

Maciej KALISKI*, Marcin KRUPA**, Jakub SIEMEK*, Andrzej P. SIKORA***,
Adam SZURLEJ****

Modele biznesowo-finansowe i rozwiązania stosowane przy poszukiwaniach i wydobywaniu gazu ziemnego

STRESZCZENIE. Artykuł przedstawia klasyczne problemy biznesowo-finansowe związane z poszukiwaniem i wydobywaniem węglowodorów. Zostały opisane rozwiązania sektorowe najczęściej stosowane w praktyce. Ponieważ prace poszukiwawcze, a także rozwój wydobycia, wymagają z reguły znaczących nakładów finansowych związanych z realizacją prac sejsmicznych, wierceń poszukiwawczych, a na końcu także produkcyjnych oraz infrastrukturą pomocniczą, właściciel praw do eksploatacji, nawet jeśli posiada niezbędne środki finansowe, to – z uwagi na skalę ryzyka – może nie być skłonny do ich zainwestowania w całości w dany obszar koncesyjny. Przybliżono dlaczego w wielu projektach *upstreamowych* pojawiają się podmioty kontrybuujące do danego przedsięwzięcia środki finansowe i oczekujące w zamian określonego udziału w wydobyciu. Zwrócono uwagę na potrzebę dywersyfikacji i optymalizacji portfela aktywów oraz zachowanie przedsiębiorstw naftowych, które chętnie oddają część udziałów w swoich koncesjach (poprzez *farming*, umowy o wspólnym zarządzaniu czy wspólnej realizacji prac poszukiwawczych) nawet w najbardziej obiecujących obszarach geologicznych, by pozyskać udziały w innych, często potencjalnie mniej atrakcyjnych, ale np. bardziej przewidywalnych od strony ryzyka politycznego aktywach. Określono dlaczego koncerny naftowe starają się zachować lub pozyskać pozycję operatora i mieć jak największy wpływ na operacyjne zarządzanie przedsięwzięciami poszukiwawczymi. Skonstatowano, że dla firmy *upstreamowej* kluczowe są wyniki całego portfela aktywów *upstream*, a nie sukces czy porażka pojedynczego projektu.

* Prof. dr hab. inż., **** Dr inż. – AGH Akademia Górniczo-Hutnicza, Kraków.

** Mgr, *** Dr inż. – Instytut Studiów Energetycznych Sp. z o.o., Warszawa.

SŁOWA KLUCZOWE: wydobywanie gazu ze złóż niekonwencjonalnych, gaz z łupków, gaz ziemny, ryzyko

Wprowadzenie

Firma posiadająca koncesję na poszukiwania i wydobywanie węglowodorów ma wiele alternatywnych możliwości rozwoju swojego obszaru licencyjnego. Najprostszym, aczkolwiek nieczęsto stosowanym rozwiązaniem, jest oczywiście samodzielna realizacja prac poszukiwawczych, a następnie – jeżeli perspektywy geologiczne są obiecujące – rozwoju wydobycia, ponosząc całość ryzyka i kosztów związanych z eksploracją, ale też nie dzieląc się potem (poza koniecznymi podatkami) uzyskanymi przychodami. Mając na uwadze wielowymiarowy i złożony charakter ryzyka związanego z inwestycjami w *upstreamie*, większość koncernów naftowych i energetycznych, w tym także te największe, decyduje się jednak na podział ryzyka i kosztów, a zarazem też potencjalnych zysków z innymi partnerami, implementując modele rozwoju danego obszaru koncesyjnego oparte na kooperacyjnej współpracy z wybranymi partnerami biznesowymi (*multi-company development*).

Do najczęściej stosowanych rozwiązań należą (Lewis Mosburg's... 2013):

- ❖ *farming* (umowa poddzierżawy złóż),
- ❖ umowa o wspólnym zarządzaniu (*Joint Operation Agreement – JOA*),
- ❖ opcje związane z realizacją prac sejsmicznych (*Seismic Options*),
- ❖ umowa o wspólnej realizacji prac poszukiwawczych (*Exploration Agreement – EA*).

Stosowane w praktyce rozwiązania są często kombinacją wyżej wymienionych modeli, dostosowaną do lokalnych warunków prawnych, fiskalnych, geologicznych czy kulturowych. W artykule przybliżono wszystkie wyżej wymienione rozwiązania, wskazując jednocześnie na możliwości ich zastosowania w warunkach polskich do eksploatacji gazu ze złóż niekonwencjonalnych. Aby przedstawić zarówno instytucję *farmingu*, jak i inne modele współpracy przy eksploatacji złóż, posłużono się graficzną prezentacją wszystkich istotnych elementów mających znaczenie dla konstrukcji tego typu umów (rys. 1).

Pierwszym elementem jest tzw. perspektywa geologiczna – czyli oparte na naukowych przesłankach przypuszczenie, że dany obszar może zawierać złoża węglowodorów (ropy naftowej lub gazu ziemnego), które w danych warunkach technicznych i ekonomicznych będą opłacalne do wydobycia. Drugim, bardzo ważnym aspektem jest prawo do eksploatacji zasobów węglowodorowych na danym obszarze. W większości krajów pierwotnym i zazwyczaj jedynym posiadaczem oraz dysponentem tego prawa jest samo państwo, reprezentowane przez odpowiednie agendy rządowe (ministerstwa lub dedykowane urzędy), które w ramach określonego przez przepisy prawne procesu koncesyjnego udziela pozwoleń na eksploatację danego obszaru wybranym podmiotom. Pozwolenie to może mieć formę pełnego prawa własności do eksploatacji (formuła koncesji), ograniczonego prawa do działań poszukiwawczo-wydobywczych (*production sharing contracts*) lub tylko zlecenia na wykonanie wyznaczonych prac poszukiwawczych (formuła kontraktów serwisowych).



Rys. 1. Elementy kontraktu na poszukiwania i wydobycie ropy naftowej i gazu ziemnego (opracowanie własne)

Fig. 1. Elements of oil and natural gas exploitation and exploitation contract (prepared by the Authors)

Z uwagi na przyjęte w polskim systemie prawnym rozwiązania, w dalszej części pracy zajęto się tylko pierwszym rodzajem umów – umowami koncesyjnymi.

