



Alicja Byrska-Rapala

AGH Akademia Górniczo-Hutnicza
Wydział Zarządzania
Katedra Inżynierii Zarządzania
abyrska@zarz.agh.edu.pl

ALIANSE STRATEGICZNE JAKO FORMA WSPÓŁPRACY PRZEDSIĘBIORSTW NAFTOWYCH

Streszczenie: Firmy naftowe prowadzące samodzielnie prace poszukiwawcze ponoszą całkowite ryzyko związane z możliwością wystąpienia ich negatywnego wyniku. Firmy, które dysponują ograniczonymi zasobami finansowymi i narażone są na ryzyko bankructwa, są zainteresowane tworzeniem układów partnerskich, w których podział ewentualnych przyszłych zysków i strat wiąże się z podziałem ryzyka. Podstawowym problemem związanym z tworzeniem i funkcjonowaniem układów partnerskich firm poszukiwawczych jest wynegocjowanie takiego podziału przyszłych dochodów, który zostałby zaakceptowany przez zainteresowane strony.

Celem artykułu jest przedstawienie wybranych matematycznych metod, które mogą być użyteczne w procesie negocjacji handlowych – koncepcji oczekiwanego efektu finansowego EMV oraz wartości kontrolowanego ryzyka RAV. Każda z metod została zilustrowana przykładem z obszaru sektora naftowego.

Słowa kluczowe: układ partnerski *farm-out*, wartość oczekiwana efektu finansowego, funkcja użyteczności, wartość tolerowanego ryzyka.

Wprowadzenie

Zachodzące w skali świata przemiany społeczne, gospodarcze, technologiczne czy geopolityczne spowodowały, że biznes w różnych obszarach/branżach coraz wyraźniej skłania się ku nawiązywaniu długookresowej współpracy międzyorganizacyjnej. Korzyści ze współdziałania zachęcają uczestników rynku do podejmowania wspólnych przedsięwzięć w ramach zawieranych umów o współpracy. Takie porozumienia o współpracy zawierane są zarówno przez przedsiębiorstwa kra-

jowe, jak i międzynarodowe. Internacjonalizacja działalności gospodarczej to wyraźnie widoczny proces kształtowania gospodarki światowej początku XXI w., na co zwrócił uwagę już M.E. Porter, pisząc że liczba sektorów globalnych to przyszłość gospodarki światowej [Porter, 1992].

Jednym z najważniejszych czynników kształtujących warunki prowadzenia działalności gospodarczej jest postęp techniczny. Coraz szybsze zmiany w technologii przeobrażają firmy oraz ich bliższe i dalsze otoczenie, zmieniają strukturę potrzeb konsumentów, są motorem wprowadzania nowych uregulowań prawnych. Te z kolei nakładają nowe ograniczenia lub stwarzają nowe możliwości dla rozwoju firmy czy danej branży. Aby zachować konkurencyjność na rynku, przedsiębiorstwa zmuszone są zarówno do ciągłego przystosowywania się do zachodzących zmian, jak również do ich kreowania, czyli stałego zwiększania swojej innowacyjności. Tylko sprawna organizacyjnie i bogata firma może odpowiednio szybko zareagować na zmieniające się otoczenie biznesowe.

Proces globalizacji powoduje, że coraz więcej firm decyduje się na zawieranie aliansów strategicznych. Alians jest związkiem kilku firm konkurujących na tym samym rynku. Celem takiego porozumienia konkurentów jest realizacja wspólnego przedsięwzięcia, a gwarancją jego przetrwania jest zachowanie równowagi pomiędzy partnerami. Głównymi przesłankami decyzji o wyborze aliansu jako formy współpracy z konkurencją są: obniżenie kosztów, zmniejszenie ryzyka prowadzenia działalności w pojedynkę oraz transfer kapitału i technologii.

Alianse strategiczne dotyczą tylko części działalności uczestników umowy, a przedsiębiorstwa tworzące sojusz mogą prowadzić działalność, której porozumienie nie dotyczy. Partnerzy zobowiązują się do transferu części swoich aktywów materialnych i niematerialnych w celu realizacji wspólnych projektów, a umowa o współpracy ma charakter integralny, tzn. że zmiany pewnych jej elementów powodują zmianę innych zapisów porozumienia [Kraciuk, 2005].

