

МЕТОДИЧНІ ЗАСАДИ ІНВЕСТИЦІЙНОГО АНАЛІЗУ ПРОЕКТІВ ПОШУКУ ТА РОЗВІДКИ РОДОВИЩ НАФТИ І ГАЗУ

¹О.І.Гафич, ²П.М.Мельничук, ²О.Т.Москальський

¹ ЗАТ «Концерн Надра», 04114 м. Київ, вул. Дубровицька 28, тел. (044) 430 46 11,
e-mail: office@nadragroup.com

² ДАТ «Чорноморнафтогаз», 95000 м. Сімферополь, пр. Кірова 52, тел. (0652) 52 34 45,
e-mail: abba@crimea.ua

Розглядаються можливості використання математико-статистичних методів аналізу геолого-геофізичної інформації з метою відбору інвестиційних проектів пошуку та розвідки родовищ нафти і газу. Пропонуються принципи інтегрованого аналізу даних експертних оцінок, рангування і економічної оцінки проектів.

Ключові слова: родовище нафти і газу, пошуки, інвестиційний аналіз, рангування, стратегія вибору, інтегрована оцінка, портфельне моделювання, геолого-економічна оцінка.

Рассматриваются возможности использования математико-статистических методов анализа геолого-геофизической информации с целью отбора инвестиционных проектов поиска и разведки месторождений нефти и газа. Предлагаются принципы интегрированного анализа данных экспертных оценок, ранжирования и экономической оценки проектов.

Ключевые слова: месторождение нефти и газа, поиски, инвестиционный анализ, ранжирование, стратегия выбора, интегрированная оценка, портфельное моделирование, геолого-экономическая оценка.

The article deals with the possibility of applying mathematical and statistical methods of analysing geological and geophysical data with the purpose of selecting investment project for oil and gas fields prospecting. The principles of integrated analysis of the data expert assessment, rating and economic evaluation of projects are suggested.

Keywords: oil and gas field, prospecting, investment analysis, rating, strategy of choice, integrated assessment, portfolio modelling, geological and geophysical evaluation

В процесі інвестиційної оцінки проектів пошуку і розвідки родовищ нафти і газу, методи математичної статистики, експертного аналізу і імовірнісного моделювання відіграють все більшу роль в розробці науково обґрунтованої системи оцінювань. Науковим дослідженням застосування математичних методів статистики у питаннях пошуку родовищ нафти і газу присвячені роботи [1-6]. Проблеми рангування і відбору перспективних об'єктів висвітлені в роботах [1, 4, 5]. Слід зауважити, в більшості цих робіт аналізуються теоретичні аспекти застосування методів математичної статистики для розв'язання задач багатокритеріального вибору, проте в них немає чіткого прикладного спрямування. Водночас практика інвестиційної діяльності в нафтогазовій галузі потребує розробки інструментів, котрі б уможливили комплексне застосування методів експертного аналізу і математичної статистичної обробки даних для вибору найбільш перспективних об'єктів.

Приймаючи до уваги викладене, авторами здійснено спробу розробки методичних засад оцінювання об'єктів та формування портфелю проектів для геологорозвідувальної діяльності з метою нарощування ресурсної бази вуглеводневої сировини нафтогазовидобувної компанії. Відбір нафтогазоперспективних проектів для формування портфелю пропонується проводити за системою, що передбачає три етапи.

1. Рангування проектів за системою технічних і комерційних характеристик.

2. Рейтингова оцінка за техніко-економічними параметрами та рівнем ризику нафтогазоперспективних проектів, відібраних на першому етапі.

3. Аналіз основних економічних показників з врахуванням імовірності їх успіху і кількісною оцінкою ризиків.

Методичні засади реалізації кожного з етапів розглянемо на реальних матеріалах з практики геологорозвідувальних робіт та геолого-економічної оцінки нафтогазоперспективних площ.