Pierwotny właściciel praw do eksploatacji (najczęściej państwo), udzielając danemu podmiotowi praw do poszukiwań i wydobycia nakłada na niego szereg obowiązków, związanych głównie z weryfikacją perspektyw geologicznych, a w następnej kolejności, w przypadku pozytywnych wyników prac poszukiwawczych (i uzyskaniu kolejnej koncesji, nabycia praw najczęściej w formie przetargu), uruchomieniem wydobycia na skalę przemysłową, gdyż od tego zależą jego główne korzyści finansowe związane z opłatami od wydobycia (tzw. *royalties*). W zależności od przyjętych w danym kraju rozwiązań prawnych posiadacz koncesji może dowolnie lub w ograniczony sposób rozporządzać swymi prawami do eksploatacji.

1. Farming

Farming jest jedną z najprostszych, a zarazem najczęściej stosowanych metod współpracy przy eksploatacji złóż węglowodorowych, szczególnie popularną w Stanach Zjednoczonych i Kanadzie, która z uwagi na stosowane rozwiązanie prawne i podatkowe może być jednak trudna do bezpośredniej aplikacji w polskich warunkach. Wykorzystując opisany na

rysunku 1 układ zależności można stwierdzić, że *farming* jest stosowany wtedy, gdy jeden podmiot będący posiadaczem praw do eksploatacji danego złoża (Wydzierżawiający – ang. *farmor*) z jakiegoś powodu (brak środków finansowych, nadmierne ryzyko itp.) stwierdza, że nie będzie samodzielnie prowadził prac poszukiwawczych, zaś drugi podmiot (Dzierżawca – ang. *farmee*) stwierdza, że ma wystarczające środki (finansowe, techniczne, itp.) oraz wolę do podjęcia kosztów i ryzyka tego typu prac w zamian za oczekiwane zyski związane z eksploatacją danego prospektu geologicznego. W tej sytuacji w ramach umowy *farmingu* Wydzierżawiający przekazuje określone udziały w danej koncesji Dzierżawcy w zamian za realizację przez niego określonych prac poszukiwawczych (najczęściej wierceń poszukiwawczych oraz rejestrów i testów odwiertów), zachowując jednocześnie część udziałów w ewentualnych pożytkach (wydobyciu) płynących z eksploatacji odwiertów wykonanych przez Dzierżawcę. Poddzierżawienie przez Wydzierżawiającego (*farm out*) ma zatem sens dla podmiotów niezdolnych do samodzielnej realizacji nałożonych przez udzielającego koncesji planów poszukiwań (tzw. *work plans*) lub tych firm, które chcą zredukować swoje koszty i ryzyko związane z pracami poszukiwawczymi, w zamian za obniżone udziały w danym przedsięwzięciu. Przyjęcie dzierżawy przez Dzierżawcę (*farm in*) jest celowe dla podmiotów, które z różnych względów nie były w stanie pozyskać koncesji w najbardziej obiecujących obszarach (historycznie, nabycie całości udziałów w danej koncesji było nader rzadkim przypadkiem, zatem *farming* pozostawał często jedyną metodą uzyskania udziałów w najbardziej perspektywicznych lokalizacjach dla „spóźnionych” podmiotów zainteresowanych inwestycjami w *upstreamie*), a posiadają zasoby (i chęć poniesienia ryzyka) odpowiednie do realizacji tego typu zadań. W zależności od rzeczywistej sytuacji i motywów kierujących działaniami stron tego typu kontraktu, rzeczywiste zapisy danej umowy mogą być dość zróżnicowane, tym niemniej możemy wyróżnić w umowach *farmingu* trzy zasadnicze obszary, które powinny być uregulowane:

- ✧ zakres kontrybucji Wydzierżawiającego na rzecz Dzierżawcy w zamian za wykonane prace, najczęściej definiowany poprzez zakres prac: od minimalnej wielkości w zamian za zdefiniowany minimalny zakres prac, do maksymalnej wielkości – oddawanej przez Wydzierżawiającego za pełny (lub więcej niż pełny) zakres prac,
- ✧ zakres prac do wykonania przez Dzierżawcę: najczęściej liczba i głębokość odwiertów oraz zakres rejestrów i testów do wykonania, jakie musi wykonać Dzierżawca by uzyskać udziały, a także ewentualne dodatkowe wymagania i obostrzenia związane z ich przyznawaniem (np. kary umowne za niewykonanie prac),
- ✧ dokładny sposób podziału i przyznania udziałów zainteresowanym stronom: ile udziałów, na jakich warunkach, od kiedy zostanie przydzielone Dzierżawcy (*interests assigned*), a ile, na jakich warunkach i od kiedy pozostanie (lub zostanie przywrócone – tzw. *back-in*) w rękach Wydzierżawiającego (*interests reserved*). Duży wpływ na konstrukcję tej części kontraktu mają przepisy prawne dotyczące swobody przenoszenia udziałów w koncesji, a także regulacje podatkowe.

Polskie regulacje prawne dotyczące koncesji na poszukiwania i eksploatację kopaliny nie przewidują tak daleko posuniętej elastyczności w przenoszeniu praw na inne podmioty niż koncesjonariusz, dlatego możliwości bezpośredniego zastosowania umów *farmingowych* są, w polskich warunkach, mocno ograniczone. Zdecydowanie większe szanse mają modele

oparte na formule Umowy o wspólnym zarządzaniu (*Joint Operating Agreements*) (Lewis Mosburg's... 2013).

2. Umowa o wspólnym zarządzaniu

Obszar danej lokalizacji geologicznej (prospektu) jest często podzielony na wiele koncesji, których właściciele chcieliby uczestniczyć w pracach poszukiwawczych i rozwojowych całego obszaru. W takiej sytuacji *farming* pojedynczych działek może nie mieć sensu – lepszą strategią jest połączenie sił z innymi koncesjonariuszami, tak by prowadzić prace poszukiwawcze na większym obszarze i korzystać z wydobycia ropy lub gazu z odwiertów niekoniecznie zlokalizowanych na naszej koncesji. Do większego przedsięwzięcia łatwiej też dołączyć innych partnerów – tak by jeszcze bardziej podzielić koszty i ryzyko związane z eksploracją danego obszaru. Taki model rozwoju danego obszaru wymaga porozumienia (umowy), które zdefiniuje w możliwie jednoznaczny sposób, jak połączone udziały mają być eksploatowane i zarządzane. Umowa o wspólnym zarządzaniu z reguły odnosi się do trzech kolejnych etapów prac poszukiwawczo-wydobywczych na danym polu:

- ✧ wstępne prace poszukiwawcze, rozpoznawcze i testowe na obszarze objętym kontraktem (faza poszukiwawcza – sejsmika, odwierty poszukiwawcze i oceniające, rejestry i testy odwiertów),
- ✧ rozwój wydobycia na danym polu, jeżeli wyniki prac poszukiwawczych są obiecujące (faza rozwoju wydobycia – odwierty produkcyjne, infrastruktura pomocnicza itd.),
- ✧ pełna eksploatacja odkrytych i udostępnionych złóż, aż do ich wyczerpania i opuszczenia pola (faza eksploatacji).

