

**Микола ХАРЧЕНКО, Тетяна ДОВЖОК,  
Олександра МАСЛЮК, Леся ПОНОМАРЕНКО**

**РОЗРОБКА СИСТЕМИ РЕЙТИНГОВОЇ ОЦІНКИ  
НАФТОГАЗОПЕРСПЕКТИВНИХ ЛОКАЛЬНИХ СТРУКТУР  
(НА ПРИКЛАДІ АКВАТОРІЙ ЧОРНОГО Й АЗОВСЬКОГО МОРІВ)**

ДП “Науково-дослідний інститут нафтогазової промисловості”  
НАК “Нафтогаз України”, Київ,  
e-mail: kharchenko@naukanaftogaz.kiev.ua

На основі аналізу систем рейтингової оцінки структур визначено її головні принципи: співмірність підсумкової величини з перспективними ресурсами, можливість уточнення параметрів уже оцінених об’єктів, а також оцінки нових у тій самій системі.

Для рейтингової оцінки перспективних структур української частини акваторій Чорного й Азовського морів було визначено 11 коефіцієнтів, об’єднаних у 3 групи: пошукові (успішності, зональної нафтогазоносності, типу пастки, амплітуди пастки, перспективності нафтогазоносних комплексів, якості структурних побудов, додаткових методів); розвідувальні (коефіцієнт ресурсів); економічні (віддаленості від комунікацій, глибини залягання перспективної товщі, глибини моря).

Рейтингову оцінку підготовлених для глибокого буріння структур виконували двома етапами. Встановлено, що найбільш нафтогазоперспективними є структури Прикерченського шельфу Чорного моря, середньоперспективними – локальні структури Північно-Західного шельфу Чорного моря, найменш перспективними – локальні об’єкти Азовського моря.

*Ключові слова:* рейтингова оцінка, коефіцієнт, нафтогазоносність, ресурси, структура, родовище, пастка, акваторія, Чорне й Азовське моря.

Для підвищення достовірності прогнозу нафтогазоносності підготовлених і виявлених локальних структур у практиці геологорозвідувальних робіт широко застосовують різноманітні рейтингові оцінки перспективних об’єктів. Значні відмінності особливостей геологічної будови, розвитку інфраструктури, технології буріння, суттєві географічні відмінності (зокрема проведення геологорозвідувальних робіт на суходолі або акваторії) різних нафтогазоносних регіонів можуть обумовлювати неоднакові системи рейтингової оцінки локальних структур.

Найбільш детально і послідовно рейтингову оцінку обґрунтовано в роботах (Євдошук, 1997; Гладун, 2001; Лебідь Віктор, Лебідь Вадим, 2003; Нафтогазоперспективні..., 2006 та ін.), де зроблено спробу переходу до кількісної оцінки нафтогазоперспективних об’єктів.

В. В. Гладун (2001), М. І. Євдошук (1997) навели рейтингову оцінку структур Східного регіону станом на початок січня 1998 р. Узагальнюючий коефіцієнт (коефіцієнт черговості) виводився як добуток 5 коефіцієнтів: величини

ни ресурсів, глибини залягання продуктивних горизонтів, перспективності площі, типів пасток, перспективності нафтогазоносної товщі.

Для структур акваторій Південного регіону України, спираючись на згадану систему оцінки, чимало авторів (Нафтогазоперспективні..., 2006) пропонували в різних комбінаціях такі коефіцієнти: величини ресурсів, розміру площі, типів пасток, глибини залягання, перспективності домінуючого нафтогазоносного комплексу, зональної нафтогазоносності, щільності нерозвіданих ресурсів, амплітуди структури, глибини моря.

Незважаючи на деяку відмінність у проведених різними фахівцями дослідженнях, деякі коефіцієнти дуже подібні, тому доцільно розглядати їх разом, об'єднавши в умовні групи – пошукові, розвідувальні та економічні.