Перший етап відбору. Рангування нафтогазоперспективних проектів показано на прикладі відбору 67 нафтогазоперспективних блоків, виставлених на Міжнародний ліцензійний раунд Національною нафтовою компанією Лівії (НОС) в основному нафтогазовидобувному регіоні країни – басейні Сірт. Аналізу підлягав обмежений об'єм технічної та комерційної інформації. В результаті аналізу обмеженого об'єму даних розроблено систему оцінки представлену в табл. 1.

У таблиці наведено основні технічні параметри, котрі визначають шанс на успішність і прогностні комерційні результати проектів. Дані оцінок, як кількісних, так і вербальних (здійснених експертами), були об'єднані за ваговими коефіцієнтами і представлені у вигляді технічної і комерційної оцінки ризику за п'ятибальною шкалою. Оцінка технічного ризику базувалась на аналізі шансу геологічного успіху, де було прийнято до уваги нафтогенеруючий по-

Таблиця 1 – Рангування нафтогазоперспективних блоків західної частини басейну Сірт, Лівія

Блок	Площа, км ²	Кількість пробурених свердловин в блоці			Відстань від центру блоку до найближчого трубопроводу, км	К-сть виявлених об'єктів	Видобувні запаси (в розрахунку на один об'єкт), де не виявлено об'єктів оціночно	Шлях міграції вуглеводнів	Технічний ризик	Комерційний/економічний ризик
		сухих	з нафтопроявами	разом						
S-01	4740	25	2	27	260 (новий трубопровід, що будується до берегової інфраструктури)		10-20		4	5
S-02	4000	12	2	14	40 (новий трубопровід, що будується до берегової інфраструктури)		10-20	Близький до крупного	2 (низька якість колекторів)	4
S-03	5730	13	0	13	60	4	10-300	Родовище Мабрук	1 (відкриття можливі тільки в східній частині блоку)	1
S-04	1015	8	0	8	70	Тільки напрямки пошуку	10		4 (молоді тектонічні рухи, покриття поклада може бути порушена, чи незавершене формування)	4
S-05	1600	3	2	5	30	2	5-10		5	5
S-54	1713	2	0	2	15 (до трубопроводу Мабрук, проте невідомо чи вистачить його потужності після імовірного відкриття родовища)	9	50-100		2	2
S-55	900	4	2	6	15	3	25-50		3 (добре розташування стосовно нафтогазоматеринських порід)	3
S-56	980	3	4	7	1 (трубопровід проходить крізь блок)	6	25-50		3 (добре розташування стосовно нафтогазоматеринських порід)	3

тенціал та наявність пасткових умов, котрі б забезпечували комерційні запаси прогнозних покладів вуглеводнів.

Оцінка комерційного ризику базувалась на аналізі прогнозно-видобувних запасів виявлених структур, можливій кількості таких структур у межах блоку, віддаленості від існуючої нафтогазової інфраструктури і технічних ризиках.

Рангування виконано за п'ятибальною шкалою, де значенням 1 є низький ризик, а 5 – високий.

Об'єднаний аналіз технічних параметрів та оцінок ризиків за спрощеною шкалою, дозволяє

проводити вибір найбільш перспективних об'єктів.

Другий етап відбору. Принцип рейтингової оцінки нафтогазоперспективних об'єктів показано на прикладі ряду виявлених морською сейсмозвідкою та іншими геофізичними дослідженнями структур, у межах яких прогнозується відкриття нових родовищ нафти і газу на Прикерченській частині шельфу Чорного моря. На відміну від першої групи досліджуваних об'єктів басейну Сірт, що характеризувалися різномірністю територіального і геолого-промислового розташування та різновіддаленістю від існуючих інфраструктурних об'єктів інших

кореляційних і технічних параметрів а також, малим обсягом доступної інформації і т.п., група виявлених об'єктів Прикерченського шельфу знаходиться в зоні однакових геологічних умов формування нафтогазових покладів, ступеня геологічної вивченості території та комерційних ризиків. У межах досліджуваних об'єктів не проводилось пошуково-розвідувальне буріння, однак висока перспективність території підтверджена відкриттям на площі Суботіна поблизу виявлених об'єктів родовища нафти.

