**ROCZNY FORMULARZ INFORMACYJNY**
**ZA ROK ZAKOŃCZONY 31 GRUDNIA 2011 ROKU**

**29 marca 2012 r.**

**UWAGA:**

**Niniejszy dokument stanowi tłumaczenie na język polski dokumentu oryginalnie powstałego w języku angielskim.**
Rozstrzyganie - w przypadku jakichkolwiek wątpliwości - należy prowadzić w oparciu o wersję angielską.

SPIS TREŚCI

STRONA NR

GLOSARIUSZ TERMINÓW ..... 1
SKRÓTY ..... 4
KONWERSJA MIAR ..... 4
WALUTY I KURSY WYMIANY WALUT ..... 5
INFORMACJE ODNOSZĄCE SIĘ DO PRZYSZŁOŚCI ..... 6
STRUKTURA ORGANIZACYJNA SPÓŁKI ..... 8
INFORMACJE OGÓLNE O ROZWOJU DZIAŁALNOŚCI ..... 9
ISTOTNE NABYCIA ..... 13
OPIS DZIAŁALNOŚCI ..... 14
GŁÓWNE AKTYWA NAFTOWE I GAZOWE ..... 18
INFORMACJA O STANIE REZERW I INNE INFORMACJE O ROPIE I GAZIE ..... 49
DYWIDENDA ..... 49
OPIS STRUKTURY KAPITAŁOWEJ ..... 49
RYNEK PAPIERÓW WARTOŚCIOWYCH ..... 50
WCZEŚNIEJSZE EMISJE ..... 51
DYREKTORZY I CZŁONKOWIE KIEROWNICTWA ..... 52
INFORMACJA O KOMITECIE AUDYTU ..... 56
CZYNNIKI RYZYKA ..... 58
POSTĘPOWANIA SĄDOWE I REGULACYJNE ..... 77
UDZIAŁ KIEROWNICTWA I INNYCH OSÓB W ISTOTNYCH TRANSAKCJACH ..... 77
AGENT TRANSFEROWY I PRZEDSTAWICIEL REJESTRU ..... 79
ISTOTNE UMOWY ..... 79
NIEZALEŻNOŚĆ EKSPERTÓW ..... 81
INFORMACJA DODATKOWA ..... 81

ZAŁĄCZNIK A: FORMULARZ 51-101F1 – Oświadczenie o stanie rezerw i inne informacje o ropie i gazie

ZAŁĄCZNIK B: FORMULARZ 51-101F2 – Raport niezależnego eksperta z oceny rezerw

ZAŁĄCZNIK C: FORMULARZ 51-101F3 – Raport Kierownictwa nt. ujawnionych informacji dot. ropy i gazu

ZAŁĄCZNIK D: Zakres kompetencji Komitetu Audytu

**GLOSARIUSZ TERMINÓW**

Wszystkie terminy pisane wielką literą, które występują w niniejszym Rocznym Formularzu Informacyjnym („**RFI**") i nie zostały inaczej zdefiniowane w tekście, mają znaczenie określone poniżej. Informacje zawarte w RFI dotyczą stanu na dzień 31 grudnia 2011 roku, o ile wyraźnie nie wskazano inaczej.

„**ABCA**" oznacza Ustawę o spółkach prowincji Alberta (ang. *Business Corporations Act* (Alberta)), ze zmianami;

„**AED SEA**" oznacza spółkę AED Southeast Asia Limited, która jest podmiotem w 100% zależnym od KOV Cyprus;

„**Przekształcenie**" oznacza zatwierdzony przez sąd plan przekształceń dotyczący spółki Loon, posiadaczy papierów wartościowych Loon oraz Loon Corp, przeprowadzony na podstawie art. 193 ABCA, którego realizacja została zakończona dnia 10 grudnia 2008 roku;

„**Blok 9**" oznacza Blok 9 w Syrii;

„**Blok L**" oznacza Blok L w Brunei;

„**Blok M**" oznacza Blok M w Brunei;

„**Rada Dyrektorów**" oznacza radę dyrektorów Spółki;

„**Aktywa w Brunei**" oznaczają prawo do prowadzenia prac poszukiwawczych oraz wydobywczych w zakresie ropy naftowej i gazu ziemnego z Bloku L oraz Bloku M w Brunei, zgodnie z postanowieniami Umowy o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku L w Brunei oraz Umowy o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku M w Brunei;

„**Blok L w Brunei**" oznacza obszar będący przedmiotem Umowy o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku L w Brunei;

„**Umowa o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku L w Brunei**" oznacza umowę o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku L w Brunei, opisaną w punkcie „*Główne aktywa naftowe i gazowe - Brunei*";

„**Blok M w Brunei**" oznacza obszar będący przedmiotem Umowy o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku M w Brunei;

„**Umowa podziale wpływów z wydobycia dla Bloku M w Brunei**" oznacza umowę o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku M w Brunei, opisaną w punkcie „*Główne aktywa naftowe i gazowe - Brunei*";

„**Akcje Zwykłe**" oznaczają akcje zwykłe w kapitale Spółki;

„**Spółka**" lub „**KOV**" oznacza Kulczyk Oil Ventures Inc.;

„**Gastek**" oznacza Gastek LLC, prywatną spółkę na prawie stanu Kalifornia, posiadającą 30% udziałów spółki KUBGAS Holdings;

„**GPC**" oznacza General Petroleum Corporation, następcę SPC;

„**Jura**" oznacza Jura Energy Corporation, spółkę publiczną notowaną na Giełdzie Papierów Wartościowych w Toronto, w której KOV posiada udziały mniejszościowe;

„**KI**" oznacza Kulczyk Investments S.A., spółkę na prawie państwa Luksemburg, która jest największym akcjonariuszem Spółki;

„**Skrypt Dłużny KI**" oznacza zamienny niezabezpieczony skrypt dłużny na kwotę główną w wysokości do 23,5 mln USD wyemitowany przez Spółkę na rzecz KI i Radwan;

„**KOV Africa**” oznacza KOV Africa Limited, spółkę prowadzącą działalność zgodnie z prawem cypryjskim, która jest podmiotem w 100% zależnym od Spółki;

„**KOV Borneo**” oznacza KOV Borneo Limited, spółkę prowadzącą działalność zgodnie z prawem angielskim, która jest podmiotem w 100% zależnym od KOV Cyprus;

„**KOV Cyprus**” oznacza Kulczyk Oil Ventures Limited, spółkę prowadzącą działalność zgodnie z prawem cypryjskim, która jest podmiotem w 100% zależnym od Spółki;

„**KUB-Gas**” oznacza KUB-Gas LLC, spółkę prowadzącą działalność zgodnie z prawem ukraińskim, będącą podmiotem w 100% zależnym od KUBGAS Holdings, gdzie Spółka posiada pośrednio 70% udziałów;

„**KUBGAS Holdings**” oznacza KUBGAS Holdings Limited (poprzednio Loon Ukraine Holding Limited), spółkę prowadzącą działalność zgodnie z prawem cypryjskim, będącą podmiotem w 70% zależnym od KOV Cyprus;

„**Kulczyk Oil Brunei**” oznacza Kulczyk Oil Brunei Limited (poprzednio Loon Brunei Limited), spółkę prowadzącą działalność zgodnie z prawem cypryjskim, która jest podmiotem w 100% zależnym od KOV Cyprus;

„**Loon**” oznacza spółkę Loon Energy Inc., czyli nazwę Spółki przed zakończeniem Przekształcenia;

„**Loon Corp**” oznacza spółkę Loon Energy Corporation. Loon Corp, notowana na giełdzie TSX-V, została utworzona w ramach Przekształcenia;

„**Loon Latakia**” oznacza Loon Latakia Limited, spółkę prowadzącą działalność zgodnie z prawem cypryjskim, która jest podmiotem w 100% zależnym od KOV Cyprus;

„**Mauritania International Petroleum**” oznacza Mauritania International Petroleum Inc., spółkę prowadzącą działalność zgodnie z prawem Brytyjskich Wysp Dziewiczych, w której KOV Cyprus posiada udziały mniejszościowe;

„**NI 51-101**” oznacza Zarządzenie Krajowe 51-101 *Obowiązki informacyjne dotyczące działalności w sektorze ropy naftowej i gazu ziemnego;*

„**Ninox**” oznacza Ninox Energy Pte Ptd. (poprzednio Triton Petroleum Pte Ltd.), niepubliczną spółkę australijską, w której KOV Cyprus posiada udziały mniejszościowe;

„**PetroleumBRUNEI**” oznacza Brunei National Petroleum Company Sendirian Berhad, prywatną spółkę z ograniczoną odpowiedzialnością, będącą całkowicie własnością rządu Brunei;

„**Radwan**” oznacza Radwan Investments GmbH;

„**RPS**” oznacza RPS Energy, spółkę konsultingową z branży inżynieryjnej;

„**Raport RPS dotyczący Bloku L w Brunei**” oznacza raport RPS według stanu na dzień 31 grudnia 2011 roku, datowany na 29 marca 2012 r., dotyczący wyceny przez tę firmę potencjału zasobów dla Bloku L w Brunei;

„**Raport RPS dotyczący Bloku M w Brunei**” oznacza raport RPS według stanu na dzień 31 grudnia 2011 roku, datowany na 29 marca 2012 r., dotyczący wyceny przez tę firmę potencjału zasobów dla Bloku M w Brunei;

„**Raport RPS dotyczący Bloku 9 w Syrii**” oznacza raport RPS według stanu na dzień 31 grudnia 2011 roku, datowany na 29 marca 2012 r,. dotyczący wyceny przez tę firmę potencjału zasobów dla Bloku 9 w Syrii;

„**Raport RPS nt. Ukrainy**” oznacza raport RPS według stanu na dzień 31 grudnia 2011 roku, datowany na 20 marca 2012 r., dotyczący wyceny przez tę firmę potencjału rezerw i zasobów KUB-Gas;

„**SHA**” oznacza umowę akcjonariuszy z dnia 10 listopada 2009 roku, zawartą przez KOV Cyprus, Gastek oraz KUBGAS Holdings, regulującą ich wzajemne stosunki jako akcjonariuszy spółki KUBGAS Holdings;

„**SPC**” oznacza Syrian Petroleum Company, podmiot prawny utworzony na mocy Dekretu nr 9 z 1974 roku Rządu Syryjskiej Republiki Arabskiej, zarejestrowany w Damaszku, Syria;

„**Aktywa w Syrii**” oznaczają prawo do prowadzenia prac poszukiwawczych oraz wydobywczych w zakresie ropy naftowej i gazu ziemnego w Bloku 9 w Syrii, zgodnie z postanowieniami Umowy o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku 9 w Syrii;

„**Blok 9 w Syrii**” oznacza obszar będący przedmiotem Umowy o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku 9 w Syrii;

„**Umowa o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku 9 w Syrii**” oznacza umowę dotyczącą prac poszukiwawczych, rozwojowych i wydobywczych w zakresie ropy naftowej, zgodnie z którą Spółka ma prawo do prowadzenia prac poszukiwawczych oraz wydobywczych w zakresie ropy naftowej lub gazu ziemnego w Bloku 9 w Syrii, opisaną w rozdziale „*Główne aktywa naftowe i gazowe - Syria*”;

„**TIG**” oznacza, łącznie, spółki TGEM Asia LP, Tiedemann Global Emerging Markets LP oraz Tiedemann Global Emerging Markets QP LP, z których każda jest spółką komandytową zarejestrowaną na Kajmanach;

„**Skrypt Dłużny TIG**” – jego znaczenie opisane jest w rozdziale „*Udział kierownictwa i innych osób w istotnych transakcjach - Obligacje TIG i Zamienny Skrypt Dłużny TIG”;*

„**Obligacje TIG**” oznaczają zamienne niezabezpieczone obligacje, uprzednio wyemitowane przez Triton i znajdujące się w posiadaniu TIG;

„**Triton**” oznacza Triton Hydrocarbons Pty Ltd., niepubliczną spółkę australijską, której cały kapitał akcyjny nabył KOV Cyprus w ramach Nabycia Triton, opisanego w rozdziale „*Informacje ogólne o rozwoju działalności*”;

„**TSX-V**” oznacza giełdę TSX Venture Exchange;

**„Aktywa na Ukrainie**” lub „**Aktywa KUB-Gas**” oznacza aktywa w posiadaniu KUB-Gas, w tym Koncesje na Ukrainie oraz inne rzeczowe aktywa trwałe opisane w rozdziale „*Główne aktywa naftowe i gazowe”-„Ukraina”-„Rzeczowe aktywa trwałe”.*

„**Koncesje na Ukrainie**” lub „**Koncesje KUB-Gas**” oznacza pięć koncesji należących do KUB-Gas na Ukrainie (Makiejewskoje, Olgowskoje, Krutogorowskoje, Wiergunskoje oraz Północne Makiejewskoje); oraz

„**GPW**” oznacza Giełdę Papierów Wartościowych w Warszawie.

## SKRÓTY

| *Ropa i kondensat* | | *Gaz ziemny* | |
|---|---|---|---|
| Bbl | baryłka | Mcf | tysiąc stóp sześciennych |
| bbl/d | baryłek dziennie | MMcf | milion stóp sześciennych |
| Mbbl | tysiąc baryłek | Bcf | miliard stóp sześciennych |
| boe/d | baryłka ropy naftowej dziennie | Mcf/d | tysiąc stóp sześciennych dziennie |
| Boe | baryłka ekwiwalentu gazu ziemnego i ropy naftowej, o ile nie wskazano inaczej | MMcfd | milion stóp sześciennych dziennie |
| | | GJ | gigadżule |
| Mboe | tysiąc boe | Tcf | trylion stóp sześciennych |
| NGL | ciekłe frakcje gazu ziemnego | McfGE | tysiąc stóp sześciennych ekwiwalentu gazu ziemnego |
| MMBtu | milion BTU (*British Thermal Units* (brytyjska jednostka cieplna) | | |
| Stb | baryłki w warunkach powierzchniowych | | |
| Mstb | tysiąc baryłek w warunkach powierzchniowych | | |

Informacje dotyczące produkcji są zazwyczaj podawane w jednostkach baryłek ekwiwalentu ropy naftowej („**boe**" lub „**BOE**") lub w jednostkach ekwiwalentu gazu ziemnego („**McfGE**"). **Jednakże, określenie BOE lub McfGE może być mylące, szczególnie jeżeli występuje w oderwaniu od kontekstu. Współczynnik konwersji boe, gdzie 6 Mcf gazu odpowiada 1 bbl, lub współczynnik konwersji McfGE, gdzie 1 bbl = 6 Mcf , wynika z metody zakładającej równoważność energetyczną w odniesieniu do danych pomiarów uzyskanych na końcówce palnika, co nie odnosi się do wartości występujących na głowicy.**

## KONWERSJA MIAR

| *Konwersja z* | *na* | *Mnożyć przez* |
|---|---|---|
| Stopy | Metry | 0,305 |
| Metry | Stopy | 3,281 |
| Mile | Kilometry | 1,609 |
| Kilometry | Mile | 0,621 |
| Akry | Hektary | 0,405 |
| Hektary | Akry | 2,471 |
| Kilogramy | Funty | 2,205 |
| Funty | Kilogramy | 0,454 |
| Mcf | Tysiące metrów sześciennych | 0,028 |
| Tysiące metrów sześciennych | Mcf | 35,494 |
| bbl | Metry sześcienne | 0,159 |
| Metry sześcienne | Bbl | 6,29 |

## WALUTY I KURSY WYMIANY WALUT

Jeżeli nie określono inaczej, odwołania w niniejszym tekście do „USD ” lub „dolarów” są odniesieniami do waluty Stanów Zjednoczonych. Odniesienia do „PLN” są odniesieniami do polskiego złotego, zaś „UAH” - do ukraińskiej hrywny.

| | **Kurs dolara kanadyjskiego** (CAD$) do 1,00 USD *[Źródło danych: Bank of Canada (http: bank-banque-canada.ca/en/rates)]* | **Kurs polskiego złotego** (PLN) do 1,00 USD *[Źródło danych: Narodowy Bank Polski (http://www.nbp.pl).]* | **Kurs ukraińskiej hrywny** (UAH) do 1,00 USD *[Źródło danych: National Bank of Ukraine (http://bank.gov.ua).]* |
|---|---|---|---|
| **2009:** | | | |
| Na koniec roku | 0,9955 | 2,8503 | 7,9850 |
| Średni | 1,1420 | 3,1181 | 7,9534 |
| Roczny najwyższy | 1,3066 | 3,8978 | 8,0148 |
| Roczny najniższy | 1,0251 | 2,7093 | 7,6100 |
| | | | |
| **2010:** | | | |
| Na koniec roku | 1,0544 | 2,9641 | 7,9617 |
| Średni | 1,0299 | 3,0179 | 7,9433 |
| Roczny najwyższy | 1,0544 | 3,4916 | 8,0100 |
| Roczny najniższy | 1,0077 | 2,7449 | 7,8861 |
| | | | |
| **2011:** | | | |
| Na koniec roku | 1,0054 | 2,9641 | 7,9617 |
| Średni | 1,0054 | 3,0157 | 7,9356 |
| Roczny najwyższy | 0,9390 | 3,3571 | 8,0003 |
| Roczny najniższy | 1,0301 | 2,8518 | 7,8903 |
| | | | |
| **2012:** | | | |
| 1 stycznia | 0,9800 | 2,9148 | 7,9497 |
| 29 lutego | 1,0268 | 2,8766 | 7,9408 |
| 28 marca | 1,0033 | 3,1100 | 7,9857 |

## INFORMACJE ODNOSZĄCE SIĘ DO PRZYSZŁOŚCI

Zgodnie z mającymi zastosowanie przepisami dotyczącymi papierów wartościowych, pewne stwierdzenia zawarte w niniejszym Rocznym Formularzu Informacyjnym („**RFI**") są stwierdzeniami odnoszącymi się do przyszłości. Stwierdzenia odnoszące się do przyszłości często, lecz nie zawsze, oznaczone są poprzez użycie słów takich, jak „spodziewać się", „sądzić", „mógłby/mogłyby", „szacować", „oczekiwać", „prognoza", „dane orientacyjne", „zamierzać", „może", „planować", „przewidywać", „prognozować", „powinien/powinni/powinny", „celować", „będzie/będą" lub podobnych wyrażeń sugerujących przyszłe wydarzenia, bądź zwrotów sugerujących, że dane stwierdzenie stanowi jedynie wyrażony pogląd. Stwierdzenia te obejmują znane i nieznane ryzyka, niepewności i inne czynniki, które mogą spowodować, iż faktyczne wyniki lub zdarzenia będą zasadniczo różnić się od przewidzianych w tych stwierdzeniach odnoszących się do przyszłości. Zdaniem kierownictwa oczekiwania odzwierciedlone w tych, odnoszących się do przyszłości, stwierdzeniach są uzasadnione, lecz nie można w żaden sposób zapewnić, że oczekiwania te okażą się zgodne z prawdą, wobec czego nie należy nadmiernie polegać na stwierdzeniach odnoszących się do przyszłości zawartych w niniejszym RFI.

