
УДК: 553.042

© А. А. Толкунов, 2011

Державне геологічне підприємство «Укргеофізика», Київ

ОЦІНКА ГЕОЛОГІЧНОГО РИЗИКУ ПРИ ДОСЛІДЖЕННІ ІНВЕСТИЦІЙНОЇ ПРИВАБЛИВОСТІ НАФТОГАЗОПЕРСПЕКТИВНИХ ОБ'ЄКТІВ (на прикладі Східної частини українського сектора Чорного моря)

Розглядаються основні складові геологічного ризику, які досліджуються нафтогазовидобувними компаніями при оцінці інвестиційних ризиків. Пропонується використання наведених методик при оцінці інвестиційної привабливості нерозподіленого фонду структур східної частини українського сектора Чорного моря.

В останні роки значна частина фонду покладів вуглеводнів Східного, Західного та суходольної частини Південного нафтогазоносних районів України вступила в пізню стадію освоєння. Це призводить до суттєвого зниження видобутку, а відтак і до погіршення основних показників діяльності нафтогазовидобувних підприємств. Саме із зниженням якості промислових запасів та ресурсів ВВ в давно відомих нафтогазовидобувних районах слід пов'язувати і зменшення рівня ефективності пошуково-розвідувальних робіт. Слід відзначити, що ця тенденція є загальносвітовою. Так, не зважаючи на значне підвищення якості геолого-розвідувальних робіт, результати міжнародних досліджень свідчать про зниження показнику їх успішності у світі, який пересічно не перевищує 25% [1]. Більшість вітчизняних та закордонних дослідників пов'язує перспективи збільшення видобутку ВВ з освоєнням нових нафтогазоносних районів, до яких в першу чергу відносять шельфи та глибоководні частини морів. На думку фахівців [2], в українських секторах Чорного та Азовського морів зосереджено понад 30% усіх вуглеводневих ресурсів Держави. При цьому значна їх частина зосереджена в глибоководній частині. Наразі, у Держави нема ані фінансових можливостей, ані відповідного устаткування для швидкого освоєння цих ресурсів. Отже, питання залучення інвестицій для видобутку нафти та газу в акваторіях Південного нафтогазоносного району України є дуже актуальним. При цьому треба зазначити, що реалізація таких проектів пов'язана з низкою ризиків, серед яких важливу роль відіграє геологічний. Тому для адекватної оцінки інвестиційної привабливості нафтогазоперспективних об'єктів Державі необхідно проводити дослідження геологічних ризиків.

В загальному значенні, геологічний ризик при оцінці нафтогазоперспективного об'єкту визначається як ймовірність того, що реальні запаси або продуктивність може виявитися нижче очікуваного рівня. Зрозуміло, що чим гірше вивчений об'єкт, тим більший ризик отримати хибну оцінку його ресурсного потенціалу.

При дослідженні інвестиційної привабливості нафтогазоперспективних об'єктів геологічні ризики розглядаються як частина інвестиційних ризиків, поряд з економічними та експлуатаційними (технологічними) ризиками.

Існує декілька підходів для оцінки геологічного ризику [1, 3, 4, 5, 6]. Найпоширенішим є такий, що включає оцінки чинників, які є критичними для виявлення запасів ВВ. Результат множення базових ймовірних факторів, кожний з яких оцінюється незалежно на предмет наявності, і є ймовірністю виявлення промислових покладів нафти та газу:

$$P = P1 \times P2 \times P3 \times P4;$$

де P1 – ймовірність наявності відповідного резервуару; P2 – ймовірність наявності нафтової пастки; P3 – ймовірність наявності вуглеводнів; P4 – ймовірність збереження вуглеводнів після їх акумуляції в пасткових умовах [3, 4].

Коротко розглянемо кожний з цих факторів.

Ймовірність наявності резервуару нафти

Ця ймовірність складається з двох компонентів:

$$P1 = P1a \times P1b,$$

де P1a – ймовірність існування фаціальних умов скупчення нафти (мінімальна потужність товщі, співвідношення ефективної та повної потужності товщі); P1b – ймовірність ефективності резервуару (наявність необхідної мінімальної пористості, проникності й нафтонасиченості).

Дані компоненти оцінюються незалежно.