Пошукові роботи на даній території виконуються державною акціонерною компанією «Чорноморнафтогаз», і, зважаючи на обмеженість технічних можливостей компанії та обсягів фінансування геологорозвідувальних робіт в даному районі, завданням залишився вибір найбільш перспективних об'єктів для першочергового проведення пошуково-розвідувальних робіт. Загалом на Прикерченському шельфі в мілководній його частині виявлено 24 локальних структури в горизонтах майкопу – верхньої крейди. Всі вони виділяються за найглибшим відбиваючим горизонтом Шг (К2). Структури Південно-Глибока, Південно-Моряна, Північно-Керченська, Феодосійська і Кам'яниста виділяються лише за найнижчим горизонтом Шг (К2) і, ймовірно є відокремленими куполами поряд розташованих, більш крупних структур, або, є результатом похибок у структурних побудовах за даними сейсмозвідки. Структури Абіха, Південно-Керченська, Глибока, Суботіна, Личагіна, Союзна і Керченська виділяються по всьому розрізу. Ці структури являються першочерговий інтерес з геологічної точки зору. Вгору за розрізом кількість структурних об'єктів зменшується через пліоценове розмивання на півдні району і ерозійне розмивання припіднятих ділянок на північному заході. Структури Західно-Глибока, Соколова-Південна, Кавказська, Благодарна, Моряна, Керч, Якірна, Безіменна, Піонерська виділяються в горизонтах крейди та еоцен-палеоцену, де присутні розмиті відклади верхнього майкопу і міоцену.

Як бачимо, пріоритетність структур оцінювалась з врахуванням повноти розрізу, перспективності комплексів, глибини залягання і площі структури.

Першим кроком щодо оцінки рівня перспективності структур з метою їх включення до портфелю проектів, повинно бути визначення величини видобувних ресурсів. Враховуючи, що оцінка видобувних ресурсів для перспективних комплексів міоцену та майкопу виконана для нафти з урахуванням прогнозних коефіцієнтів вилучення 0.5-0.6, а при підрахунку ресурсів газу у відкладах еоцен-палеоцену та крейди коефіцієнт вилучення не застосовувався через відсутність фактичних даних щодо розробки родовищ-аналогів, достовірність такої оцінки залежить, насамперед, від правильного прогнозу типу вуглеводнів, що до відкритого. Щоб послабити цей вплив, додатково проведено рейтингову оцінку структур за геологічними ресурсами. Першочерговість чільної групи структур за геологічними ресурсами виглядає так:

Суботіна (129,96 млн. т у. п.), Абіха (104,66 млн. т у. п.), Південно-Керченська (65.7 млн. т у. п.), Моряна (65,65 млн. т у. п.), Личагіна (64,98 млн. т у. п.), Союзна (58,59 млн. т у. п.), Глибока (47,34 млн. т у. п.), Керченська (29,13 млн. т у. п.) і Анісімова (21 млн. т у. п.). Геологічні ресурси решти структур, значно менші і перебувають у межах 14,91 – 0.94 млн. т у. п. Порівняння результатів рангування структур з використання геологічних і прогнозно-видобувних ресурсів вказує на те, що більш об'єктивно першочерговість структур оцінюється за величиною геологічних ресурсів.

Нижче наводяться основні принципи і параметри моделі, за якими виконано рейтингову оцінку структур з врахуванням геологічних особливостей і будови та техніко-економічних параметрів їх освоєння.

Основні параметри, за якими оцінено рейтинг структур, є:

1. Достовірність картування горизонтів. Враховуючи, що всі структури виділені за результатами інтерпретації одного сейсмічного проекту, достовірність їх виділення оцінюється однаково. Проте, як показали результати буріння свердловини 403-Суботіна, достовірними виявилися лише структурні побудови по неоген-майкопських горизонтах, з глибиною достовірність картування зменшується. Тому для оцінки рейтингу введено коефіцієнт за достовірність К_д, який для неоген-майкопських горизонтів складає 1-0,7, а для еоцен-крейдових – 0,7-0,4.

