

# Ocena nie odkrytego potencjału złóż ropy naftowej i gazu ziemnego

Rafał Kudrewicz\*

Od momentu, kiedy zaczęto stosować wyniki badań geologicznych do poszukiwania złóż węglowodorów, minęło już wiele czasu. Mimo to, raz po raz pojawiają się — poparte konkretnymi przykładami m.in. z Teksasu i Oklahomy — głosy że jest możliwe znalezienie złóż metodą przypadkowych wierceń. Krytyczny przegląd takich poglądów przedstawili Harbaugh *et al.* [5]. Na stosowanie takich metod poszukiwawczych stać jedynie bardzo nieliczne przedsiębiorstwa, mogące liczyć na nie ograniczone dotacje, płynące z kas państwowych. Kompanie naftowe, na czele z największymi, coraz częściej zamawiają kolejne oceny nie odkrytego potencjału i na ich podstawie tworzą plany inwestycyjne oraz prognozy rozwoju rynku.

## Sukces poszukiwań naftowych

Na sukces poszukiwań składają się dwa czynniki: ekonomiczny i geologiczny. Zdaniem Selleya [10], aspekt ekonomiczny da się streścić w proponowanym przez Greenwalta [3] — wynikającym z prawa „bankructwa hazardzisty” — równaniu:

$$1 - S = (1 - P_s)^N$$

gdzie:

$S$  = awersja do ryzyka,

$P_s$  = prawdopodobieństwo sukcesu geologiczno-technicznego,

$N$  = liczba pojedynczych przedsięwzięć, niezbędna do uniknięcia bankructwa.

Oczywiście jest to pewnym uproszczeniem, ale pokazuje charakter problemu. Dla geologa ważniejszy jest geologiczny aspekt problemu, czyli wartość  $P_s$  ze wspomnianego równania. Selley [10] wydzielił pięć elementów warunkujących sukces geologiczny; są to: istnienie skał macierzystych, skał zbiornikowych, pułapek, odpowiedniego ekranu i zaistnienie określonych warunków do dojrzewania substancji organicznej, zawartej w skałach macierzystych. Prawdopodobieństwo sukcesu określa jako iloczyn prawdopodobieństw każdego ze wspomnianych czynników. Z nowszych prac na ten temat (lista prac w [1]) wynika, że stanowi to bardzo istotną, ale jedynie część problemu.

Metodyka szacowania nie odkrytego potencjału jest systematycznie rozwijana i skonstruowano już wiele metod i technik. Dzieli się je na 4 grupy:

- ♦ metody subiektywne — bazujące na opiniach, wiedzy i doświadczeniu osób oceniających,
- ♦ statystyka basenowa (*basin statistics*) — obróbka i modelowanie statystyczne danych geologicznych,
- ♦ modelowanie statystyczne danych historycznych — modelowanie procesu odkrycia istniejących już złóż,
- ♦ modelowanie geochemiczne — modelowanie fizykochemicznych procesów powstawania węglowodorów oraz ich migracji.

W praktyce zazwyczaj stosuje się kombinację wymienionych metod, gdyż są one komplementarne względem siebie oraz mogą stanowić dla siebie elementy kontrolne,

ponieważ wyniki modelowania danych geologicznych nie mogą stać w sprzeczności na przykład z danymi geochemicznymi.

## Metoda oceny nie odkrytego potencjału

Allen *et al.* [1] proponują 4-stopniowy program działań w celu oceny nie odkrytego potencjału.

