шельфі є концепція передачі інформації про глибинні структури на земну поверхню (поверхню дна). Таку передачу можна здійснювати як у ході механічних переміщень і вібрацій блоків фундаменту і деформацій осадової товщі, так і внаслідок геохімічних перетворень окремих компонентів ландшафту під впливом глибинних флюїдів [3]. Особливості глибинної будови проявляються також у геофізичних полях (електромагнітному, гравітаційному, тепловому тощо), гідродинамічному режимі і напружено-деформаційному стані гірських порід, а через них – у різних ландшафтних ознаках-індикаторах, які фіксуються на матеріалах дистанційних зйомок.

Виходячи з аналізу попередніх досліджень у шельфових зонах [4], а також базуючись на досвіді робіт, проведених у ЦАКДЗ за період з 1992 по 2012 рр. [3, 5, 6], зроблено висновки про різні форми прояву геологічних тіл і процесів у донних ландшафтах, а також у товщі води і на поверхні моря.

Насамперед потрібно зазначити, що значну частину індикаторів, властивих для суходолу, можна застосовувати для дешифрування підводного рельєфу. Так, реконструкція давньої гідромережі дає змогу виділити ряд закономірностей, властивих неотектонічним підняттям і розривним порушенням. Крупні морфоструктури виділяються за прямим проявленням у рельєфі. Достатньо чітко фіксуються підняття, западини, різкі перегиби дна за зміною рисунка і щільності тріщинуватості (лінеаментів). Крупним розривним порушенням можуть відповідати горсто- і грабеноподібні деформації дна, валоподібні підняття або простягнуті уздовж однієї осі ланцюжки підняття (як сучасних, так і древніх), різні аномалії у будові донних ландшафтів, які спостерігаються уздовж певної лінії і т.ін. Групування донних газопроявлень вказують на наявність геологічного порушення.

Для оцінки неотектонічної активності виділених локальних морфоаномалій нами проведено структурно-геоморфологічні дослідження: побудовано карти вертикальної і горизонтальної розчленованості та визначено амплітуди сучасних тектонічних рухів.

За результатами сумісного аналізу даних ДЗЗ та структурно-геоморфологічного аналізу в акваторіях було виділено 6 зон концентрації аномалій, виявлених за цими даними (рисунок): 1 – Чингульська, 2 – Октябрьсько-Морське-1-Обручевська (підзони: 2а – Октябрьсько-Морське-1 та 2б – Обручевська), 3 – Літологічна, 4 – Мисова-1-Північнокерченська, 5 – Південнобердянсько-Олімпійська, 6 – Стрілкова. Окремо було проаналізовано територіальну концентрацію родовищ ВВ, НГПО і ППО, вплив регіональних і локальних тектонічних порушень на їх розміщення. Кожна вибрана ділянка являє собою зону територіальної концентрації родовищ ВВ, НГПО і ППО, а також зону концентрації аномалій, виявлених за дистанційними даними і в ході структурно-геоморфологічних досліджень.

Для локального аналізу було обрано нафтогазоперспективні об'єкти (НГПО), які входять до фонду структур Державної геологічної служби України станом на 01.01.2012 р.: структури, підготовлені до глибокого буріння (2 – Північнобірюча, 3 – Східнобірюча, 4 – Обитічна-1, 5 – Обитічна-2) і виявлені сейсморозвідкою (6 – Центральна, 8 – Блокова, 9 – Геофізична, 10 – Південнобердянська, 12 – Білосарайська, 13 – Ударна, 14 – Олімпійська, 17 – Обручева-2, 18 – Обручева-3, 22 – Морська, 26 – Літологічна, 29 – Західнобулганацька, 32 – Мисова-1, 34 – Сонячна, 35 – Китенська) (див. рисунок).

З метою одержання висновків і рекомендацій щодо проведення подальших геологорозвідувальних робіт на нафту і газ в українському секторі Азовського моря шляхом рейтингової оцінки необхідно було визначити першочерговість нафтогазоперспективних об'єктів, які підготовлені до буріння та виявлені сейсморозвідкою.

Для підрахунку коефіцієнтів черговості буріння ( $K_{грр}$ ) або підготовки до нього використовували найбільш достовірні параметри, що тісно пов'язані з результатами сейсморозвідки: площа ( $K_n$ ) і тип пастки ( $K_{тп}$ ), глибина залягання прогнозних продуктивних горизонтів ( $K_g$ ), а також буріння – ресурси категорії  $C_3$  або  $D_{1,лок}$  ( $K_p$ ), ступінь перспективності нафтогазоносної товщі ( $K_{пнгт}$ ). Точність визначення двох останніх значною мірою залежить від вивченості акваторії бурінням.