2. Повнота розрізу. Структури виділяються за різною кількістю горизонтів. Припущено, що чим у більшому стратиграфічному діапазоні виділяється структура, тим більша ймовірність утворення покладів в її межах. Рейтинг оцінювався для кожного горизонту, а рейтинг структури обчислювався як сума рейтингів усіх горизонтів, за якими виділена структура.

3. Перспективність комплексів. На Прикерченському шельфі відкрите одне нафтове родовище Суботіна у відкладах майкопу. Виходячи з цього, для горизонтів майкопу приймаємо найвищий коефіцієнт за перспективність комплексу К_к=0,95–0,8. Для горизонтів у відкладах неогену, еоцену і палеоцену, нафтогазоносність яких підтверджена на сусідньому суходолі і позитивно оцінюються за даними ГДС на площі Суботіна (однак на Прикерченському шельфі родовищ вуглеводнів ще не відкрито) коефіцієнт за перспективність комплексу К_к знижено до 0,8–0,65. Для крейдових відкладів, нафтогазоносність яких у Індоло-Кубанському прогині поки що прогнозна, даний коефіцієнт прийнято на рівні К_к = 0,65–0,5.

4. Тип складки, збереженість покладу. За типом структури поділяються на антиклінальні, антиклінальні з порушеннями на крилах, структурно-тектонічні, тектонічно-екрановані, стратиграфічні і структурно-стратиграфічні. Найбільші перспективи пов'язують з антиклінальними структурами, склепінна частина яких не ускладнена ні тектонікою, ні ерозійними розмивами. В таких складках можна очікувати ма-

ксімальну збереженість покладів. Тому для антиклінальних структур, як найбільш простих, коефіцієнт за тип складки прийнято $K_c=0,9-0,75$. Трохи менші перспективи очікуються на структурах, крила (або крило) яких ускладнені тектонічними порушеннями чи ерозійними розмивами (структурно-стратиграфічні пастки). За умов, що ці порушення і поверхні розмивів екранують вуглеводні, вся структура може бути пасткою. У протилежному випадку вуглеводні зможуть акумулюватися лише у непорушеній склепеневій частині структури значно менших розмірів. Отже для антиклінальних структур, крила яких ускладнені порушеннями і структурно-стратиграфічних пасток, K_c прийнято на рівні $0,75-0,6$. Ще менші перспективи пов'язуються з антиклінальними структурами, ускладненими порушенням безпосередньо у склепінній частині (структурно-тектонічні). Таку ж ймовірність утворення покладів вуглеводнів можна очікувати на тектонічно-екранованих і стратиграфічних об'єктах. Виходячи з цього, для структурно-тектонічних, тектонічно-екранованих і стратиграфічних структур прийнято $K_c=0,6-0,4$.

5. Глибина залягання горизонтів. Відбиваючі горизонти майкопу – крейди в різних частинах Прикерченського шельфу (в межах склепінних частин структур) залягають на глибинах $600-5400$ м. Найвищий коефіцієнт за глибину $K_r=0,9-0,8$ прийнято для глибин залягання горизонту до 2 км; $K_r=0,8-0,7$ при глибинах $2-3$ км; $K_r=0,7-0,6$ при глибинах $3-4$ км; $K_r=0,6-0,5$ при глибинах $4-5$ км і $K_r=0,5-0,2$ при глибинах більше 5 км.

6. Площа структури. Перспективна площа структур у межах відбиваючих горизонтів змінюється від 2 до 73 км². Прийняті коефіцієнти складають $K_n=0,95-0,85$ для площі структури понад 40 км²; $K_n=0,85-0,7$ для площі $30-40$ км²; $K_n=0,7-0,65$ для площі $20-30$ км²; $K_n=0,65-0,5$ для площі $10-20$ км²; $K_n=0,5-0,2$ для площі до 10 км².