Wszystkie umowy, niezależnie od rodzaju i porządku prawnego, w jakim są sporządzane, powinny mieć pewne wspólne elementy konstytuujące podstawowe obszary współpracy:

- ✧ udziały wszystkich stron w różnych częściach (polach) danego obszaru muszą być połączone (zgrupowane) w jednolitej strukturze prawnej i operacyjnej – może nią być osobno powołany nowy podmiot prawny – spółka JV (*Joint Venture*), albo w nieco luźniejszej formule tzw. „partnerstwo operacyjne”, w którym nie powołuje się odrębnego podmiotu, a prawa i obowiązki udziałowców są zdefiniowane w samej umowie;
- ✧ jest wielce prawdopodobne, iż zaangażowane we współpracę Strony będą mieć w przyszłości odmienne podejścia odnośnie sposobu prowadzenia prac w ramach poszczególnych etapów. Aby różnice te nie doprowadziły do fiaska całego przedsięwzięcia, Umowa musi definiować metody i sposoby prowadzenia wspólnych prac – innymi słowy: kto, w jakim trybie i na jakich warunkach podejmuje wiążące dla wszystkich decyzje;
- ✧ umowa powinna zawierać zapisy precyzujące udział wszystkich stron w kosztach, wydobyciu lub przychodach, a także we własności nieruchomości (np. magazyny), infrastruktury (np. gazociągi kopalniane), urządzeń (np. stacje pomiarowe, instalacje oczyszczające) i materiałów wykorzystywanych do prac wydobywczych;

- ✧ jeden z udziałowców (lub podmiot zewnętrzny), najlepiej z największym doświadczeniem w prowadzeniu prac poszukiwawczo-wydobywczych, powinien zostać Operatorem dla całego obszaru objętego Umową. Operator ma za zadanie prowadzenie codziennych prac związanych z eksploatacją złóż. Jako, że granica między bieżącym zarządzaniem a strategicznymi decyzjami w działalności *upstreamowej* nie zawsze jest całkowicie klarowna, Umowa powinna jasno i precyzyjnie określać prawa, obowiązki, wynagrodzenie oraz tryb i warunki wymiany Operatora dla danego obszaru;
- ✧ umowa powinna w swej treści uwzględniać także warunki i zapisy związane z wydanymi przez Państwo koncesjami dla danego obszaru – w szczególności wymogów dotyczących prac poszukiwawczych i rozpoznawczych (tzw. *work plan*);
- ✧ ważnym elementem każdej Umowy są też rozwiązania odnoszące się do kwestii podatkowych i innych zobowiązań formalno-prawnych, jakie ciążą na podmiotach zaangażowanych w wydobywanie surowców węglowodorowych w danym obszarze.

Istnieje wiele wzorcowych modeli Umów o wspólnym zarządzaniu projektami poszukiwawczo-wydobywczymi w obszarze eksploatacji ropy naftowej i gazu ziemnego. W wielu krajach o długiej tradycji związanej z eksploatacją surowców węglowodorowych tamtejsze stowarzyszenia firm naftowych lub inne tego typu instytucje opracowują swoje własne modele dostosowane do lokalnych warunków (np. w USA *American Association of Petroleum Landmen* przygotował *Model Form Operating Agreement. Form 610*). Również wielkie międzynarodowe firmy naftowe (np. Exxon, BP czy Shell) mają często własne wzorce w możliwie najlepszy sposób zabezpieczające ich interesy. W roku 1990 (później wielokrotnie modyfikowany – ostatnia wersja z 2002 r.) Stowarzyszenie Międzynarodowych Negocjatorów Naftowych (*Association of International Petroleum Negotiators – AIPN*) opracowało wzorcowy model dla międzynarodowych umów o wspólnym zarządzaniu, który stał się standardem dla tego typu umów. Model ten zawiera dużą liczbę rozwiązań alternatywnych i opcji do wyboru, tak by zapisy konkretnej umowy były jak najlepiej dopasowane do lokalnych warunków prawnych i potrzeb zainteresowanych stron.

Cechą charakterystyczną modelu AIPN jest pomniejszanie uprawnień i swobody działania Operatora na rzecz tzw. „Komitetu Operacyjnego” oraz poszczególnych udziałowców. Operator ma prowadzić swoje działania opierając się na instrukcjach Komitetu Operacyjnego, które razem z warunkami koncesji oraz zapisami samej Umowy o wspólnym zarządzaniu definiują kompetencje i uprawnienia Operatora. W ramach modelu AIPN Operator musi przygotować „Program prac poszukiwawczo-wydobywczych” (*work program*) oraz budżety tych prac, które muszą zostać zatwierdzone przez Komitet Operacyjny. Plany prac poszukiwawczo-wydobywczych (*work plans*) oraz ich budżety powinny zawierać m.in.:

- ✧ roczny budżet na prace poszukiwawcze i rozpoznawcze, zawierający co najmniej minimalne wymogi dla tych prac zdefiniowane przez warunki koncesji,
- ✧ program prac i budżet dla oceny każdego odkrytego złoża, które Komitet zatwierdzi do dalszych prac,
- ✧ plan udostępnienia i rozwoju wydobywania każdego odkrytego złoża, które Komitet oceni jako nadające się do komercyjnej eksploatacji, z dokładnym zakresem prac i budżetem dla pierwszego roku eksploatacji i przybliżonymi projekcjami dla przyszłych lat, tudzież

wytyczeniem dokładnego obszaru eksploatacji z danego odwiertu (odwiertów) – szczególnie istotne dla wydobycia gazu z formacji łupkowych.

Działania realizowane w ramach umowy o wspólnym zarządzaniu dzielą się na dwa rodzaje: wspólne prace (*joint operations*), których koszty są ponoszone przez wszystkich udziałowców oraz prace wyłączne (*exclusive operations*), których koszty ponoszą tylko niektóre strony. Z reguły zakres prac wyłącznych jest jednak bardzo ograniczony, gdyż firmy, które mają inną wizję rozwoju danego pola wolą raczej sprzedać swoje udziały w danym przedsięwzięciu niż uczestniczyć w nim, ale bez swojego zaangażowania w pracach poszukiwawczo-wydobywczych. Model współpracy przy eksploatacji złóż węglowo-dorowych oparty na umowie o wspólnym zarządzaniu jest najbardziej prawdopodobnym modelem do zastosowania w warunkach polskich. O ile wiadomo autorom, nie istnieje wzorcowy model tego typu umowy opracowany dla polskich warunków prawnych i regulacyjnych, dlatego albo model AIPN, albo wzorcowe dokumenty poszczególnych firm naftowych będą najprawdopodobniej stanowiły podstawę do opracowania tego rodzaju porozumień przy eksploatacji gazu ze złóż niekonwencjonalnych (Lewis Mosburg's... 2013).