Odnoszące się do przyszłości stwierdzenia i informacje zawarte w niniejszym RFI obejmują, między innymi, stwierdzenia dotyczące:

- planów w zakresie wierceń i ich harmonogramu;
- wydajności produkcyjnej odwiertów, przewidywanych lub oczekiwanych współczynników produkcyjnych oraz przewidywanych dat rozpoczęcia produkcji;
- kosztów wiercenia, ukończenia i instalacji;
- wyników różnych projektów Spółki;
- oczekiwań wzrostu Spółki;
- dostępu do atrakcyjnych możliwości inwestycyjnych i skutecznego pozyskiwania nowych aktywów;
- harmonogramu zagospodarowania niezagospodarowanych rezerw;
- rozwoju i parametrów naftowo-gazowych aktywów Spółki;
- wielkości rezerw i zasobów ropy i gazu ziemnego;
- planów inwestycji kapitałowych;
- podaży i popytu na ropę naftową i gaz ziemny oraz cen towarów;
- wpływu rozporządzenia rządowego na Spółkę w odniesieniu do innych spółek z branży naftowo-gazowej o podobnej wielkości;
- oczekiwanych poziomów stawek opłat eksploatacyjnych, kosztów operacyjnych, ogólnych kosztów administracyjnych, kosztów usług oraz innych kosztów i wydatków;
- oczekiwań dotyczących zdolności Spółki do pozyskania kapitału oraz do ciągłego zwiększania rezerw i zasobów poprzez nabycie, zagospodarowanie i poszukiwania;
- działania w myśl ustanowionych przez administrację regulacji i przepisów prawa podatkowego; oraz
- realizacji oczekiwanych korzyści z transakcji nabycia i zbycia.

Stwierdzenia dotyczące „rezerw" lub „zasobów" uznaje się za stwierdzenia odnoszące się do przyszłości, jako że zawierają element przypuszczalnego oszacowania, opartego na pewnych ocenach h i założeniach, obejmującego

też kwestię możliwości prowadzenia ekonomicznie opłacalnego wydobycia tych rezerw i zasobów w przyszłości. Zobacz: „*Oświadczenie o stanie rezerw i inne informacje o ropie i gazie*".

Przy opracowywaniu informacji odnoszących się do przyszłości polega się na szeregu założeń i rozważa pewne ryzyka i niepewności; niektóre z nich dotyczą wyłącznie Spółki, zaś inne - całej branży naftowo-gazowej.

Chociaż Spółka uważa, że założenia i oczekiwania odzwierciedlone w stwierdzeniach i informacjach odnoszących się do przyszłości są uzasadnione, nie ma żadnej pewności, że takie założenia i oczekiwania okażą się zgodne z prawdą. Spółka nie może zagwarantować przyszłych wyników, progów działalności, dokonań czy osiągnięć. Dlatego też Spółka nie składa żadnego oświadczenia, że faktycznie osiągnięte wyniki będą w całości lub w części pokrywały się z wynikami przedstawionymi w stwierdzeniach i informacjach odnoszących się do przyszłości. Czynniki i założenia, na podstawie których opracowano informacje odnoszące się do przyszłości, obejmują:

- prognozowane poziomy inwestycji kapitałowych Spółki;
- elastyczność planów wydatków kapitałowych i powiązanych źródeł finansowania;
- wiedzę i doświadczenie kadry kierowniczej Spółki przyczyniające się do wzrostu wolumenów produkcji, sukcesu oraz dochodów Spółki;
- szacunki ilości ropy naftowej oraz gazu ziemnego z obszarów koncesyjnych i innych źródeł, niesklasyfikowanych obecnie jako rezerwy potwierdzone.

Niektóre rodzaje ryzyka oraz inne czynniki, z których część jest poza kontrolą Spółki, a w wyniku których osiągnięte wyniki mogą się w istotnym stopniu różnić od wielkości podanych w odnoszących się do przyszłości stwierdzeniach i informacjach zawartych w niniejszym RFI, obejmują między innymi:

- konkurencję w przemyśle naftowo-gazowym w zakresie, między innymi, kapitału, pozyskiwania rezerw, niezagospodarowanych terenów oraz wykwalifikowanego personelu;
- rodzaje ryzyka związane ze środowiskiem oraz zagrożenia związane z branżą naftowo-gazową;
- niekorzystne warunki atmosferyczne w regionach, w których Spółka prowadzi działalność;
- wahania kursów wymiany walut i stóp procentowych;
- dostępność sprzętu i usług oraz możliwość ich pozyskania przez Spółkę;
- ryzyko związane z gospodarkami krajów, w których Spółka prowadzi działalność;
- wczesny etap działalności Spółki;
- ryzyko związane z działalnością poszukiwawczą, zagospodarowaniem i eksploatacją posiadanych przez Spółkę obszarów koncesyjnych, w tym problemy geologiczne, techniczne, dotyczące wierceń i przetwarzania, a także inne trudności w eksploatacji rezerw oraz niemożność realizacji przewidywanych korzyści z działalności poszukiwawczej;
- skutki regulacji (także w zakresie ochrony środowiska) obowiązujących w krajach, w których Spółka prowadzi działalność;
- skutek sankcji, w tym sankcji nałożonych przez Unię Europejską, rząd Kanady i rząd Stanów Zjednoczonych dla udziałów Spółki w Syrii;
- ryzyko skutków niedopełnienia zobowiązań wynikających z zapisów w umowach o podziale wpływów z wydobycia zawieranych przez Spółkę oraz określonych przez regulatorów danego kraju;
- ryzyko związane z uzależnieniem Spółki od operatorów zewnętrznych;

- niepewności dotyczące interpretacji i stosowania zagranicznych przepisów i regulacji; oraz
- inne czynniki opisane bardziej szczegółowo w punkcie „*Czynniki ryzyka*”.

**Odbiorca niniejszego dokumentu powinien być świadom, że powyższa lista nie jest wyczerpująca. Wymienione w niej czynniki i ryzyka są trudne do przewidzenia, zaś założenia, z których skorzystano opracowując odnoszące się do przyszłości informacje zawarte w niniejszym tekście, chociaż uznane za wystarczająco dokładne w chwili opracowywania, mogą okazać się błędne lub niekompletne. Ponadto stwierdzenia dotyczące przyszłości, zawarte w niniejszym RFI, odnoszą się do stanu na dzień niniejszego RFI, a Spółka nie przyjmuje żadnego zobowiązania, z wyjątkiem przypadków, gdy wymagają tego mające zastosowanie przepisy dotyczące papierów wartościowych, w zakresie publicznej aktualizacji lub wprowadzania poprawek do jakichkolwiek zawartych tu stwierdzeń odnoszących się do przyszłości, niezależnie od tego, czy byłoby to konieczne w wyniku otrzymania nowych informacji, wystąpienia przyszłych zdarzeń, czy z innych powodów. Odnoszące się do przyszłości stwierdzenia, zawarte w niniejszym dokumencie, są przedstawione z wyraźnym zastrzeżeniem niniejszego ostrzeżenia.**

## STRUKTURA ORGANIZACYJNA SPÓŁKI

### Nazwa Spółki, adres i data utworzenia

Spółka została utworzona w dniu 16 marca 1987 roku na mocy przepisów ABCA pod firmą Titan Diversified Holdings Ltd., jako publiczna spółka inwestycyjna notowana na giełdzie Alberta Stock Exchange, będącej poprzednikiem giełdy TSX-V. W dniu 18 sierpnia 1997 roku firma Spółki została zmieniona na Loon Energy Inc. W grudniu 2008 roku Loon uległa reorganizacji, zgodnie z Planem Przekształceń, który dotyczył Loon, posiadaczy papierów wartościowych Loon oraz Loon Corp, zaś firma Spółki została zmieniona na Kulczyk Oil Ventures Inc. W dniu 7 września 2010 roku do Statutu Spółki wprowadzono poprawki mające na celu umożliwienie odbywania zgromadzeń akcjonariuszy Spółki poza terytorium prowincji Alberta, zaś Regulamin Spółki został zmieniony w taki sposób, aby m.in. zapewnić akcjonariuszom Spółki ochronę przed rozwodnieniem, poprzez wprowadzenie wymogu zgody większości akcjonariuszy na określonego rodzaju private placement dokonywany przez Spółkę oraz odzwierciedlić zmiany po inwestycji KI w Spółkę, obejmujące wprowadzenie stanowiska Wiceprezesa Rady Dyrektorów.

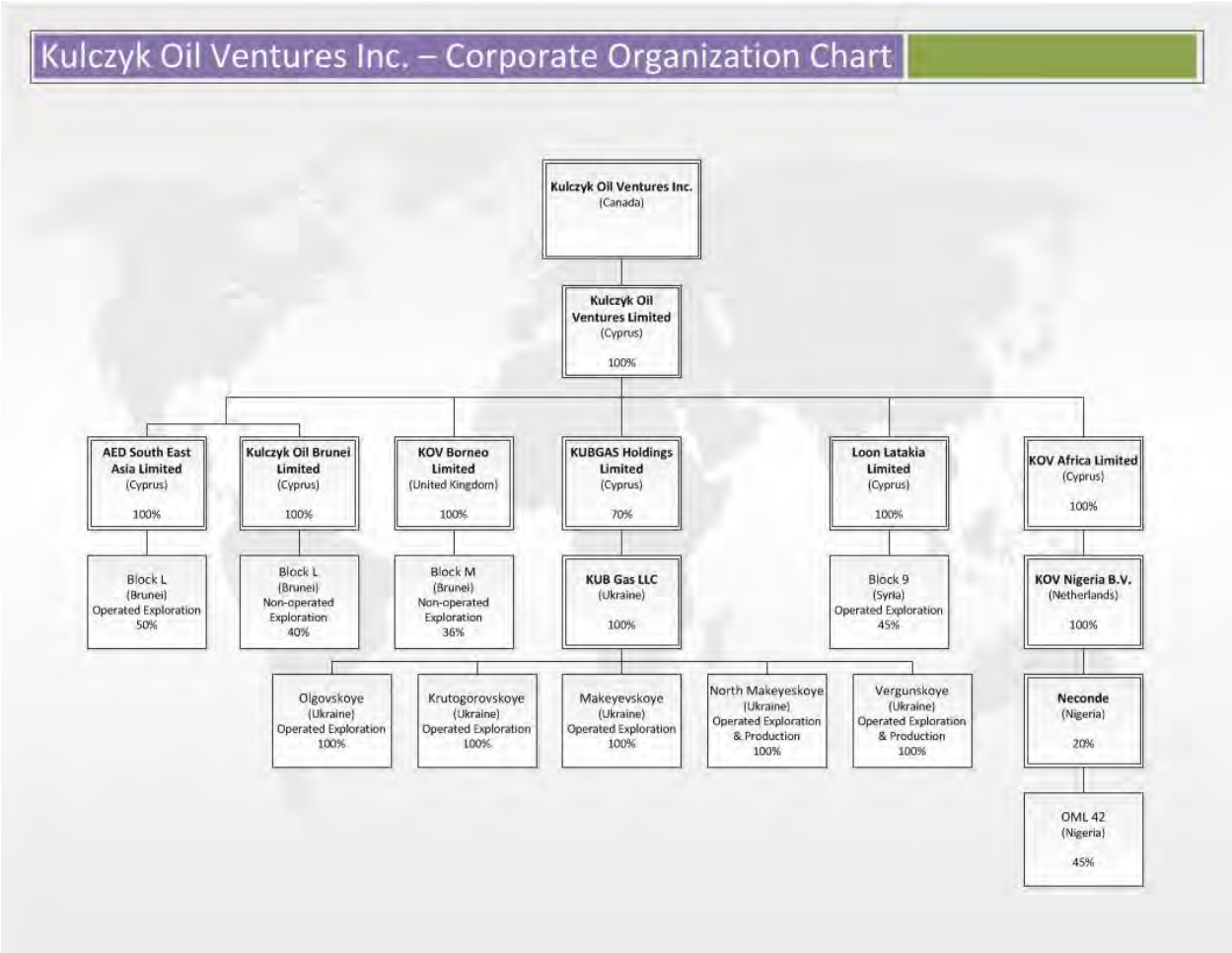
Centrala i siedziba Spółki mieści się pod adresem: Suite 1170, 700-4$^{th}$ Avenue S.W. Calgary, Alberta T2P 3J4.

### Powiązania podmiotów w ramach Grupy

KOV posiada jedną spółkę bezpośrednio zależną (w 100%) - KOV Cyprus, pięć znaczących spółek pośrednio zależnych (w 100%): Kulczyk Oil Brunei, Loon Latakia, KOV Borneo, AED SEA i KOV Africa, oraz jedną spółkę pośrednio zależną w 70% - KUBGAS Holdings, która jest właścicielem 100% akcji KUB-Gas. KOV Cyprus posiada mniejszościowy udział w wysokości 35% w spółce Mauritania International Petroleum Inc. oraz mniejszościowy udział 1,63% w Ninox. KOV posiada mniejszościowy udział – 5,7% - w spółce Jura.

Struktura własnościowa Spółki oraz powiązania między Spółką a jej głównymi operacyjnymi spółkami zależnymi, wraz ze wskazaniem procentowego udziału w głosach, przysługującego z tytułu posiadanych akcji lub udziałów uprawniających do głosu, które są przez KOV kontrolowane lub kierowane, bezpośrednio lub pośrednio, przedstawiono na wykresie poniżej. Obszary jurysdykcji właściwe dla zawiązania, utworzenia lub organizacji danej spółki są wskazane w nawiasach pod jej nazwą.

*Kulczyk Oil Ventures Inc. - Wykres struktury organizacyjnej*




Na powyższym wykresie przedstawiono podmioty zależne Spółki, z których każdy posiada aktywa przekraczające 10% całkowitych skonsolidowanych aktywów Spółki lub osiąga poziom sprzedaży i przychodów przekraczający 10% skonsolidowanej łącznej sprzedaży i przychodów Spółki, bądź też jest w opinii Spółki istotny dla zrozumienia działalności Spółki. Aktywa i przychody podmiotów zależnych Spółki, których nie wymieniono powyżej, nie przekraczały 20% skonsolidowanych aktywów Spółki lub całkowitej skonsolidowanej sprzedaży i przychodów według stanu na dzień 31 grudnia 2011 roku oraz za rok upływający tego dnia.

## INFORMACJE OGÓLNE O ROZWOJU DZIAŁALNOŚCI

### Trzyletnia historia Spółki

Spółka została utworzona w dniu 16 marca 1987 roku na mocy przepisów ABCA pod firmą Titan Diversified Holdings Ltd., jako publiczna spółka inwestycyjna notowana na giełdzie Alberta Stock Exchange, będącej poprzednikiem giełdy TSX-V. W dniu 18 sierpnia 1997 roku firma Spółki została zmieniona na Loon Energy Inc., a Spółka dokonała inwestycji w aktywa naftowe i gazowe na terenie Kanady. W 2001 roku Spółka rozpoczęła inwestowanie w aktywa z sektora naftowego i gazowego na rynkach międzynarodowych, a w 2006 roku zawarła Umowę o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku L w Brunei i Umowę o podziale z wpływów z wydobycia dla Bloku 9 w Syrii. W maju 2007 roku KI nabyła od osoby trzeciej około 17% akcji w Spółce, stając się jej głównym akcjonariuszem. W grudniu 2008 roku, po zakończeniu Planu Przekształceń, Akcje Zwykłe Spółki zostały wycofane z obrotu na giełdzie TSX-V na wniosek Spółki, firma Spółki została zmieniona na Kulczyk Oil Ventures Inc., i Spółka przystąpiła do wdrożenia planu strategicznego, którego celem miał być wzrost wartości Spółki poprzez przeprowadzenie szeregu transakcji wewnątrzkorporacyjnych. Na podstawie Planu Przekształceń opisanego poniżej, KI zwiększyła swoje zaangażowania z poziomu ok. 17% do ok. 68%. W dniu 23 października 2009 roku Spółka nabyła wszystkie akcje w spółce Triton, tym samym zwiększając zaangażowanie w Brunei o 36% udział w Umowie o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku M w Brunei. Na początku listopada 2009 roku Spółka zawarła szereg umów, na mocy których ostatecznie nabyła większość

Aktywów na Ukrainie w czerwcu 2010 roku. W dniu 25 maja 2010 roku Spółka zakończyła proces finansowania, pozyskując brutto 93 mln USD i jednocześnie wprowadzając do obrotu na Giełdzie Papierów Wartościowych w Warszawie Akcje Zwykłe pod symbolem „KOV". Na dzień niniejszego RFI udziały KI wynoszą ok. 44,3%.

*Plan Przekształceń*

Na początku czwartego kwartału 2008 roku, kiedy globalny kryzys gospodarczy znajdował się w początkowej fazie, Rada Dyrektorów Spółki, działającej wówczas pod firmą Loon, przyjęła plan strategiczny zmierzający do zwiększenia wartości dla akcjonariuszy poprzez serię transakcji wewnątrzkorporacyjnych, mających ostatecznie doprowadzić do wprowadzenia Akcji Zwykłych do obrotu na GPW. W ramach realizacji tej strategii, w dniu 10 grudnia 2008 roku Spółka zakończyła istotną reorganizację działalności zgodnie z Planem Przekształceń. W wyniku Planu Przekształceń całość aktywów i pasywów Loon została podzielona pomiędzy Spółkę, będącą podmiotem kontynuującym działalność w wyniku Przekształceń, a Loon Corp, nową spółkę utworzoną na potrzeby Planu Przekształceń, zgodnie z przepisami ABCA. Dotychczasowi akcjonariusze Loon utrzymali proporcjonalny udział w liczbie akcji zwykłych zarówno Spółki, jak i Loon Corp, przy czym każdy akcjonariusz Loon otrzymał liczbę akcji Loon Corp równą liczbie akcji Loon, które posiadał bezpośrednio przed przeprowadzeniem Przekształceń.

Zgodnie z warunkami Planu Przekształceń, spółka Loon dokonała przeniesienia na rzecz Loon Corp wszystkich aktywów naftowych i gazowych w Kolumbii i Peru, tj. niewielkiego wydobywczego aktywa gazowego w Kolumbii i udziału w koncesji poszukiwawczej w Peru, oraz przekazała na rzecz Loon Corp środki pieniężne w kwocie 3 mln USD. Spółka zatrzymała Aktywa w Brunei oraz Aktywa w Syrii, udział mniejszościowy w Słowenii oraz pakiet mniejszościowy w spółce Jura. W ramach Przekształceń, Loon zmieniła firmę spółki na Kulczyk Oil Ventures Inc. Dr Jan J. Kulczyk i Dariusz Mioduski z KI weszli w skład Rady Dyrektorów, przy czym dr Jan J. Kulczyk został mianowany Przewodniczącym Rady Dyrektorów. Manoj Madnani z KI pozostał na stanowisku Dyrektora Spółki, a Stefan Krieglstein z KI zrezygnował z pełnienia funkcji Członka Rady Dyrektorów z dniem zakończenia Przekształceń. Po przeprowadzeniu Przekształceń, Akcje Zwykłe wycofano z obrotu na giełdzie TSX-V na wniosek Spółki.