7. Амплітуда структури. Очевидно, що для однакових площа структур перспективнішою буде та, що має більшу амплітуду. При підрахунку ресурсів значення амплітуди структури не враховується, однак воно впливає на висоту покладу і, відповідно, на величину ресурсів. Тому амплітуди структур задіяні при оцінці перспективності структури, хоча і з меншою вагомістю ніж площа. Амплітуди структур на Прикерченському шельфі змінюються від 100 м до 1500 м. Прийняті коефіцієнти за амплітуду складають: $K_a=0,9-0,7$ при амплітуді складки понад 500 м і $K_a=0,7-0,5$ при амплітуді $100-500$ м.

8. Глибини моря. Глибин моря над закартованими структурами змінюються в межах від 15 до 250 метрів. Максимальний коефіцієнт за глибину моря $K_m=1$ прийнятий для глибин до 70 метрів (буріння можливе із працюючих в районі Прикерченського шельфу плавучих бурових установок ДАТ «Чорноморнафтогаз»). Для глибини моря $70-250$ метрів $K_m=0,9-0,7$. Для глибин 250 м і більше $K_m=0,7-0,55$.

9. Близькість до нафтогазової інфраструктури і можливість її використання. Виходячи з існуючої нафтогазової інфраструктури та її наближеності до нафтогазоперспективних площ, для прогнозно-газоносних об'єктів коефіцієнт K_m прийнято рівним $0,9-0,7$. Для прогнозно-нафтоносних об'єктів через відсутність відповідної інфраструктури, K_m оцінено в $0,8-0,6$.

Рейтинг структур Прикерченського шельфу по кожному відбиваючому горизонту (K_i) розраховувався шляхом перемноження таких семи коефіцієнтів:

$$K_i=(K_d \times a1) \times (K_k \times a2) \times (K_c \times a3) \times (K_r \times a4) \times (K_n \times a5) \times (K_a \times a6) \times (K_m \times a7) \times (K_m \times a8),$$

де: K_n – коефіцієнт за достовірність;

K_k – коефіцієнт за перспективність комплексу;

K_c – коефіцієнт за тип складки (збереженість покладу);

K_r – коефіцієнт за глибину;

K_n – коефіцієнт за площу;

K_a – коефіцієнт за амплітуду;

K_m – коефіцієнт за глибину моря;

K_m – коефіцієнт за можливість використання існуючої інфраструктури;

$a1-a8$ – вагові коефіцієнти, що враховують значущість параметрів, за якими виконана рейтингова оцінка.

Сукупний рейтинг об'єкта (K) визначався як сума рейтингів по усіх відбиваючих горизонтах, за якими виділені структури

$$K = \sum K_i. \quad (1)$$

Максимальні значення розрахункових коефіцієнтів K відповідають найбільш сприятливим умовам нафтогазоносності локальних структур і мінімальним затратам на вилучення вуглеводнів.

За величиною рейтингу структур з урахуванням їх параметрів і умов залягання визначена така першочерговість структур: Суботіна ($K=2,42$), Абіха ($2,26$), Південно-Керченська ($2,24$), Личагіна ($2,19$), Союзна ($2,15$), Моряна ($1,93$), Глибока ($1,83$), Кавказська ($1,6$), Керченська ($1,59$) і Благодарна ($1,57$). Рейтинги решти структур змінюються від $1,36$ до $0,21$ і їх за перспективністю можна віднести до другорядних.

На Прикерченському шельфі найперспективнішою в нафтогазовому відношенні є структура Суботіна, яка має значні геологічні і видобувні ресурси, і характеризується найвищим значенням рейтингу. Саме на структурі Суботіна пробурено першу параметричну свердловину №403, яка розкрила у нижньомайкопських відкладах поклади нафти.

Другу і третю позицію за величиною ресурсів і рейтингом займають структури Абіха і Південно-Керченська. Структура Абіха має більші ресурси, ніж структура Південно-Керченська, проте більші глибини залягання цільових горизонтів і більші ризики стосовно збереженості покладів на структурі Абіха урівнюють перспективи цих структур (величини рейтингу структур різняться всього на $0,02$).