3. Opcje związane z realizacją prac sejsmicznych (*Seismic Options*)

Co do zasady, opcje związane z pracami sejsmicznymi (*seismic options*) są wykorzystywane w dużych powierzchniowo obszarach, dla których wiedza o perspektywach geologicznych (prospekt) jest zbyt mała, by uzasadnić przeprowadzenie odwiertów poszukiwawczych, ale z drugiej strony wstępne rozpoznania są całkiem obiecujące. W tej sytuacji bez wykonania prac sejsmicznych ocena najbardziej perspektywicznych lokalizacji jest utrudniona, o ile w ogóle możliwa. W wielu krajach (w tym Polsce) jedyną opcją dla podmiotów zainteresowanych inwestycjami w działalność poszukiwawczo-wydobywczą jest podjęcie ryzyka i aplikacja o koncesję, zakładająca konieczność wykonania kosztownych prac sejsmicznych. Jednakże w niektórych bardziej rozwiniętych systemach prawnych (np. Stanach Zjednoczonych) potencjalny inwestor może uzyskać tzw. opcję nabycia udziałów w danym złożu w zamian za sfinansowanie i realizację prac sejsmicznych. Opcję taką może wystawić zarówno właściciel gruntu, jak i nabywca praw do eksploatacji, a nawet kolejny dzierżawca tych praw. Nabywca opcji w zamian za wykonane prace sejsmiczne i przekazane wyniki tych prac wystawcy opcji uzyskuje prawo do udziałów w złożu (*farm in*), a dalszy tryb postępowania jest już oparty na modelu *farmingu*. Opcji związanych z sejsmiką nie należy mylić ze zobowiązaniami do wykonania prac sejsmicznych związanymi z realizacją prac poszukiwawczych, które Dzierżawca w umowie *farmingu* ma w zakresie prac do wykonania w zamian za udziały. W ramach umowy *farmingu* prace sejsmiczne są zazwyczaj tylko jednym z działań (obok wierceń czy testów) do realizacji, niekiedy pod groźbą zapłaty wysokich kar umownych w przypadku niewykonania lub nienależytego wykonania tychże prac. W przypadku opcji

nabywca musi wykonać tylko prace sejsmiczne w określonym wymiarze i żadne inne obowiązki (np. wykonanie odwiertów próbnych) na nim nie ciąży, dopóki nie zdecyduje się na realizację swojej opcji (czyli *farmin*). Umowa odnośnie opcji związanych z realizacją prac sejsmicznych powinna zawierać:

- ❖ oznaczenie obszaru objętego kontraktem;
- ❖ zobowiązania nabywcy opcji, a w szczególności:
 - ❖ rodzaj i zakres badań sejsmicznych do wykonania (ilość km lub mil do „prze-strzelenia” dla badań 2D lub km² czy mil² dla 3D, ilość i lokalizację linii sejsmicznych, rodzaj i metodę przetworzenia danych itp.),
 - ❖ obowiązkowy i opcjonalny zakres badań,
 - ❖ termin, do którego muszą być wykonane badania,
 - ❖ zakres i termin przekazania danych do wystawcy opcji;
- ❖ zakres opcji związanych z *Farmin*:
 - ❖ termin do jakiego nabywca opcji musi podjąć decyzję odnośnie realizacji opcji,
 - ❖ warunki *farmin* (ilość udziałów, pozostałe zobowiązania, wielkość *overriding royalties* itd.),
- ❖ regulacje odnośnie postępowania z obszarem złoża nie objętym koncesją, ale podlegającym (niejako przy okazji) badaniom sejsmicznym;
- ❖ zapisy odnośnie poufności uzyskanych danych (ważne zwłaszcza dla wystawcy opcji);
- ❖ kwestie podatkowe (np. zapisy od partnerstwie podatkowym).

Jak już wspomniano opcje związane z realizacją prac sejsmicznych są rozwiązaniem nader rzadko spotykanym w krajach, w których głównym dysponentem praw do eksploatacji jest państwo. Tym niemniej nawet w polskich warunkach prawnych można sobie wyobrazić umowę, w której właściciel koncesji na poszukiwania surowców węglowodorowych na danym obszarze wystawia opcję dla podmiotu zainteresowanego inwestycją w te złoża, w której – w zamian za sfinansowanie (i ewentualnie zorganizowanie) badań sejsmicznych – zobowiązuje się (w przypadku sukcesu) do scedowania na rzecz nabywcy opcji części udziałów w danej koncesji (najprościej poprzez przeniesienie udziałów w spółce celowej, która jest formalnym posiadaczem owej koncesji). Poprzez takie zapisy ryzyko potencjalnego inwestora jest ograniczone tylko do wydatków na prace sejsmiczne i w przypadku całkowicie niezadowolających wyników badań sejsmicznych zapobiega ponoszeniu dodatkowych kosztów (np. na utrzymanie administracji związanej z obsługą koncesji) (Lewis Mosburg's... 2013).

4. Umowa o wspólnej realizacji prac poszukiwawczych (*Exploration Agreement*)

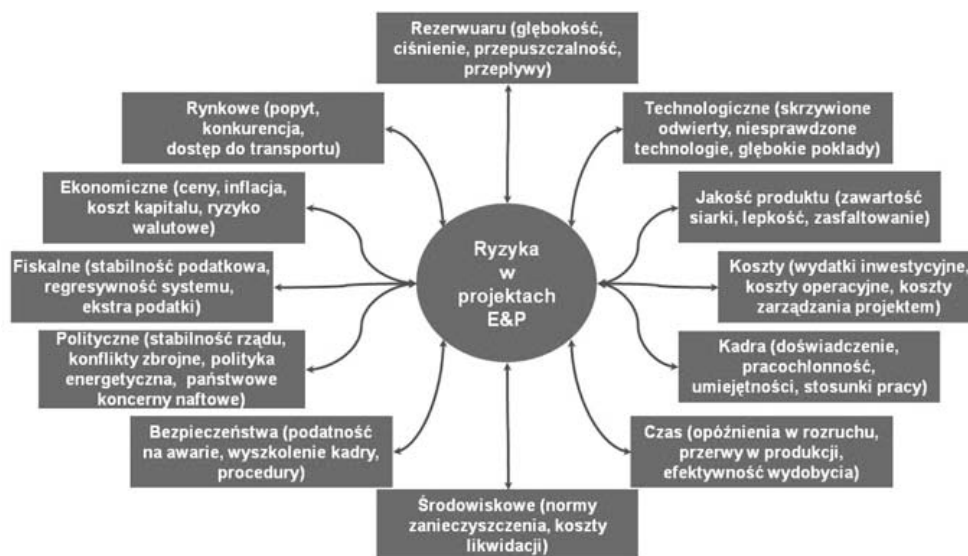
Eksploatacja złóż na bazie umowy o wspólnym zarządzaniu jest zazwyczaj ograniczona do pojedynczych pól. Koszty i ryzyko związane z rozpoznaniem, oceną i rozwojem wydo-