*Dodatkowe finansowanie od KI*

W dniu 9 września 2009 roku KOV i KI, większościowy akcjonariusz Spółki, sfinalizowały porozumienie, na mocy którego KI miała udzielić KOV finansowania w wysokości do 8 mln USD, które umożliwi Spółce wykonanie jej zobowiązań finansowych przed zamknięciem pierwszej oferty publicznej i jednoczesnym pozyskaniem kapitału w Polsce oraz wprowadzeniem Akcji Zwykłych do obrotu na GPW. W związku z tym porozumieniem Spółka wyemitowała Skrypt Dłużny KI przeznaczony dla KI. Oprocentowanie Skryptu Dłużnego KI wynosiło 7,16% w skali roku, z półroczną kapitalizacją odsetek. W dniu 9 listopada 2009 roku warunki Skryptu Dłużnego KI zmieniono w celu zwiększenia kwoty udzielonego finansowania z 8 mln USD do 11 mln USD (pozostałe warunki nie uległy zmianie). Z dniem 21 stycznia 2010 roku warunki Skryptu Dłużnego KI ponownie zmieniono w celu zwiększenia kwoty udzielonego finansowania z 11 mln USD do 20 mln USD, przy czym pozostałe warunki nie uległy zmianie.

W dniu 25 marca 2010 roku Spółka wypłaciła całą kwotę 20 mln USD, zgodnie z warunkami Skryptu Dłużnego KI. Dnia 25 maja 2010 roku, kiedy to pierwszy raz na GPW obracano akcjami Spółki, strony Skryptu Dłużnego KI uzgodniły konwersję około 14,4 mln USD kwoty głównej długu, wynikającego ze Skryptu Dłużnego KI, na 25 mln Akcji Zwykłych. W dniu 8 lipca 2010 roku pozostała kwota główna długu ze Skryptu Dłużnego KI, wynosząca około 4,6 mln USD, została zamieniona na 10.086.842 Akcji Zwykłych, zaś odsetki należne do daty konwersji zostały wypłacone w gotówce. Po ukończeniu wszystkich powyższych kroków KI posiadała 200.358.212 Akcji Zwykłych, stanowiących 49,8% całkowitej liczby Akcji Zwykłych będących w obrocie.

Na dzień niniejszego RFI, KI posiada 186.242.872 Akcje Zwykłe, stanowiące ok. 44,3% całkowitej liczby Akcji Zwykłych będących w obrocie.

*Triton Hydrocarbons Pty Ltd.*

W dniu 23 października 2009 roku Spółka za pośrednictwem swojego podmiotu zależnego KOV Cyprus ukończyła transakcję nabycia wszystkich będących w obrocie akcji Triton („**Nabycie Triton**") w zamian za łącznie 75.065.944 nowo wyemitowanych Akcji Zwykłych, co w chwili zamknięcia stanowiło 37,44% całkowitej liczby będących w obrocie Akcji Zwykłych, na zasadzie całkowitego rozproszenia, zgodnie z umową

poprzedzającą nabycie („**Umowa Poprzedzająca Nabycie**") z dnia 11 sierpnia 2009 roku pomiędzy Spółką a Triton. W ramach ukończenia Nabycia Triton, Spółka wyemitowała zabezpieczony podporządkowany zamienny skrypt dłużny w kwocie 10.010.000 USD na rzecz TIG, zastępujący obligacje zamienne znajdujące się w posiadaniu tych spółek, będących równocześnie wierzycielami Triton. Dalsze informacje na ten temat przedstawiono w punkcie „*Istotne umowy – Umowa TIG i Skrypt Dłużny TIG"*.

Głównym aktywem Triton był 36% udział w prawie użytkowania górniczego, objętego Umową o podziale wpływów z wydobycia z Bloku M w Brunei. Dalsze informacje na ten temat przedstawiono w punkcie „*Główne aktywa naftowe i gazowe – Brunei*". Triton miała również 35% akcji spółki Mauritania International Petroleum, posiadającej aktywa poszukiwawcze w Mauretanii.

Z chwilą zakończenia transakcji akcjonariusze Triton otrzymali łącznie 13.670.723 Akcje Uprzywilejowane Serii A Spółki, które po ich wykupieniu i umorzeniu przez Spółkę zostały zamienione na 50% akcji spółki Triton Petroleum Pte Ltd („**Triton Singapore**"), zaś Spółka zatrzymała pozostałych 50% akcji Triton Singapore. Ponadto Spółka zobowiązała się dokonać na rzecz Triton Singapore przeniesienia 20% udziału w prawie użytkowania górniczego na obszarze Bloku 9 w Syrii. Dalsze informacje na ten temat przedstawiono w punkcie „*Główne aktywa naftowe i gazowe – Syria – Istotne umowy – Umowa Triton Dotycząca Bloku 9*". Triton Singapore jest niepubliczną spółką zarejestrowaną w Singapurze, którą zarządza dotychczasowa kadra kierownicza Triton.

W 2011 roku Ninox Energy Pte Ltd („**Ninox**"), prywatna spółka australijska, nabyła 100% akcji Triton Singapore w ramach transakcji wymiany akcji, w związku z czym Spółka posiada obecnie ok. 1,63% akcji Ninox. Raport z Nabycia Przedsiębiorstwa, dotyczący nabycia spółki Triton przez Spółkę, został przekazany bezzwłocznie po zamknięciu i jest dostępny w profilu Spółki na stronie SEDAR www.sedar.com.

W dniu 1 sierpnia 2011 roku TIG sprzedał swój zamienny skrypt dłużny na rzecz podmiotu zależnego spółki Milet Wirtschaftsdaeten GesmbH („**MWG**"), niepowiązanego podmiotu zewnętrznego, za cenę równą wartości nominalnej - 10 mln USD powiększonej o naliczone odsetki. W dniu 12 sierpnia 2011 roku MWG dokonała zamiany skryptu dłużnego na 18.501.037 Akcji Zwykłych po cenie 0,5767 USD za akcję.

*KUB-Gas*

W dniu 10 listopada 2009 roku Spółka, za pośrednictwem swoich podmiotów zależnych KOV Cyprus oraz KUBGAS Holdings, zawarła dwie umowy kupna-sprzedaży („**Umowy Kupna-Sprzedaży**") ze spółką Gastek, na podstawie których KOV nabyła pośrednio 70% akcji KUB-Gas („**Nabycie KUB-Gas**") za łączną cenę 45 mln USD. W chwili nabycia KUB-Gas posiadała 100% udział w czterech koncesjach w pobliżu Ługańska, miasta w północno-wschodniej części Ukrainy, a także pewne aktywa związane z obsługą odwiertów. W dniu 18 listopada 2009 roku przy podpisaniu Umów Kupna-Sprzedaży, spółce Gastek został wpłacony depozyt w wysokości 1,35 mln USD, stanowiący 3% całkowitej ceny kupna, zaś kolejny depozyt w wysokości 1,4 mln USD został wpłacony dnia 28 kwietnia 2010 roku. Pozostała część ceny kupna, pomniejszona o korekty, została wpłacona przez Spółkę na rzecz Gastek w czerwcu 2010 roku, wkrótce po pierwszej ofercie publicznej Spółki w Polsce.

W wyniku szeregu transakcji KOV Cyprus jest obecnie właścicielem 70% akcji zwykłych KUBGAS Holdings, przy czym pozostałe 30% akcji KUBGAS Holdings należy do spółki Gastek. KUBGAS Holdings jest właścicielem 100% kapitału zakładowego KUB-Gas. W styczniu 2011 roku KUB-Gas nabyła 100% udział w prawie użytkowania górniczego dodatkowej koncesji na tym samym obszarze, przy czym do dnia niniejszego RFI nie rozpoczęto tam wierceń. Spółka KUB-Gas jest jednym z największych prywatnych producentów gazu na Ukrainie i prowadzi sprzedaż tego paliwa na rzecz krajowych spółek zajmujących się handlem gazem, a także na rzecz odbiorców przemysłowych.

Dalsze informacje na temat KUB-Gas oraz Aktywów na Ukrainie przedstawiono w punkcie „*Główne aktywa naftowe i gazowe – Ukraina"*.

Sprawy KUBGAS Holdings reguluje SHA. Dalsze informacje na ten temat przedstawiono w punkcie „*Główne aktywa naftowe i gazowe – Ukraina – Istotne umowy"*.

Została przeprowadzona wycena rezerw i niektórych zasobów KUB-Gas, której wyniki przedstawiono w Raporcie RPS nt. Ukrainy. Dalsze informacje na ten temat przedstawiono w punkcie *„Główne aktywa naftowe i gazowe – Ukraina – Rezerwy i zasoby"*.

Raport z przejęcia jednostki gospodarczej, dotyczący nabycia KUB-Gas przez Spółkę jest dostępny w profilu Spółki na stronie SEDAR www.sedar.com.

*Pierwsza oferta publiczna w Polsce*

W maju 2010 roku Spółka zakończyła realizację pierwszej oferty publicznej dotyczącej 166.394.000 Akcji Zwykłych w Polsce i wprowadziła wszystkie swoje Akcje Zwykłe do obrotu na GPW. Cena emisyjna Akcji Zwykłych wynosiła 1,89 PLN za każdą Akcję Zwykłą (0,56 USD za każdą Akcję Zwykłą), a realizacja pierwszej oferty publicznej przyniosła wpływy brutto w wysokości 314.484.660 PLN (około 93 mln USD). Akcje Zwykłe znalazły się w obrocie na GPW dnia 25 maja 2010 roku.

*Opcja Nigeryjska*

W dniu 6 maja 2011 roku Spółka ogłosiła przystąpienie do konsorcjum („**Konsorcjum Neconde**") Neconde Energy Limited („**Neconde**"). Dnia 29 kwietnia 2011 roku Neconde zawarło Umowę Przeniesienia („**AFA**") z Shell Petroleum Development Company of Nigeria Ltd, Total E&P (Nigeria) Ltd. oraz z Nigerian Agip Oil Company Ltd., na podstawie której Neconde nabędzie 45% udział w koncesji na wydobycie ropy naftowej - Oil Mining Licence 42 („**OML 42**"), obejmującej duży blok, który zawiera odkryte wcześniej złoża węglowodorów w obszarze delty Nigru w Nigerii. Pozostały 55% udział w OML 42 jest w posiadaniu Nigerian National Petroleum Company. Neconde sfinalizowało nabycie koncesji OML 42 w dniu 30 listopada 2011 roku za cenę 585 mln USD, z wyłączeniem korekt na zamknięciu. KI, większościowy akcjonariusz Spółki, zapewnił Spółce pomostowe finansowanie udziału Spółki w kosztach nabycia koncesji OML 42 przez Neconde. Spółka przejmie własność 20% udziałów w Neconde, o ile i w stopniu, w jakim wykona opcję przyznaną przez KI i dokona spłaty finansowania zapewnianego przez KI. Umowa finansowania pomostowego została przedłużona do 31 marca 2012 roku, która to data jest aktualnie obowiązującym ostatecznym terminem wykonania przez Spółkę opcji objęcia udziału w Neconde.

W dniu 28 marca 2012 roku Spółka poinformowała, że wspólnie z KI uzgodniły, że w najlepiej pojętym interesie obu spółek nie leży przedłużanie opcji poza jej datę wygaśnięcia – tj. 31 marca 2012 r.

*Kredyt Europejskiego Banku Odbudowy i Rozwoju („**EBOR**")*

W maju 2011 roku spółka KUB-Gas zawarła umowę kredytu z Europejskim Bankiem Odbudowy i Rozwoju do kwoty 40 mln USD („**Kredyt EBOR**"). Środki z kredytu wykorzystane zostaną na sfinansowanie rozwoju Koncesji na Ukrainie. Finansowanie jest oprocentowane według stopy zmiennej, której poziom szacowany jest obecnie przez kierownictwo na ok. 6,4% w skali roku, wzrastającej wraz ze wzrostem przychodów do 13,7% w skali roku. Przewiduje się wykorzystanie kredytu w dwóch transzach, z których pierwsza w wysokości 23 mln USD została pobrana w roku 2011, a druga w wysokości 17 mln USD będzie pobrana w roku 2012, po przekształceniu koncesji Olgowskoje i Makiejewskoje w koncesje wydobywcze. Spłata kredytu przewidywana jest w trzynastu równych ratach półrocznych, poczynając od lipca 2012 roku. Spółka KOV, jako pośrednio większościowy akcjonariusz KUB-Gas, zobowiązała się do udzielania w miarę potrzeb gwarancji na zabezpieczenie pozostałej do spłaty kwoty kredytu. Na dzień 31 grudnia 2011 roku kwota wykorzystanego kredytu wyniosła 23,0 mln USD.

*Zamienne skrypty dłużne KI/Radwan*

W dniu 11 sierpnia 2011 roku Spółka podpisała Skrypty Dłużne KI/Radwan - nowe umowy niezabezpieczonego zamiennego skryptu dłużnego z KI oraz Radwan. Łączna kwota dostępna na podstawie Skryptów Dłużnych KI/Radwan, o oprocentowaniu w skali roku w wysokości 7,16%, płatnym rocznie, wynosi 23,5 mln USD, przy czym przewiduje się w przyszłości zamianę skryptów na Akcje Zwykłe w momencie wprowadzenia akcji na londyński Rynek Inwestycji Alternatywnych („**AIM**") na London Stock Exchange (Londyńska Giełda Papierów Wartościowych) lub w dniu 11 sierpnia 2012 roku, w zależności co nastąpi wcześniej. Skrypty Dłużne KI/Radwan zawierają również klauzulę dodatkowego oprocentowania w wysokości 12,84%, płatnego w akcjach KOV w momencie konwersji. Do dnia 31 grudnia 2011 roku Spółka pozyskała łącznie kwotę 10,5 mln USD ze Skryptów Dłużnych KI/Radwan, w tym 9,9 mln USD od KI oraz 0,6 mln USD od Radwan.

*AED SEA*

Zgodnie z umową kupna-sprzedaży z dnia 5 grudnia 2011 roku, KOV Cyprus nabył 100% akcji spółki AED SEA („**Nabycie AED SEA**") od jej poprzedniego podmiotu dominującego AED Oil Investments Pty Ltd., który z kolei jest 100% podmiotem zależnym AED Oil Limited (Administrators Appointed) (Receivers and Administrators appointed), australijskiej spółki publicznej, za cenę 200.000 USD plus niespłacone przez AED zobowiązania wobec partnerów joint venture. AED SEA posiada 50% udział w prawie użytkowania górniczego w Umowie o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku L w Brunei, który daje jej prawo do prowadzenia prac poszukiwawczych oraz – po stwierdzeniu przez strony umowy, że odkryte złoża mają charakter komercyjny i po zatwierdzeniu przez PetroleumBRUNEI planu zagospodarowania– do wydobycia ropy naftowej i gazu ziemnego z Bloku L – przeznaczonego do prac poszukiwawczych i zagospodarowania bloku, obejmującego niektóre obszary lądowe i morskie w Brunei. AED SEA była operatorem koncesji w Bloku L. KOV posiada obecnie łącznie 90% udział w Bloku L i jest operatorem koncesji poprzez swoją pośrednio posiadaną (100% udziału) spółkę zależną AED SEA. Spółka, w ramach joint venture, uzyskała przedłużenie okresu koncesji do 27 sierpnia 2013 roku, a także zweryfikowała zobowiązania do wykonania prac odpowiednio do aktualnego programu prac.

## ISTOTNE NABYCIA

Spółka nie dokonała w roku obrotowym 2011 znacznego nabycia, które zobowiązana byłaby wskazać w tym rozdziale. Informacje o nabyciach dokonanych w roku obrotowym 2011 przedstawiono w rozdziale „*Informacje ogólne o rozwoju działalności*".

### Działalność w 2012 roku

W roku 2012 Spółka nadal będzie koncentrować się na zwiększaniu wydobycia i przychodów z wydobycia na Ukrainie, jak również na rozbudowywaniu portfela aktywów poprzez ocenę nowych możliwości inwestycyjnych, które nie zostały bliżej określone na dzień niniejszego RFI.

## OPIS DZIAŁALNOŚCI

### Informacje ogólne

Spółka jest międzynarodową firmą prowadzącą działalność poszukiwawczą w sektorze naftowym i gazowym, zarządzaną przez zespół menedżerów o dużym doświadczeniu międzynarodowym i operacyjnym, posiadającą na świecie rozbudowaną sieć kontaktów w sektorze naftowym i gazowym. Baza aktywów Spółki jest zdywersyfikowana i obejmuje aktywa w fazie zagospodarowania oraz oceny, z dużym potencjałem dla dalszej eksploracji. Podstawowe aktywa Spółki obejmują jej udział w Aktywach na Ukrainie, Aktywach w Syrii oraz Aktywach w Brunei.

### Poszukiwanie i wydobycie ropy naftowej i gazu ziemnego

Spółka koncentruje się na zwiększaniu wydobycia gazu, a tym samym na zwiększaniu przychodów z wydobycia na Ukrainie, poszukiwaniu ropy naftowej i gazu ziemnego w Syrii i Brunei, jak również na rozbudowywaniu portfela aktywów poprzez ocenę nowych możliwości inwestycyjnych.

Aktywa na Ukrainie stanowią źródło bieżących przychodów z wydobycia gazu ziemnego, zaś wykorzystanie wiedzy Spółki przyczyniło się do stałego zwiększenia wielkości wydobycia w 2011 roku w wyniku optymalizacji działalności napowierzchniowej i podpowierzchniowej, a także odkrycia nowych zasobów.

Prace poszukiwawcze w Syrii są prowadzone przez podmiot zależny Spółki, Loon Latakia. W lipcu 2011 roku rozpoczęto w Bloku 9 prace nad pierwszym odwiertem poszukiwawczym, zawieszając je w październiku 2011 roku, bez osiągnięcia docelowej głębokości.

W Brunei prace poszukiwawcze w Bloku L i Bloku M są prowadzone przez podmioty zależne Spółki – AED SEA, KOV Borneo i Kulczyk Oil Brunei – w ramach partnerstwa typu *joint venture* z innymi spółkami prowadzącymi taką samą działalność, jak Spółka.