Таблиця 2 – Оптимальний набір параметрів для відбору проектів до портфелю видобувної компанії

Технічні (геологічні)	Інвестиційні	Комерційні	Економічні
Без врахування невизначеностей і ризиків			
<ul style="list-style-type: none"> Запаси видобувні (P10, P50, P90, P10/P90); Глибини залягання; Складність геологічної будови. 	<ul style="list-style-type: none"> Очікувані інвестиції; Втрати при невдачі; Коефіцієнт ефективності інвестицій EI. 	<ul style="list-style-type: none"> Коефіцієнт ефективності геологорозвідувальних робіт; Наявність нафтогазової інфраструктури. 	<ul style="list-style-type: none"> NPV; DNPV; DNPV; IRR; Затрати на ГРП/1 т у.п.; CAPEX/1 т у.п.; OPEX/1 т у.п.
З врахуванням невизначеностей і ризиків			
<ul style="list-style-type: none"> Ризикові запаси; Шанс на геологічний успіх. 	<ul style="list-style-type: none"> Зважена імовірність позитивного економічного результату E P; Розмір ризикового капіталу; Коефіцієнт швидкості повернення ризикового капіталу Крк. 	<ul style="list-style-type: none"> Шанс на комерційний успіх; OWI; RT; Окупність та період отримання стабільних прибутків; Відносна важливість проекту. 	<ul style="list-style-type: none"> Шанс на економічний успіх; ENPV; RAV; (NPV10 - NPV90)/NPV50.

Четверте і п'яте місця поділяють структури Личагіна і Союзна теж з практично однаковим рейтингом (2,19, 2,15) і ресурсами. Ці структури виділяються по усіх цільових горизонтах і характеризуються подібними умовами залягання. На шостій позиції знаходиться структура Моряна, яка має меншу рейтингову оцінку порівняно зі структурами Личагіна і Союзна, насамперед через значну глибину моря, складну геологічну будову і розмивання частини відкладів у припіднятій своїй частині, проте переважає їх за геологічними ресурсами. Сьоме місце за всіма показниками займає структура Глибока. Найменш перспективними видаються структури Кавказська, Керченська і Благодарна, які за величиною рейтингу посідають відповідно восьме – десяте місця: їх геологічні ресурси перевищують 11 млн. т у.п.

Коли рейтингову оцінку і рангування проектів завершено, технічні і економічні параметри проектів, що розглядаються, повинні бути систематизовані за такими розділами:

– запаси середні очікувані та діапазон їх можливої зміни. Зазвичай, це можуть бути дані імовірнісної оцінки (середні – P50, а діапазон зміни буде перебувати в межах P90 – P10). Важливо також оцінити, як будуть впливати невизначеності проекту, і зокрема шанс на геологічний успіх на середню величину запасів;

– комерційні параметри, такі як шанс на комерційний успіх, економічна оцінка ризику і оптимальний процент участі в проекті;

– економічні параметри, головними з яких є найбільш імовірні значення чистих дисконтованих накопичених грошових потоків та очікувана вартість проекту, яка враховує всі види ризиків його реалізації, а також внутрішня норма рентабельності. Оскільки порівнюються

різні проекти, важливими є питомі показники на одиницю запасів, такі як: питомі затрати на розвідку запасів, їх підготовку до освоєння, видобування тощо;

– фінансові параметри, до яких належить розмір інвестицій, мінімальне від'ємне значення дисконтованих грошових потоків після сплати податків, ефективність інвестицій, швидкість окупності інвестицій та невідшкодовані втрати у випадку негативного результату.

Залежно від типу проектів, що аналізуються, ступеня їх реалізації і інших характеристик вибір параметрів може змінюватися. Найбільш оптимальний їх перелік подано в табл. 2.

Коли попередній набір проектів вибрано, наступним кроком є формування консолідованої економіки групи проектів, претендентів на включення до портфелю. Це дає змогу за рядом економічних параметрів, аналізувати результат включення чи виключення одного, чи декількох проектів з портфелю. В якості інструментальної бази, що дозволяє це зробити швидко і ефективно, рекомендується використання програмного комплексу ASSET. Приклад одного із етапів такого аналізу показаний на рис. 1.