Систему оцінок для кожного нафтогазоперспективного об'єкта було підібрано таким чином, щоб максимальне числове значення коефіцієнта черговості відповідало найбільш результативному показнику, досягнутому при позитивних результатах буріння (відкриті родовища) і подальшій його розвідці.

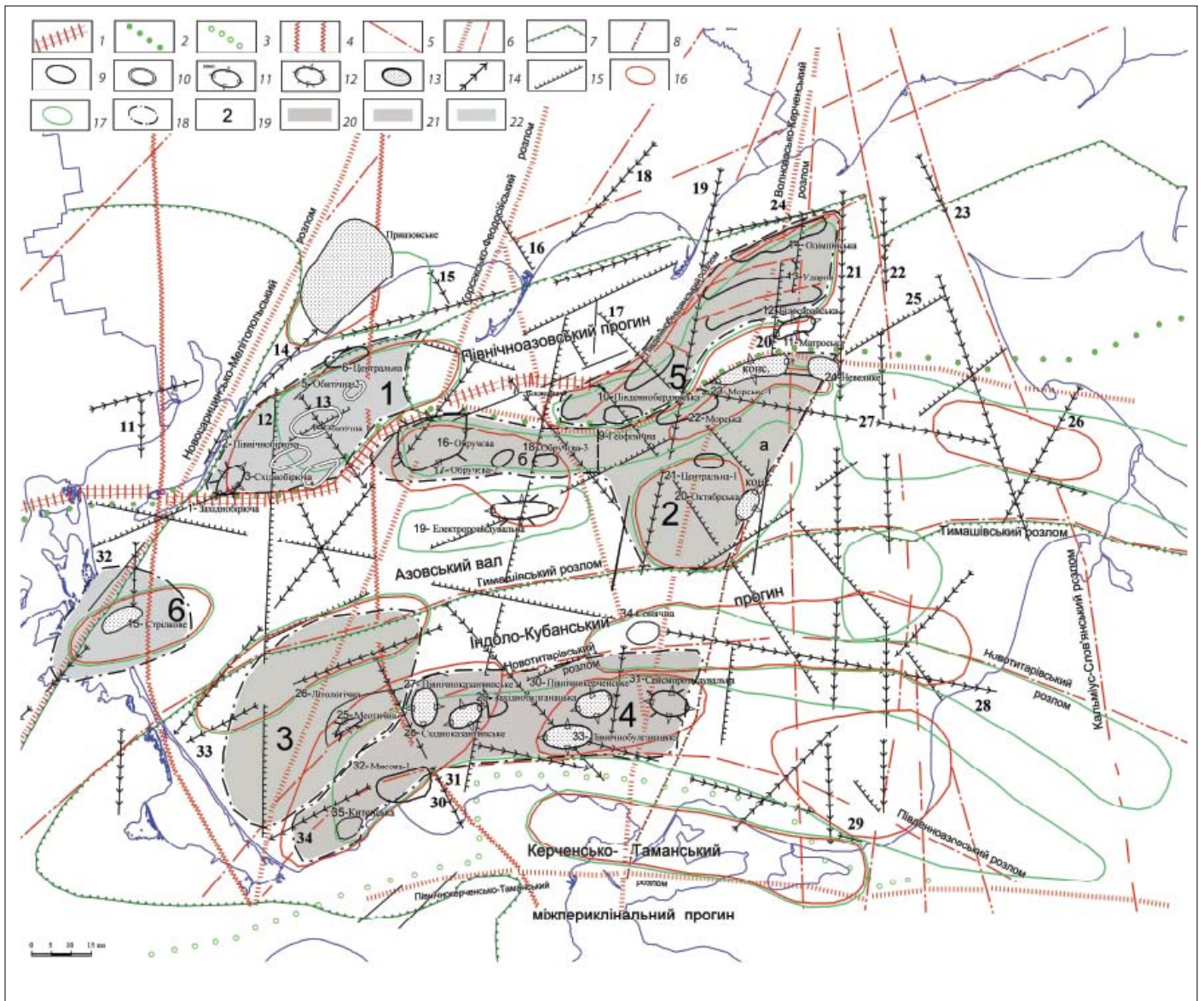
Інтегральний показник черговості буріння або підготовки до нього –  $K_{грр}$  (рейтингова оцінка) НГПО українського сектора Азовського моря розрахований шляхом множення згаданих вище п'яти коефіцієнтів [7, 8]:

$$K_{грр} = K_n \cdot K_{тп} \cdot K_g \cdot K_p \cdot K_{пнгт}$$

Першочерговими об'єктами вважають об'єкти з  $K_{грр}$  більше ніж 0,4. Це структури, які за вищезазначеними критеріями можуть бути рекомендовані до введення в буріння або до підготовки в першу чергу. Об'єкти другої черги з  $K_{грр}$  0,3–0,4 – це структури, можливі результати опитування яких оцінюють як менш ефективні, ніж структур першої черги. Структури третьої черги з  $K_{грр}$  менше 0,3 – це структури, від введення в пошукове буріння або підготовки сейсморозвідкою яких на цій стадії вивченості слід утриматися.

Чотири підготовлені до пошуково-розвідувального буріння об'єкти в українському секторі Азовського моря (Північнобірюча, Східнобірюча, Обитічна-1, Обитічна-2) розміщені тільки на Чингульській сідловині ССП та не вирішують проблеми і перспективи нафтогазоносності сектора в цілому. Інтегральний показник черговості буріння або підготовки до нього –  $K_{грр}$  для цих структур визначився у межах 0,308 – 0,4 (за деякими даними 0,495), що відповідає II рангу об'єктів.

Серед виявлених нафтогазоперспективних об'єктів п'ять (Обручева-2, Літологічна, Сонячна, Західнобулганацька, Мисова-1) мають I ранг, що відповідає оцінці



Карта просторового розміщення зон територіальної концентрації родовищ ВВ, нафтогазоперспективних об'єктів (НГПО), прогнозно-перспективних об'єктів (ППО) за результатами комплексної методики прогнозу нафтогазоперспективних об'єктів станом на 01.01.2012 р.: 1 – межа Східноєвропейської платформи (СЄП) та Скіфської плити (СП) за поверхнею Мохо (за даними ГСЗ); 2 – межа СЄП та СП за поверхнею докембрійського кристалічного фундаменту (по ГСЗ); 3 – границя СП та мегантиклінорю Гірського Криму; 4 – зони розломів за поверхнею Мохо (по ГСЗ); 5 – глибинні розломи за ГСЗ; 6 – регіональні розломи за геолого-геофізичними матеріалами; 7 – межі геоструктурних елементів; 8 – умовна межа секторів України і Росії в акваторії Азовського моря; нафтогазоперспективні об'єкти (НГПО): 9 – виявлені сейсморозвідкою, 10 – підготовлені до глибокого буріння, 11 – об'єкти у фонді буріння чи консервації, 12 – об'єкти ліквідовані; родовища ВВ: 13 – газові; 14 – лінементи, виявлені в результаті дешифрування КЗ, природа яких не з'ясована; 16 – зони територіальної концентрації родовищ ВВ, НГПО, ППО за П.Я. Максимчуком та ін., 2004 р.; 17 – зони територіальної концентрації родовищ ВВ, НГПО, ППО за П.Ф. Гожиком та ін., 2006 р. [7]; 18 – перспективні зони концентрації родовищ ВВ, НГПО, ППО за результатами комплексної методики прогнозу нафтогазоперспективних об'єктів; 19 – номери зон концентрації – ділянок, що вивчаються: 1 – Чингульська, 2 – Октябрьсько-Морське-1-Обручівська (підзони: 2а – Октябрьсько-Морське-1 та 2б – Обручівська), 3 – Літологічна, 4 – Мисово-1-Північнокерченська, 5 – Південнобердянсько-Олімпійська, 6 – Стрілкова; 20 – першочергові перспективні зони; 21 – перспективні зони; 22 – зони, які потребують додаткових обсягів геологорозвідувальних робіт. Цифрами позначено лінементи (умовні знаки 14 і 15): 11 – Мелітопольсько-Нижньогірський, 12 – Феодосійсько-Мелітопольський, 13 – Керченсько-Мелітопольський, 14 – Західноприазовський, 15 – Сергіївсько-Темрюцький, 16 – Приморсько-Темрюцький, 17 – Приморсько-Ачуєвський, 18 – Севастопольсько-Казанський, 19 – Бердянський, 20 – Білосарайсько-Таманський, 21 – Губкінсько-Центральнаозовський, 22 – Кальміусько-Морське-1 та 26 – Обручівська), 3 – Літологічна, 4 – Мисово-1-Північнокерченська, 5 – Південнобердянсько-Олімпійська, 6 – Стрілкова; 23 – Слов'янсько-Охтирський, 24 – Генічесько-Бердянсько-Кальміуський, 25 – Джанкойсько-Єйський, 26 – Погранично-Єйський, 27 – Головний Азовський (східний фрагмент), 28 – Генічесько-Ачуєвський, 29 – Південноазовський (східний фрагмент), 30 – Горностаєвський, 31 – Казантип-Приморський, 32 – Головний Азовський (західний фрагмент), 33 – Советсько-Ачуєвський (західний фрагмент), 34 – Арабатсько-Єйський