W przypadku odkrycia ropy naftowej lub gazu ziemnego w jednym lub więcej odwiertów wykonanych przez Spółkę oraz jej partnerów *joint venture*, i jeżeli podmioty te ustalą, że odkryte zasoby nadają się do komercyjnej eksploatacji, przedstawią one plan zagospodarowania odkrytych zasobów, zgodnie z wymogami Umowy o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku 9 w Syrii, Umowy o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku L w Brunei, lub Umowy o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku M w Brunei. Po zawarciu umowy z SPC (w przypadku Syrii) oraz z PetroleumBRUNEI (w przypadku Brunei), uruchomiony zostanie program mający na celu zagospodarowanie odkrytych złóż i wydobycie surowca (ropy naftowej lub gazu ziemnego). Spółka nie sporządziła żadnych prognoz przyszłego poziomu produkcji lub przychodów, jakie Spółka może osiągnąć w wyniku takiego zagospodarowania.

| | ***2011*** | | ***2010*** | |
|---|---|---|---|---|
| | Ogółem dla Spółki | Ogółem: Ukraina – na rzecz klientów spoza konsolidowanej grupy Spółki | Ogółem dla Spółki | Ogółem: Ukraina – na rzecz klientów spoza konsolidowanej grupy Spółki |
| Sprzedaż gazu ziemnego | 32.084 USD | 100% | 8.448 USD | 100% |
| Sprzedaż kondensatu | 3.143 USD | 100% | 497 USD | 100% |
| Ogółem skonsolidowane przychody | 35.227 USD | 100% | 8.945 USD | 100% |

### Kluczowy personel

Kierownictwo nad zarządzaniem Spółką sprawuje jej Prezes i Dyrektor Generalny - Timothy M. Elliott, oraz jej Wiceprezes – Dyrektor Wykonawczy - Jock Graham, którzy pracują w Dubaju, Zjednoczone Emiraty Arabskie, oraz Wiceprzewodniczący Rady Dyrektorów – Norman W. Holton, pracujący w Calgary, Alberta, Kanada. Kadra zarządzająca posiada znaczące doświadczenie w zarządzaniu i rozwijaniu spółek naftowo-gazowych notowanych na giełdzie oraz wykazała się umiejętnością opracowywania struktury transakcji i ich przeprowadzania w sposób przynoszący zwiększenie wartości przedmiotów zaangażowanych w takie transakcje, jak również posiada bogate doświadczenie techniczne i międzynarodowe w sektorze naftowym i gazowym. Wyższa kadra kierownicza i kluczowy personel techniczny posiada dogłębną specjalistyczną wiedzę

umożliwiającą ocenę potencjalnych możliwości inwestycyjnych, również pod kątem ewentualnych ryzyk handlowych i technicznych związanych z inwestycją, oraz udokumentowane sukcesy w działalności międzynarodowej związanej z ropą i gazem na Bliskim Wschodzie, w Azji, Europie oraz obu Amerykach. Zespół posiada ogólną wiedzę ekspercką we wszelkich dziedzinach związanych z międzynarodowymi projektami naftowo-gazowymi.

**Specjalistyczne umiejętności i wiedza**

- Kierownictwo Spółki posiada łącznie ponad stuletnie doświadczenie w sektorze naftowo-gazowym oraz rozległe doświadczenie międzynarodowe, niezbędne do skutecznego opracowywania zróżnicowanego portfela aktywów naftowych i gazowych oraz zarządzania nim.

- Kierownictwo KOV posiada potwierdzone osiągnięcia w zakresie realizacji wartości dla akcjonariuszy w segmencie poszukiwań i wydobycia ropy naftowej i gazu ziemnego (ang. *upstream*), włączając w to pozyskiwanie i realizację możliwych inwestycji, odkrywanie źródeł ropy naftowej i gazu ziemnego i rozwijanie wydobycia, a także organizowanie odpowiedniego finansowania w celu zapewnienia środków na realizację zobowiązań inwestycyjnych.

- Kierownictwo KOV posiada znaczące umiejętności w zakresie przeprowadzania transakcji, które prowadzą do ich wykonania w sposób sprawny, począwszy od etapu wstępnego określenia zakresu transakcji, poprzez szczegółowe badanie *due diligence* i doprowadzenie do zawarcia umowy.

- Spółka zatrudnia międzynarodowy zespół techniczny, posiadający rozległą wiedzę na temat większości basenów węglowodorów na świecie.

- Proces selekcji możliwości biznesowych i inwestycyjnych przez KOV zapewnia skuteczne wykorzystanie pracowników oraz zasobów technicznych i finansowych.

Kierownictwo KOV stoi na stanowisku, że jego międzynarodowe doświadczenie oraz doświadczenie w zarządzaniu, a także umiejętności w zakresie przeprowadzania transakcji oraz profesjonalizm zespołu technicznego będą nadal kluczowe dla osiągnięcia wyznaczonych celów strategicznych.

**Warunki konkurencji**

Spółki prowadzące działalność w branży naftowej muszą zarządzać takimi rodzajami ryzyka, które leżą poza bezpośrednią kontrolą personelu spółki. Takie ryzyka obejmują ryzyko związane z poszukiwaniem, infrastrukturą transportową (w tym dostępem do niej), szkodami dla środowiska naturalnego, wahaniami cen towarów, kursów wymiany waluty i stóp procentowych, zmianami w przepisach prawa, ich stosowania i zasądzania oraz zmianami uwarunkowań politycznych.

Spółka musi czasem konkurować o nabywanie rezerw, dzierżawy poszukiwawcze, licencje i koncesje, a także o wykwalifikowany personel branży z dużą liczbą innych spółek z branży naftowo-gazowej, z których wiele posiada znacząco większe zasoby finansowe niż Spółka. Konkurentami Spółki są duże zintegrowane podmioty z sektora nafty i gazu, wiele niezależnych spółek i trustów z tej branży, a także indywidualni producenci i operatorzy.

Spółka stoi na stanowisku, że następujące czynniki przyczynią się do maksymalizacji skali sukcesu i przychodów Spółki w przyszłości:

*Zróżnicowana baza aktywów*

Kierownictwo KOV jest zdania, że zróżnicowana baza aktywów Spółki, obejmująca zarówno przedsięwzięcia poszukiwawcze obciążone wysokim ryzykiem, jak i przedsięwzięcia z zakresu oceny złóż, obciążone niskim ryzykiem, pozwoli zminimalizować ryzyko związane z wykonywaniem odwiertów oraz maksymalizować przychody Spółki.

- KOV posiada zdywersyfikowany portfel aktywów, obejmujący aktywa w fazie poszukiwań oraz aktywa w fazie zagospodarowania.

- Długoterminowy sukces nie zależy od konkretnego kraju, koncepcji zagospodarowania czy rodzaju obiektu poszukiwawczego.

- Specjalistyczną wiedzę personelu KOV można wykorzystać w celu optymalizacji i przyspieszenia realizacji planów wydobycia i zagospodarowania złóż.

- Doświadczenie zdobyte w obu Amerykach, Europie, na Bliskim Wschodzie i w południowo-wschodniej Azji może przyczynić się do skutecznego wykorzystania istniejących aktywów i stworzenia nowych możliwości rozwoju.

*Zaangażowanie w transakcje*

- Członkowie Kierownictwa KOV pracujący w Dubaju, Calgary i Warszawie wykazali, że dzięki swym rozległym osobistym kontaktom w branży mają dostęp do nowych możliwości związanych z działalnością poszukiwawczą i wydobywczą w głównych ośrodkach branży paliwowo-energetycznej.

- Rozległa sieć biznesowa KI na rynkach rozwijających się oraz w Europie Środkowo-Wschodniej jest dla Spółki kolejnym potencjalnym źródłem nowych możliwości inwestycyjnych.

Kierownictwo KOV jest zdania, że zakres dostępnych dla członków jego Kierownictwa i Dyrektorów - zlokalizowanych w Kanadzie, Dubaju i Europie - potencjalnych transakcji, zapewni Spółce stały dopływ atrakcyjnych możliwości inwestycyjnych.

*Partnerstwo z lokalnymi spółkami*

- KOV od dłuższego czasu utrzymuje relacje biznesowe i prowadzi interesy z lokalnymi spółkami.

- Wiedza na temat lokalnego rynku przyczynia się do wzrostu możliwości skutecznego realizowania transakcji, a lokalne spółki korzystają ze specjalistycznej wiedzy technicznej i doświadczenia biznesowego zespołu KOV.

Kierownictwo KOV stoi na stanowisku, że polityka partnerstwa z lokalnymi spółkami, stosowana na Ukrainie, w Syrii i Brunei, zapewni Spółce stałe powodzenie w staraniach o pozyskanie nowych aktywów.

*Elastyczne finansowanie*

- W zakresie finansowania, KOV będzie analizować wszystkie dostępne formy pozyskania finansowania, od rozwiązań typu „*farm-out*" poprzez dług i wykorzystanie rynków kapitałowych, w celu sfinansowania swoich zobowiązań w sposób najbardziej optymalny, uwzględniając ryzyko biznesowe i wartość dla akcjonariuszy.

*Skuteczna współpraca z partnerami*

- KOV stoi na stanowisku, że partnerzy lokalni i branżowi są często podstawowym źródłem i sposobem pozyskania możliwości transakcyjnych, a udział w aktywach lokalnych partnerów stwarza dodatkowy komfort i jest podstawą obopólnego uzgodnienia interesów w rozwoju prowadzonej działalności.

*Wykorzystanie wiedzy specjalistycznej*

- KOV będzie w dalszym ciągu wykorzystywała specjalistyczną wiedzę techniczną swojego doświadczonego zespołu przy wdrażaniu rozwiązań w zakresie optymalizacji i przyspieszenia wydobycia w oparciu o najlepsze dostępne i efektywne kosztowo technologie.

*Dywersyfikacja portfela*

- KOV będzie kontynuowała ocenę możliwości związanych z wydobyciem ropy naftowej i gazu zarówno na obszarach lądowych, jak i morskich, oraz będzie koncentrowała się na utrzymywaniu dobrze zbilansowanego portfela projektów związanych z działalnością poszukiwawczą i zagospodarowaniem złóż.

Kierownictwo KOV stoi na stanowisku, że powyższe przewagi konkurencyjne pozwolą Spółce wykorzystać nowe możliwości oraz osiągnąć wyznaczone cele strategiczne. Przedstawione powyżej informacje, dotyczące przewag konkurencyjnych KOV, zostały przygotowane przez kierownictwo KOV i nie są oparte na żadnych raportach zewnętrznych ani innych źródłach, które stanowiłyby podstawę oświadczeń złożonych przez Spółkę odnośnie do jej pozycji w zakresie konkurencji.

**Cykle**

Ceny ropy naftowej i gazu ziemnego podlegają okresowo dużym wahaniom. Długotrwały wzrost lub spadek cen ropy i gazu może mieć istotny wpływ na Spółkę. Istnieje silna współzależność pomiędzy cenami energii a dostępem do sprzętu i personelu. Wysokie ceny surowców mają również wpływ na strukturę kosztową usług, co może mieć wpływ na zdolność Spółki do realizacji celów w zakresie wierceń, wykonywania odwiertów i ich wyposażania. Ponadto, warunki pogodowe są nieprzewidywalne i mogą spowodować opóźnienia we wdrażaniu i finalizacji projektów w terenie.

Z uwagi na wyżej wspomniane wahania cen ropy i gazu, działalność w branży naftowej i gazowej jest ze swej natury cykliczna. Ponadto mogą wystąpić również sezonowe zakłócenia wierceń i uzbrajania odwiertów, lecz są one przewidywane i uwzględniane w procesie ustalania budżetu i opracowywania prognoz. Niskie temperatury i obfite opady śniegu mogą powodować opóźnienia w planowanych działaniach na Ukrainie. Na Ukrainie dostęp do miejsc wierceń i możliwość prowadzenia badań sejsmicznych mogą być utrudnione przez niskie temperatury i opady śniegu w zimie oraz silne deszcze i błoto w marcu i kwietniu. Występujące w Syrii burze piaskowe mogą spowodować zakłócenia w prowadzeniu działalności w terenie, podobnie jak niskie temperatury w miesiącach zimowych. W Brunei z powodu pory deszczowej pewne części należących do Spółki obszarów są niedostępnie dla wierceń czy prowadzenia badań sejsmicznych przez określone części roku.

**Pracownicy**

Według stanu na dzień 31 grudnia 2011 roku Spółka miała 25 bezpośrednio zatrudnionych pracowników, zaś dalszych 350 osób zatrudniała bezpośrednio spółka KUB-Gas na Ukrainie. Na Ukrainie KOV działa pośrednio, w ramach 70% pośredniego udziału właścicielskiego w spółce KUB-Gas. W Syrii (poprzez swój pośrednio w 100% zależny podmiot Loon Latakia) działa bezpośrednio, jako operator swoich aktywów. W Brunei KOV jest operatorem koncesji w Bloku L (poprzez swój pośrednio w 100% zależny podmiot AED SEA), ale nie jest operatorem w Bloku M.

## GŁÓWNE AKTYWA NAFTOWE I GAZOWE

W niniejszym rozdziale przedstawiono szczegółowe informacje dotyczące istotnych obszarów koncesji naftowych i gazowych Spółki oraz krajów, w których się one znajdują.

W niniejszym rozdziale RFI, Spółka przedstawia również pewne informacje historyczne dotyczące zasobów, szacunki dotyczące wielkości zasobów, szacunki wydobycia, historyczne wielkości wydobycia oraz inne informacje dotyczące obszarów otaczających obszary Koncesji na Ukrainie, Bloku 9 w Syrii, oraz Bloku L i Bloku M w Brunei, które to informacje są „analogicznymi informacjami" zgodnie z definicją podaną w mających zastosowanie przepisach dotyczących papierów wartościowych. Niniejsze informacje analogiczne pochodzą z publicznie dostępnych źródeł informacji, których charakter, zdaniem Spółki, jest w przeważającej mierze niezależny. Niektóre z danych poniżej nie zostały opracowane przez wykwalifikowanych rzeczoznawców do oceny rezerw bądź audytorów, zaś niektóre dane szacunkowe mogły nie być sporządzone w ścisłej zgodzie ze standardami określonymi przez kanadyjskie wytyczne do oceny zasobów ropy naftowej i gazu (ang. *Canadian Oil & Gas Evaluation Handbook*). Jednocześnie szacunki sporządzone przez ekspertów inżynieryjnych i geotechnicznych mogą różnić się pomiędzy sobą, a różnice te mogą być znaczne. Spółka jest zdania, że niniejsze informacje analogiczne są znaczące dla działalności Spółki, biorąc pod uwagę jej udziały i działalność (bieżącą i planowaną) w przedmiotowych rejonach, jednakże odbiorca niniejszego dokumentu powinien mieć na uwadze, że nie ma pewności co do tego, iż działalność Spółki na obszarach Koncesji na Ukrainie, Bloku 9 w Syrii oraz Bloku L i Bloku M w Brunei będzie skuteczna w stopniu, w jakim okazała się skuteczna działalność w obszarach, których dotyczą informacje analogiczne, bądź też w ogóle.

### Ukraina

Spółka jest właścicielem 70% udziału rzeczywistego w spółce KUB-Gas poprzez swój pośredni 70% udział w spółce KUBGAS Holdings, która posiada 100% akcji KUB-Gas. KUB-Gas jest właścicielem Aktywów na Ukrainie i jednym z największych prywatnych producentów gazu na Ukrainie, prowadzącym jego sprzedaż na rzecz krajowych firm, zajmujących się obrótem gazem, a także na rzecz odbiorców przemysłowych. Gaz ziemny jest obecnie wydobywany z obszaru czterech Koncesji na Ukrainie. Od chwili zakończenia transakcji nabycia KUB-Gas przez Spółkę w czerwcu 2010 roku, KUB-Gas wykonała 7 odwiertów, z których wszystkie orurowano jako potencjalne odwierty gazowe. Średnie wydobycie KUB-Gas wzrosło z poziomu 4,8 mln stóp sześciennych dziennie („MMcf/d") gazu ziemnego (tj. 3,4 MMcf/d netto przypadające na KOV) w lipcu 2010 roku do 18,6 MMcf/d (tj. 13,0 MMcf/d netto przypadające na KOV) w lutym 2012 roku.

*Informacje ogólne*

Ukraina leży w Europie Wschodniej na północ od Morza Czarnego oraz Morza Azowskiego, od zachodu graniczy z Polską, Słowacją i Węgrami, od południa i południowego-zachodu z Rumunią i Mołdawią, od północy z Białorusią i Rosją, a od wschodu z Rosją. Główne surowce naturalne to rudy żelaza, węgiel kamienny i brunatny, mangan, gaz ziemny, ropa naftowa, sól, siarka, grafit, tytan, magnez, kaolinit, rtęć oraz drewno. Ze względu na fakt, iż 54% powierzchni kraju stanowią grunty orne, ważnym elementem gospodarki Ukrainy jest rolnictwo. Ukraina uzyskała niepodległość w 1991 roku, odłączając się od Związku Radzieckiego po jego rozpadzie.

Wydobycie ropy naftowej na Ukrainie rozpoczęto w latach 80. XIX wieku, lecz prace eksploracyjne prowadzono jedynie w części znajdujących się na terenie Ukrainy basenów zawierających złoża węglowodorów, ze względu na historyczną zależność Ukrainy od importu oraz wysokie koszty wykonywania odwiertów związane z głębokością, na jakiej znajduje się większość złóż. Zakres inwestycji geologiczno-poszukiwawczych na Ukrainie od czasu uzyskania przez ten kraj niepodległości był ograniczony, głównie ze względu na niestabilność polityczną oraz rozwijający się system prawny. Władze Ukrainy prowadzą politykę promowania krajowej produkcji w celu zaspokojenia zapotrzebowania wewnętrznego na Ukrainie oraz poprawy bezpieczeństwa dostaw, w celu ograniczenia uzależnienia Ukrainy od importu, w szczególności z Rosji.

W sektorze naftowym i gazowym na Ukrainie dominują spółki państwowe. Spółki prywatne i zagraniczne coraz częściej szukają możliwości wejścia na rynek ukraiński, do czego aktywnie zachęca je rząd Ukrainy w ramach przyjętej strategii energetycznej, której celem jest znaczne zwiększenie produkcji krajowej.

Naftogaz jest największą spółką państwową na Ukrainie i dominuje w obszarze poszukiwania, wydobycia, przetwarzania, importu, przesyłu i dystrybucji gazu ziemnego, a także jest właścicielem głównych ropociągów i gazociągów na Ukrainie. Naftogaz zawarł umowy z wieloma spółkami zagranicznymi, mające na celu

umożliwienie szybszego rozwoju w zakresie zagospodarowania krajowych złóż węglowodorów na Ukrainie. Wśród spółek zagranicznych działających na terenie Ukrainy są JKX Oil & Gas plc, Regal Petroleum plc oraz Cadogan Petroleum plc. Na Ukrainie działalność prowadzi również kilka prywatnych spółek naftowych i gazowych, w tym KUB-Gas.

Na Ukrainie ceny dla krajowych odbiorców gazu ziemnego są ustalane przez Narodową Komisję Regulacji Elektryczności Ukrainy w oparciu o cenę gazu importowanego z Rosji. Ceny gazu ziemnego na Ukrainie znacznie wzrosły w 2011 roku w porównaniu z 2010 rokiem ze względu na zmiany cen pobieranych przez Rosję na granicy. Ze względu na fakt, iż Ukraina w znacznym stopniu polega na dostawach źródeł energii z Rosji, cena gazu ziemnego dla krajowych odbiorców przemysłowych jest silnie powiązana z poziomem cen gazu importowanego z Rosji. Poziom ten, który przekłada się na ceny oferowane odbiorcom przemysłowym przez ukraińskich producentów, ustalany jest w ramach corocznych negocjacji pomiędzy rządami Ukrainy i Rosji. Stawki opłat eksploatacyjnych ustalane są co miesiąc przez rząd Ukrainy, głównie w oparciu o aktualne ceny rynkowe.