*Пошукові коефіцієнти:*

– просторове розташування. Цей показник інколи надто розпливчастий, оскільки місцезнаходження в різних нафтогазоносних районах обумовлює різну продуктивність структур (до прикладу, Більче-Волицький нафтогазоносний і Закарпатський газоносний райони). Тому його варто замінити коефіцієнтом успішності по нафтогазоносних районах (кількість відкритих родовищ до кількості опошуканих структур), а для нафтогазоперспективних районів – аналогічно до нафтогазоносних;

– щільність нерозвіданих ресурсів. Має сенс у тому випадку, коли не підраховані перспективні ресурси локального об'єкта. Проте цей коефіцієнт не завжди досить показний, тому що за теперішніми критеріями щільність нерозвіданих ресурсів деяких ділянок Більче-Волицької зони і Закарпаття співмірна, а вірогідність відкриття родовищ і їхні розміри, безумовно, значно відрізняються;

– тип пастки. Цей чинник індивідуальний для різних нафтогазоносних районів. Для акваторій Чорного й Азовського морів антиклінальні пастки нині перспективніші, ніж неантиклінальні. На Північному борту ДДЗ більшість покладів вуглеводнів зосереджено в тектонічно екранованих пастках. Для родовищ Бориславсько-Покутської зони вплив розривної тектоніки дуже складний і тектонічні порушення часто відіграють позитивну роль;

– перспективність основного нафтогазоносного комплексу. Необхідно враховувати можливість продуктивності на родовищі різних комплексів і відповідно розраховувати остаточний результат по структурі як суму вірогідних запасів по окремих комплексах. По територіях з відомою продуктивністю цей коефіцієнт слід знову ж таки розраховувати як частку родовищ, де певний комплекс продуктивний, до родовищ, які його розкрили цілком;

– вагомість амплітуди структури. Зазвичай, збільшення амплітуди структури є позитивним чинником з точки зору перспектив нафтогазоносності. Локальні структури зі значною амплітудою є більш сприятливими для утворення і збереження покладів вуглеводнів. Окрім того, необхідно враховувати, що у випадку, коли амплітуда локальної структури незначна і співмірна із роздільною здатністю сейсміки, наявність самої структури є неоднозначною.

*Розвідувальні коефіцієнти:*

– площа продуктивної ділянки. Цей показник, насамперед, має характеризувати величину прогнозованого родовища. Проте, якщо в розрахунках фігурують перспективні ресурси (Кр), він може бути зайвим (як виняток,

достовірність родовища залежить від розмірів пастки, але це має бути доведено);

– вагомість ресурсів. Величину перспективних ресурсів доцільніше оцінювати не в умовних частках одиниці (які, до речі, є різними в різних роботах), а пропорційно їхній кількості. При введенні до рейтингової оцінки величини перспективних ресурсів необхідно також брати до уваги те, що великі за розмірами перспективні структури з низькими коефіцієнтами, які вказують на вірогідність існування родовища взагалі, можуть мати перевагу над більш вірогідними, але меншими за запасами структурами. Тому величину очікуваних запасів слід враховувати, порівнюючи тільки співмірні за вірогідністю існування покладів вуглеводнів структури.

*Економічні коефіцієнти:*

– основним економічним чинником є глибина залягання перспективних відкладів, яка безпосередньо впливає на вартість буріння. Зазначимо, що для газових покладів глибина залягання входить у параметри підрахунку запасів з позитивним ефектом як фактор збільшення пластового тиску.

Систематизувати окремі показники і перейти до кількісної оцінки для Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ) спробували Віктор та Вадим Лебеді (2003). Вони об'єднують усі показники в три групи, що визначають вірогідність наявності пастки і вуглеводневого заповнення та економічні характеристики. Крім того, автори вказують, що для різних цілей оцінки (певних регіонів, нафтогазоносних районів або окремих блоків родовища чи структури) ці групи мають різну деталізацію обґрунтування. Вони вважають, що вірогідність існування пастки залежить від типу структури, при цьому надаючи безумовну перевагу антикліналям. Водночас, як було вже зазначено, для Північного борту ДДЗ така залежність не спостерігається, нафтомість вірогідність заповнення, що обумовлюється щільністю прогнозних ресурсів, прийнятна для ДДЗ, але не для Західного регіону в цілому, як було вже зазначено вище при порівнянні Більче-Волицької зони і Закарпаття.