bycia na wielkich powierzchniowo obszarach, na których może występować wiele złóż, mogą być tak duże, że do ich eksploracji konieczne jest połączenie wysiłków kilku lub nawet kilkunastu inwestorów. O ile jednak do eksploatacji mniejszych lokalizacji używa się zazwyczaj standardowych (wzorcowych) umów z niewielkimi modyfikacjami, tak dla prac poszukiwawczo-wydobywczych na rozległych terenach o dużym profilu ryzyka geologicznego takowy wzorzec właściwie nie występuje. Niemalże zawsze umowa o wspólnej realizacji prac poszukiwawczych (*Exploration Agreement*) musi być dostosowana do celów i potrzeb stron kontraktu oraz uwzględniać charakterystykę i uwarunkowania obszaru, którego dotyczy. Z punktu widzenia wielkości zaangażowanych środków oraz skali ryzyka niezwykle ważne stają się precyzyjne i przemyślane zapisy odnośnie niemal wszystkich warunków porozumienia. Można by rzec, że o ile wynegocjowanie i sformułowanie właściwych zapisów dla tego typu kontraktu jest niezmiernie trudne, o tyle brak zapisów lub błędy w ich konstrukcji mogą być rzeczywistym koszmarem dla zaangażowanych podmiotów. Mimo, że nie ma standardowego wzorca, to większość umów o wspólnej realizacji prac poszukiwawczych zawiera kilka wspólnych elementów:

- ✧ podobnie jak w przypadku zwykłych umów o wspólnym zarządzaniu całość działań jest podzielona na trzy fazy: poszukiwań i rozpoznania złóż w obszarze objętym umową, ocenę złóż poprzez odwierty oceniające oraz ich testy i rejestry oraz fazę rozwoju wydobywania w tych złóżach, które okazały się ekonomicznie opłacalne do eksploatacji;
- ✧ z uwagi na wielkość eksplorowanych obszarów i skalę podejmowanych działań umowa może przewidywać wieloetapowy harmonogram prac, co oznacza równoczesną realizację różnych faz w różnych fragmentach danego obszaru – np. prace sejsmiczne na części złóż, wiercenia poszukiwawcze w innych lokalizacjach (wcześniej zidentyfikowanych przez prace sejsmiczne) oraz odwierty produkcyjne w tej części, którą najwcześniej z sukcesem rozpoznano;
- ✧ kary za brak zaangażowania któregoś z partnerów w prace poszukiwawcze (faza pierwsza i druga) są zdecydowanie bardziej surowe niż w przypadku standardowych umów (zwłaszcza w modelu amerykańskim). Najczęściej każdy z partnerów może zaproponować prace rozpoznawcze (prace sejsmiczne, odwierty próbne) w określonym, wydzielonym fragmencie (formacji geologicznej) obszaru tzw. *Evaluation Block*. Decyzja któregoś z inwestorów o braku partycypacji w kosztach prac fazy pierwszej dla tego bloku skutkuje całkowitą utratą udziałów w ewentualnym wydobywaniu z tego pola. Podobne są skutki decyzji o nieuczestniczeniu w fazie drugiej. W rezultacie prace w fazie trzeciej są kontynuowane tylko przez te podmioty, które uczestniczyły w obu poprzedzających fazach, na podstawie warunków standardowej umowy o wspólnym zarządzaniu.

Jak widać z powyższego opisu, umowy o wspólnej realizacji prac poszukiwawczych są specyficznym rodzajem umów o wspólnym zarządzaniu, dedykowanym do eksploracji wielkich powierzchniowo obszarów koncesyjnych z dużym prawdopodobieństwem wystąpienia wielu złóż, często o zróżnicowanym profilu geologicznym. Cechą charakterystyczną tych kontraktów są bardzo precyzyjne i szczegółowe zapisy dotyczące niemal wszystkich warunków podejmowanej przez strony współpracy. Celem skomplikowanych i długotrwałych negocjacji tychże kontraktów jest minimalizacja ryzyka zawieszenia czy opóźniania prac poszukiwawczych na obszarze koncesji związanych z konfliktami de-