Ukraińskie regulacje dotyczące stawek za gaz ziemny różnicują poziom cen gazu ziemnego dla gospodarstw domowych i odbiorców przemysłowych. Punktem wyjścia dla cen gazu ziemnego dla odbiorców przemysłowych na Ukrainie jest ustalona przez rząd cena, po jakiej sprzedaje on gaz odbiorcom przemysłowym. Całość wydobywanego przez KUB-Gas gazu ziemnego jest sprzedawana odbiorcom przemysłowym. Średnia realizowana cena w ramach przychodów z wydobycia z Aktywów KUB-Gas w roku obrotowym 2011 wyniosła 10,25 USD za tys. stóp sześciennych („Mcf") gazu ziemnego oraz 95,88 USD za baryłkę kondensatu. Średnia realizowana cena za luty 2012 roku wyniosła 11,79 USD za Mcf gazu ziemnego oraz 95,21 USD za baryłkę kondensatu. Należność za sprzedaż gazu ziemnego za dany miesiąc jest uiszczana z góry, do dziesiątego dnia tego miesiąca, w którym to terminie są również rozliczane wszelkie korekty za ubiegły miesiąc.

W dłuższej perspektywie sukces Spółki na Ukrainie będzie zależny od jej umiejętności dostosowania się do środowiska prawnego i regulacyjnego, wpływającego na działalność w branży naftowo-gazowej na Ukrainie, a także od maksymalizacji potencjału produkcyjnego jej aktywów.

*Specjalne zezwolenia i system regulacyjny na Ukrainie*

Omówienie zawarte w tym podrozdziale ma na celu prezentację systemu regulacyjnego, w ramach którego prowadzone są na Ukrainie poszukiwania oraz wydobycie gazu i ropy naftowej. Konkretne aktywa gazowe posiadane przez Spółkę za pośrednictwem KUB-Gas są opisane w podrozdziale „*Aktywa spółki KUB-Gas*" oraz w podrozdziale „*Koncesje*".

System regulacyjny dotyczący złóż węglowodorów na Ukrainie jest administrowany przez kilka organów rządowych, w tym przez Ministerstwo Paliw i Energetyki Ukrainy, które odpowiada za strategię energetyczną oraz regulację energetyki, a także przez Ministerstwo Ochrony Środowiska i Państwową Służbę Geologiczną, które odpowiadają za przyznawanie specjalnych zezwoleń na prace poszukiwawcze i zagospodarowanie oraz specjalnych zezwoleń na wydobycie.

Co do zasady, specjalne zezwolenia na korzystanie z podziemnych zasobów naturalnych są udzielane uprawnionym do tego podmiotom w drodze postępowania przetargowego. Specjalne zezwolenia na prowadzenie prac poszukiwawczych (w tym na pilotażowe wydobycie) ze złóż lądowych są co do zasady udzielane na okres pięciu lat. Podmiot korzystający z podziemnych zasobów naturalnych otrzymuje także jednorazowe prawo pierwszeństwa, umożliwiające przedłużenie okresu obowiązywania takiego specjalnego zezwolenia poza postępowaniem przetargowym, pod warunkiem że podmiot korzystający z podziemnych zasobów naturalnych spełni wszystkie zobowiązania wynikające z takiego zezwolenia. Termin ten może zostać przedłużony na dalszy okres nieprzekraczający 5 lat.

Wydanie specjalnej zgody na prowadzenie prac poszukiwawczych (w tym na pilotażowe wydobycie) lub na komercyjne wydobycie ropy naftowej i gazu jest uzależnione od uzyskania: (i) zgody lokalnych władz na przeznaczenie działki (działek) na prowadzenie prac w zakresie podziemnych zasobów naturalnych oraz (ii) zezwolenia regionalnych departamentów Ministerstwa Ochrony Środowiska Ukrainy. Rozpoczęcie komercyjnego wydobycia ropy naftowej i gazu jest także uzależnione od następujących czynników: (i) wydania przez Państwowy Komitet ds. Bezpieczeństwa Przemysłowego, Ochrony Pracy i Nadzoru Górnictwa (ang. *State Committee of Ukraine for Industrial Safety and Mining Supervision*) przydziału górniczego dla podmiotu korzystającego z podziemnych zasobów naturalnych; (ii) zatwierdzenie odpowiedniej podziemnej działki

przeznaczonej na prowadzenie prac w zakresie komercyjnego wydobycia przez Ministerstwo Paliw i Energetyki; oraz (iii) przeznaczenia podziemnej działki na prowadzenie prac wydobywczych.

W przypadku zezwoleń na prace poszukiwawcze i zagospodarowanie oraz związanych z tym umów, występują minimalne wymagania co do zakresu prac, które obejmują:

- przeprowadzanie badań sejsmicznych;
- wykonywanie odwiertów poszukiwawczych;
- rekonstrukcję odwiertów;
- oszacowanie rezerw i wykonanie innych badań; oraz
- ocenę oddziaływania na środowisko.

Ministerstwo Ochrony Środowiska Ukrainy może określić specjalne warunki wykorzystania zasobów naturalnych, które zwykle są ujmowane w odpowiednim specjalnym zezwoleniu i umowie o przyznaniu specjalnego zezwolenia.

Niewypełnienie przez koncesjonariusza obowiązków wynikających ze specjalnego zezwolenia lub umowy o przyznanie specjalnego zezwolenia, bądź też niewykonanie odpowiedniego programu prac, uznawane jest za naruszenie, które koncesjonariusz jest zobowiązany naprawić - w przeciwnym razie może utracić specjalne zezwolenie. Nie ma ustalonego okresu naprawczego, choć koncesjonariuszowi przysługuje możliwość złożenia odwołania w sądzie. Zgodnie z przepisami prawa obowiązującymi na Ukrainie, specjalne zezwolenie może również zostać zawieszone lub anulowane, lub może wystąpić konieczność jego ponownego zarejestrowania.

Podmiot korzystający z podziemnych zasobów naturalnych, który zamierza rozpocząć komercyjne wydobycie na terenie działki przeznaczonej do prowadzenia prac w zakresie podziemnych zasobów naturalnych, musi podjąć następujące kroki, aby przenieść daną działkę z etapu prowadzenia prac poszukiwawczych i wydobycia pilotażowego na etap komercyjnego wydobycia oraz stać się uprawnionym do uzyskania specjalnego zezwolenia na produkcję. Podmiot korzystający z podziemnych zasobów naturalnych musi: (i) zakończyć badanie geologiczne oraz pilotażowe wydobycie na przedmiotowym terenie zgodnie z programem prac i umowami dotyczącymi korzystania z podziemnych zasobów naturalnych (np. przygotowanie szacunkowej wyceny rezerw na podstawie wyników prac poszukiwawczych, otrzymanie zgody od Państwowej Komisji ds. Rezerw Zasobów Naturalnych oraz zarejestrowanie rezerw złoża); (ii) otrzymać zgodę od Ministerstwa Paliw i Energetyki na komercyjne wydobycie ze złoża; oraz (iii) rozpocząć komercyjne wydobycie.

Podmiot korzystający z podziemnych zasobów naturalnych może, w drodze postępowania przetargowego, otrzymać specjalne zezwolenie na komercyjne wydobycie. Ministerstwo Ochrony Środowiska Ukrainy ma przynajmniej 3 miesiące na przeprowadzenie procedury przetargowej i wydanie zezwolenia podmiotowi, który wygrał takie postępowanie przetargowe. Specjalne zezwolenie na komercyjne wydobycie jest zwykle wydawane na 20 lat.

*Koncesje*

Zgodnie z ukraińskimi przepisami koncesyjnymi, spółka ma obowiązek uzyskać oddzielną koncesję na każdy z następujących rodzajów działalności: (a) geologiczne poszukiwanie zasobów mineralnych oraz (b) wydobycie zasobów mineralnych ze złóż priorytetowych dla państwa, należących do Państwowego Funduszu Złóż Mineralnych.

Ponadto, zgodnie z prawem ukraińskim, na korzystanie z każdego rodzaju podziemnych zasobów naturalnych konieczne jest uzyskanie odpowiedniej koncesji. W większości przypadków koncesja na korzystanie z podziemnych zasobów naturalnych udzielana jest w postępowaniu przetargowym uprawnionym do tego osobom prawnym lub fizycznym, spełniającym wymogi prawa ukraińskiego. Każdej takiej koncesji towarzyszy umowa określająca warunki wykorzystania podziemnych zasobów naturalnych. Umowa ta stanowi integralną część koncesji. Zazwyczaj jest ona zawierana przez wygrywającego przetarg i Ukraińskie Ministerstwo Ochrony Środowiska, po wydaniu koncesji. Określa ona podstawowe warunki dotyczące prowadzenia badań, eksploatacji, wykonywania odwiertów i wydobycia zasobów mineralnych z określonego obszaru podziemnych zasobów

naturalnych. Może także zawierać dodatkowe postanowienia dotyczące zobowiązań socjalnych oraz związanych z ochroną środowiska użytkownika tych zasobów.

KUB-Gas uzyskała zezwolenia na wydobycie gazu ziemnego, kondensatu i ropy naftowej w obszarze Makiejewskoje, Olgowskoje i Krutogorowskoje, a także na wydobycie gazu ziemnego i helu (głębokość powyżej 1.000 m) w obszarze Wiergunskoje. W grudniu 2010 roku KUB-Gas pozyskała koncesję poszukiwawczą dla obszaru Północne Makiejewskoje. Dalsze informacje zwarto w podrozdziale „*Aktywa spółki KUB-Gas*".

*Aktywa spółki KUB-Gas*

Aktywa KUB-Gas obejmują 100% udział rzeczywisty w prawie użytkowania górniczego w pięciu Koncesjach na Ukrainie: Wiergunskoje, Olgowskoje, Makiejewskoje, Północne Makiejewskoje oraz Krutogorowskoje w rejonie Ługańska we wschodniej Ukrainie. Koncesje na Ukrainie są zlokalizowane w północno-wschodniej części Ukrainy, w basenie dnieprowsko-donieckim i w rowie Prypeci. Obszar ten dostarcza 90% gazu ziemnego wydobywanego na Ukrainie oraz ma dobrze rozwiniętą infrastrukturę transportową.

Na dzień niniejszego RFI na czterech z pięciu obszarów koncesyjnych (Makiejewskoje Olgowskoje, Krutogorowskoje oraz Wiergunskoje) prowadzone jest wydobycie gazu ziemnego, tam także prowadzono wydobycie gazu ziemnego w trakcie roku obrotowego 2011. Koncesje Makiejewskoje i Krutogorowskoje są technicznie klasyfikowane jako specjalne zezwolenia poszukiwawcze, podlegające ograniczeniu wydobycia do maksymalnie 10% zasobów geologicznych (wydobycie dla celów opróbkowania złóż). W dniu 11 sierpnia 2009 roku te specjalne zezwolenia zostały przedłużone i poszerzone o nowe obszary koncesyjne. Zostały one przyznane na okres 5 lat, po upływie którego mogą być przedłużone na kolejny pięcioletni okres. Spółka KUB-Gas posiada prawo pierwszeństwa do przekształcenia specjalnych zezwoleń poszukiwawczych po upływie okresu ich ważności w pełne dwudziestoletnie specjalne zezwolenia wydobywcze. Specjalne zezwolenie dla obszaru Wiergunskoje, na którym eksploatację rozpoczęto w latach 70. XX wieku, zostało przekształcone w dwudziestoletnią specjalną koncesję wydobywczą w 2009 roku, zaś specjalne zezwolenie dla obszaru Olgowskoje zostało przekształcone w dwudziestoletnią specjalną koncesję wydobywczą w lutym 2012 roku.

Całkowity obszar objęty pięcioma koncesjami spółki KUB-Gas wynosi 36.315 hektarów (89.736 akrów).

*Ogólne warunki geologiczne Aktywów KUB-Gas*

Większa część złóż węglowodorów na Ukrainie występuje w rejonie basenu dnieprowsko-donieckiego stanowiącego wydłużony basen zorientowany w kierunku z północnego-zachodu na południowy-wschód, którego rozmiary i charakterystyka geologiczna podobne są do środkowego ryftu Morza Północnego. Złoża spółki KUB-Gas zlokalizowane są na północnym skrzydle południowo-wschodniego sektora basenu dnieprowsko-donieckiego, gdzie skały macierzyste leżą głębiej i wygenerowały gaz oraz kondensat. Skały zbiornikowe znajdują się głównie w piaskowcach dolnego i środkowego karbonu, natomiast pewne horyzonty złożowe znajdują się również w warstwie podrzędnie występujących wapieni.

Basen dnieprowsko-doniecki zajmuje powierzchnię ok. 31.000 km$^2$, na której znajduje się 110 pól gazonośnych, które dostarczają 90% gazu ziemnego wydobywanego na Ukrainie. Ropa naftowa wydobywana jest w północno-zachodniej części basenu, natomiast w jej południowo-wschodniej części, gdzie zlokalizowane są aktywa spółki KUB-Gas, wydobywany jest głównie gaz ziemny.

Ogólna architektura osadowa skał zbiornikowych jest charakterystyczna dla teras zboczowych basenu dnieprowsko-donieckiego, gdzie horyzonty piaskowcowe osadzały się w warunkach zmieniających się od fluwialnych (rzecznych) warunków lądowych po przybrzeżne warunki morskie. Na utwory karbonu składa się naprzemienna sekwencja piaskowców, mułowców i łupków, z występującymi sporadycznie członami wapienia, które mogą być tzw. „twardymi dnami" (konglomeratami spojonymi węglanem wapnia) uformowanymi w okresie wynurzania. Pomiary geofizyki wiertniczej sugerują, że skały zbiornikowe zbudowane z piaskowców to prawdopodobnie płytkie morskie mierzeje, koryta rzeczne i odsypy w zakolach rzecznych.

*Potencjał gazu ziemnego i kondensatu*

Pochodzące z okresu karbonu skały zbiornikowe na obszarze Aktywów na Ukrainie to zarówno klastyczne piaskowce, jak i węglanowe skały wapienne, powstałe w warunkach zmieniających się od warunków płytkiego morza po warunki kontynentalne. Cały rejon rezerwuaru ma miąższość około 1.000 m i składa się z ułożonych

piętrowo (ang. *stacked*) skał zbiornikowych o indywidualnej grubości wahającej się od 1 do 18 m, zamkniętych między uszczelniającymi warstwami łupku. Powstała formacja naprzemiennych wielopoziomowych (ang. *multi-stacked*) rezerwuarów i uszczelnień (ang. *seals*) sprawia, że w wielu strefach występuje akumulacja gazu ziemnego i kondensatu. Pułapki na polach w Wiergunskoje, Olgowskoje, Makiejewskoje i Krutogorowskoje zostały trafnie zlokalizowane; zidentyfikowano do 35 stref (pojedynczych rezerwuarów) na obszarze pól. Każda z tych stref stanowi potencjalny zbiornik gazu, usytuowane jeden nad drugim, których eksploatację może prowadzić KUB-Gas. W celu przyspieszenia i zwiększenia wydobycia gazu ziemnego i kondensatu KUB-Gas będzie stosować nowoczesne metody, nie wykorzystywane na polach do tej pory, a mianowicie wydobycie z dwóch horyzontów i szczelinowanie hydrauliczne, w co Spółka wniesie swój wkład techniczny. W czwartym kwartale 2011 roku z powodzeniem przeprowadzono stymulację dwóch otworów metodą szczelinowania, zaś w styczniu 2012 roku na Ukrainę dostarczono serwisowe urządzenie wiertnicze typu *snubbing unit* produkcji kanadyjskiej. Urządzenie to, wcześniej już wykorzystywane, umożliwi spółce KUB-Gas prowadzenie wydobycia z dwóch horyzontów w niektórych odwiertach.

Nowoczesna technologia badań sejsmicznych i interpretacja danych to kolejna metoda, z której Spółka korzysta w celu lepszego określania, poszukiwania i zagospodarowywania Aktywów na Ukrainie. W I połowie 2011 roku spółka KUB-Gas przeprowadziła obejmujące obszar 120 $km^2$ badania sejsmiczne 3D na obszarach koncesji Olgowskoje i Makiejewskoje w celu precyzyjniejszego zbadania karbońskich skał zbiornikowych i ich struktury oraz ustalenia dodatkowych lokalizacji odwiertów. W efekcie wykonanego przez Spółkę w 2010 roku przetworzenia i interpretacji danych sejsmicznych możliwe było zidentyfikowanie klasycznej anomalii typu „*bright spot*" w potencjalnych piaskowcach korytowych (ang. „*channel sands"*), a pod koniec 2010 roku wykonanie odwiertu Makiejewskoje 19 („**M-19**"), w którym znaleziono gaz. W lipcu 2011 roku rozpoczęto wydobycie z odwiertu M-19 gazu w ilości ponad 5 MMcf/d (3,5 MMcf/d netto dla KOV). Interpretacja danych z badania 3D umożliwiła bliższe poznanie anomalii, na jaką natrafiono w odwiercie M-19, dzięki czemu w pierwszym kwartale 2012 roku wykonano odwiert Makiejewskoje 21 („**M-21**"), w którym znaleziono gaz.

*Rezerwy i zasoby*

RPS sporządziła Raport RPS nt. Ukrainy z oceny rezerw gazu ziemnego i NGL oraz zasobów warunkowych gazu, przypadających na 70% udział rzeczywisty KOV w Koncesjach na Ukrainie, według stanu na dzień 31 grudnia 2011 roku. Informacje dotyczące rezerw oszacowanych w Raporcie RPS nt. Ukrainy są przedstawione w „*Oświadczeniu o stanie rezerw i inne informacje o ropie i gazie*".