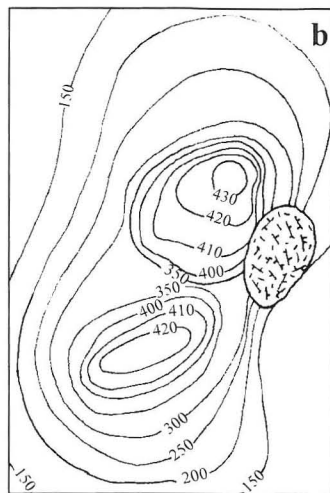
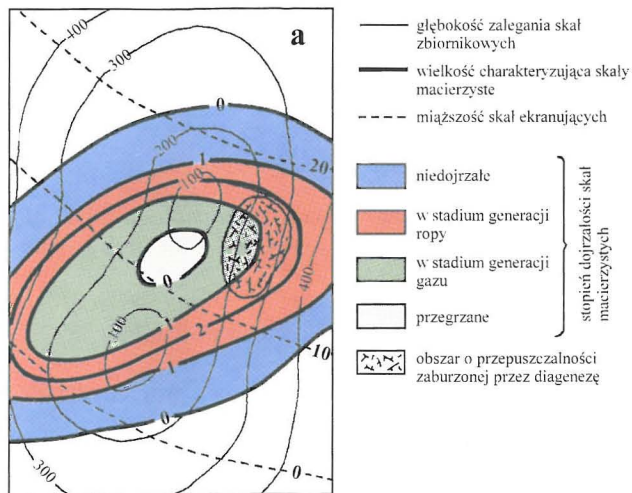
**I stopień: Zdefiniowanie i skartowanie systemu roponośnego.** Polega on na dokładnym zdefiniowaniu i wykartowaniu wymienionych wcześniej za Selleyem [10] czynników charakteryzujących system roponośny (*petroleum play*). System roponośny powinien być zdefiniowany w nawiązaniu do konkretnej formacji produktywnej. W ramach jednego systemu wszelkie wystąpienia węglowodorów muszą być wynikiem takiego samego przebiegu procesów geologicznych. Powoduje to, że każdy system ma swój charakterystyczny model rozkładu liczby i wielkości pól, a co za tym idzie — swój współczynnik sukcesu wierceń (*drilling success ratio*). Podstawowymi pracami, w których opisano wykonanie map, charakteryzujących system roponośny są: praca Demaisona [2] i rozwinięcie jego koncepcji przez White'a [11]. Można też na podstawie statystycznej analizy danych geologicznych, za pomocą analizy czynnikowej (przykład zastosowania został opisany we wstępie do pracy Jöreskog *et al.* [6]), skonstruować mapę interferencji czynników, charakteryzujących system roponośny (ryc. 1). Takie podejście do zagadnienia niesie za sobą jeszcze dodatkową korzyść, mianowicie wynikającą z właściwości analizy czynnikowej możliwość interpretacji dla obszarów, z których brak pewnych typów danych.

Dla każdego systemu roponośnego można określić wielkość zwaną szansą systemu (*play chance*). Z powodu naturalnej zmienności cech budowy geologicznej, a także różnych typów pułapek występujących w ramach systemu, wartość szansy systemu nie jest stała dla całego systemu. Pojawia się zatem konieczność podzielenia go na takie obszary, gdzie wartość ta będzie stała. Obszary te nazywa się segmentami ryzyka (*common-risk segments*). Dalszą analizę prowadzi się osobno dla każdego segmentu ryzyka.

**II stopień: Ocena oczekiwanych wielkości i liczby złóż.** Występowanie złóż w ramach systemu roponośnego może być przedstawione w postaci dwuwymiarowej zmiennej losowej, zdefiniowanej w następujący sposób: jednym argumentem jest liczba złóż, drugim ich wielkość, natomiast każdej kombinacji tych argumentów jest przypisane pewne prawdopodobieństwo. Pierwszy z argumentów zmiennej losowej ma rozkład dyskretny, drugi natomiast ciągły (ryc. 2). To determinuje sposób analizy tej zmiennej. Najczęściej przyjmuje się, że rozkłady te spełniają cechy rozkładów normalnego lub logarytmiczno-normalnego. Prawdopodobieństwo istnienia określonej liczby złóż o wielkości mieszczącej się w żądanym przedziale jest całką z rozkładu prawdopodobieństwa.

**Ocena rozmiarów złóż.** Dobór metody oceny rozmiarów złóż, czyli znalezienie rozkładu prawdopodobieństwa ich wielkości, wynika z ilości i jakości posiadanych danych geologicznych. Wynik musi być skonfrontowany z rozkła-

\*Przedsiębiorstwo Usług Geologicznych za Granicą GEOPOL, ul. Puławska 18, 00-975 Warszawa