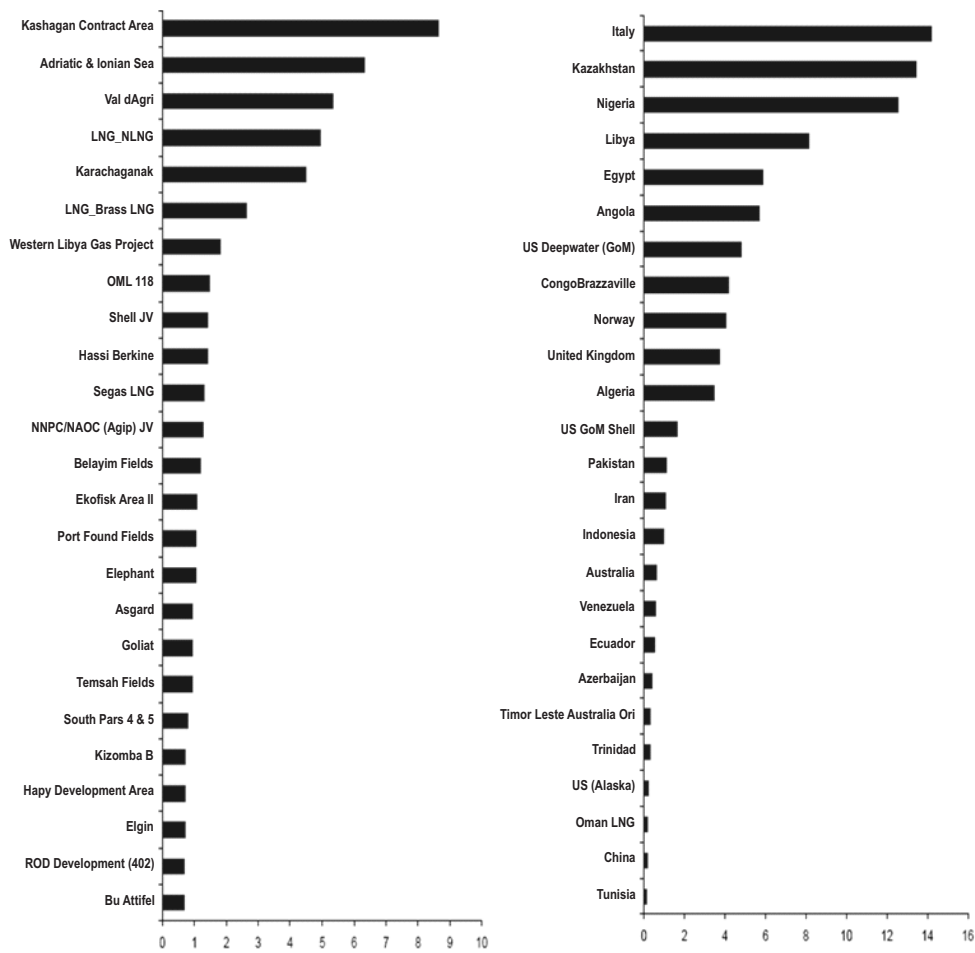
czyjnymi w kluczowych momentach procesu poszukiwań i rozpoznania złóż. Mając na uwadze złożony charakter poszukiwań i eksploatacji gazu z łupków, a także wielkopowierzchniowy charakter koncesji poszukiwawczych dla tego rodzaju surowca, zindywidualizowane podejście do negocjacji umowy o wspólnym zarządzaniu – czyli model umowy o wspólnej realizacji prac poszukiwawczych (*Exploration Agreement*) jest najczęściej najbardziej adekwatnym rozwiązaniem w przypadku zaangażowania w ten obszar działalności. By dobrze przygotować taki kontrakt i odpowiednio zabezpieczyć swoje interesy potrzebne są jednak doświadczenie w realizacji tego typu prac i umiejętności przełożenia tych doświadczeń na precyzyjne zapisy umowy. Planując rozpoczęcie działalności w obszarze poszukiwań i wydobycia ropy naftowej należy przede wszystkim zwrócić uwagę na ryzyko, jakie wiąże się z tą działalnością. Wiele obszarów i rodzajów ryzyka na jakie narażone są projekty *upstreamowe* trzeba zaliczyć do ryzyk niezarządzalnych, czyli takich, których nie da się ograniczyć poprzez działania operacyjne czy finansowe. Do takich kategorii należy, np. ryzyko geologiczne czy ryzyko polityczne (rys. 2). W tej sytuacji do zarządzania działalnością poszukiwawczo-wydobywczą coraz częściej wykorzystuje się metody wypracowane przez inwestorów finansowych do zarządzania inwestycjami w akcje spółek giełdowych, czyli zarządzanie portfelowe. Ekonomiczna wartość przedsiębiorstwa poszukiwawczo-wydobywczego jest najbardziej zbliżona do wartości portfela jego aktywów (projektów) – przedstawiono to graficznie na rysunkach 3 i 4.



Rys. 2. Składowe czynniki ryzyka w projektach poszukiwań i wydobycia surowców węglowodorowych (Wood 2002)

Fig. 2. Factors contributing to oil and gas assets risk (Wood 2002)

Natomiast wartość i ryzyko dobrze skonstruowanego portfela aktywów poszukiwawczo-wydobywczych nie jest sumą wartości i ryzyka pojedynczych aktywów, lecz w zależności od przyjętej strategii optymalizacji albo generuje znacznie większą wartość (zwrot na

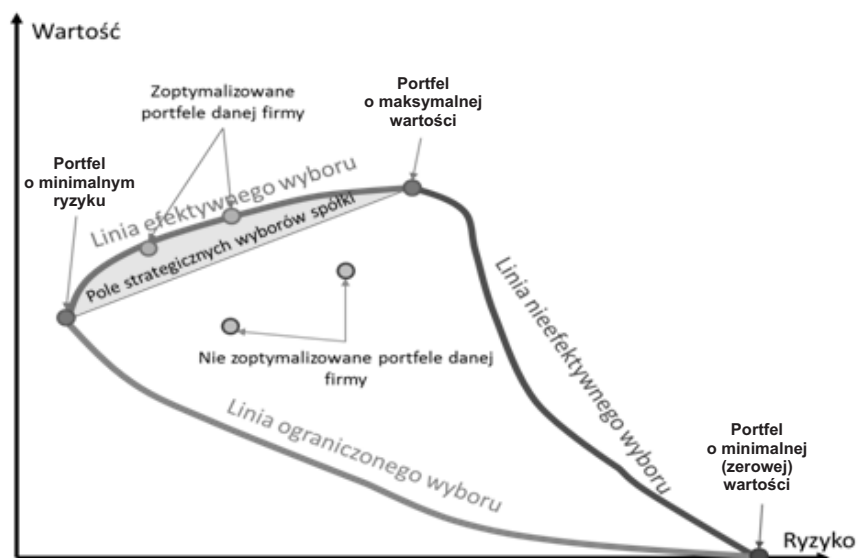


Rys. 3. Wartość portfela aktywów koncernu ENI w mld USD (ENI 2007)

Fig. 3. ENI value of portfolio assets, blnUSD (ENI 2007)

kapitale zaangażowanym) przy zbliżonym poziomie ryzyka, albo zdecydowanie niższe ryzyko przy zdefiniowanym poziomie wartości (rys. 4).