структур як таких, які за вищезазначеними критеріями можуть бути рекомендовані до введення в буріння або до підготовки в першу чергу.

Ще сім виявлених структур (Морська, Обручева-3, Китенська, Південнобердянська, Білосарайська, Ударна, Олімпійська) мають II ранг. Тобто це структури, можливі результати опитування яких оцінюються як менш ефективні, ніж структур першої черги.

III ранг із коефіцієнтами  $K_{гр}$  від 0,134 до 0,277 отримали три виявлені структури – Центральна, Блокова-3 і Геофізична.

Подібним способом було підраховано коефіцієнт першочерговості за комплексом критеріїв дистанційного зондування Землі: комплексний спектральний коефіцієнт ( $K_{ск}$ ), ускладненість об'єкта зонами лінементів ( $K_{л}$ ) та концентраціями зон структурно-геоморфологічних аномалій (СГА): проявлення структури в рельєфі морського дна ( $K_{р}$ ), неотектонічна активність ( $K_{на}$ ), коефіцієнт горизонтальної розчленованості ( $K_{г}$ ), коефіцієнт вертикальної розчленованості ( $K_{в}$ ), успадкованість структури ( $K_{с}$ ).

Отриманий як добуток цих семи коефіцієнтів інтегральний коефіцієнт  $K_{дзз}$  дав змогу наявні 4 підготовлені і 15 виявлених структур розділити на три групи, визначивши для кожної певний ранг. Першочерговими об'єктами вважаються об'єкти з  $K_{дзз}$  більше від 0,5. Об'єкти другої черги – при  $K_{дзз}$  0,4–0,5. Структури третьої черги – при  $K_{дзз}$  менше ніж 0,4.

Таким чином, визначили найперспективніші структури I рангу: серед підготовлених – Обитічна-1, серед виявлених – Літологічна, Обручева-3, Білосарайська, Південнобердянська.

Об'єкти з меншими перспективами (II рангу): серед підготовлених – Північнобірюча, Східнобірюча, Обитічна-2; серед виявлених – Морська, Обручева-2, Олімпійська, Ударна, Західнобулганацька, Сонячна, Мисова-1, Китенська.

Найменш перспективними можна вважати об'єкти III рангу. Це виявлені структури Центральна, Блокова-3, Геофізична.

Через нерівномірну вивченість акваторії Азовського моря сучасною сейсмозвідкою методом спільної глибинної точки (МСГТ) та бурінням достовірність підрахункових параметрів для об'єктів крейди і кайнозою Північноазовського, Індоло-Кубанського прогинів і Азовського валу різна. Тому одержані результати можуть бути вагомим аргументом під час вибору першочергових об'єктів лише з урахуванням нових геолого-геофізичних матеріалів і результатів інших геологічних досліджень.

Невизначеність меж між тектонічними елементами з півдня на північ в українському секторі Азовського моря, відсутність фактичного матеріалу по глибокозалягаючих сейсмічних горизонтах та їх стратиграфічній прив'язці, з'ясування впливу тектоніки літосферних плит, а отже, і нафтогазогеологічне районування потребують уточнення нафтогазового потенціалу цієї території проведенням регіональних сейсмозвідувальних досліджень, прямих і нетрадиційних методів пошуків ВВ, дистанційного зондування Землі.