Zawieranie każdego typu umowy musi poprzedzać faza zabiegów wstępnych, tj. rozpoznanie partnera i negocjacje. Powodzenie zależy od starannego przygotowania umowy w tej właśnie fazie – zbadania intencji i zasobów partnera. Negocjowanie warunków porozumienia nie jest sprawą prostą.

1. Formy współpracy międzyorganizacyjnej w sektorze wydobywczym

Wydobycie ropy jest jednym z najbardziej ryzykownych biznesów. Ryzyko wynika zarówno z ogólnych warunków gospodarowania, te zresztą dotyczą każdej branży w równym stopniu, jak i z charakteru inwestycji w sektorze naftowym, przede wszystkim z:

- stochastycznego charakteru wszystkich zjawisk i skutków związanych z poszukiwaniami,
- dużego ryzyka występującego w trakcie poszukiwań, powodującego istnienie elementów pecha i szczęścia nawet przy najbardziej prawidłowych decyzjach, niepewnej ilości węglowodorów wydobywalnych przy ustalonym wariantcie zagospodarowania złoża,
- stochastycznego charakteru tempa wydobywania węglowodorów,
- wysokiego kosztu pozyskania węglowodorów (nakładów kapitałowych, kosztów operacyjnych),
- wahań cen ropy/gazu ziemnego [Byrska-Rapała, 2011, s. 115].

Firmy poszukiwawcze, prowadzące samodzielnie prace związane z poszukiwaniem i eksploatacją kopalni, muszą dysponować kapitałem niezbędnym do prowadzenia tych prac, jak i ponosić całkowite ryzyko związane z możliwością negatywnego wyniku poszukiwań. Aby ograniczyć ryzyko prowadzenia przedsięwzięć inwestycyjnych, firmy poszukiwawcze tworzą alianse strategiczne z jednym lub kilkoma partnerami – wiążąc podział ryzyka z podziałem przyszłych zysków.

Do najczęściej zawieranych porozumień partnerskich należy zaliczyć:

- umowy o współpracy; sformalizowane w umowie warunki współpracy zabezpieczają partnerów przed niekorzystnymi działaniami drugiej strony układu przy jednoczesnym zachowaniu dużej elastyczności funkcjonowania firmy we wszystkich obszarach nieobjętych umową;
- układy kapitałowe powstające poprzez wykupywanie udziałów partnera lub wzajemny wykup udziałów;
- *joint venture*, czyli tworzenie nowej jednostki przez dwie lub więcej firm, które z racji wniesionego kapitału są jej udziałowcami i uzyskują prawo do określonej części zysku;
- konsorcjum, czyli połączenie zasobów i umiejętności kilku (więcej niż dwóch) firm dla realizacji wspólnego celu; może mieć formę *joint venture*, ale może być tworzone również bez powoływania odrębnej jednostki gospodarczej, poprzez wyznaczenie odrębnego funduszu zgromadzonego przez partnerów i wspólne nim zarządzanie;
- kontrakty na prowadzenie prac poszukiwawczych i eksploatacyjnych; kontraktor prowadzi prace bezpośrednio na złożu w imieniu właściciela, uzyskując w zamian wynagrodzenie o wynegocjowanej wysokości;
- *farm-out* jako rodzaj dzierżawy, która polega na tym, że spółka przejmująca prawo do prowadzenia prac poszukiwawczych ponosi wszystkie koszty tej działalności i zwraca właścicielowi koncesji na złożu część zysków z jego eksploatacji;

- leasing, czyli przekazanie na określony czas prawa do poszukiwań i eksploatacji kopaliny, a rekompensatą za transfer takiego prawa jest rata leasingowa – jednorazowa opłata w momencie podpisania umowy, okresowe raty jako rekompensata za przekazanie posiadanego prawa do eksploatacji, regularne opłaty zależne od wielkości produkcji.