**Принципи формування рейтингової оцінки.** Для визначення параметрів рейтингової оцінки треба визначити мінімальний об'єм інформації, необхідний для прогнозування характеристик, а також чітку систему їхньої обробки.

Підсумкова величина має бути приблизно співмірною з перспективними ресурсами, тобто, остаточна оцінка структури – це перспективні ресурси локального об'єкта, скориговані на коефіцієнти їхнього підтвердження і з урахуванням економічної доцільності розробки. Таким чином, унаслідок проведеної рейтингової оцінки ми, по-перше, матимемо кількісну характеристику з прогнозом перспективності інвестицій. По-друге, логічна система оцінки, що охоплює найважливіші показники, може легко коригуватися відповідно до отримання нових даних (підвищення якості сейсмічних досліджень, уточнення характеристик певних геологічних показників, зміни економічних умов тощо). І по-третє, з мінімальними зусиллями можна оцінити в тій самій системі параметрів нові структури, порівнюючи їх з уже відомими.

Порушення стадійності при проведенні геологорозвідувальних робіт, спричинене бажанням віддати перевагу більшій за розмірами, хоч і недостатньо підтверженій структурі, неодноразово призводило до буріння свердло-

вин, що не підтверджували оптимістичні прогнози. Отже, об'єкти з різним ступенем вивченості доцільно розглядати окремо.

На нашу думку, визначаючи параметри рейтингової оцінки, усі коефіцієнти слід розділити на три умовні групи: ті, що оцінюють вірогідність існування покладів вуглеводнів (умовно пошукові); такі, що оцінюють величину перспективних ресурсів на структурі (умовно розвідувальні); ті, що обумовлюють вартість підготовки одиниці запасів вуглеводнів і, відповідно, економічну доцільність геологорозвідувальних робіт на структурі (умовно економічні). Підсумкова оцінка структури підраховується як добуток усіх коефіцієнтів.

На основі вивчення всіх особливостей (геологічних, географічних, геолого-економічних та ін.) української частини акваторій Чорного й Азовського морів для рейтингової оцінки перспективних структур були визначені такі коефіцієнти (таблиця).

*Коефіцієнт успішності (К<sub>у</sub>)* характеризує відношення відкритих родовищ до загальної кількості опошукваних структур. Для структур північної частини Азовського моря він становить 0,3 (2 родовища із 6 опошукваних структур), для Чорного моря – 0,4 (9 родовищ із 23 опошукваних структур).

*Коефіцієнт зональної нафтогазоносності (К<sub>зн</sub>)* відображає перспективність території за даними щодо відкритих родовищ. Для Істрійського нафтогазоперспективного району, незважаючи на відсутність відкритих родовищ, вважаємо доцільним прийняти коефіцієнт 0,8, за результатами глибокого буріння на площі Олімпійська, де отримано промислові припливи газу.

*Коефіцієнт типу пастки (К<sub>тп</sub>)* розраховується як відношення позитивних і негативних результатів на структурах, що належать до відповідного типу, проте через незначну кількість відкритих родовищ на акваторіях Південного регіону, вони поки що не можуть бути надійно розраховані, тому наводяться приблизно. Найбільшу перевагу мають антиклінальні структури або антиклінальні тектонічно обмежені структури (до таких належать усі відкриті в межах Південного регіону родовища). Антиклінальним структурам доцільно присвоїти коефіцієнт 1, антиклінальним тектонічно обмеженим – 0,8, тектонічно екранованим – 0,6, літолого-стратиграфічно екранованим пасткам – 0,4.

*Коефіцієнт амплітуди пастки (К<sub>ап</sub>)*. Для структур з амплітудою не більше ніж 50 м, тобто близькою до роздільної здатності сейсмічних методів і критичною для збереження покладів, доцільно застосовувати понижуючий коефіцієнт – 0,5. Для структур з амплітудою понад 50 м прийнято коефіцієнт 1,0.