Potrzeba dywersyfikacji i optymalizacji portfela aktywów tłumaczy postępowanie przedsiębiorstw naftowych, które chętnie oddają część udziałów w swoich koncesjach (poprzez *farming*, umowy o wspólnym zarządzaniu czy wspólnej realizacji prac poszukiwawczych) nawet w najbardziej obiecujących obszarach geologicznych, by pozyskać udziały w innych, często potencjalnie mniej atrakcyjnych, ale np. bardziej przewidywalnych od strony ryzyka politycznego aktywach. W kluczowych (strategicznych) dla danej firmy projektach koncerny naftowe starają się zachować lub pozyskać pozycję Operatora i przez to mieć jak największy wpływ na operacyjne zarządzanie przedsięwzięciami. W innych, mniej ważnych lub mniej wpływających na całość portfela aktywach, zadowolają się pozycją jednego



Rys. 4. Optymalizacja portfela aktywów poszukiwawczo-wydobywczych spółki naftowej (Wood 2002)

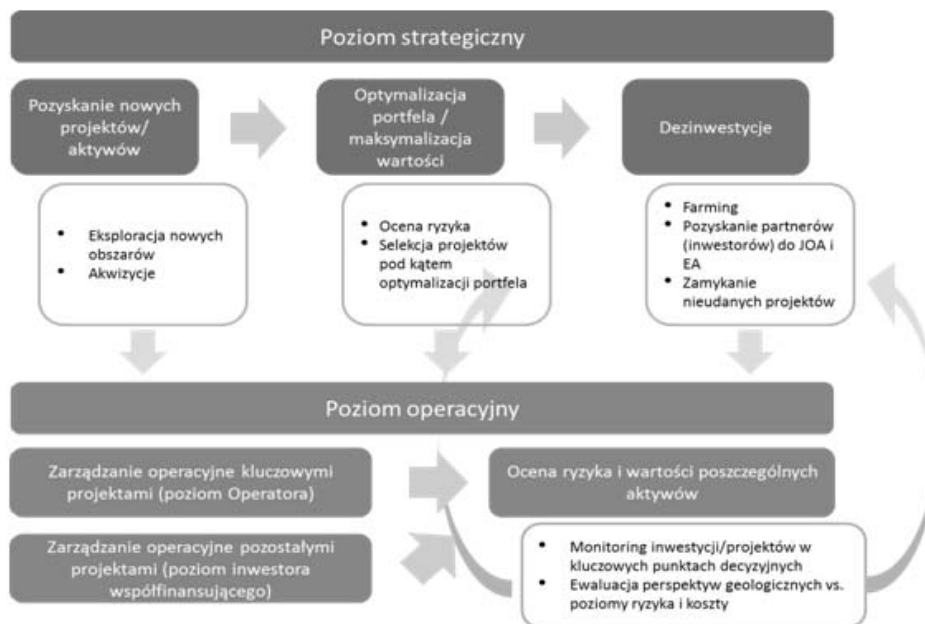
Fig. 4. Feasible envelope defines value-risk limits of possible portfolios form available assets (Wood 2002)

z udziałowców, kontrolując realizację prac z poziomu Komitetów Operacyjnych. W typowej firmie poszukiwawczo-wydobywczej wyróżnia się dwa poziomy zarządzania (rys. 5):

- ✧ strategiczny – odnoszący się do całego portfela aktywów, jego dywersyfikacji i optymalizacji, maksymalizujący wartość tego portfela, a tym samym całego przedsiębiorstwa,
- ✧ operacyjny – odnoszący się do poszczególnych aktywów – projektów, ich bieżącego zarządzania i ewaluacji pod kątem wartości i ryzyka.

Aby móc swobodnie operować poszczególnymi aktywami, najlepiej dla każdego projektu stworzyć oddzielny podmiot inwestycyjny (np. spółkę celową). W przypadku negatywnej decyzji odnośnie kontynuowania danego projektu w którymś z krytycznych punktów, dane aktywo podlega dezinvestycji np. poprzez sprzedaż (jeśli dane pole rokuje jeszcze jakieś perspektywy) lub jest definitywnie likwidowane poprzez zamknięcie projektu. Na rysunku 6 przedstawiono wybrane punkty decyzyjne i związane z nimi nakłady inwestycyjne.

W ramach posiadanego portfela aktywów koncerny naftowe mogą realizować swoje projekty, wykorzystując wszystkie wyżej wymienione modele rozwoju obszarów koncesyjnych, tudzież ich dowolne kombinacje. Dla firmy *upstreamowej* kluczowe są wyniki całego portfela, a nie sukces czy porażka pojedynczego projektu (rys. 7).



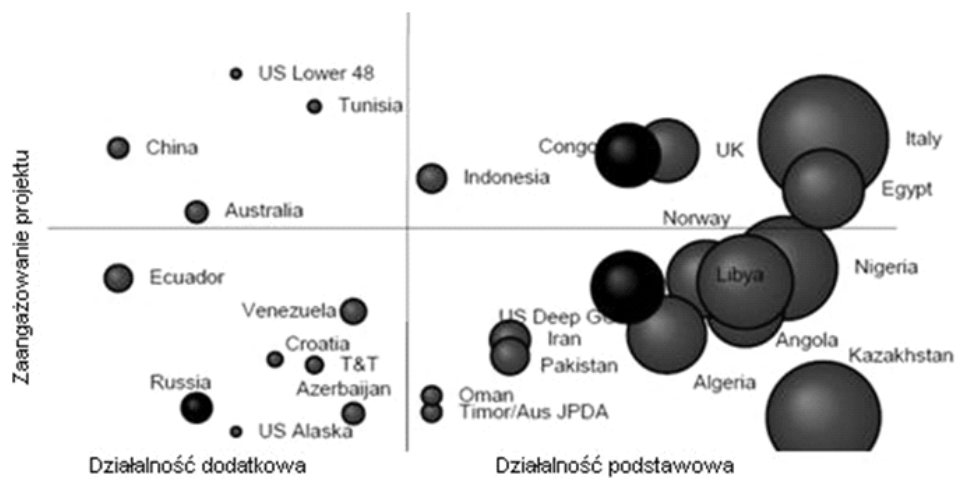
Rys. 5. Poziomy zarządzania w firmach poszukiwawczo-wydobywczych (opracowanie własne)

Fig. 5. Management levels in an upstream oil and gas organization (own work)



Rys. 6. Przykładowe punkty decyzyjne dla projektu *upstreamowego* (opracowanie własne)

Fig. 6. Examples of decision points for upstream project (own work)



Wielkość koła odpowiada wartości NPV danego projektu

Rys. 7. Ocena portfela projektów na przykładzie firmy ENI (ENI 2007)

Fig. 7. Portfolio projects assessment based on the ENI (ENI 2007)