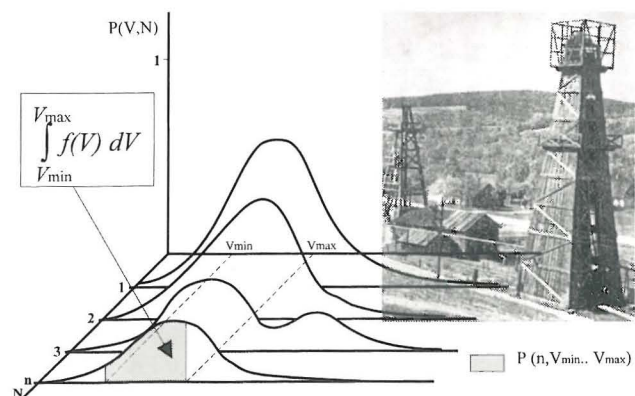


Ryc. 1. a — Mapa cech pewnego hipotetycznego systemu roponośnego, b — Ten sam system roponośny, przedstawiony w postaci rozkładu wartości czynnika, będącego kombinacją cech z ryc. a, obrazującego ich wpływ na system roponośny; jednostki na obu mapach umowne

dem wielkości złóż już odkrytych. Najczęściej stosowane są 3 metody:

- ♦ użycie rozkładu już odkrytych złóż jako statystycznej reprezentacji wszystkich złóż wewnątrz systemu roponośnego. Przyjmuje się założenie, że odkryte złoża stanowią przypadkową próbkę. Podstawowym źródłem błędów może być odkrycie większych złóż, a pozostawienie nie odkrytych mniejszych;

- ♦ pożyczka rozkładu pól z analogicznego systemu roponośnego. Wymaga to bardzo szczegółowej kontroli analogiczności, która musi uwzględniać: objętość węglowodorów dostarczanych do systemu roponośnego (*petroleum charge volume*), charakterystykę skał zbiornikowych, system blokowania (*plumbing*) dróg migracji wraz z charakterystyką retencyjną ekranów oraz szeroko rozumiany styl tektoniczno-strukturalny. Analogie bazujące na podobieństwie procesów fizykochemicznych generacji, migracji i zbierania się węglowodorów w pułapkach (*trapping*) są preferowane w stosunku do wynikających jedynie z podobieństwa klasyfikacji basenów. Kingston *et al.* [7, 8] sporządzili klasyfikację porównawczą basenów, która jest używana do przewidywania kierunków analogii; jest ona zbyt ogólnikowa w stosun-



Ryc. 2. Dwuwymiarowa zmienna losowa, wiążąca liczbę i wielkość złóż z prawdopodobieństwem ich odkrycia; V — wielkość złoża, N — liczba złóż, P(V,N) — prawdopodobieństwo, P(n, Vmin.. Vmax) — prawdopodobieństwo odkrycia n złóż o rozmiarach z przedziału Vmin do Vmax, f(V) — funkcja opisująca rozkład prawdopodobieństwa wielkości złóż, dalsze objaśnienia w tekście

ku do szczegółowej bazy danych złożowych [1]. Należy także pamiętać, że każdy system roponośny jest unikalnym tworem przyrodniczym;

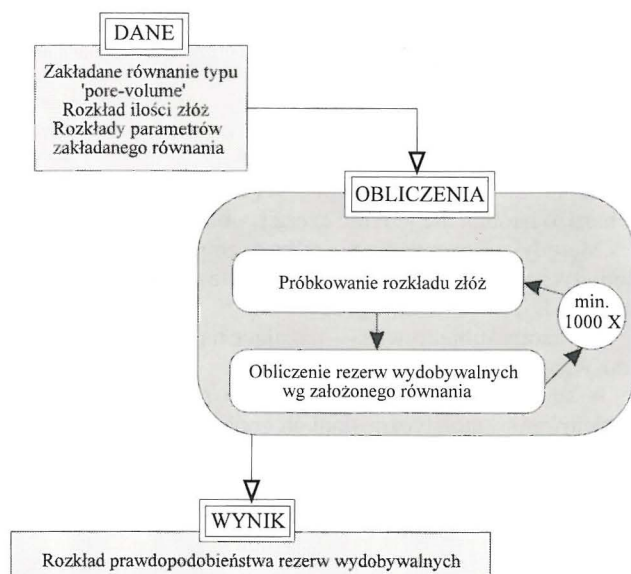
- ♦ symulacja Monte Carlo (ryc. 3), wykonana dla typowej kalkulacji objętościowej (wg równań typu *pore-volume*) z użyciem pełnego przedziału wartości dla każdego z parametrów, z minimum 1000-krotną iteracją.