*Коефіцієнт перспективності нафтогазоносних комплексів (К<sub>нк</sub>)*. Його можна було б розрахувати як частку родовищ, на яких комплекс продуктивний, до всіх родовищ, де він розкритий бурінням. Але на практиці буває так, що перспективні відклади, розташовані нижче, взагалі не розкриті на родовищі або розкриті не в оптимальних умовах, тому коефіцієнти для менш досліджених комплексів, порівняно з тими, де доведена промислова продуктивність, приймалися з певним коригуванням.

Коефіцієнти для нафтогазоносних (нафтогазоперспективних) комплексів Прикерченського шельфу Чорного моря: неогенові відклади – 0,75 (продук-

### Коефіцієнти рейтингової оцінки локальних структур

Параметр		Значення параметра	Значення коефіцієнта	
Коефіцієнт успішності (Ку)		Чорне море Азовське море, Північноазовський прогин+Азовський вал	0,4 0,3	
Зональна нафтогазоносність (Кзн)		Відкрито родовищ у районі	> 3 1-3 0	1,0 0,8 0,6
Тип пастки (Ктп)		склепінна тектонічно обмежена тектонічно екранована літолого-стратиграфічно екранована	1,0 0,8 0,6 0,4	
Амплітуда структури (Кап), м		< 50 > 50	0,5 1,0	
Нафтогазоносний комплекс (Кнгк)	Чорне море, Північно-західний шельф	неогеновий майкопський палеоцен-еоценовий крейдовий	0,1 0,7 0,8 0,5	
	Чорне море, Прикерченський шельф	неогеновий майкопський палеоцен-еоценовий крейдовий	0,75 1,0 0,5 0,5	
	Азовське море, Північноазовський прогин+Азовський вал	неогеновий майкопський палеоцен-еоценовий крейдовий	0,3 1,0 0,5 0,3	
Якість структурних побудов (Кяс)	по комплексу	добра середня	1,0 0,8	
	на структурі	добра середня	1,0 0,75	
Додаткові (прямі) методи (Кд)		виділені перспективні аномалії відсутні перспективні аномалії відсутні дослідження або неоднозначна інтерпретація	1,0 0,8 0,9	
Ресурси ВВ		млн т УП/10		
Віддаленість від комунікацій (Квк)	Відстань від нафто- і газопроводів, км	< 25 25-50 > 50	1,0 0,8 0,6	
	Відстань від відомих родовищ, км	< 10 > 10	1,0 0,9	
Глибина залягання перспективної товщі (Кгт), м		< 1000 1000-2000 2000-3000 3000-4000 4000-5000 > 5000	1,0 0,9 0,8 0,7 0,6 0,5	
Глибина моря (Кгм), м		50-100 0-50	0,9 1,0	

тивні за даними промислової геофізики, але не випробувані), майкопські – 1,0 (продуктивні на родовищі Субботіна), палеоценові, еоценові, крейдові – 0,5 (продуктивність комплексу наразі ще не визначена).

По Північноазовському і Центральназовському газоносних районах неогеновим відкладам наданий коефіцієнт 0,3 (із трьох родовищ ці відклади продуктивні тільки на Приазовському на суходолі), для відкладів майкопу коефіцієнт приймався рівним 1 (на обох родовищах, де розкриті майкопські відклади в антиклінальних умовах, вони є продуктивними). Продуктивність крейдових відкладів поки що не визначена, проте негативні результати буріння, зокрема на Західно-Бірючій та Матроській площах, дають підстави для коригування коефіцієнта до 0,3.