Для інтегрованого аналізу даних експертних оцінок, рангування і економічної оцінки проектів, що відбираються до портфелю, є різномірними і характеризуються невизначеностями, пропонується застосування такої схеми вибору (рис. 2).

Висновки

В умовах обмеженої інформації вибір найбільш привабливих об'єктів пошуку і розвідки родовищ нафти та газу рекомендується здійснювати методом числової оцінки геолого-

			2006	2007	2008	2009	2010	
1								
2		Units	Total					
3	Excluding New Project 2							
4	Income	\$MM	7,381.93	0.00	90.00	166.50	141.53	
5	Operating Expense	\$MM	689.63	0.00	18.50	34.75	30.58	
6	Capital Expenditure	\$MM	600.72	7.00	140.00	180.00	143.82	
7	Royalty / Tax	\$MM	4,378.29	0.00	33.33	57.00	26.58	
8	Net Cash Flow	\$MM	1,713.29	-7.00	-101.83	-105.25	-59.47	
9								
10	Including New Project 2							
11	Income	\$MM	7,781.60	0.00	90.00	166.50	141.53	
12	Operating Expense	\$MM	787.04	0.00	18.50	34.75	30.58	
13	Capital Expenditure	\$MM	674.72	7.00	140.00	180.00	146.62	
14	Royalty / Tax	\$MM	4,547.64	0.00	33.33	57.00	26.28	
15	Net Cash Flow	\$MM	1,772.20	-7.00	-101.83	-105.25	-61.96	
16								
17	Increment of New Project 2							
18	Income	\$MM	399.67	0.00	0.00	0.00	0.00	
19	Operating Expense	\$MM	97.41	0.00	0.00	0.00	0.00	
20	Capital Expenditure	\$MM	74.00	0.00	0.00	0.00	2.80	
21	Royalty / Tax	\$MM	169.35	0.00	0.00	0.00	-0.30	
22	Net Cash Flow	\$MM	58.91	0.00	0.00	0.00	-2.50	
23								
24								
25								

Рисунок 1 – Аналіз доцільності включення нового проекту до портфелю за ключовими економічними показниками