При оцінці ефективності резервуару визначається ймовірність того, що його пористість і проникність більше значень параметрів, мінімально необхідних для видобутку вуглеводнів. При розрахунку параметрів використовуються, як правило, пересічні мінімальні значення.

Ймовірність наявності пастки вуглеводнів

Ймовірність існування ефективної пастки вуглеводнів є результатом множення ймовірності існування структурної пастки вуглеводнів і ймовірності існування ізолюючого механізму, який охоплює мінімальний об'єм породи:

$$P2 = P2a \times P2b.$$

Розрізняють два основні види пасток:

- 1) сильно деформована структурна пастка (як, наприклад, соляна і глиняна діапірова складчастість);
- 2) несуттєво деформована структурна пастка (переважають стратиграфічні пастки).

Також існують два види ізолюючих механізмів (непроникна порода, покриваючий пласт):

- 1) суцільний ізолюючий механізм (повністю непроникна порода, така як ангідрит, пресовані сланці або інші потужні сланцеві пласти);
- 2) несцільний покриваючий пласт (частково проникні породи, сланці, щільні карбонати, які часто трапляються в зонах розлому).

Всі види ізолюючих механізмів можна поділити на дві групи: прості та комбіновані.

Ймовірність наявності вуглеводневого матеріалу

Ефективна система виникнення ВВ включає нафтоматеринську породу (певної якості, кількості і зрілості), а також механізм міграції ВВ з нафтоматеринської породи в ізолюючу пастку. Ймовірність наявності ефективного вуглеводневого матеріалу (РЗ) є результатом множення ймовірності наявності нафтоматеринської породи (РЗa) та ймовірності наявності механізму міграції (РЗb):

$$PЗ = PЗa \times PЗb.$$

Ефективна міграція ВВ

Критичний чинник при оцінці ймовірності міграції – це відношення між часом міграції та часом формування пастки. Необхідно оцінити ймовірність того, що пастка була сформована в період, прийнятний для подальшого акумулювання мігруючих ВВ, а також ймовірність ефективності пастки з врахуванням її ізолюючих властивостей. При цьому припускається, що пастка існувала безперервно з моменту її виникнення. За режиму нормального тиску ВВ мігрують вгору. Навіть якщо нафтоматеринська порода «перегріта» в даний час, ймовірність того, що пастка все одно заповнена ВВ, не виключається. Крім того, тектонічні рухи можуть призвести до міграції нафти з інших пасток.

Ймовірність збереження вуглеводнів після їх акумуляції на ділянці

Оцінка ймовірності збереження ВВ після акумуляції (утворення покладу) заснована на тому, що ізолююча пастка в першу чергу була заповнена ВВ.

Для того, щоб оцінити ймовірність збереження ВВ в пастці, необхідно розглянути події після формування покладу і до теперішнього часу.

Зрозуміло, що якщо хоча б один із множників дорівнює нулеві, то ймовірність виявлення покладів нафти та газу на досліджуваному об'єкті вважається нульовою. Проте, слід відмітити, що нерідко цей показник є дуже низьким і за «відносно» високих значень множників. Так, якщо прийняти, що всі перераховані вище ймовірності достатньо високі і складають 0,7, то ймовірність виявлення покладу складе $P = P1 \times P2 \times P3 \times P4 = 0,24$, а ризик буде рівний $1,0 - 0,24 = 0,76$ тобто він достатньо великий – ймовірність отримання негативного результату понад 75%. На площах, що не були вивчені пошуково-розвідувальним бурінням, нормальним вважається значення $15 \leq P \leq 30$. При значенні $P \leq 30$ є дуже велика ймовірність того, що в результаті відповідних досліджень об'єкт буде визнано інвестиційно привабливим.

Вперше такий підхід почав реалізовуватися в компанії Шелл в кінці 80-х років минулого сторіччя. Згодом він став використовуватися в більшості провідних нафтогазовидобувних компаніях світу. В результаті таких досліджень компанії отримують один показник Р, що характеризує геологічну ймовірність успіху проекту (при оцінці інвестиційних ризиків частіше позначається як COS (Chance of Success)). Використання одного показника значно полегшує подальші економічні розрахунки щодо доцільності реалізації інвестиційного проекту.