Проведена рейтингова оцінка нафтогазоперспективних об'єктів за п'ятьма нафтогазогеологічними критеріями ( $K_{гр}$ ) та сімома критеріями ДЗЗ і структурно-геоморфологічних аномалій СГА ( $K_{дзз}$ ) показала, що отримані результати дещо розбіжні, особливо щодо об'єктів першого рангу.

Тому запропоновано проведення рейтингової оцінки (таблиця) із урахуванням вагомості структурно-тектонічних елементів ( $K_{СТЕ}$ ), основних нафтогазогеологічних елементів ( $K_{НГГР}$ ) та підрахованої щільності нерозвіданих ресурсів ВВ ( $K_{Щ}$ ) за інтегральним показником черговості буріння або підготовки до нього ( $K_{гр}$ ) та коефіцієнтом вагомості ( $K_{дзз}$ ). Інтегральний коефіцієнт визначається як добуток:

$$K_I = K_{СТЕ} \cdot K_{НГГР} \cdot K_{Щ} \cdot K_{гр} \cdot K_{дзз}$$

Отже, на основі виведеного інтегрального коефіцієнта ( $K_I$ ) уточнено першочергові об'єкти, визначено об'єкти другого і третього рангу (див. таблицю).

Результати інтерпретації даних показали: із чотирьох підготовлених до глибокого буріння об'єктів, розташованих на Чингульській сідловині, СЕП рекомендовано поставити параметричного буріння на структурі II рангу Обитічна-1. Через негативний результат на св. 1-Західнобірюча об'єкти Обитічна-2, Північнобірюча та Східнобірюча залишаються у резерві до результатів параметричного буріння на св. 1-Обитічна.

Виявлені структури (об'єкти) I рангу потребують постановки детальних сейсмозвідувальних робіт МСГТ (Морська, Китенська), детальних сейсмозвідувальних робіт МСГТ та пошукового буріння (Західнобулганацька і Мисова-1).

Виявлені структури II рангу на основі геолого-геофізичних матеріалів і оцінки за даними ДЗЗ рекомендовано до параметричного буріння (Літологічна і Південнобердянська), до пошуково-детальних сейсмозвідувальних досліджень МСГТ (Обручева-2 і Обручева-3); до детальних сейсмозвідувальних робіт МСГТ та пошукового буріння (Сонячна); до пошуково-детальної сейсмозвідки МСГТ та параметричного буріння (Білосарайська).

До III рангу віднесено Центральну, Блокову-3, Геофізичну, Ударну, Олімпійську структури, тому вони знаходяться в резерві, рекомендовано здійснити на них деталізаційні роботи і нетрадиційні методи пошуків вуглеводнів, передусім аерокосмічні та структурно-геоморфологічні дослідження.

Спеціалісти ДП «Науканафтогаз» [9] провели рейтингову оцінку об'єктів Азовського моря, Прикерченського та північно-західного шельфу Чорного моря, **підготовлених до пошукового буріння**. За основу визначення параметрів рейтингового оцінювання у цій публікації було вибрано три групи коефіцієнтів: пошукові, розвідувальні і економічні. За висновками фахівців [9], **підготовлені структури** в межах Азовського шельфу мають найнижчі рейтингові оцінки, оскільки, зокрема, коефіцієнт успішності та зональний коефіцієнт тут найменші, а продуктивність відкладів крейди, що є перспективними на цих двох структурах (мається на увазі підготовлені до пошукового буріння Північнобірюча і Східнобірюча структури – авт.), у межах українського сектора Азовського шельфу ще не

Таблиця

Рейтингова оцінка та рекомендації стосовно нафтогазоперспективних об'єктів (НГПО) – підготовлених і виявлених (перспективних) – українського сектора Азовського моря з урахуванням матеріалів ДЗЗ [1] із доповненнями станом на 01.01.2012 року