Kombinacja tych trzech działań jest najbardziej efektywną estymacją. Należy ograniczyć wyniki estymacji od góry do największych znanych już zasobów, od dołu zaś — ograniczyć do mi-

nimum ekonomicznej opłacalności.

**Ocena liczby złóż.** Metody oceny liczby złóż są niezmiernie rzadko dyskutowane w literaturze. Może to świadczyć o tym, że jest to wyjątkowo trudne zadanie. Zazwyczaj dokonuje się takich szacunków, przyjmując arbitralnie pewne wartości lub przez zapożyczenie wprost liczby złóż, lub ich zagęszczenie (liczba złóż na jednostkę powierzchni) z analogicznych systemów roponośnych. Dotychczasowe wyniki wskazują na większą wartość zapożyczeń [10]. Przy ocenie liczby złóż, uwzględniając charakter rozkładu prawdopodobieństwa, należy pamiętać, że trzeba określić zarówno przedział wielkości, jak i najbardziej prawdopodobną liczbę złóż.

**Konfrontacja obliczeń wielkości złóż z potencjałem dostawy węglowodorów.** Konieczność takiej konfrontacji wydaje się oczywista, ponieważ brak odpowiedniego poten-



Ryc. 3. Zastosowanie symulacji Monte Carlo do określenia rozkładu prawdopodobieństwa rezerw wydobywalnych (wg [1, 4]); w praktyce — losujemy liczbę złóż z rozkładu liczby złóż — np. 4, losujemy 4 wielkości z rozkładu wielkości, obliczamy dla każdego złoża wg założonego równania wydobywalne rezerwy ropy/gazu, całość procedury powtarzamy najmniej 1000 razy



cjału wytworzenia i migracji węglowodorów spowoduje, że pułapki pozostaną puste. Można dla uproszczenia procedury przyjąć pewną wartość stopnia wypełnienia (*degree of fill factor*), lecz pewniejsze jest wyznaczenie potencjału dostawy przez odpowiednie modelowanie geofizyczno-geochemiczne. W zależności od posiadanych danych, na temat charakteru kerogenu i stopnia jego dojrzałości, idąc za sugestią Mackenzie i Quigley [9] należy podzielić całkowitą masę skał macierzystych na porcje o identycznej dojrzałości (*isomaturity slabs*) i dla każdej z tych porcji obliczyć potencjalną ilość węglowodorów, która mogła być uruchomiona ze skał macierzystych (*expelled mass of petroleum*). Autorzy ci zaproponowali następujące równanie:

$$M_e = P_o \cdot PGI \cdot PEE_n \cdot D_{rock} \cdot y \cdot AREA$$

gdzie:

$P_o$  = średni potencjał początkowy,

$PGI$  = indeks generacji (ilość pierwotnej materii organicznej przekształconej na węglowodory),

$PEE_n$  = ilość węglowodorów wydzielonych przez skałę macierzystą,

$D_{rock}$  = gęstość skały macierzystej,

$y$  = średnia miąższość,

$AREA$  = powierzchnia porcji.

Po wyznaczeniu wartości  $M_e$  dla wszystkich porcji z analizowanego systemu, należy je dodać i dokonać konwersji na objętość oraz pomniejszyć o straty w trakcie migracji. Sugerowane jest [9] równanie:

$$V_i = \phi \cdot f \cdot V_d$$

gdzie:

$\phi$  = średnia porowatość ośrodka migracji,

$f$  = rezydualne nasycenie ośrodka migracji względem węglowodorów,

$V_d$  = objętość ośrodka migracji.

Wyznaczenie objętości straconej w trakcie migracji jest jednym z najtrudniej wyznaczalnych parametrów przedstawianych tu obliczeń. Podstawowa trudność — to określenie dróg migracji, bez znajomości których nie jest możliwe wyznaczenie pozostałych parametrów, poza tym w czasie, gdy zachodziła migracja wartości czynników determinują-

cych warunki migracji (np. ciśnienie, temperatura) nie muszą odpowiadać wyznaczonym laboratoryjnie lub przewidzianym w inny sposób. Wyniki oceny strat w trakcie migracji obarczone są błędem rzędu  $\pm 50\%$  [1].