Podsumowanie

Opisane i przedstawione modele biznesowe stosowane w zarządzaniu projektami poszukiwania i wydobywania (między innymi) węglowodorów są typowymi przykładami działań i zachowań przedsiębiorstw. Dla firmy *upstreamowej* kluczowe są wyniki, a szczególnie wycena całego portfela aktywów *upstream*, a nie sukces czy porażka pojedynczego projektu. Do zarządzania działalnością poszukiwawczo-wydobywczą coraz częściej wykorzystuje się metody wypracowane przez inwestorów finansowych do zarządzania inwestycjami w akcje spółek giełdowych, czyli zarządzanie portfelowe. Ekonomiczna wartość przedsiębiorstwa poszukiwawczo-wydobywczego jest najbardziej zbliżona do wartości portfela jego aktywów. Dlatego wybór modelu (zachowania) na danym rynku ma zasadnicze znaczenie dla właściwego zarządzania ryzykiem, a w konsekwencji sukcesu czy porażki danego projektu. Polska, mimo ponad stuletnich doświadczeń w poszukiwaniu surowców, nie dopracowała się swojego (lokalnego) modelu działań. Rewolucja w poszukiwaniach gazu z łupków spowodowała konieczność adaptacji przez koncesjonariuszy występujących modeli działań. Rynek obrotu koncesjami i współpracy firm w tym obszarze w Polsce jest ciągle rynkiem nierozwiniętym – we wstępnym etapie rozwoju – stąd próba opisanie typowych modeli mogących mieć zastosowanie dla tego rynku. Jest to niezwykle istotne dla dalszej realizacji prac poszukiwawczych – do stycznia 2013 r. wykonano 40 odwiertów poszukiwawczych. Z tego względu ewentualny sukces w zagospodarowaniu niekonwencjonalnych złóż będzie uzależniony m.in. od doskonalenia przepisów prawa – stosowania adekwatnych instrumentów prawnych (Kryzia, Gawlik 2012; Szamałek 2011).

Na przykładzie doświadczeń amerykańskich związanych z zagospodarowaniem gazu z formacji łupkowych można zakładać, że także i w Polsce pozyskanie tego gazu m.in. wzmocniłoby znaczenie paliw gazowych w strukturze wytwarzania energii elektrycznej (Kaliski i in. 2009; Kogut 2010; Kaliski i in. 2012). Zwiększenie wykorzystania gazu w produkcji energii elektrycznej byłoby celowe dla spełnienia rygorystycznych norm europejskich w zakresie emisji zanieczyszczeń. Ponadto wzrost wydobycia gazu z rodzimych złóż pozytywnie przełożyłby się na bezpieczeństwo energetyczne Polski oceniane miarą uzależnienia od zewnętrznych dostaw gazu ziemnego, które obecnie kształtuje się na poziomie około 70% (Janusz 2010; Janusz i in. 2013). Warto także podkreślić, że zwiększenie wydobycia gazu na kontynencie amerykańskim wpływa na globalne trendy obrotu tym paliwem, zwłaszcza w postaci skroplonej (Siemek i in. 2011).

Literatura

- WOOD D., 2002 – Benefits of integrating risk and strategic goals models. *Petroleum Economist*.
ENI, 2007 – Raport Deutsche Bank (sierpień).
JANUSZ P., 2010 – Zasoby gazu ziemnego w Polsce jako czynnik poprawiający bezpieczeństwo energetyczne, na tle wybranych państw UE. *Polityka Energetyczna* t. 13, z.1, s. 23–41.
JANUSZ P., PIKUS P., SZURLEJ A., 2013 – Rynek gazu ziemnego w Polsce – stan obecny i perspektywy rozwoju. *Gaz, Woda i Technika Sanitarna* nr 1, s. 2–6.
Lewis Mosburg's Internet Oil & Gas Primer™ 2013;
http://www.mosburgoil-gas.com/html/titles_leases_and_contracts.html.
KALISKI M., KRUPA M., SIKORA A., 2012 – Forecasts and/or scenarios, including quantification of the distance, timing and costs. *Arch. Min. Sci.*, Vol. 57 (2012), No 2, p. 423–439.
KALISKI M., SZURLEJ A., GRUDZIŃSKI Z., 2012 – Węgiel i gaz ziemny w produkcji energii elektrycznej Polski i UE. *Polityka Energetyczna* t.15, z.4, s. 57–69.
KALISKI M., SIEMEK J., SIKORA A., STAŚKO D., JANUSZ P., SZURLEJ A., 2009 – Wykorzystanie gazu ziemnego do wytwarzania energii elektrycznej w Polsce i UE – szanse i bariery. *Rynek Energii* nr 4, s. 1–6.
KOGUT K., 2010 – Wzrost znaczenia gazowych źródeł mocy: udział surowców w produkcji energii elektrycznej. *Profesjonalne Gazownictwo* 2010, s. 51–56.
KRYZIA D., GAWLIK L., 2012 – Perspektywy gazu z łupków w Polsce. *Zeszyty Naukowe Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN*, numer 82, s. 5–20.
NAGY S., SIEMEK J., 2011 – Shale Gas in Europe: the State of the Technology – challenges and opportunities. *Archives of Mining Sciences*, Vol. 56, No 4, p. 727–760.
SIEMEK J., KALISKI M., RYCHLIKI S., SIKORA S., JANUSZ P., SZURLEJ A., 2011 – Importance of LNG technology in the development of world's natural gas deposits. *Gospodarka Surowcami Mineralnymi*, vol. 27 iss. 4 s. 109–130.
SZAMAŁEK K., 2011 – Racjonalna gospodarka złożem w świetle teorii zasobów mineralnych. *Gospodarka Surowcami Mineralnymi* t. 27, z. 4, s. 5–15.

Maciej KALISKI, Marcin KRUPA, Jakub SIEMEK, Andrzej P. SIKORA, Adam SZURLEJ

Business modeling methods and solutions used in the exploration and production of natural gas

Abstract

This document presents the financial environment associated with the exploration and extraction of hydrocarbons. The main theme of the article is the description of the most common practices used in this sector of the economy. Exploration and extraction normally require significant financial resources required for the implementation of seismic operations, exploration, assessment, production drilling, and associated infrastructure. That is why even the owner of an exploration concession which has sufficient financial resources may be reluctant to invest them entirely in the concession area. This paper describes the reasons for investors' involvement in many upstream projects in return for partial rights in the extraction – either rights to physical materials flow or financial income. This analysis draws attention to the need for diversification and optimization of the assets portfolio. It also focuses on the behaviour of oil and gas companies that gladly give away some of their rights in the exploitation concessions (through the Farmout Agreement, Joint Operating Agreement, Exploration Agreement) even in the most promising geological areas in order to gain interests in assets which are often potentially less attractive but more predictable in terms of political risk. Additionally, the paper determines why oil and gas companies try to maintain or gain the position of the Operator and have the biggest impact possible on the operational management of exploration projects. Sometimes they settle for being one of the concession holders, controlling the execution of works from the level of Operational Committees. The paper concludes that, for upstream companies, the results of the whole portfolio of upstream assets are much more important than the success or failure of a single project.

KEY WORDS: extraction of natural gas from unconventional deposits, exploration, shale gas, natural gas, upstream, Farmout Agreement, Joint Operating Agreement, Seismic Options, Exploration Agreement, the Operator, the risk