№ об'єктів	Нафтогазоперспективні об'єкти (структури) (НГПО) станом на 01.01.2008 по українському сектору Азовського моря	Коефіцієнти					вагомість вагомості рейтингів оцінки НГПО за даними ГТР	вагомість рейтингів оцінки НГПО за ДЗЗ	інтегральний показник черговості (рейтингова оцінка) НГПО українського сектора Азовського моря	Рейтинг об'єкта (структури)	Рекомендації щодо вивчення НГПО в українському секторі Азовського моря станом на 01.01.2010 р.
		вагомість основних структурно-тектонічних елементів українського сектора Азовського моря	вагомість основних нафтогазогеологічних елементів	вагомість шільності нерозвіданих ресурсів ВВ	вагомість основних нафтогазогеологічних елементів	вагомість шільності нерозвіданих ресурсів ВВ					
Підготовлені до глибокого буріння НГПО											
Виявлені сейсморозвідкою (перспективні) НГПО											
2	Пінчобірюча	0,8 (Чинг. с.) <sup>1</sup>	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9	0,466	III	резерв	
3	Східнобірюча	0,8 (Чинг. с.)	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9	0,466	III	резерв	
4	Обитічна-1	0,8 (Чинг. с.)	0,8	1,0	1,0	1,0	1,0	0,576	II	параметричне буріння	
5	Обитічна-2	0,8 (Чинг. с.)	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9	0,466	III	резерв	
6	Центральна	0,8 (Чинг. с.)	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,368	III	резерв	
8	Блокова-3	0,8 (ПАП)	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,368	III	резерв	
9	Геофізична	0,8 (ПАП)	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,368	III	резерв	
10	Південнобердянська	0,8 (ПАП)	0,8	0,9	0,9	1,0	1,0	0,518	II	параметричне буріння	
12	Білосарайська	0,8 (ПАП)	0,8	0,9	0,9	1,0	1,0	0,518	II	пошуково-детальна сейсморозвідка МСГТ, параметричне буріння	
13	Ударна	0,8 (ПАП)	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9	0,466	III	резерв	
14	Олімпійська	0,8 (ПАП)	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9	0,466	III	резерв	
17	Обручева-2	0,9 (АВ)	0,9	1,0	1,0	0,9	0,9	0,583	II	пошуково-детальна сейсморозвідка МСГТ	
18	Обручева-3	0,9 (АВ)	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0	0,583	II	пошуково-детальна сейсморозвідка МСГТ	
22	Морська	0,9 (АВ)	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,729	I	детальна сейсморозвідка МСГТ	
26	Літологічна	0,8 (Тим.ступ.)	0,8	1,0	1,0	1,0	1,0	0,640	II	параметричне буріння	
34	Сонячна	0,8 (Тим.ступ.)	0,8	1,0	1,0	0,9	0,9	0,576	II	детальна сейсморозвідка МСГТ, пошукове буріння	
29	Західнобулганецька	1,0 (ІКП)	1,0	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9	I	детальна сейсморозвідка МСГТ, пошукове буріння	
32	Мисова-1	1,0 (ІКП)	1,0	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9	I	детальна сейсморозвідка МСГТ, пошукове буріння	
35	Китенська	1,0 (ІКП)	1,0	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9	I	детальна сейсморозвідка МСГТ, пошукове буріння	

Примітки <sup>1</sup> тектонічні елементи (скорочення): Чинг. с. – Чингульська сідловина, ПАП – Північноазовський прогин, АВ – Азовський вал (Середньозовське підняття), Тим. ступ. – Тимашівська ступінь, ІКП – Індоло-Кубанський прогин;

<sup>2</sup> нафтогазогеологічні елементи (скорочення): Б-ЗАЗ прогн.н/г/н – Бірючо-Західноазовська зона прогнозного нафтогазоаграмадження; ПдСив-Тим. п (г/р) – Південносивасько-Тимашівський перспективний (газоносний) район;

Т-Т-Пнк нгр – Тамансько-Темрюцько-Північнокерченський нафтогазоносний район

доведена [9]. У статті [9] ще дві підготовлені до пошуково-го буріння структури: Обитічна-1 і Обитічна-2 навіть не розглядалися. Ці категоричні і невтішні висновки ще раз підтверджують необхідність більш детально і комплексно підходити до питання підготовки об'єктів до буріння, залучати результати досліджень, отриманих із застосуванням як геолого-геофізичних, так і аерокосмічних методів.

Із усього вищеописаного можна зробити такі висновки.

Невизначеність меж між тектонічними елементами з півдня на північ в українському секторі Азовського моря, відсутність фактичного матеріалу по глибокозалягаючих сейсмічних горизонтах та їх стратиграфічній прив'язці, з'ясування впливу тектоніки і геофлюїдодинаміки, а отже, і нафтогазогеологічне районування потребують використання нетрадиційних методів пошуків ВВ та методів ДЗЗ.