Wspólne przedsięwzięcia tworzone są przez firmy poszukiwawcze, które chcą uzyskać dodatkowy efekt z połączenia ich zasobów finansowych i technicznych oraz ich doświadczeń. Tworzone są również w przypadku, gdy ze względu na rozległość prac i wymagania finansowe jedna spółka nie jest w stanie unieść sama obciążenia finansowego i ryzyka. Wspólne przedsięwzięcia mogą być również tworzone przez właścicieli koncesji na sąsiadujące działki naftowe w celu zrationalizowania prac na złożach.

1.1. Porozumienia partnerskie państwowych i międzynarodowych firm naftowych

Do największych organizacji gospodarczych na świecie należą państwowe firmy naftowe oraz spółki naftowe działające na międzynarodowych rynkach zasobów ropy i gazu i należące do różnych inwestorów prywatnych. Działalność firm naftowych wpływa w znacznym stopniu na makroekonomiczne warunki gospodarcze, na globalną politykę ochrony środowiska, na bezpieczeństwo na poziomie lokalnym, krajowym i międzynarodowym.

Chociaż rola państwa i udział państwowych firm zmniejsza się w prawie każdym sektorze działalności gospodarczej na świecie, w sektorze wydobywania ropy i gazu ziemnego wzorzec jest zupełnie inny. W latach 70. XX w. międzynarodowe firmy wydobywcze kontrolowały 80% światowych zasobów węgłowodorów. Ostatnie dwie dekady drastycznie zmieniły strukturę własności. Dzisiaj tylko 6 do 8% światowych rezerw należy do firm niepaństwowych. Narodowe spółki naftowe wydobywają połowę całkowitej produkcji ropy, na czele z firmą narodową Arabii Saudyjskiej z 22% udziału w światowej produkcji ropy.

Precyzyjne zdefiniowanie narodowego/państwowego czy niepaństwowego przedsiębiorstwa nie jest łatwe. Państwowe przedsiębiorstwo wydobywcze można zdefiniować jako spółkę, której większościowym udziałowcem jest skarbnik państwa i jest ona kontrolowana przez rząd jednego kraju. Natomiast niepaństwowe przedsiębiorstwo wydobywcze można zdefiniować jako spółkę, której udziałowcami są przede wszystkim prywatni inwestorzy. Pełnią oni funkcję kontrolną adekwatnie do wielkości udziałów. Ponieważ te korporacje naftowe działają w wielu krajach, dlatego określa się je jako „międzynarodowe” [James,

2011]. Należy podkreślić, że obecnie wiele państwowych przedsiębiorstw naftowych działa również na międzynarodowych rynkach, dlatego rozróżnienie pomiędzy „krajowymi” i „międzynarodowymi” firmami staje się niejednoznaczne. Na potrzeby niniejszego artykułu przez państwowe i niepaństwowe firmy naftowe należy rozumieć „narodową własność” i odpowiednio „własność inwestorów spółek naftowych”.

Struktura organizacyjna wspólnego przedsięwzięcia inwestycyjnego może być różna. Historycznie najpopularniejszą formą jest tworzenie spółki *joint venture*. W tej strukturze dwie lub więcej stron zawiera umowę i zwykle tworzy nowy podmiot prawny. Nowy podmiot może zawierać umowy leasingowe, umowy o podziale produkcji lub inne umowy umożliwiające rozwój wspólnego projektu. Firmy matki mają swój udział w kontroli i zarządzaniu nowo powstałym przedsiębiorstwem.

Ustalenie kompetencji i odpowiedzialności każdej ze stron we wspólnym przedsięwzięciu jest częścią trudnych negocjacji układu *joint venture*.

Tworzenie aliansów państwowych i międzynarodowych firm naftowych jest coraz częściej spotykaną formą współpracy w sektorze naftowym. Podstawową wartością takich aliansów jest wymiana technologii i doświadczeń. Międzynarodowe firmy giganty, przejmując część lub całe ryzyko związane z poszukiwaniami, zapewniają dostęp do wiedzy z zakresu zarządzania projektami i personelem, dostęp do kapitału i do globalnego rynku. Natomiast państwowe firmy naftowe, często z ograniczonym dostępem do kapitału i nowych technologii, zobowiązują się do współpracy w uzyskaniu pozwoleń i różnych lokalnych zezwoleń potrzebnych do prowadzenia działalności gospodarczej. Strony układu będą musiały na etapie negocjacji zdecydować, czy zyski będą dzielone i w jakich proporcjach, czy będą reinwestowane, a w tej kwestii oczekiwania firm państwowych i międzynarodowych mogą się różnić.