Rezerwy

Podstawowe informacje dotyczące rezerw oszacowanych w Raporcie RPS nt. Ukrainy zostały podane w tabeli poniżej.

| **REZERWY(1)** | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | Zmiana % (2) | Gaz ziemny (MMcf) | NGL (Mbbl) | MMboe | Bcfe |
| Potwierdzone razem (1P) | 9,2 | 21.700,4 | 83,6 | 3,70 | 22,02 |
| Potwierdzone + Prawdopodobne razem (2P) | (1,7) | 30.772,2 | 142,6 | 5,27 | 31,63 |
| Potwierdzone + Prawdopodobne + Możliwe razem (3P) | (6,0) | 40.418,8 | 213,0 | 6,95 | 41,70 |
| (1) Rezerwy w ujęciu netto - tj. przypadające na 70% udział KOV - pomniejszone o opłaty koncesyjne<br>(2) Zmiana procentowa od dnia 31 grudnia 2010 roku po korekcie o produkcję netto 2,313 MMcfe w 2011 roku. | | | | | |

**Uwagi:**

*„Rezerwy" są to zasoby węglowodorów, które oczekuje się, że będą komercyjnie zdatne do wydobycia w wyniku realizacji projektów zagospodarowania ze znanych akumulacji, od określonej daty, pod określonymi warunkami. Rezerwy muszą spełniać cztery kryteria: muszą być odkryte, zdatne do wydobycia, w ilościach zdatnych do komercyjnego wydobycia i obecne w złożu (na dzień oceny) w oparciu o zastosowany projekt zagospodarowania. Rezerwy dzieli się dalej według prawidłowości oszacowania, a następnie według zaawansowania projektu i/lub statusu zagospodarowania i wydobycia.*

*„Rezerwy Potwierdzone" to wielkości wydobycia węglowodorów, które na podstawie analiz geologicznych i danych inżynieryjnych można oszacować z rozsądną pewnością jako komercyjnie zdatne do wydobycia od określonej daty, ze znanych horyzontów złożowych i w określonych warunkach gospodarczych, z wykorzystaniem określonych metod operacyjnych i w oparciu o określone regulacje administracyjne.*

*„Rezerwy Prawdopodobne" to takie dodatkowe Rezerwy, w wypadku których ustalone na podstawie analiz geologicznych i danych inżynieryjnych szanse wydobycia są niższe niż w wypadku Zasobów Potwierdzonych, ale wyższe niż w przypadku Zasobów Możliwych.*

*„Rezerwy Możliwe" to takie dodatkowe Rezerwy, w wypadku których ustalone na podstawie analiz geologicznych i danych inżynieryjnych szanse wydobycia są niższe niż w wypadku Zasobów Prawdopodobnych. Prawdopodobieństwo, że rzeczywiste wydobyte ilości będą równe lub przekroczą sumę Zasobów Potwierdzonych, Prawdopodobnych i Możliwych wynosi 10%.*

Dalszy rozwój rezerw wynikać będzie z zagospodarowania zasobów warunkowych i perspektywicznych wskazanych w Raporcie RPS nt. Ukrainy oraz dalszego zagospodarowania wszystkich pól.

Zasoby

Podstawowe informacje dotyczące zasobów warunkowych gazu ziemnego i zasobów perspektywicznych gazu ziemnego, przedstawione w Raporcie RPS nt. Ukrainy, zostały podane w tabeli poniżej. Nie ma pewności co do komercyjnej opłacalności wydobycia jakiejkolwiek części tych zasobów.

| | **ZASOBY WARUNKOWE(1)** | | | **ZASOBY PERSPEKTYWICZNE(1)** | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Obszar koncesji | **mld stóp sześciennych (BCF)** | | | | | |
| | 1C | 2C | 3C | 1C | 2C | 3C |
| Olgowskoje | 3,92 | 15,32 | 38,61 | 0,09 | 0,39 | 1,02 |
| Makiejewskoje | 11,27 | 45,44 | 109,58 | 10,67 | 40,71 | 93,83 |
| Północne Makiejewskoje | | | | 7,78 | 30,23 | 75,04 |
| Krutogorowskoje | | | | 1,71 | 6,31 | 13,58 |
| *(1) Zasoby brutto związane z wynoszącym 70% udziałem KOV* | | | | | | |

**Uwagi:**

*(1) „Zasoby Warunkowe" to ilości ropy naftowej lub gazu ziemnego, które według szacunków na dany dzień mogą potencjalnie zostać pozyskane ze znanych akumulacji przy zastosowaniu istniejącej technologii lub postępu technicznego, ale które nie osiągnęły jeszcze stopnia zaawansowania pozwalającego na komercyjne zagospodarowanie ze względu na jedno lub więcej uwarunkowań. Uwarunkowania te mogą mieć charakter ekonomiczny, prawny, środowiskowy, polityczny, jak też wypływać z regulacji lub braku rynku. Zasoby Warunkowe dzielą się na kategorie: „Najniższa wartość szacunkowa", „Najlepsza wartość szacunkowa" i „Najwyższa wartość szacunkowa", w relacji do stopnia pewności związanego z szacunkami, a w zależności ekonomicznej opłacalności mogą być dzielone na podkategorie.*

*(2) „Zasoby Perspektywiczne" to takie ilości ropy naftowej lub gazu, które według szacunków na dany dzień mogą potencjalnie zostać pozyskane z nieodkrytych akumulacji poprzez realizację przyszłych planów rozwojowych. Zasobom tym przypisana jest zarówno szansa na odkrycie, jak i szansa na rozwój. Dzielą się na kategorie, w relacji do stopnia pewności związanego z szacunkami, odzwierciedlającego założenia dotyczące możliwości ich odkrycia i rozwoju, a także mogą być dzielone na podkategorie w zależności od stopnia zaawansowania projektu.*

*(3) „1C - Najniższa wartość szacunkowa" uważane jest za ostrożny szacunek ilości zasobów warunkowych, które będą faktycznie pozyskane. Jest wysoce prawdopodobne, że ilości pozyskane w rzeczywistości, przekroczą oszacowania. W kategoriach rachunku prawdopodobieństwa oznaczać to będzie co najmniej 90% prawdopodobieństwo (P90), że ilości pozyskane będą równe lub wyższe niż ostrożny szacunek.*

*(4) „2C - Najlepsza wartość szacunkowa" uważane jest za wyważony szacunek ilości zasobów warunkowych, które będą faktycznie pozyskane. Jest prawdopodobne, że ilości pozyskane w*

*rzeczywistości, będą niższe lub wyższe od oszacowań. W kategoriach rachunku prawdopodobieństwa oznaczać to będzie co najmniej 50% prawdopodobieństwo (P50), że ilości pozyskane będą równe lub wyższe niż wyważony szacunek.*

*(5) „3C - Najwyższa wartość szacunkowa" uważane jest za optymistyczny szacunek ilości zasobów warunkowych, które będą faktycznie pozyskane. Jest mało prawdopodobne, że ilości pozyskane w rzeczywistości, przekroczą oszacowania. W kategoriach rachunku prawdopodobieństwa oznaczać to będzie co najmniej 10% prawdopodobieństwo (P10), że ilości pozyskane będą równe lub wyższe niż optymistyczny szacunek.*

Do przekształcenia powyższych zasobów warunkowych lub perspektywicznych w rezerwy w przyszłości konieczne będzie konsekwentne zagospodarowanie, zaś charakter planu będzie miał decydujący wpływ na spodziewane pozyskanie gazu.

Raport RPS nt. Ukrainy nie uwzględnia przewidzianych do wdrożenia na polach nowych technik wydobywczych powszechnie stosowanych na świecie, zwiększających wydajność produkcji, takich jak wydobycie z dwóch horyzontów czy stosowanie sprężarek gazu lub stymulacji szczelinowaniem. W czwartym kwartale 2011 roku Spółka z sukcesem przeprowadziła metodą szczelinowania stymulację dwóch odwiertów na polu Olgowskoje, i na dzień niniejszego RFI z obu prowadzone jest wydobycie gazu. KUB-Gas zakupiła serwisowe urządzenie wiertnicze typu *snubbing unit*, umożliwiające wydobycie z dwóch horyzontów, które niedawno dostarczono na Ukrainę.

Program prac na rok 2012 koncentruje się głównie na dalszym wydobyciu z pól Olgowskoje i Makiejewskoje. Odbywać się to będzie poprzez wykonanie nowych odwiertów, wydobycie z nowych stref w istniejących odwiertach, wydobycie z dwóch horyzontów, stymulację wydobycia z zastosowaniem nowoczesnych, zaawansowanych technicznie metod, stosowanych powszechnie w innych regionach świata, a także poprzez realizację strategii kompresji. Spółka planuje wykonanie pięciu lub sześciu nowych odwiertów na obszarze Koncesji na Ukrainie w 2012 roku.

*Prace poszukiwawcze i w dziedzinie zagospodarowania oraz przyszłe działania*

W 2011 roku wykonano i orurowano pięć odwiertów na polu Olgowskoje, a dwa odwierty stymulowano metodą szczelinowania hydraulicznego w czwartym kwartale 2011 roku. Poniższa tabela przedstawia podsumowanie informacji o tych odwiertach.

| **Odwierty wykonane** | **Całkowita głębokość** | **Stan na koniec roku** | **Stan na dzień niniejszego RFI** |
|---|---|---|---|
| Olgowskoje-8 | 2.780 m | planowane podłączenie do produkcji po szczelinowaniu | prowadzone wydobycie gazu |
| Olgowskoje-9 | 2.638 m | prowadzone wydobycie gazu | prowadzone wydobycie gazu |
| Olgowskoje-14 | 2.800 m | orurowany na całej głębokości, planowane ukończenie | oczekiwanie na ukończenie |
| Olgowskoje-12 | 2.700 m | wydobycie gazu | prowadzone wydobycie gazu |
| Olgowskoje-18 | 2.300 m | testy, planowane podłączenie | prowadzone wydobycie gazu |
| **Odwierty poddane szczelinowaniu** | | | |
| Olgowskoje-6 | | planowane podłączenie do produkcji po szczelinowaniu | prowadzone wydobycie gazu |
| Olgowskoje-8 | | planowane podłączenie do produkcji po szczelinowaniu | prowadzone wydobycie gazu |

Najważniejszym podłączeniem w 2011 roku było podłączenie odwiertu M-19, z którego produkcję rozpoczęto w lipcu 2011 r., początkowo na poziomie 5,5 MMcf/d (3,85 MMcf/d netto przypadające na Spółkę), osiągając w lutym 2012 r. średnio 5,3 MMcf/d (3,71 MMcf/d netto przypadające na Spółkę). Program wierceń na 2012 r. obejmuje do sześciu odwiertów, z czego dwa na obszarze koncesji Makiejewskoje, jeden - na Północne Makiejewskoje, jeden - na Wiergunskoje oraz dwa na Olgowskoje. W ramach programu prac na 2012 r. planuje się również dalszą stymulację szczelinowaniem, dla którego dotychczas nie wybrano obiektów, a także wydobycie z dwóch horyzontów z wykorzystaniem nowego urządzenia serwisowego typu *snubbing unit* produkcji kanadyjskiej, sprowadzonego niedawno na Ukrainę dla KUB-Gas. W celu wsparcia działań

poszukiwawczych na polach Olgowskoje i Makiejewskoje, w drugim kwartale 2011 roku wykonano badanie sejsmiczne 3D na obszarze 120 $km^2$. Zespół techniczny Spółki i KUB-Gas będą kontynuować prace obejmujące wykonywanie nowych odwiertów, rozszerzanie istniejących odwiertów o nowe strefy, tworzenie planów wydobycia z dwóch horyzontów i symulacji wydobycia z wykorzystaniem nowoczesnych i zaawansowanych technik, powszechnie stosowanych na świecie, a także skutecznie wdrażać strategię stosowania kompresji.

W 2011 roku wykonano program badań sejsmicznych 2D na obszarze koncesji poszukiwawczej Północne Makiejewskoje, zaś rozpoczęcie prac nad pierwszym odwiertem poszukiwawczym na tej koncesji planowane jest na kwiecień 2012 roku.

*Rzeczowe aktywa trwałe*

KUB-Gas jest właścicielem 100% czterech instalacji przetwarzania gazu ziemnego, z których wszystkie rozmieszczone są na obszarze Koncesji na Ukrainie, o łącznej wydajności 98,1 MMcf/d gazu ziemnego na dzień, oraz sieci rurociągów o łącznej długości ponad 40 km, służących wydobyciu i sprzedaży gazu ziemnego. Ponadto KUB-Gas jest wyłącznym właścicielem kanadyjskiej wiertnicy, nowego serwisowego urządzenia wiertniczego typu *snubbing unit* oraz dwóch serwisowych urządzeń wiertniczych, magazynu części zamiennych, pojazdów pomocniczych, gruntu i budynków (wszystkie aktywa wspomniane w niniejszym akapicie stanowią „Aktywa na Ukrainie").

Spółka posiada pośredni 70% udział w KUBAS Holdings (która z kolei posiada 100% w KUB-Gas), a tym samym 70% udział pośredni netto w Aktywach na Ukrainie.

*Istotne umowy*

(a) Umowa Akcjonariuszy

W dniu 10 listopada 2009 roku KOV Cyprus, Gastek i KUBGAS Holdings zawarły SHA, regulującą stosunki KOV Cyprus i Gastek jako akcjonariuszy KUBGAS Holdings (poprzednio Loon Ukraine). SHA weszła w życie z chwilą zakończenia Nabycia KUB-Gas.

Zgodnie z SHA, KOV Cyprus oraz Gastek zobowiązują się, że KUBGAS Holdings będzie prowadzić działalność w sektorze naftowo-gazowym na Ukrainie za pośrednictwem całkowicie zależnej spółki KUB-Gas, w ramach dotychczasowych Koncesji na Ukrainie, oraz składać wnioski i badać nowe możliwości działalności w tym sektorze na Ukrainie. Jeżeli KOV Cyprus lub Gastek postanowią rozwijać nowe obszary działalności w sektorze naftowo-gazowym na Ukrainie bez korzystania z KUBGAS Holdings, druga strona może działać niezależnie. SHA została wstępnie zmieniona porozumieniem z dnia 11 listopada 2011 roku („**Porozumienie**") w celu wyłączenia niektórych obszarów z zastosowania tego wymogu. Porozumienie objęte jest warunkami, które na dzień niniejszego RFI nie zostały jeszcze wypełnione.

SHA zawiera zwyczajowe ograniczenia dotyczące zakazu konkurencji, obowiązujące strony umowy. Zgodnie z Porozumieniem niektóre obszary działalności są wyłączone z zastosowania tego wymogu.

Działalność KUBGAS Holdings jest finansowana ze środków z bieżącej działalności KUB-Gas w sektorze naftowo-gazowym oraz poprzez dodatkowe finansowanie ze strony KOV Cyprus i Gastek, proporcjonalnie do ich udziałów w KUBGAS Holdings, przy czym pożyczki akcjonariuszy są oprocentowane (według LIBOR plus 2%) zgodnie z postanowieniami SHA.

Rada Dyrektorów KUBGAS Holdings składa się z pięciu członków. Dopóki KOV Cyprus posiadać będzie nie mniej niż 51% wyemitowanego kapitału KUBGAS Holdings, przysługuje jej prawo do powoływania trzech członków Rady Dyrektorów KUBGAS Holdings (w tym Przewodniczącego Rady). W innym przypadku KOV Cyprus będzie uprawniona do powołania w skład Rady Dyrektorów KUBGAS Holdings dwóch Dyrektorów, a Gastek - trzech, (przy czym funkcję Przewodniczącego będzie pełnił dyrektor powołany przez Gastek).

SHA ustanawia także Komitet Zarządzający. Jego zadaniem jest przekazywanie bieżących rekomendacji Loon Ukraine oraz Dyrektorowi Generalnemu i Dyrektorowi Technicznemu KUB-Gas w zakresie działalności w sektorze naftowo-gazowym prowadzonej przez KUB-Gas (także decyzji o zaniechaniu działalności na poszczególnych polach). Komitet ten odpowiada również za opracowywanie i rekomendowanie rocznych programów prac i budżetów Radzie Dyrektorów KUBGAS Holdings.

W przypadku impasu w Radzie Dyrektorów czy Komitecie Zarządzającym wychodzenie z niego odbywa się w pierwszym rzędzie w drodze konsultacji i uzgodnień między członkami kierownictwa najwyższego szczebla Gastek i KOV Cyprus.

Każdemu z akcjonariuszy przysługuje prawo pierwokupu w stosunku do akcji zbywanych przez drugą stronę, po cenie równej cenie oferowanej przez osobę trzecią. W przypadku niewypłacalności akcjonariusza, zmiany kontroli lub nieobjęcia nowych akcji lub niedostarczenia finansowania KUBGAS Holdings w sposób wymagany przez SHA, drugi akcjonariusz ma prawo wykupić akcje takiego akcjonariusza po ustalonej z góry cenie lub po cenie ustalonej przez rzeczoznawcę.

SHA daje także każdemu z akcjonariuszy KUBGAS Holdings prawo żądania samodzielnie od KUBGAS Holdings nakazania KUB-Gas prowadzenia określonych działań w sektorze naftowo-gazowym na zasadzie wyłączności (np. wówczas, gdy drugi akcjonariusz nie będzie zainteresowany, aby KUBGAS Holdings nakazała KUB-Gas prowadzenie takiej działalności) („**Działalność w Oparciu o Jednostronne Wytyczne**"). W takich okolicznościach, strona proponująca podjęcie Działalności w Oparciu o Jednostronne Wytyczne:

(i) ma obowiązek finansować i chronić KUBGAS Holdings od odpowiedzialności z tytułu wszelkich kosztów i zobowiązań związanych z prowadzeniem Działalności w Oparciu o Jednostronne Wytyczne; oraz

(ii) otrzymuje 90% wszystkich wpływów netto uzyskanych z Działalności w Oparciu o Jednostronne Wytyczne do czasu uzyskania z tytułu Działalności w Oparciu o Jednostronne Wytyczne kwoty wynoszącej 200% nakładów poniesionych na nią zgodnie z pkt. (i).

SHA została zawarta pod prawem angielskim. Wynikające z niej i związane z nią spory będą rozstrzygane przez Londyński Sąd Arbitrażu Międzynarodowego (ang. *London Court of International Arbitration* - „**LCIA**").

(b) Poręczenie

W dniu 11 listopada 2009 roku trzej indywidualni akcjonariusze Gastek („**Poręczyciele**"), KOV Cyprus oraz KUBGAS Holdings zawarli Umowę Poręczenia („**Umowa Poręczenia**"), na mocy której Poręczyciele osobiście, bezwarunkowo i nieodwołalnie udzielają solidarnie poręczenia za zobowiązania Gastek przewidziane w Umowach Kupna-Sprzedaży, SHA, Umowie Opcji Sprzedaży (zgodnie z poniższą definicją) i porozumieniu dodatkowym z dnia 25 lutego 2010 roku („**Porozumienie Dodatkowe**"). Na mocy Umowy Poręczenia, wszystkie zobowiązania Gastek, wynikające z Umów Kupna-Sprzedaży oraz dotyczące bieżących zobowiązań Gastek do sfinansowania 30% udziału w bieżących działaniach poszukiwawczych, w zakresie zagospodarowania złóż i w działalności operacyjnej, są osobiście gwarantowane przez Poręczycieli przez okres dwóch lat licząc od dnia 11 listopada 2009 roku - daty zawarcia Umowy Poręczenia. Nie jest możliwe wskazanie dokładnej kwoty, na jaką zostało udzielone poręczenie. Umowa Poręczenia wygasła w listopadzie 2011 roku.

(c) Umowa Opcji Sprzedaży

Zgodnie z prawem ukraińskim, istnieje wiele wymogów technicznych niezbędnych do posiadania tytułu prawnego do prowadzenia prac poszukiwawczych i wydobywczych w zakresie ropy naftowej i gazu. Niespełnienie któregokolwiek z nich może stanowić podstawę kwestionowania ważności tytułów prawnych przed sądem. Umowy zawarte przez KUB-Gas mogą zostać rozwiązane w przypadku podważenia ich w oparciu o tego typu techniczne przesłanki. W celu ograniczenia tego ryzyka KOV Cyprus podpisał z Gastek umowę w sprawie opcji sprzedaży („**Umowa Opcji Sprzedaży**").