Для Північно-Західного шельфу Чорного моря коефіцієнт по неогенових відкладах приймався рівним 0,1 (вони продуктивні на одному родовищі з восьми), по майкопських – 0,6 (п'ять родовищ з восьми), палеоцен-еоценових – 0,8 (шість родовищ з восьми), крейдових – 0,5. У межах акваторії відклади крейдового віку продуктивні лише на одному родовищі із семи, де вони розкриті бурінням. Тобто, за цими даними коефіцієнт повинен бути в межах 0,1–0,2. Проте наявність покладів вуглеводнів у відкладах як нижньої, так і верхньої крейди численних родовищ на прилеглий частині суходолу дає підстави прийняти для них вищі значення коефіцієнта.

*Коефіцієнт якості структурних побудов (Кяс)* визначається якістю сейсмічних робіт і складається з добутку двох показників. Перший обумовлюється роздільною здатністю сейсмічних робіт, яка є однаковою в межах зони для певних структур, стратиграфічних комплексів тощо і залежить від геологічної будови (наявності і якості відбивних горизонтів, складності тектонічної будови тощо), а також станом вивченості території. Для Північноазовського прогину і Південно-Західного шельфу Чорного моря коефіцієнт становить: для кайнозойських відкладів – 1, крейдових – 0,8; для Прикерченського шельфу Чорного моря: для олігоцен-неогенових відкладів – 1, еоценових, палеоценових, крейдових – 0,8. Другий показник характеризує якість проведення сейсмічних робіт на конкретній структурі, що залежить від застосованого обладнання, технологій, а також повноти необхідних для постановки пошуково-розвідувального буріння даних. Для досліджень, проведених останнім часом (починаючи з 2000 р.) із застосуванням більш сучасних технологій і відповідно більш високою якістю робіт, прийнятий показник 1,0, а більш ранніх робіт – 0,75. Такий підхід у випадку недостатньої інформації дозволяє підвищити рейтинг структури шляхом проведення додаткових сейсмічних робіт.

*Коефіцієнт додаткових методів (Кд)* характеризує наявність і результати проведення додаткових (крім сейсмічних) робіт: граві-, магніто- або електророзвідка, геохімічні й аерометоди тощо. Якщо на структурі за цими методами виділено перспективні аномалії, коефіцієнт приймався рівним 1,0, якщо позитивних результатів не отримано – 0,8, коли такі роботи не проводили або аномалії трактуються неоднозначно – 0,9.

*Коефіцієнт ресурсів (Кр)*. Приймається рівним 0,1 від величини ресурсів категорії  $C_3$  у млн т умовного палива.

*Коефіцієнт віддаленості від комунікацій (Квк)*. Розраховувався як добуток двох показників. Перший визначався відстанню до нафто- і газопроводів.

Для структур, розташованих близько (до 25 км) до комунікацій, приймався коефіцієнт 1,0, на віддалі від 25 до 50 км – 0,8, понад 50 км – 0,6. Другий показник – віддаленість від родовищ (вважаємо, що структура біля відкритого родовища більш перспективна). Умовно структури поділили на такі, що знаходяться близько до відомих родовищ (до 10 км) і можуть розроблятися разом (коефіцієнт – 1,0), та ті, що далеко від них (коефіцієнт – 0,9).

*Коефіцієнт глибини залягання перспективної товщі (К<sub>гт</sub>)*. Умовно приймався рівним одиниці мінус 0,1 на кожну тисячу метрів глибини. Відповідно за глибини менш ніж 1000 м коефіцієнт дорівнює 1, за глибини 5000 м – 0,5.

*Коефіцієнт глибини моря (К<sub>гм</sub>)*. Для структур, розташованих на ділянках шельфу, де глибина моря становить від 50 до 100 м, дорівнює 0,9, а де глибина моря менша ніж 50 м, коефіцієнт – 1.

На основі зазначених вище коефіцієнтів було проведено рейтингову оцінку підготовлених для глибокого буріння структур на акваторіях Чорного й Азовського морів, яку виконували двома етапами. На першому для всіх підготовлених структур були розглянуті тільки пошукові коефіцієнти, для того щоб величина ресурсів (яка для різних структур розраховувалася різними авторами за різними методиками) не впливала на оцінку достовірності існування власне пасток вуглеводнів. Таким чином, структури недостатньо підготовлені або потенційно мало перспективні щодо існування покладів (незалежно від величини їхніх ресурсів) не розглядалися як першочергові на проведення глибокого буріння. Для структур, найбільш перспективних за показниками пошукових коефіцієнтів, було зроблено повну рейтингову оцінку з урахуванням величини прогнозних ресурсів і трьох економічних коефіцієнтів – віддаленості від комунікацій, глибини залягання перспективної товщі та глибини моря.