**III stopień: Ocena prawdopodobieństwa sukcesu poszukiwań.** Prawdopodobieństwo sukcesu poszukiwań, opisywane także pod nazwą ryzyko poszukiwań naftowych (m.in. [1]) (wtedy określane jako odwrotność prawdopodobieństwa sukcesu), ma charakter dwustopniowy. Na pierwszy stopień składają się:

- prawdopodobieństwo szansy systemu roponośnego,
- prawdopodobieństwo specyficzne.

Drugi stopień — to składowe prawdopodobieństwa szansy systemu:

- prawdopodobieństwo modelu,
- prawdopodobieństwo warunkowe systemu roponośnego.

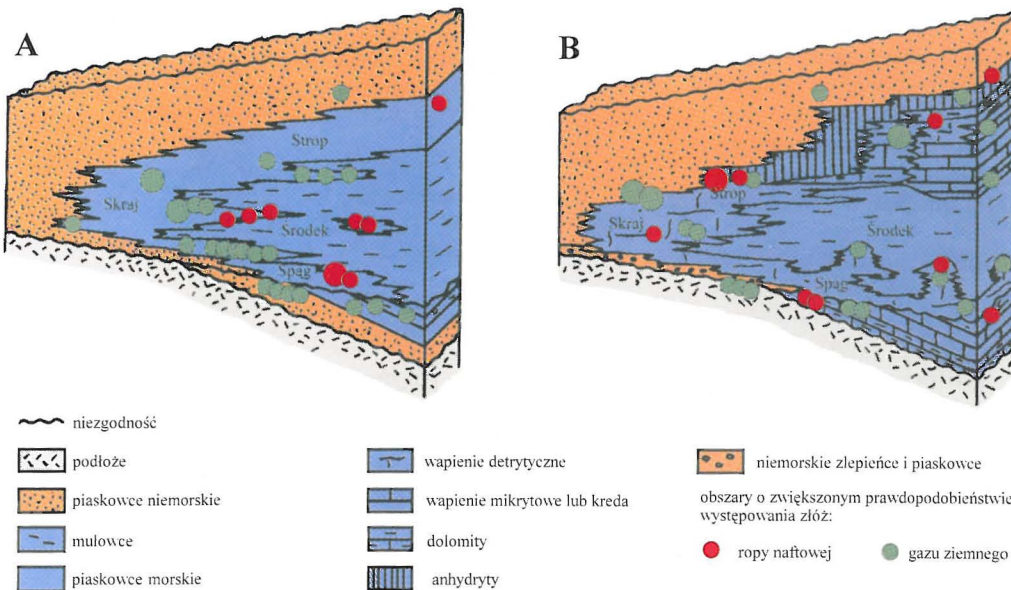
**Prawdopodobieństwo szansy systemu roponośnego (*play chance probability*).**

**Prawdopodobieństwo modelu (*model probability*).** Jest to najprostsza składowa prawdopodobieństwa. Opisuje ona, na ile przyjęty model systemu roponośnego jest słuszny i dotyczy w głównej mierze występowania przewidywanych facji sedimentacyjnych.

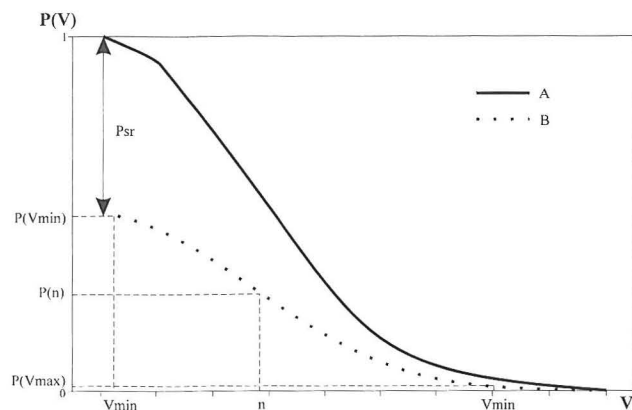
**Prawdopodobieństwo warunkowe systemu roponośnego (*conditional play probability*).** Odzwierciedla możliwość wytworzenia się w przyjętym modelu systemu roponośnego, dotyczy dojrzałości materii organicznej zawartej w skałach macierzystych i migrację do ekranowanych (także w skali regionalnej) pułapek.