W ramach Umowy Opcji Sprzedaży Gastek udziela KOV Cyprus opcji sprzedaży, na podstawie której KOV Cyprus może żądać od Gastek nabycia wszystkich jej akcji w KUBGAS Holdings po określonej cenie. KOV Cyprus może wykonać tę opcję (raz lub wielokrotnie) w przypadku wszczęcia jakiegokolwiek postępowania organów regulacyjnych, administracyjnego, spornego, arbitrażowego lub sądowego, wniesienia pozwu lub roszczenia, lub wydania nakazu lub wykonania środka przez dowolną stronę bądź osobę w celu wywłaszczenia, lub podjęcia kroków równoważnych wywłaszczeniu, KUB-Gas lub kluczowych aktywów KUB-Gas.

Umowa Opcji Sprzedaży wygasła dnia 9 listopada 2011 roku.

(d) Umowy o Świadczenie Usług Technicznych

KUB-Gas korzysta z dwóch kompleksowych Umów o Świadczenie Usług Technicznych (*Technical Services Agreements*, zwanych dalej „**TSA**"). Celem umów TSA jest umożliwienie KUB-Gas korzystania z umiejętności i wiedzy fachowej Spółki przy dalszym zagospodarowaniu i eksploatacji Aktywów KUB-Gas („**Usługi Techniczne**"). Usługi Techniczne mogą być świadczone przez usługodawcę bezpośrednio na rzecz właściwego kontrahenta, w drodze oddelegowania pracowników do świadczenia usług lub też w drodze podzlecenia stronie trzeciej dostaw towarów i/lub usług.

Pierwsza TSA została zawarta pomiędzy Spółką a KUBGAS Holdings („**Główna TSA**"). Jest datowana na 13 stycznia 2011 roku, lecz obowiązuje od dnia 1 stycznia 2010 roku. Umowa ta określa Usługi Techniczne, jakie mają być realizowane dla KUBGAS Holdings na rzecz KUB-Gas. KUBGAS Holdings płaci za Usługi Techniczne na podstawie rozliczenia czasowo-kosztowego.

Druga TSA została zawarta pomiędzy KUBGAS Holdings a KUB-Gas („**Drugorzędna TSA**"). Umowa ta, też datowana na 13 stycznia 2011 roku, obowiązuje od dnia 1 stycznia 2010 roku. O ile dalej nie wskazano inaczej, Drugorzędna TSA została zawarta zasadniczo na tych samych warunkach, co Główna TSA. Na mocy Drugorzędnej TSA, Usługi Techniczne realizowane przez Spółkę na rzecz KUBGAS Holdings na mocy Głównej TSA są przekazywane KUB-Gas. KUBGAS Holdings może jednak również świadczyć Usługi Techniczne na rzecz KUB-Gas na mocy Drugorzędnej TSA, niezależnie od usług świadczonych na rzecz KUBGAS Holdings na mocy Głównej TSA. KUB-Gas uiszcza płatności za Usługi Techniczne zrealizowane na mocy Drugorzędnej TSA w postaci stałej opłaty miesięcznej powiększonej o koszty zmienne.

Umowy TSA podlegają prawu angielskiemu.

(e) Umowy na dostawę gazu z KUB-Gas

Poniżej przedstawiono zestawienie umów na dostawę gazu zawartych pomiędzy KUB-Gas a odbiorcami:

| Umowy na dostawę gazu na dzień 20 marca 2012 roku | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| **Nr** | **Data podpisania** | **Nazwa odbiorcy (kontrahenta)** | **Data wygaśnięcia** | **Razem wolumen w $m^3$** | **Cena[(1)] (UAH/1000 $m^3$)** |
| 1КГ12 | 22 listopada 2011 r. | LLC „INTRUST COMPANY" | 31 grudnia 2012 r. | 20.000.000,00 | 4000,08 |
| 2КГ12 | 22 listopada 2011 r. | LLC „KOMPANIYA YUKOS" | 31 grudnia 2012 r. | 20.000.000,00 | 4060,80 (luty) |
| 3КГ12 | 22 listopada 2011 r. | LLC „GROUP OF COMPANIES 'SODRUZHESTVO" | 31 grudnia 2012 r. | 10.000.000,00 | 4066,80 |
| 4КГ12 | 22 listopada 2011 r.. | LLC „GAS COMPANY „ENERGORESURS" | 31 grudnia 2012 r. | 20.000.000,00 | 4060,80 (luty) |
| 5КГ12 | 23 listopada 2011 r. | PJSC „SHAKHTA IMENI O.F. ZASYADKA" | 31 grudnia 2012 r. | 480.000,00 | 3418,35 |
| 6КГ12 | 23 listopada 2011 r. | LLC „LUGANSK ADMINISTRATION OF ROAD BUILDING NRO. 3" *[„ŁUGANSKA ADMINISTRACJA BUDOWY DROGI NR 3"]* | 31 grudnia 2012 r. | 225.000,00 | 4294,92 |
| 7КГ12 | 25 listopada 2011 r. | Osoba fizyczna – Przedsiębiorca Golenko Galina Mykolaivna | 31 grudnia 2012 r. | 10.000,00 | 4294,92 |
| 8КГ12 | 25 listopada 2011 r. | LLC „LUGANSKY KARTON" | 31 grudnia 2012 r. | 20.000,00 | 4294,92 |
| 9КГ12 | 28 listopada 2011 r. | LLC „YUG-GAS" | 31 grudnia 2012 r. | 40.000.000,00 | 4000,80 |
| 10КГ12 | 25 stycznia 2012 r. | LLC Naftogas-Alliance | 31 grudnia 2012 r. | 120.000.000,00 | 4000,80 |
| 11КГ12 | 30 stycznia 2012 r. | LLC Company Metida | 31 grudnia 2012 r. | 100.000.000,00 | 4000,80 |

| Umowy sprzedaży kondensatu w 2012 r. | | | |
|---|---|---|---|
| **Nazwa spółki** | **Data i numer umowy** | **Termin ważności** | **Cena w UAH / tonę netto** |
| Ukrainian Technologies for Cogeneration Systems | Nr 03/01-3 z 3.01.12 r. | 31.12.2012 | 6833,35 |
| LLC Ukrainian Oil Trading Company | Nr 4/10-1 z 04.10.11 r. | 31.12.2012 | 6833,35 |
| LLC Agro-Nafta | Nr 07/10 z 7.10.11 r. | 31.12.2012 | 6666,67 |
| PE Fedotenko | Nr 11/10 z 11.10.11 r. | 31.12.2012 | 6666,67 |
| LLC Lerpol | Nr 23/11 z 23.11.2011 r. | 31.12.2012 | dotychczas brak sprzedaży w 2012 r. |
| LLC Trade house Zernoproduct | Nr 23/01 z 23.01.2012 r. | 31.12.2012 | 6833,35 |

**Uwaga:**

(1) w tym VAT i inne należne podatki.

Zgodnie z wyszczególnionymi umowami na dostawę, odbiorcy płacą za dostarczony gaz z góry (najpóźniej 10. dnia miesiąca, w którym realizowana jest dostawa gazu), przy czym ostateczne rozliczenie następuje po podpisaniu protokołu przesyłowo-odbiorczego (nie później jednak niż 10. dnia miesiąca następującego po miesiącu, w którym zrealizowano dostawę gazu).

**Syria**

Loon Latakia, spółka pośrednio zależna w 100% od KOV, posiada 100% udział w Umowie o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku 9 w Syrii, uprawniający do prowadzenia prac poszukiwawczych oraz - po stwierdzeniu przez strony umowy, że odkryte złoża mają charakter komercyjny i zatwierdzeniu planu zagospodarowania przez SPC - do wydobycia ropy naftowej i gazu ziemnego z Bloku 9, o powierzchni 10.032 $km^2$ zlokalizowanego w północno-zachodniej Syrii. Na dzień wejścia w życie Umowy o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku 9 w Syrii, Spółka posiadała 100% udziałów. Zgodnie z umową typu farm-out, z datą obowiązywania od 1 września 2010 roku, zatwierdzoną przez władze syryjskie w marcu 2011 r., Spółka przeniosła 30% udziałów w Bloku 9 na rzecz MENA Hydrocarbons (Syria) Ltd. („**MENA**") ze skutkiem od dnia 17 czerwca 2010 roku. Na mocy umowy MENA zobowiązała się pokryć: (i) 30% nakładów poniesionych przez Spółkę do dnia zawarcia umowy ze spółką MENA, czyli 3,1 mln USD; (ii) 30% wartości gwarancji bankowej na dzień 17 czerwca 2010 roku, czyli 2,0 mln USD oraz (iii) pokryć 60% zatwierdzonego kosztu wykonania pierwszego odwiertu poszukiwawczego. W lipcu 2011 roku władze syryjskie wydały urzędową zgodę na przeniesienie 20% udziału w Umowie o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku 9 na rzecz Triton Singapore, obecnie Ninox, spółki australijskiej. Niepowiązana spółka posiada prawo do cesji na jej rzecz 5% udziału w Bloku 9, i w efekcie Spółka posiada 45% udział ekonomiczny w Bloku 9. Transakcje i umowy dotyczące obu przeniesień opisano szczegółowo poniżej.

Sporządzone przez Spółkę interpretacje warunków geologicznych i geofizycznych panujących w Syrii opierają się na informacjach pozyskanych z szeregu kluczowych źródeł. Zbiór niepublikowanych, zastrzeżonych raportów z odwiertów, prezentacji korporacyjnych, opracowań na temat warunków geochemicznych oraz obrazów z rejestrów z około 35 odwiertów wykonanych historycznie w Bloku 9 i jego pobliżu, w połączeniu z niedawno pozyskanymi przez Spółkę pierwszymi danymi z badań sejsmicznych 3D, danymi z badań sejsmicznych 2D oraz danymi grawimetrycznymi, posłużyły do budowy modelu prac poszukiwawczych wykorzystywanego obecnie przez zespół techniczny Spółki. Dzięki dwóm kluczowym pracom doktorskim, jednej autorstwa Grahama Brewa (Uniwersytet Cornell, Projekt Syria) i drugiej autorstwa Mathew Hardenberga (Uniwersytet w Edynburgu), Spółka uzyskała informacje o warunkach geologicznych i geofizycznych w Syrii na poziomie regionalnym. Informacje zawarte w tych wszechstronnych opracowaniach zostały uzupełnione licznymi publikacjami, które ukazały się w „Leading Edge", wydawanym przez *Society of Exploration Geophysicists* (Stowarzyszenie Geofizyków Poszukiwawczych – SEG) oraz w Biuletynie wydawanym przez *American Association of Petroleum Geologists* (Amerykańskie Towarzystwo Geologów Naftowych – AAPG). Wszystkie wykorzystane źródła informacji są niezależne od Spółki.

*Blok 9*

Blok 9 położony jest w północno-zachodniej Syrii, na południe od miasta Aleppo i bezpośrednio na wschód od miasta Latakia. Blok znajduje się na północno-zachodnim zboczu basenu Palmirydów, w którym występują

zasoby węglowodorów. Blok ten, zajmujący powierzchnię 10.032 $km^2$, jest perspektywiczny z punktu widzenia występowania ropy naftowej, gazu ziemnego i kondensatu.

Przed wykonaniem odwiertu Itheria-1przez Loon Latakia w 2011 roku, prace poszukiwawcze na terenie Bloku 9 były w przeszłości prowadzone w bardzo niewielkim zakresie. Wykonano w jego obrębie jedynie cztery odwierty. Dwa z nich znajdują się na zachodniej krawędzi bloku położonego w pobliżu miasta Latakia. Pozostałe dwa odwierty to Al Ghab-1, wykonany w 1995 roku w środkowej części bloku, i Khanasser-1, wykonany w 1975 roku na północ od Itheria-1. Poza wyżej wymienionymi, nie istnieją tam żadne inne wcześniejsze odwierty. W pobliżu obszaru objętego wstępnymi pracami poszukiwawczymi, znajdującego się w południowo-wschodniej części Bloku 9, przebiegają główne rurociągi do transportu ropy i gazu.

*Potencjał ropy naftowej i gazu ziemnego*

Basen Palmirydów obejmuje 65 pól o szacowanych łącznych zasobach potwierdzonych i prawdopodobnych rzędu 1,4 mld boe (baryłek ekwiwalentu ropy naftowej). Amerykańska agencja U.S. Geological Survey („**USGS**") szacuje, że pozostały potencjał lądowych zasobów Syrii przekracza 1,2 mld baryłek ropy, 4,8 bln stóp sześciennych gazu i 313 mln baryłek NGL. Blok 9 położony jest około 20 km na północ od niedawno odkrytych złóż ropy lekkiej i gazu w Mudawara. Zgodnie z doniesieniami, złoże w Mudawara zawiera ponad 5 MMboe w dolomitach triasowych Kurrachine. Na południowy-wschód, wschód i północny-wschód od Bloku 9 odkryto złoża węglowodorów odpowiednio w kompleksach Harbaja, Habari, Tel Alied i Safayeh-Wahab.

Uważa się, że ropę z wycieków na powierzchnię wzdłuż wybrzeża Morza Śródziemnego gromadzono i wykorzystywano już przed wiekami, jednak pierwszy współczesny odwiert naftowy wykonano w Syrii w roku 1956, zaś pierwszy znaczący odwiert gazowy powstał w 1982 roku. Dwa lata temu, w odległości kilku kilometrów na zachód od Bloku 9, na terenie syryjskiego projektu budowlanego realizowanego w nadmorskim mieście Latakia, położonym w rowie tektonicznym El-Kabir, podczas kopania fundamentów pod nowy budynek odkryto złoża ropy naftowej na głębokości 16 m. Przez kilka miesięcy z terenu budowy wydobywano dziennie aż do 140 bopd o ciężarze właściwym od $26^o$ do $30^o$ API. Wydobywano tam ropę świeżą, bez oznak biodegradacji. Wstępne analizy geochemiczne wskazują na sylurskie źródło pochodzenia ropy, niemal identyczne z ropą wydobywaną na południu Turcji. Może to wskazywać na potencjalną obecność nowej rozległej pułapki paleozoicznej w zachodniej części Bloku. Na obszarze Bloku 9, w rowie tektonicznym El-Kabir, odwierty Fido-1 i Latakia-1 wykonane w oparciu o dane sejsmiczne 2D na początku lat osiemdziesiątych wskazywały na obecność licznych węglowodorów, mimo że odwierty te nie były zlokalizowane w strukturze jednoznacznie określonej pod względem sejsmicznym. W roku 2010 KOV przeprowadziła badania mające na celu zgromadzenie materiału wyciekowego, przeprowadzenie jego analizy geochemicznej oraz określenie geologicznych korelacji ze znajdującymi się na terenie tego basenu skałami macierzystymi.

Basen sedymentacyjny Palmirydów, w którym szacowana miąższość osadu wynosi do 9.000 m, jest jednym z podstawowych obszarów występowania węglowodorów na terenie Syrii. Istotnych odkryć, takich jak złoża Cherrife, Ash Shaer i Abu Rabah, dokonano w środkowej części basenu Palmirydów, w dolomitowej pułapce fałdowo-nasuwczej z triasu. Wzdłuż południowo-wschodniego zbocza basenu dokonano ważnych odkryć w permo-karbońskich piaskowcach Arak, Al Heil, Doubayat i Soukhneh. Na północny-wschód od Bloku 9 dominuje ciężka ropa (o gęstości 15-16° API), a wydobycie w ostatnim dziesięcioleciu gwałtownie wzrosło dzięki skutecznemu zastosowaniu metod wydobycia ropy naftowej drugiego i trzeciego rzędu w celu poprawy wydajności.

Początkowe prace poszukiwawcze Spółki koncentrowały się na południowo-wschodniej krawędzi Bloku 9, gdzie na północno-zachodnim zboczu basenu Palmirydów zidentyfikowano pokaźną strukturę grawitacyjną pokrywającą się z dużą strukturą zidentyfikowaną na podstawie danych sejsmicznych 2D. Khanasser-1, jedyny odwiert wykonany w bloku w jego wschodniej części, położony jest około 15 km na północ od głównej struktury grawitacyjnej. Odwiert Khanasser wykazał obecność węglowodorów w szeregu sekcji zbiornika i był realizowany całkowicie poza strukturą, zgodnie z niezależną oceną inżynierską z 1976 roku. Związek pomiędzy tym odwiertem a geologią warstwy podpowierzchniowej potwierdziły wyniki dokonanego niedawno ponownego przetworzenia danych 2D oraz sporządzone następnie przez KOV mapy tego obszaru, co nastąpiło w drugiej połowie 2008 roku.

Wokół anomalii grawimetrycznej oraz w obniżeniu jej szczytu znajdują się liczne odkrycia ropy naftowej, w tym pole naftowo-gazowe Mudawara, leżące ok. 20 km na południe od stanowiącego przedmiot zainteresowania Bloku 9. Obliczona na podstawie opróbkowania dobowa wydajność odwiertu na polu Mudawara wynosi 136 baryłek ropy (ropa o ciężarze właściwym od 28º do 31º API, pochodząca z triasowo-jurajskich skał

węglanowych) oraz 8 mln stóp sześciennych gazu ziemnego na dzień (MMcf/d). Operator koncesji obejmującej obszar Mudawara przeprowadził badania sejsmiczne 3D pola w celu ułatwienia jego zagospodarowania. Około 20 km na południowy wschód od Bloku 9 oraz ok. 20 km na wschód od Mudawara znajduje się odkrycie Harbaja z 2004 roku. Uzyskana w testach wydajność odwiertu poszukiwawczego oraz odwiertu wykonanego w celu dokonania oceny produktywności wynosi odpowiednio 44 baryłki ropy dziennie (ropa pochodząca z permsko-karbońskich piaskowców Amanus) oraz 113 baryłek ropy dziennie o ciężarze właściwym 31,5º API (średniociężka ropa pochodząca z triasowych dolomitów Kurrachine). Dla odwiertu Habari-2, znajdującego się na wschodzie, w dolnej części struktury kompleksu strukturalnego Harbari, ok. 20 km na wschód od południowo-wschodniej krawędzi Bloku 9, uzyskano w testach wydajność na poziomie 25 bopd, przy czym jest to ropa o ciężarze właściwym 20º API, pochodząca z piaskowcowych skał zbiornikowych z okresu kredy.

Podstawowym celem pierwszego etapu wierceń była ropa z ordowickich i permsko-karbońskich piaskowców oraz położonych głębiej kambryjskich utworów węglanowych. Piaskowce te znajdują się w całym basenie Palmirydów i charakteryzują się dobrymi właściwościami zbiornikowymi. Kambryjskie utwory węglanowe Burj nie były zbadane w tej części Syrii. Depresja Homs leży tuż przy południowo-zachodniej granicy Bloku 9 i zawiera sekcję sedymentacyjną o długości 6-9 km. Duża struktura zidentyfikowana na obszarze Bloku 9 leży na ścieżce bezpośredniej migracji węglowodorów z depresji, gdzie według interpretacji zarówno bogata sylurska skała macierzysta Tanuf (główne źródło lekkich węglowodorów w regionie Bliskiego Wschodu/Afryki Północnej), jak i permsko-triasowe łupki Amanous (źródło ciężkiej ropy w kompleksie Safayeh-Wahab), znajdują się w fazie generowania ropy naftowej. Podstawowy obiekt prac poszukiwawczych to główna pułapka złożowa, znajdująca się na południowo-wschodnim zboczu basenu Palmirydów (Akkas, Arak, Al Heil, Doubayat i złoża ropy Soukhneh), posiadającego podobne warunki geologiczne, której występowanie na północno-zachodniej bocznej ścianie basenu potwierdzone jest odkryciami permsko-kredowych węglowodorów takich jak Harbaja, Tel Abyad i Al Hussein.