За результатами рейтингової оцінки найбільш перспективними виявилися локальні структури Прикерченського шельфу Чорного моря, середньоперспективними – локальні структури Північно-Західного шельфу Чорного моря (що пояснюється, зокрема, тим, що найбільш перспективні структури вже розбурені), найменш перспективними – локальні об'єкти Азовського моря. Проведена рейтингова оцінка дозволила визначити не тільки перспективність окремих частин акваторій Південного регіону України, але й рейтинг і відповідно ступінь перспективності кожного локального об'єкта.

*Гладун В. В.* Нафтогазоперспективні об'єкти України. – К. : Наук. думка, 2001. – 324 с.

*Нафтогазоперспективні об'єкти України / П. Ф. Гожик, І. І. Чебаненко, В. О. Краюшкін і ін. // Наукові і практичні основи пошуків вуглеводнів в Азовському морі. – К. : НАН України, 2006.*

*Свдоицук М. І.* Ресурсне забезпечення видобутку вуглеводнів України за рахунок мало розмірних родовищ. – К. : Наук. думка, 1997. – 230 с.

*Лебідь Віктор, Лебідь Вадим.* До методики вибору пріоритетних об'єктів пошуку родовищ нафти та газу в ДДЗ // Проблеми геодинамики и нефтегазоносности Черноморско-Каспийского региона : тез. докл. на Междунар. конф. "Крым–2003" (Симферополь, 8–13 сент. 2003 г.). – Симферополь, 2003. – С. 225–226.

Стаття надійшла  
05.06.09

**Mykola KHARCHENKO, Tetyana DOVZHOK,  
Oleksandra MASLYUK, Lesya PONOMARENKO**

**DEVELOPMENT OF SYSTEM OF RATING-BASED ASSESSMENT  
OF LOCAL STRUCTURES PROMISING FOR OIL AND GAS  
(EXAMPLE OF THE BLACK SEA AND SEA OF AZOV WATER AREAS)**

The basic principles of rating-based assessment of prospects of oil and gas content in structures, on the basis of well-known and well-designed systems of rating-based assessment analysis, are offered. These are: a commensuration of the results with prospective resources, a possibility of specifying estimated objects parameters, a new object assessment possibility in the same system.

All the coefficients are divided into 3 groups: the exploration coefficients rate (a probability of hydrocarbon pools existence), the prospecting coefficients rate (the prospective resources volume), the economic coefficients rate (economic expediency of the structure geological survey). The full assessment is defined as multiplication of all the coefficients.

The coefficients, defined for the rating-based assessment of prospects of local structures of the Ukrainian part of the Black Sea and Sea of Azov, are: a success coefficient, a zonal oil-and-gas-bearing coefficient, a trap type coefficient, a trap amplitude coefficient, an oil-and-gas-bearing complexes availability coefficient, a structural imaging quality coefficient, an adding methods coefficient, a coefficient of resources, a coefficient of a distance from communications, a perspective complex depth coefficient, a sea depth coefficient.

The rating-based assessment of the prepared to the deep drilling structures in 2 stages is made. First only the exploration coefficients for all the prepared structures were considered. A value of resources has not an influence in this case on assessment of a reliability of the existence of proper hydrocarbon pools. By results of the first stage, 12 best objects are selected. A full assessment for these 12 objects was executed using prospect resources volume and economic coefficients.

The most perspective structures, according to results of rating-based assessment, are local structures of the Kerch shelf of the Black Sea. The middle perspective of the oil-gas-presence is attached to local structures of the North-West shelf of the Black Sea. The prospects of the oil-gas-bearing of the Sea of Azov are less.