Проведено рейтингову оцінку нафтогазоперспективних об'єктів із урахуванням даних, отриманих під час визначення рангу НГПО за структурно-геоморфологічними, неотектонічними, структурно-геологічними критеріями та спектрально-яскравісними критеріями. Отримані результати дають можливість визначити рейтинг підготовлених до глибокого буріння і виявлених сейсморозвідкою (перспективних) структур.

Встановлено значні перспективи нафтогазоносності акваторій Азовського моря, першочерговими структурами визначено Морську, Китенську, Західнобулганацьку і Мисову-1; усі чотири у фонді структур на 01.01.2012 р. значаться як виявлені, тобто нижчого рангу. Серед підготовлених структур лише одна (Обитічна-1) отримала другий ранг.

#### Список літератури

1. **Нафтогазоперспективні** об'єкти України. Теоретичне і практичне обґрунтування пошуків нафти і газу в акваторіях України /

П.Ф. Гожик, І.І. Чебаненко, В.П. Клочко та ін. – К.: Вид. дім ЕКМО, 2010. – 200 с.

2. **Временные** методические рекомендации по аерокосмогеологическим исследованиям и использованию их результатов при нефтегазопроисловых работах / [В.С. Готынян, М.И. Кострюков, В.П. Лаврусь и др.]; под ред. В.В. Стасенкова, А.А. Аксенова. – М.: Изд-во ИГиРГИ, 1987. – 158 с.

3. **Шпак П.Ф.** Підвищення ефективності геологорозвідувальних робіт на нафту та газ на основі впровадження аерокосмогеологічних досліджень / П.Ф. Шпак, В.І. Лялька, В.М. Перерва // Нафт. і газова пром-сть. – 1993. – №4. – С. 7–13.

4. **Шарков В.В.** Аэрокосмические методы геологического изучения шельфа / В.В. Шарков, З.И. Гурьева, Е.И. Кильдюшевский / М-во геологии СССР. Произв. объединение по регион. изучению геол. строения территории страны «Аэрогеология». Лаб. аэрометодов. – Л.: Недра, Ленинградское отделение, 1985. – 275 с.

5. **Багатоспектральні** методи дистанційного зондування Землі в задачах природокористування / [В.І. Лялька, М.О. Попов, О.Д. Федоровський та ін.]; за ред. В.І. Лялька і М.О. Попова. – К.: Наук. думка, 2006. – 360 с.

6. **Спутниковые** методы поиска полезных ископаемых / Под ред. акад. НАН Украины В.И. Лялька и докт.техн. наук М.А. Попова. – К.: Карбон-Лтд, 2012. – 436 с.

7. **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.

8. **Гладун В.В.** Нафтогазоперспективні об'єкти України. Дніпровсько-Донецький авлакоген / В.В. Гладун. – К.: Наук. думка, 2001. – 324 с.

9. **Рейтингова** оцінка перспектив нафтогазоносності локальних структур акваторій Південного регіону / М.В. Харченко, Т.Є. Довжок, О.О. Маслюк, Л.С. Пономаренко // Нафт. і газова пром-сть. – 2010. – № 1. – С. 10–14.

#### НОВИНИ

## Переговори щодо постачання газу з Росії до Китаю

ВАТ «Газпром» і Китайська національна нафтова компанія домовилися до кінця року закінчити переговори щодо постачання газу до Китаю. Експорт російського газу становитиме 38 млрд м<sup>3</sup> на рік. Існують також значні можливості щодо майбутнього постачання зрідженого газу з Росії до Китаю.

У ВАТ «Газпром» не виключають можливості спорудження газопроводу з російського Алтайського краю до західних регіонів Китаю, яким можна додатково поставити 32 млрд м<sup>3</sup> газу на рік. Розвиток експорту сланцевого газу зі США спонукає Росію шукати нових споживачів природного газу.

*Pipeline & Gas Journal / April 2013, p. 14*

## Пакистан планує імпортувати газ з Ірану

Пакистан продовжує зусилля щодо будівництва газопроводу для постачання газу з Ірану. Питання в тому, чи зможе Пакистан профінансувати будівництво трубопроводу вартістю 1,5 млрд дол. США. Іран планує профінансувати будівництво 560 миль газопроводу, включаючи 200 миль по своїй території. Пакистанський сегмент становить 500 миль. Постачання газу могло б розпочатися до кінця 2014 р.

Як відомо, США підтримують альтернативний проєкт газопроводу – від газових родовищ Туркменістану до Афганістану, Пакистану та Індії.

*Pipeline & Gas Journal / April 2013, p. 14*