Istnieją liczne przykłady sojuszy strategicznych pomiędzy państwowymi i międzynarodowymi firmami naftowymi. Do reprezentatywnych przypadków można zaliczyć:

- porozumienie typu *joint venture* pomiędzy firmą British Petroleum i norweską Statoil w celu międzynarodowych działań poszukiwawczo-wydobywczych,
- *joint venture* Texaco i saudyjskiej firmy narodowej Saudi Aramco,
- umowę narodowej Abu Dhabi National Oil Company i Occidental Petroleum (zagospodarowanie złóż w rejonie Shah),
- współpracę włoskiej firmy Eni i PetroChina (poszukiwanie i zagospodarowanie złóż gazu łupkowego w Chinach),
- układ *joint venture* pomiędzy rosyjską narodową firmą Rosneft i Exxon Mobil na zagospodarowanie złóż ropy i gazu ziemnego na Morzu Czarnym.

Państwowe i międzynarodowe firmy mogą rozważyć możliwość współpracy bez tworzenia oddzielnego podmiotu, z oddzielnym centrum władzy i działalności. Taką formą współpracy są układy kapitałowe – wymiana akcji i aktywów pomiędzy państwowymi i międzynarodowymi firmami w celu osiągnięcia wspólnego interesu w optymalnym rozwoju projektów inwestycyjnych. Przykładem takiego sojuszu strategicznego jest nabycie przez firmę ConocoPhillips 10% akcji zwykłych firmy rosyjskiej Lukoil lub wymiana akcji pomiędzy Exxon Mobil i firmą państwową Rosneft [Kollewe, Bawden, 2011; Kramer, 2011]¹. Takie sojusze kapitałowe zapewniają firmom państwowym bardziej stabilny i bezpieczny przepływ dochodów, zdywersyfikowany portfel udziałów w branży i regionie, większe możliwości transferu technologii i rozwoju zasobów ludzkich. Zabezpieczeniem interesów firm międzynarodowych w takich sojuszach może być pula miejsc w radach nadzorczych czy zarządzie firmy państwowej.

Różne oczekiwania partnerów, polityczne aspiracje grup interesów w kraju, uwarunkowania fiskalne, różnice kulturowe powodują, że tworzenie sojuszy państwowo-prywatnych jest przedsięwzięciem bardzo trudnym. Niemniej takie alianse strategiczne tworzą perspektywę odpowiedzialnego i skutecznego rozwoju światowych najważniejszych zasobów węglowodorów.

2. Koncepcja wartości oczekiwanej EMV i wartość tolerowanego ryzyka RAV w negocjacjach warunków umowy o współpracy

Kryterium podejmowania decyzji w warunkach ryzyka, czyli w sytuacji, gdy decydent może przewidzieć możliwe w przyszłości sytuacje oraz określić prawdopodobieństwa wystąpienia tych sytuacji, oparte jest na maksymalizacji wartości oczekiwanej efektu finansowego EMV. Oczekiwany efekt finansowy EMV dla projektu inwestycyjnego określa się na podstawie dostępnych informacji co do możliwych zysków (strat) z przedsięwzięcia i prawdopodobieństwa ich wystąpienia. Najczęściej stosowana formuła ma postać:

$$EMV = p_s \cdot (V - C) + (1 - p_s) \cdot (-C) = p_s \cdot V - C, \quad (1)$$

gdzie:

p_s – prawdopodobieństwo odkrycia złoża (sukcesu),

C – koszty poszukiwań,

V – przychody z eksploatacji złoża w przypadku jego odkrycia.

¹ Exxon Mobil uzyskała prawo poszukiwań na Morzu Arktycznym, a Rosneft ma udziały w aktywach Exxon Mobil w Zatoce Meksykańskiej.

Kryterium maksymalizacji wartości oczekiwanej oznacza, że dalsze prace na złożu węglowodorów, tj. rozwiercanie złoża, zagospodarowanie, czyli instalacja urządzeń i tworzenie infrastruktury, powinny być prowadzone dla projektów – złożów o największej wartości EMV.