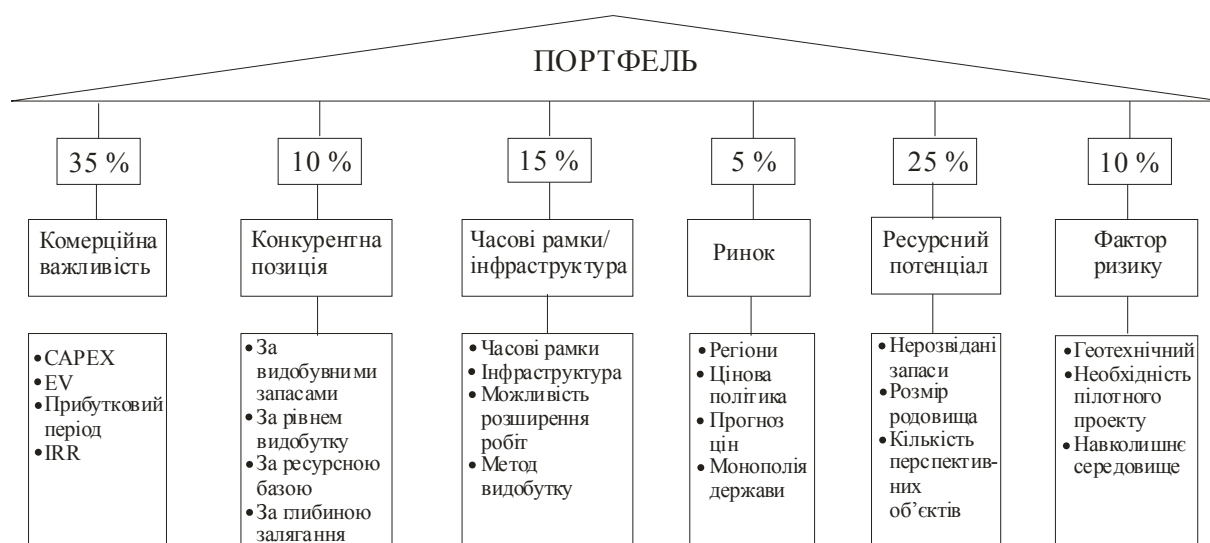


Рисунок 2 – Стратегія вибору портфелю проектів нафтогазовидобувної компанії

технічних і економічних параметрів інвестиційних проектів. Складання карт технічних і комерційних ризиків сприяє кращому розумінню їх структури та перспективності об'єктів, що оцінюються.

Рангування і рейтингова оцінка нафтогазоперспективних площ за сукупністю комплексних параметрів, що характеризують запаси, технічний доступ і нафтогазову інфраструктуру району розташування перспективного об'єкту, ризики відкриття родовища і освоєння запасів його покладів та ін., дозволяють проводити кількісний обґрунтований порівняльний аналіз з точки зору їх інвестиційної привабли-

вості. Для врахування важливості критеріїв порівняння в процесі складання комплексної оцінки рекомендується для кожного з параметрів порівняння застосовувати вагові коефіцієнти.

Стратегія формування портфелю проектів пошуку і розвідки родовищ нафти і газу повинна базуватись на комплексному аналізі низки чинників, серед яких конкурентне середовище, комерційна важливість, часові рамки і інфраструктурні можливості реалізації проекту. Важливу роль повинен відігравати аналіз геологічного ризику та його вплив на технічні і економічні результати пошуково-розвідувальної діяльності.

Відбір проектів до портфелю видобувної компанії повинен здійснюватись шляхом порівняльного аналізу комплексу геологічних/технічних, комерційних, інвестиційних і економічних параметрів. При цьому порівняльний аналіз проектів повинен проводитись в тому числі і шляхом моделювання та зіставлення геотехнічних і економічних параметрів як без врахування ризику і невизначеності, так і при кількісній їх оцінці.

Незважаючи на можливості системного математико-статистичного аналізу інвестиційних об'єктів пошуку родовищ нафти і газу, котрі можуть бути застосовані для їх рангування і рейтингового відбору, рішення щодо відбору проектів до портфелю нафтогазовидобувної компанії повинні прийматись спеціалістами і групами фахівців міждисциплінарного аналізу, котрі здатні проводити інтегровану оцінку даних з врахуванням їх повноти, невизначеності та важливості.

Література

1 Емельянов С.В. Многокритериальные методы принятия решений / С. В. Емельянов, О. И. Ларичев. – М.: Знание, 1985. – 31 с.

2 Євдошук М.І. Методологія визначення ризиків в оцінці рейтингу потенційно нафтогазоносних структур / М.І. Євдошук, О.О. Бардін, І.І. Кравченко // Геоінформатика. – 2007. – №1. – С. 46-53.

3 Кивелиди В.Х. Методы вероятностного поиска и их применение в геолого-геофизических исследованиях на нефть и газ / В.Х. Кивелиди, Я.И. Хургин, В.М. Эскин. – М.; ВНИИОЭНГ, 1972. – 46 с.

4 Панкова Л.А. Организация экспертизы и анализ экспертной информации / Л.А. Панкова, А.М. Петровский, М.В. Шнейдерман. – М.: Наука, 1984. – 119 с.

5 Чупрынин Д.И. Формализация процесса принятия решений в многовариантных задачах прогноза нефтегазоносности / Д.И. Чупрынин // Геолого-математическое моделирование в нефтяной геологии. – Л.: ВНИГРИ, 1983. – С. 96-107.

6 Campbell John, Optimization of Capital Expenditures in Petroleum Investment, Journal of Petroleum Technology, July, 1992, p. 708-714.

*Стаття поступила в редакційну колегію
28.01.10
Рекомендована до друку професором
М. О. Данилюком*