Suma tych dwóch prawdopodobieństw po wyznaczeniu podlega kalibracji. Efekt tego działania zależy w bardzo dużej mierze od doświadczenia kalibrującego oraz ilości materiałów porównawczych. Takim materiałem może być zestawienie 1150 systemów roponośnych z 200 sekwencji depzycyjnych (*facies cycle wedge = depositional sequence*) [11]. Wnioski z tych porównań są następujące (ryc. 4): największe prawdopodobieństwo produktywności (60%) mają zbiorniki piaskowcowe w pozycji u podstawy sekwencji (*wedge-base*). Piaskowce u stropu i na skraju sekwencji (odpowiednio *wedge-top* i *wedge-edge*) mają jedno z najniższych prawdopodobieństw (ok. 15%). W facjach węglanowych największe szanse mają skały zbiornikowe w pozycji u stropu sekwencji (*wedge-top*) ze średnią wartością prawdopodobieństwa około 45%. Ogólnie mniej są ryzykowne systemy roponośne związane ze zbiornikami piaskowcowymi — ze średnim prawdopodobieństwem 38% — niż węglanowymi — ze średnim prawdopodobieństwem 30%. Wynika z tego, że w ocenie szansy systemu roponośnego znaczną rolę, większą niż facja, odgrywa położenie skał zbiornikowych w sekwencji depzycyjnej.

**Prawdopodobieństwo specyficzne (*prospect-specific probability*).** Odzwierciedla wszystkie niedokładności oceny i modelo-



Ryc. 4. Możliwe usytuowanie systemów roponośnych w sekwencjach depzycyjnych; A — sekwencja sedimentacji klastycznej, B — sekwencja sedimentacji węglanowej; wszystkie facje z przeławieniami ilowców; (wg [1, 11], nieco uproszczone)



**Ryc. 5.** Krzywe oceny systemu ropońskiego; A — nie kalibrowana; B — kalibrowana prawdopodobieństwem szansy systemu ropońskiego,  $V$  — ilość ropy/gazu potencjalnie do wydobycia,  $P(V)$  — prawdopodobieństwo wydobycia ropy/gazu w ilości  $V$ ,  $n$  — żądana ilość ropy/gazu do wydobycia,  $P(n)$  — prawdopodobieństwo wydobycia ilości ropy/gazu równej  $n$ ,  $P(V_{min})$  — prawdopodobieństwo wydobycia minimalnej opłacalnej ekonomicznie ilości ropy/gazu,  $P(V_{max})$  — prawdopodobieństwo wydobycia maksymalnej zakładanej ilości ropy/gazu

wania czynników wpływających na prawdopodobieństwo szansy systemu ropońskiego oraz nieprzewidywalność naturalnych zmian parametrów geologicznych. Dotyczy zwłaszcza miejsc i zjawisk charakterystycznych i niepowtarzalnych dla danego systemu. Głównymi czynnikami geologicznymi, mającymi wpływ na prawdopodobieństwo specyficzne, są:

- ♦ relacja pułapka-ekran (np. zapiaszczenie ekranu, zanik miąższości ekranu, brak efektywnych ekranów bocznych, niedostateczne wykształcenie geometryczne pułapki),
- ♦ dostawa węglowodorów do systemu ropońskiego (np. niedostateczna jakość lub miąższość skał macierzystych, niedojrzałość skał macierzystych, brak dróg migracji, znaczne straty w trakcie migracji),
- ♦ cechy skały zbiornikowej (np. zailenie, nieprzepuszczalność wynikająca z diagenety).

Podana tu lista czynników oczywiście nie jest pełna. Daje się zaobserwować proste powiązanie ryzyka specyficznego z komplikacją budowy geologicznej. Prosta budowa geologiczna, jednolity model facyjny, brak zaburzeń tektonicznych pozwala na osiągnięcie współczynników sukcesu technicznego rzędu 0,5 (1 wiercenie pozytywne na 2 odwiercone) przy współczynniku sukcesu komercyjnego 0,33 (np. basen Oriente w Ekwadorze, szelf Morza Bałtyckiego). Skomplikowana budowa powoduje spadek współczynników sukcesu do wartości ok. 0,05 (np. basen Taranaki — Nowa Zelandia, Karpaty).