Ważnym elementem praktycznego uwzględniania ryzyka w analizach rentowności przedsięwzięć w sektorze naftowym jest adaptacja technik analizy decyzyjnej, które uwzględniają czynnik ludzki – naturę decydenta, jego stosunek do pieniądza i ryzyka. Formalne wprowadzenie preferencji decydenta do rachunku rentowności inwestycji umożliwia teoria preferencji (nazywana również teorią użyteczności). Teoria preferencji wprowadziła mechanizmy umożliwiające pomiar i stosowanie w analizach decyzyjnych tzw. polityki ryzyka firmy. Znajomość atrybutu firmy, jakim jest ryzyko akceptowalne przez firmę, jest bardzo ważnym elementem w procesie selekcji inwestycji – rzeczowych lub finansowych, ustalaniu udziałów w ryzykownych projektach inwestycyjnych. Dokonywanie wyboru z alternatywnych projektów jest bardzo trudne, ponieważ charakterystyka ryzyka dla każdego z nich jest różna. Dodatkowo zarządy firm naftowych mają zwykle ograniczone środki finansowe na realizację projektów. Ryzyko projektu i ograniczenia finansowe powodują, że decyzja o rozpoczęciu inwestycji lub jej kontynuowaniu często koncentruje się na ustaleniu, jaki udział w projektach jest do zaakceptowania przez firmę.

W teoretycznych i praktycznych rozważaniach w obszarze teorii decyzji bardzo często stosowana jest wykładnicza forma funkcji użyteczności. Jest to funkcja pozwalająca na zapis szerokiego przedziału preferowanego ryzyka i jest formalnym zapisem postawy niechęci decydenta/przedsiębiorstwa wobec ryzyka. Matematyczną formę wykładniczej funkcji użyteczności $u(x)$ przedstawia wzór [Walls, 2004]:

$$u(x) = e^{-x/RT}, \quad (2)$$

gdzie:

x – możliwe wyniki finansowe, które mogą wystąpić w związku z realizacją inwestycji, ($x = C$ lub $V-C$),

RT – wartość tolerowanego ryzyka decydenta, czyli kwota, wobec której decydent jest obojętny, czy ją uzyska z szansą 0,5, czy straci jej połowę również z prawdopodobieństwem 0,5.

Oszacowanie wartości RT jest intuicyjne, nie ma formalnej reguły na jej wyliczenie. Znając funkcję użyteczności przedsiębiorstwa, można wyznaczyć nowy wskaźnik wartości inwestycji/projektu – ekwiwalent pewności, który nazywany jest też równoważnikiem pieniężnym ryzyka lub wartością kontrolowa-

nego ryzyka RAV. Jest to kwota pieniężna, którą decydent mógłby zaakceptować zamiast udziału w grze reprezentowanej przez niepewne wyniki finansowe. Formalnie jest to taka kwota, która spełnia następujące równanie:

$$u(\text{RAV}) = \text{EV}[u(x)], \quad (3)$$

gdzie:

EV – oznaczenie wartości oczekiwanej.

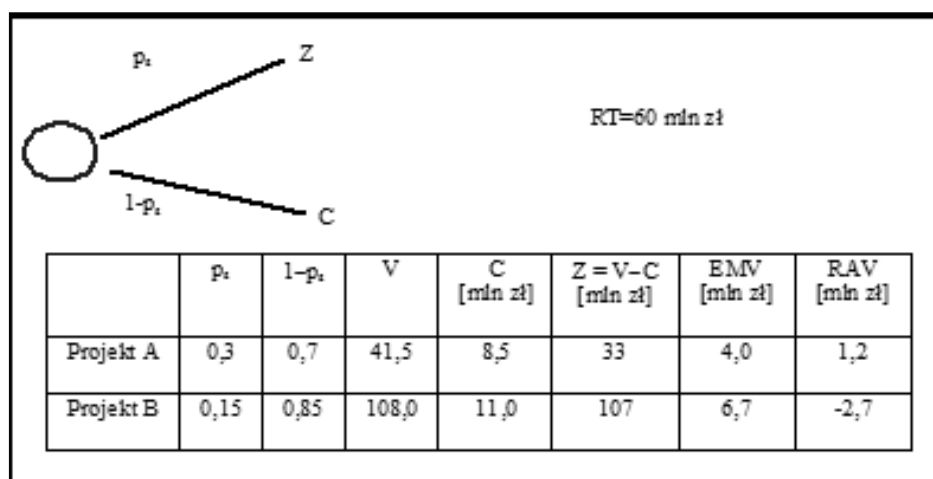
Przyjmując założenie o postaci funkcji użyteczności (wzór 2), wystąpienie dwóch możliwych sytuacji: sukcesu z prawdopodobieństwem p_s i związanego z nim zysku Z ($Z = V - C$) oraz porażki z prawdopodobieństwem $(1-p_s)$ i związanej z nią straty C , można obliczyć RAV ze wzoru:

$$e^{-\text{RAV}/RT} = p_s \cdot e^{-Z/RT} + (1-p_s) \cdot e^{C/RT}. \quad (4)$$

Czyli:

$$\text{RAV} = -RT \ln(p_s \cdot e^{-Z/RT} + p_p \cdot e^{C/RT}). \quad (5)$$

Ekwiwalent pewności RAV można zinterpretować jako wartość projektu inwestycyjnego realizowanego w warunkach pewności. Innymi słowy, jest to wartość inwestycji pomniejszona o premię za ryzyko. Decydent wybiera taki projekt, który zapewni maksymalny ekwiwalent pewności. Porównanie analizy decyzji opartej na znajomości ekwiwalentu pewności ryzyka RAV z „klasyczną” analizą decyzyjną, opartą na wartości oczekiwanej efektu finansowego EMV, przedstawiono na rys. 1.



Rys. 1. Porównanie analizy decyzyjnej opartej na EMV i RAV.

Opierając się na wartości oczekiwanej efektu finansowego EMV (neutralność wobec ryzyka), przedsiębiorstwo powinno wybrać projekt B, ponieważ $EMV(B) > EMV(A)$. Zakładając niechęć do ryzyka z wartością RT na poziomie 60 mln zł, wartość projektu A i B mierzona wskaźnikiem RAV wskazuje, że przedsiębiorstwo powinno wybrać mniej ryzykowny projekt A, ponieważ $RAV(A) > RAV(B)$. Ekwiwalent pewności jako miara „rynkowej różnicy” pomiędzy możliwym i niepewnym zyskiem a potencjalną i niepewną stratą jest większy dla projektu A.

2.1. EMV do ustalania warunków układu partnerskiego typu *farm-out*

Porozumienie o współpracy typu *farm-out* oznacza przekazanie prawa do prowadzenia prac poszukiwawczych, rozpoznawczych, budowy kopalni i procesu eksploatacji złoża przez właściciela koncesji. W układzie takim strona cedująca (*farm-out party*) przekazuje prawo do prowadzenia prac na złożu i nie ponosi żadnych kosztów związanych z ich prowadzeniem, natomiast jako rekompensatę otrzymuje od strony przejmującej prowadzenie prac (*farm-in party*) określony udział w przyszłych dochodach. Podstawowym przedmiotem negocjacji handlowych jest zatem procent przyszłych przychodów, stanowiący udział strony przejmującej prowadzenie prac.

Podstawą negocjowania warunków umowy może być następujący rachunek porównawczy. Gdyby właściciel koncesji prowadził nadal prace poszukiwawcze na rozpatrywanym obiekcie, wartość oczekiwaną efektu ekonomicznego można wyliczyć zgodnie ze wzorem (1). Właściciel koncesji uzna układ *farm-out* za korzystny dla siebie na pewno wówczas, gdy tak obliczona wartość EMV będzie mniejsza od oczekiwanego efektu finansowego w przypadku *farm-out* EMV':

$$EMV' = (1 - X) \cdot p_S \cdot V, \quad (6)$$

gdzie:

X – udział w dochodach uzyskany przez stronę przejmującą prowadzenie prac.

Warunek opłacalności układu można zapisać następująco:

$$p_S \cdot V - C = (1 - X) \cdot p_S \cdot V, \quad (7)$$

czyli:

$$X = \frac{C}{p_s \cdot V} \quad \text{lub} \quad X = \frac{C}{EMV + C}. \quad (8)$$

Wzór (8) określa maksymalny udział w dochodach, przejmowany przez stronę *farm-in*, jaką może zaakceptować właściciel koncesji.