Для подальших досліджень інвестиційної привабливості нерозподіленого фонду структур східної частини українського сектора Чорного моря

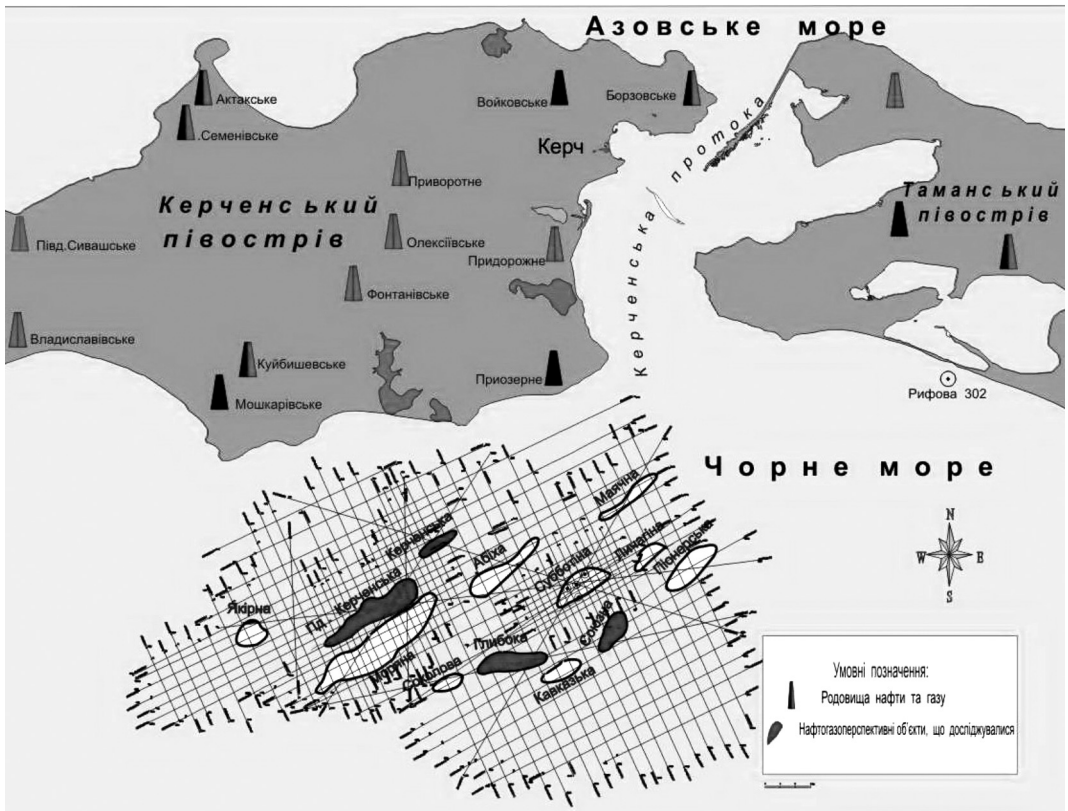


Рис. Нафтогазоперспективні об'єкти Прикерченського шельфу Чорного моря (з використанням [7])

було досліджено чотири нафтогазоперспективних об'єкти: Керченська, Південно-Керченська, Глибока, Союзна. Всі вони містяться на Прикерченському шельфі Чорного моря, який багатьма дослідниками вважається високopersпективним у нафтогазовому відношенні (рисунок). На таку оцінку суттєво вплинуло відкриття в 2005 році нафтового родовища Суботіна в нижньомайкопських відкладах. На зазначеному родовищі було пробурено 4 свердловини, що на сьогодні є єдиними глибокими свердловинами на нафту та газ в українському секторі східної частини Чорного моря.

В результаті аналізу наявних геолого-геофізичних матеріалів було проведено оцінювання геологічних ризиків та зроблено рейтингову оцінку деяких нафтогазоперспективних об'єктів нерозподіленого фонду структур Прикерченського шельфу Чорного моря (таблиця).

Треба зазначити, що представлений рейтинг був складений лише за показниками геологічного ризику відповідних об'єктів. Не враховувалися такі важливі для оцінки інвестиційної привабливості показники як: обсяг видобутку вуглеводнів, чистий грошовий потік, термін окупності, внутрішня норма рентабельності.