**IV stopień: Ocena całkowitego prawdopodobieństwa sukcesu.** Na całkowite prawdopodobieństwo sukcesu prac poszukiwawczych wpływ mają wszystkie opisane tu czynniki i jest on wyrażony jako iloczyn poszczególnych prawdopodobieństw. Rozkład tego prawdopodobieństwa opisywany jest krzywymi (ryc. 5).

**Krzywa oceny systemu ropońskiego** jest odzwierciedleniem prawdopodobieństwa wynikającego z cech systemu ropońskiego, jego budowy geologicznej i dostawy węglowodorów. Nie uwzględnia jednak rachunku ryzyka.

**Krzywa oceny skalibrowana rachunkiem ryzyka.** Na podstawie krzywej oceny sporządza się dla każdego segmentu ryzyka kalkulację, uwzględniającą analizę pra-

wdopodobieństwa, po czym wszystkie krzywe sumuje się, aby otrzymać skalibrowaną krzywą oceny całego systemu ropońskiego.

**Czynniki niegeologiczne wpływające na ocenę nie odkrytego potencjału.** Oprócz opisanych czynników geologicznych, na końcową ocenę wpływają czynniki o charakterze historycznym oraz dostępność, ilość i jakość danych.

Ilość i jakość danych warunkuje dokładność oceny. Wpływ tych parametrów na możliwość prześledzenia pełnej zmienności cech opisujących system ropoński jest oczywisty.

Podstawowym czynnikiem historycznym, którego wpływ należy uwzględnić, jest dojrzałość eksploracji systemu ropońskiego. W miarę postępu eksploracji prawdopodobieństwo znalezienia złoża o odpowiednich parametrach geologicznych, technicznych i ekonomicznych maleje.

### Uwagi końcowe

Wyniki każdej oceny nieodkrytego potencjału ropo-gazonośności są obarczone pewną, niekiedy nawet znaczną, dozą subiektywizmu wynikającą z doświadczeń, a także zainteresowań badawczych zespołów i poszczególnych osób wchodzących w ich skład. Aby wyeliminować ten subiektywizm lub charakterystyczny dla każdego zespołu badawczego rozkład akcentów, warto wykonać operację porównania kilku niezależnych ocen sporządzonych dla tego samego obszaru lub systemu ropońskiego. Służą temu tzw. procedury analiz opracowań eksperckich, stosowane w wielu dziedzinach m.in. w analizie systemów zarządzania.

Z przyczyn objętościowych, w niniejszej pracy przedstawiono jedynie zagadnienia teoretyczne publikowane w języku angielskim. Warto jednak wspomnieć o polskim udziale w zastosowaniu opisanych tu metod. Jak poinformował autora dyr. Tadeusz Wilczek (Biuro Geologiczne GEONAF TA), prace tego typu są prowadzone od wielu lat w PGNiG oraz AGH i są obecnie przygotowywane do publikacji.

### Literatura

- 1 ALLEN P.A., ALLEN J.R. 1993 — Basin analysis. Principles & Applications. Blackwell Sci. Publ. Oxford.
- 2 DEMAISON G. 1984 — Petroleum Geochemistry and Basin Evaluation, 1–14, Am. Assoc. Petrol. Geol. Mem., 35.
- 3 GREENWALT W.A. 1982 — Jour. Petrol. Tech., 33: 2189–2195.
- 4 GOLDBERGER A. 1964 — Econometric Theory. John Wiley & Sons, New York.
- 5 HARBAUGH J.W., DOVETON J.H., DAVIES J.C. 1977 — Probability Methods in Oil Exploration. John Wiley & Sons, London.
- 6 JÖRESKOG K.G., KLOVAN J.E., REYMENT R.A. 1976 — Geological Factor Analysis. Elsevier Sci. Publ. Comp. Amsterdam.
- 7 KINGSTON D.R., DISHROON C.P., WILLIAMS P.A. 1983 — Bull. Am. Assoc. Petrol. Geol., 67: 2175–2193.
- 8 KINGSTON D.R., DISHROON C.P., WILLIAMS P.A. 1983 — Ibidem, 67: 2194–2198.
- 9 MCKENZIE A.S., QUIGLEY T.M. 1988 — Ibidem, 72: 399–415.
- 10 SELLEY R.C. — Elements of Petroleum Geology. W.H. Freeman & Co. New York.
- 11 WHITE D.A. 1988 — Bull. Am. Assoc. Petrol. Geol., 72: 944–949.