Dla danych z rys. 1 firma naftowa, prowadząc negocjacje handlowe w sprawie *farm-out* będzie się starała, aby druga strona układu nie przejęła więcej niż 68% przychodów w projekcie A, gdyż:

$$X_A = \frac{8,5}{0,3 \cdot 41,5} = 0,68.$$

Podobnie dla projektu B maksymalny udział w przychodach strony *farm-out* nie może przekroczyć 68%.

Jeżeli układ partnerski *farm-out* obejmuje więcej niż jeden obiekt geologiczny, całkowita wartość EMV dla obiektów geologicznych jest sumą wartości oczekiwanych efektu finansowego dla poszczególnych złóż. Dla przykładu z rys. 1 udział strony przejmującej prace na dwóch obiektach łącznie, z punktu widzenia właściciela koncesji, nie powinien przekroczyć 68%.

2.2. Ekwiwalent pewności RAV w negocjacjach układów partnerskich

Ekwiwalent pewności RAV pomaga w wyselekcjonowaniu właściwego poziomu udziału w realizacji projektu adekwatnie do polityki firmy wobec ryzyka, uważany jest wręcz przez niektórych autorów za przewodnika udziału w ryzykownych inwestycjach. Formuła obliczania RAV (wzór 5) jest sformalizowanym sposobem ilościowego mierzenia korzyści ze „sprzedaży” ryzyka związanego z inwestycją.

Uwzględnienie wskaźnika udziału (X) w projekcie powoduje, że wzór (5) przyjmie postać [Lerche i MacKay, 1999]:

$$RAV = -RT \ln[p_s \cdot e^{-X \cdot Z/RT} + (1 - p_s) \cdot e^{-X \cdot C/RT}]. \quad (9)$$

W wyniku matematycznych przekształceń optymalny udział X , maksymalizujący wartość RAV przedsiębiorstwa, wynosi:

$$X = \frac{RT}{Z + C} \ln \frac{p_s \cdot Z}{(1 - p_s) \cdot C} \quad (10)$$

Przyjmując założenia dla projektu A i B (przykład z rys. 1), można wyznaczyć optymalny udział firmy w ich realizacji. I tak dla projektu A optymalna wartość wskaźnika $X = 0,74$, a dla projektu B wskaźnik $X = 0,25$. Oznacza to, że przedsiębiorstwo wydobywcze o tolerowanym ryzyku 60 mln zł postrzega projekt A jako mniej ryzykowny. Ekwiwalent pewności dla projektu A, w przypadku udziału w projekcie w wysokości 74%, wynosi 1,21 mln zł. Udział w projekcie B na poziomie 25% generuje ekwiwalent pewności 0,6 mln zł. Warto zauważyć, że suma ekwiwalentów pewności – odpowiadająca 100% udziałowi przedsiębiorstwa w inwestycji $\{RAV(A) + RAV(B) = -1,64 \text{ mln zł}\}$ – jest mniejsza niż ekwiwalent pewności dla każdego projektu z optymalnym udziałem przedsiębiorstwa w wynegocjowanym układzie współpracy $\{RAV(A_{74\%}) + RAV(B_{25\%}) = 1,81 \text{ mln zł}\}$.

Podsumowanie

Układy partnerskie o charakterze porozumień strategicznych, umożliwiające przetrwanie lub rozwój firmy, tworzone są w celu:

- pozyskania dodatkowych źródeł finansowania zewnętrznego,
- podziału ryzyka poprzez częściowe przeniesienie go na drugą stronę układu,
- maksymalnego wykorzystania zdolności produkcyjnych lub bardziej efektywnego wykorzystania posiadanego potencjału kadrowego oraz bazy technicznej,
- redukcji kosztów poprzez wykorzystanie ekonomiki skali,
- korzystania z doświadczeń i wiedzy partnera, wypełnienia luki we własnej bazie technologicznej.