Перед прийняттям рішення щодо інвестування нафтогазовидобувного проекту міжнародні нафтогазовидобувні компанії проводять багато інших досліджень крім оцінки геологічного ризику. Проте, останні є обов'язковими. Саме тому для успішного залучення інвестицій в освоєння ресурсів вуг-

Рейтингова оцінка інвестиційної привабливості деяких нафтогазоперспективних об'єктів східної частини українського сектора Чорного моря (з урахуванням геологічного ризику станом на 01.10.2010 р.)

Параметри оцінки та рейтинг структур	Союзна	Південно-Керченська	Глибока	Керченська
Горизонт, з яким пов'язуються основні перспективи нафтогазоносності	Па (P ₂ ³ – в підшві майкопської серії), Шm (K ₂ – в покрівлі верхньої крейди)	Па (P ₂ ³ – в підшві майкопської серії), Шm (K ₂ – в покрівлі верхньої крейди)	Па (P ₂ ³ – в підшві майкопської серії)	Іб (N ₁ ^{тк} – в підшві відкладів міоцену)
Значення замкнутої ізогіпси, м	-2150 -3600	-1825 -2025	-2700	-800
Перспективна площа в межах замкнутої ізогіпси, км ²	20 21,5	41,0 33,0	61,0	12,0
Прогнозна стратифікація найбільш древніх відкладів, що їх передбачається розкрити	J ₂	K ₁	K ₁	K ₁
Оцінка геологічного ризику (за методом експертних оцінок)				
Ймовірність наявності резервуару нафти	0,8	0,7	0,8	0,6
Ймовірність наявності нафтової пастки	0,8	0,8	0,7	0,8
Ймовірність наявності вуглеводного матеріала*	0,7	0,7	0,7	0,7
Ймовірність збереження вуглеводнів після їх акумуляції	0,6	0,6	0,5	0,5
Геологічна ймовірність успіху проекту, %	26	24	20	17
Рейтинг об'єктів за даними проведених досліджень	1	2	3	4

* Через брак інформації про нафтогазоматеринські породи розглядалась лише друга складова показника P3, а саме ймовірність ефективної міграції ВВ (P3b).

леводнів українського сектора Чорного моря є дуже важливим адекватне оцінювання нафтогазоперспективних об'єктів з врахуванням геологічних ризиків. Адже, саме результати таких досліджень можуть дозволити Державі об'єктивно оцінити інвестиційну привабливість власних вуглеводневих ресурсів.

1. Risk Analysis and Management of Petroleum Exploration Ventures. Peter Rose. / AAPG Methods in Exploration Series, 2001.
2. Лукін О. Вуглеводневий потенціал надр України та основні напрямки його освоєння // Вісн. НАН України, 2008, № 4. – С. 56-67.
3. Ампилов Ю.П., Герт А.А. Экономическая геология (Учебное пособие). М.: «Геоинформмарк», 2006.
4. Blackwatch Petroleum Services Limited. Competent Persons Report. Independent Evaluation of the Assets of Independent Resources Plc., 2005 AIM Admission Document.
5. The CCOP Guidelines for Risk Assessment of Petroleum Prospects, 2000.

6. The petroleum system – from source to trap / Ed. by Leslie B. Magoon & Wallece G. Dow / AAPG Memoir – Tulsa, Oklahoma, USA, 1994.
7. Войцицький З.Я., Ночвай М.В., Слободянюк С.О. Звіт про дослідження з узагальнення та комплексної інтерпретації геолого-геофізичних матеріалів в межах Прикерченського шельфу Чорного моря. Київ: ДГП «Укргеофізика», 2003.

Рассматриваются основные составляющие геологического риска, исследуемые нефтегазодобывающими компаниями при оценке инвестиционных рисков. Предлагается использование приведенных методик при оценке инвестиционной привлекательности нераспределенного фонда структур восточной части украинского сектора Черного моря.

The basic components of the geological risk, researched exploration and production companies in assessing investment risk. It is proposed to use the above techniques in the evaluation of investment attractiveness of the unallocated fund structures of the east part Ukrainian sector of the Black Sea.

Надійшла до редакції 06.06.2011 р.