Tworzenie aliansów jest coraz częściej spotykaną formą współpracy w sektorze naftowym. Podstawową wartością takich aliansów jest wymiana technologii i doświadczeń. Międzynarodowe firmy giganty, przejmując część lub całe ryzyko związane z poszukiwaniami, zapewniają dostęp do wiedzy z zakresu zarządzania projektami i personelem, dostęp do kapitału i dostęp do globalnego rynku. Powodzenie współpracy zależy od starannego przygotowania umowy – zbadania intencji i zasobów partnera. Negocjowanie warunków porozumienia nie jest sprawą prostą. Wiele czasu i wysiłku potrzeba na wynegocjowanie jak najkorzystniejszych warunków układu, które decydują o jego trwałości i efektywności.

Poszukiwanie sprawnych „narzędzi” wspomagających procesy negocjacyjne powoduje, że menedżerowie sięgają do technik z obszaru teorii decyzji czy badań operacyjnych. Takie modele, z bogatym i łatwo dostępnym oprogramowaniem komputerowym, umożliwiają analizowanie różnych wariantów umów partnerskich i optymalizację negocjowanych udziałów.

Szansą dla polskiego sektora naftowego jest pozyskanie doświadczonego partnera biznesowego do skomplikowanych projektów poszukiwania i zagospodarowania złóż gazu z łupków. Dlatego Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo podpisało memorandum o współpracy z międzynarodowym gigantem naftowym – grupą Chevron. PGNiG podaje, że sukces poszukiwań mógłby doprowadzić do powołania wspólnej spółki, w której strony objęłyby po 50% udziałów. Nowy podmiot przejąłby cztery koncesje w południowo-wschodniej Polsce i realizowałby uzgodniony między udziałowcami program prac. Szczegóły, w tym harmonogram poszukiwań, mają być dopiero ustalone. Do podpisania wiążącej umowy powinno dojść w 2014 r.

Literatura

- Byrska-Rapala A. (2011), *Metodyka szacowania wartości godziwej złoża węglowodorów*, Wydawnictwa AGH, Kraków.
- James R.A. (2011), *Strategic Alliances Between National and International Oil Companies*, Working Paper #, Program on Energy and Sustainable Development, http://iis-db.stanford.edu/pubs/23377/WP_104%2C_James%2C_NOC-IOC_Statagic_Alliances%2C_25_October_2011.pdf (dostęp: 10.03.2014).
- Kollewe J., Bawden T. (2011), *BP-Rosneft Deal Collapses*, „The Guardian”, May 16.
- Kraciuk J. (2005), *Alianse strategiczne jako sposób konsolidacji przedsiębiorstw*, „Prace Naukowe Katedry Polityki Agrarnej i Marketingu SGGW”, nr 28.
- Kramer A.E (2011), *Exxon Reaches Arctic Oil Deal with Russians*, „New York Times”, August 30.
- Lerche I., MacKay A.J. (1999), *Economic Risk in Hydrocarbon Exploration*, Academic Press, San Diego.
- Porter M.E. (1992), *Strategia konkurencji. Metody analizy sektorów i konkurentów*, PWE, Warszawa.
- Rymarczyk J. (red.) (2006), *Międzynarodowe stosunki gospodarcze*, PWE, Warszawa.
- Raport E & Y (2004), *Alianse strategiczne – współpraca czy rywalizacja?*, Ernst & Young.
- Rymarczyk J. (2004), *Internalizacja i globalizacja przedsiębiorstwa*, PWE, Warszawa.
- Walls M.R. (2004), *Combining decision analysis and portfolio management to improve project selection in the exploration and production firm*, „Journal of Petroleum Science and Engineering”, Vol. 44.

**STRATEGIC ALLIANCES AS A FORM
OF COOPERATION BETWEEN OIL COMPANIES**

Summary: These companies which explore for deposits on their own take all the risk connected with the possibility of negative results of their efforts. Companies which have limited financial resources and consider the risk of bankruptcy are interested in creating partnerships which offer sharing possible future profits or losses together with risk sharing. The main problem in establishing of a partnership is to achieve mutually acceptable terms of cooperation during the negotiation process.

The main aim of this paper is to present the methods which provide useful framework for such negotiation in oil industry. The concept of expected monetary value EMV and the risk-adjusted value RAV has been described and illustrated by examples.

Keywords: partnership farm-out, expected monetary value, utility function, risk-adjusted value.