KOV przewiduje, że celami drugorzędnymi poszukiwań ropy naftowej na obszarze Bloku 9 będą kredowe piaskowce Hayane i dolomity, czyli strefy gdzie w odwiertach zlokalizowanych w pobliżu Bloku 9 odnotowano obecność węglowodorów.

Potencjał kreowania wartości w Bloku 9 tkwi w zagospodarowaniu węglowodorów z: (i) dużych struktur, w których występują anomalie grawimetryczne, położonych w południowo-wschodniej części Bloku; (ii) wychodni przykrytej stratygraficznych i strukturalnych pułapek złożowych związanych ze zboczami zasobnego basenu Palmirydów; oraz (iii) akumulacji ropy i/lub gazu ziemnego w słabo jeszcze zbadanym rowie tektonicznym El Kabir, który posiada potwierdzony funkcjonujący system węglowodorowy.

*Potencjał zasobów*

Firma RPS dokonała oceny zasobów perspektywicznych ropy naftowej i gazu ziemnego w obrębie Bloku 9 i sporządziła Raport RPS nt. Bloku 9 w Syrii. Przy sporządzaniu Raportu firma RPS dokonała wszechstronnej oceny wszystkich dostępnych danych technicznych, które stanowiły podstawę oceny potencjału Bloku 9, i obliczyła zasoby perspektywiczne dla rozpoznanych obiektów poszukiwawczych wg stanu na dzień 31 grudnia 2011 roku. Spółka zidentyfikowała dwa obiekty poszukiwawcze, Itheria i Bashaer, na podstawie danych z badań sejsmicznych 3D oraz danych o warunkach geologicznych, analizowanych przez personel techniczny Spółki. Oba obiekty położone są w południowo-wschodniej części Bloku 9. Poprzez odwiert Itheria-1 dokonano oceny jednej z perspektywicznych stref docelowych, nie zbadano jednak pozostałych stref docelowych. W Raporcie RPS nt. Bloku 9 w Syrii uwzględniono informacje pozyskane w trakcie wykonywania górnej części odwiertu Itheria-1.

Zasoby perspektywiczne ropy naftowej i gazu ziemnego, wskazane w Raporcie RPS nt. Bloku 9 w Syrii w obrębie obiektów poszukiwawczych Itheria i Bashaer, przedstawiono w tabelach poniżej. Należy zaznaczyć, że nie ma pewności, czy jakakolwiek część tych zasobów zostanie odkryta. O ile zostanie odkryta, nie ma pewności, że jej wydobycie będzie ekonomicznie opłacalne.

| ZASOBY PERSPEKTYWICZNE[1] (dla 45% udziału rzeczywistego KOV, bez uwzględnienia ryzyka) | | | | |
|---|---|---|---|---|
| **Obiekt poszukiwawczy** | **Kategoria zasobów** | **Low Estimate[2]** *(Najniższa wartość szacunkowa)* | **Best Estimate[3]** *(Najlepsza wartość szacunkowa)* | **High Estimate[4]** *(Najwyższa wartość szacunkowa)* |
| **Itheria** | Ropa naftowa (MMBLS) | 19 | 87 | 235 |
| | Gaz (BCF) | 19 | 85 | 238 |
| | **Razem MMBOE** | **23** | **101** | **275** |
| **Bashaer** | Ropa naftowa (MMBLS) | 22 | 42 | 74 |
| | Gaz (BCF) | 11 | 21 | 37 |
| | **Razem MMBOE** | **24** | **46** | **80** |
| **Razem[5]** | Ropa naftowa (MMBLS) | 51 | 134 | 296 |
| | Gaz (BCF) | 37 | 109 | 265 |
| | **Razem MMBOE** | **57** | **152** | **340** |

**Uwagi:**

*(1) „Zasoby Perspektywiczne" to takie ilości ropy naftowej lub gazu, które według szacunków na dany dzień mogą potencjalnie zostać pozyskane z nieodkrytych akumulacji poprzez realizację przyszłych planów rozwojowych. Zasobom tym przypisana jest zarówno szansa na odkrycie, jak i szansa na rozwój. Dzielą się na kategorie, w relacji do stopnia pewności związanego z szacunkami, odzwierciedlającego założenia dotyczące możliwości ich odkrycia i rozwoju, a także mogą być dzielone na podkategorie w zależności od stopnia zaawansowania projektu.*

*(2) „Low Estimate" („Najniższa wartość szacunkowa") uważane jest za ostrożny szacunek ilości zasobów warunkowych, które będą faktycznie pozyskane. Jest wysoce prawdopodobne, że ilości pozyskane w rzeczywistości, przekroczą oszacowania. W kategoriach rachunku prawdopodobieństwa oznaczać to będzie co najmniej 90% prawdopodobieństwo (P90), że ilości pozyskane będą równe lub wyższe niż ostrożny szacunek.*

*(3) „Best Estimate" („Najlepsza wartość szacunkowa") uważane jest za wyważony szacunek ilości zasobów warunkowych, które będą faktycznie pozyskane. Jest prawdopodobne, że ilości pozyskane w rzeczywistości, będą niższe lub wyższe od oszacowań. W kategoriach rachunku prawdopodobieństwa oznaczać to będzie co najmniej 50% prawdopodobieństwo (P50), że ilości pozyskane będą równe lub wyższe niż wyważony szacunek.*

*(4) „High Estimate („Najwyższa wartość szacunkowa") uważane jest za optymistyczny szacunek ilości zasobów warunkowych, które będą faktycznie pozyskane. Jest mało prawdopodobne, że ilości pozyskane w rzeczywistości, przekroczą oszacowania. W kategoriach rachunku prawdopodobieństwa oznaczać to będzie co najmniej 10% prawdopodobieństwo (P10), że ilości pozyskane będą równe lub wyższe niż optymistyczny szacunek.*

*(5) Pozycja razem dla Low, Best i High Estimate (Najniższej, Najlepszej i Najwyższej wartości szacunkowej) została określona w przybliżeniu i nie jest sumą arytmetyczną, lecz bazuje na wszystkich tych węglowodorach, którym przypisano szansę 50/50 na bycie ropą lub gazem oraz na współczynniku konwersji na boe, gdzie 6 Mcf gazu odpowiada jednej baryłce ropy.*

Podstawą oszacowań była interpretacja badania sejsmicznego 3D oraz dostępne dane z odwiertu i pola – w tym z odwiertu Itheria-1 do głębokości, na którą odwiert wykonano przed zawieszeniem prac, przez co oszacowania charakteryzuje wysoki poziom niepewności. Powyższe oszacowania zasobów perspektywicznych ropy naftowej zakładają, że węglowodory obecne w obu obiektach poszukiwawczych zawierają ropę naftową, nie zaś gaz/kondensat. RPS uważa, że jest 25% szans, iż głębiej położone formacje piaskowców mogą zawierać gaz lub kondensat. W takim przypadku wysokość łącznych zasobów może zostać podwyższona ze względu na wysokie ciśnienie zbiornikowe głębiej położonych formacji oraz przyjęcie do szacunków wyższego poziomu współczynnika uzysku z rezerwuarów gazu/kondensatu, porównywalnego ze współczynnikiem stosowanym w przypadku rezerwuarów ropy.

Zgodnie z Raportem RPS nt. Bloku 9 w Syrii, czynniki ryzyka związane z wydobyciem zasobów perspektywicznych z obiektu poszukiwawczego Itheria są następujące:

- Brak pewności, co do stopnia erozji warstw poniżej kredowej zgodności (Rutbah).
- Istnieje ryzyko erozji części macierzystych skał triasowych, a nawet łupkowego nadkładu skalnego Tanuf.
- Niedostateczny poziom kontroli w przypadku głębokich odwiertów.

RPS uznała wymóg uszczelnienia uskoków za czynnik ryzyka związany z wydobyciem zasobów perspektywicznych z obiektu poszukiwawczego Bashaer.

*Działalność bieżąca i planowana*

W roku 2010 Spółka zakończyła pozyskiwanie danych sejsmicznych 3D z obszaru 420 $km^2$, znajdującego się na południowo-wschodnim krańcu Bloku 9. Zasadniczym celem nowych badań 3D było doprecyzowanie wielkości obiektów poszukiwawczych, zdefiniowanych uprzednio przez Spółkę na podstawie danych sejsmicznych 2D w południowo-wschodniej części Bloku, oraz zgromadzenie informacji ułatwiających dokładne określenie optymalnych lokalizacji odwiertów. Po przeprowadzeniu geofizycznej interpretacji przetworzonych danych i w połączeniu ze znajomością budowy geologicznej tego obszaru, jaką dysponuje Spółka, wyznaczono dwa obiekty poszukiwawcze.

Wykonywanie pierwszego z odwiertów poszukiwawczych, tj. Itheria-1, rozpoczęto dnia 22 lipca 2010 roku. Zgodnie z planem odwiert miał osiągnąć całkowitą głębokość 3.256 metrów i posłużyć do zbadania dużej formacji – czterokierunkowego spadku skalnego – zidentyfikowanej przez badanie sejsmiczne 3D na obszarze znajdującym się około 200 km na wschód od miasta Latakia. Główny cel badań to piaskowce z epoki ordowiku oraz głębiej położone węglany kambryjskie. Udział Spółki w kosztach wykonania odwiertu Itheria-1, po wejściu w życie umowy typu farm-out z MENA, wynosi 20%. W dniu 17 października 2011 roku Spółka ogłosiła, iż wstrzymano program wierceń na głębokości 2.072 m. Pierwszy napotkany obiekt, tj. piaskowiec Affendi pochodzący z ordowiku, został spenetrowany na głębokości ok. 1.470 m i nie wykazał odpowiedniej porowatości ani przepuszczalności, by można go było zakwalifikować jako potencjalne złoże. Przypuszcza się, że pozostałe dwa rezerwuary: piaskowiec Khanasser z ordowiku oraz węglan Burj ze środkowego kambru, zalegają prawdopodobnie poniżej głębokości zawieszonych prac. Trudne otoczenie operacyjne oraz ograniczenia nałożone na przelewy finansowe uniemożliwiły dalszą działalność operacyjną i skutkowały bezterminowym zawieszeniem prac poszukiwawczych. GPC przedłużyła Loon Latakia pierwotny okres obowiązywania Umowy o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku 9 do dnia 27 października 2012 roku.

*Istotne umowy*

(a) Umowa w sprawie poszukiwania, zagospodarowania i wydobycia ropy naftowej i gazu ziemnego

Umowa o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku 9 w Syrii została zawarta pomiędzy rządem Syryjskiej Republiki Arabskiej, reprezentowanym przez Ministerstwo Ropy Naftowej i Zasobów Mineralnych, SPC a Spółką w dniu 20 września 2007 roku i weszła w życie w dniu 29 listopada 2007 roku. Umowa daje Spółce prawo do prowadzenia prac poszukiwawczych i - pod warunkiem stwierdzenia przez strony umowy, że odkryte zasoby mają charakter komercyjny i po zatwierdzeniu przez SPC planu zagospodarowania Bloku 9 – do wydobycia ropy i gazu z Bloku 9, obejmującego 10.032 $km^2$ (2.478.876 akrów) w północno-zachodniej Syrii. Po zawarciu umowy udziały Spółki zostały przekazane na rzecz Loon Latakia. Pierwszy etap prac poszukiwawczych w ramach umowy o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku 9 przedłużono o jedenaście miesięcy do dnia 28 października 2013 roku, co potwierdzono w piśmie Ministra Ropy Naftowej i Zasobów Mineralnych Syryjskiej Republiki Arabskiej, otrzymanym przez Loon Latakia w listopadzie 2011 roku.

(b) Umowa ze spółką Triton w sprawie wydobycia dla Bloku 9

W ramach wynagrodzenia z tytułu Nabycia Triton, Loon Latakia zgodziła się objąć w imieniu Triton Singapore 20% udział w Umowie o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku 9 w Syrii pod warunkiem uzyskania zezwolenia rządu Syrii na formalną cesję 20% udziału w Umowie o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku 9

w Syrii. Takie zezwolenie uzyskano w lipcu 2011 roku, w związku z czym udział opisany powyżej automatycznie wygasł.

(c) Umowa konsultingowa

W dniu 20 kwietnia 2006 roku Spółka podpisała umowę konsultingową z prywatną spółką syryjską Uniconsult Middle East („**UME**"). Na mocy umowy Spółka zobowiązała się korzystać z usług UME w przypadku, jeżeli spółka ta uzyska prawo do prowadzenia prac poszukiwawczych i wydobycia ropy i gazu z Bloku 9 oraz zobowiązała się przyznać UME prawo nabycia 5% udziału w Bloku 9 („**Prawo UME**"), pod warunkiem uzyskania zgody Ministerstwa Ropy Naftowej i Zasobów Mineralnych oraz SPC. W dniu 2 czerwca 2007 roku, za zgodą KOV, UME dokonała cesji Prawa UME na rzecz Ansco Inc. („**Ansco**"), prywatnej spółki zarejestrowanej w Kalifornii (USA).

(d) Umowa typu farm-out ze spółką MENA

We wrześniu 2010 roku Loon Latakia i MENA Syria zawarły umowę typu farm-out („**Umowa ze spółką MENA**"), ze skutkiem od dnia 17 czerwca 2010 roku. Na mocy Umowy ze spółką MENA, MENA Syria zobowiązała się: (i) objąć 30% udziału w Bloku 9 w drodze refundacji Spółce 30% nakładów przez nią poniesionych (z łącznej kwoty ok. 10,4 mln USD) do dnia zawarcia Umowy ze spółką MENA; (ii) pokryć 60% kosztu wykonania pierwszego odwiertu poszukiwawczego w Bloku 9; oraz (iii) przejąć odpowiedzialność za 30% gwarancji bankowej wystawionej przez Spółkę w odniesieniu do Bloku 9. Aby zapewnić MENA Syria wystarczający czas na uregulowanie zobowiązań wynikających z Umowy ze spółką MENA, umowa ta stanowi, że MENA Syria ureguluje należności określone w Umowie ze spółką MENA najpóźniej w dniu 17 grudnia 2010 roku. Umowa ze spółką MENA została następnie dnia 14 października 2010 roku zmieniona w związku z potrzebą zmiany daty ostatecznej spłaty określonych zobowiązań przez MENA Syria z 17 grudnia 2010 roku na 15 lutego 2011 roku, zaś MENA Syria przekazała Loon Latakia płatność w wysokości 1 mln USD. Umowa ze spółką MENA została ponownie zmieniona dnia 13 stycznia 2011 roku w celu przeniesienia daty ostatecznej spłaty zobowiązań z 15 lutego 2011 roku na 14 kwietnia 2011 roku, a MENA Syria przekazała Loon Latakia drugą płatność w wysokości 1 mln USD.

W dniu 17 marca 2011 roku Spółka uzyskała informację, że władze Syrii zatwierdziły cesję 30% udziału w Bloku 9 na rzecz MENA Syria. W związku z powyższym MENA Syria posiada obecnie bezpośredni 30% udział w Bloku 9.

MENA Syria na dzień 31 grudnia 2011 roku zalegała z wypełnianiem zobowiązań z powodu braku zapłaty jej udziału w nakładach należnych, zgodnie ze Wspólną Umową Operacyjną dotyczącą Bloku 9 w Syrii jak i Umową ze spółką MENA, a na dzień niniejszego RFI taka zaległość nadal istnieje. MENA Syria jest winna Spółce 651.000 USD w związku z postanowieniami Umowy ze spółką MENA oraz jest winna Spółce 810.000 USD z tytułu środków zapłaconych przez Spółkę w imieniu MENA Syria w celu sfinansowania wykonania odwiertu Itheria-1. Spółka prowadzi regularne rozmowy z MENA Syria, która potwierdziła, że spłaci należne kwoty wraz z narosłymi odsetkami po finalizacji potencjalnego prywatnego finansowania i/lub ze środków uzyskanych z planowanej sprzedaży aktywów. Jednakże brak pewności, iż należności zostaną odzyskane.

(e) Wspólna umowa operacyjna

W dniu 1 września 2010 roku Loon Latakia, MENA Syria i Triton Singapore (obecnie Ninox) zawarły Wspólną umowę operacyjną dotyczącą wspólnego przedsięwzięcia w zakresie poszukiwania, zagospodarowania i wydobycia węglowodorów w Bloku 9 w Syrii („**Umowa operacyjna dotycząca Bloku 9**"). Spółka Loon Latakia została wyznaczona na „Operatora" w ramach Umowy operacyjnej dotyczącej Bloku 9. Umowa ta określa warunki współpracy pomiędzy stronami oraz zakres działalności w kontekście Bloku 9 w Syrii. Umowa operacyjna dotycząca Bloku 9 bazuje na wzorze umowy operacyjnej opracowanym przez *Association of the International Petroleum Negotiators* („**AIPN**"). Umowa operacyjna dotycząca Bloku 9 obowiązuje w odniesieniu do udziału Ninox i MENA Syria w Umowie o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku 9 w Syrii.

Jako strona Umowy operacyjnej dotyczącej Bloku 9, Loon Latakia jest zobowiązana do terminowego wnoszenia opłat z tytułu swojego udziału we Wspólnych Kosztach (zgodnie z definicją we Wspólnej umowie operacyjnej dotyczącej Bloku 9), w tym wpłacania zaliczek pieniężnych oraz odsetek narosłych zgodnie z Umową operacyjną dotyczącą Bloku 9. Loon Latakia jest również zobowiązana do uzyskania i utrzymania wszelkich zabezpieczeń wymaganych na mocy Umowy operacyjnej dotyczącej Bloku 9 lub Umowy o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku 9 w Syrii.

(f) Gwarancja

Zgodnie z warunkami Umowy o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku 9 w Syrii, Spółka wystawiła gwarancję zabezpieczającą jej zobowiązania z tytułu planowanych prac w kwocie 7,5 mln USD. Na dzień 31 grudnia 2011 roku, wysokość gwarancji wynosiła 3,185 mln USD (31 grudnia 2010 roku: 5,041 mln USD). Obniżenie kwoty gwarancji bankowej wynika z wykonania w Syrii prac objętych zobowiązaniem oraz z zawarcia umowy farm-out, na mocy której MENA Syria zobowiązała się sfinansować 30% gwarancji bankowej.

*Partnerzy*

Spółka, za pośrednictwem Loon Latakia, jest obecnie w posiadaniu 45% udziału w Umowie o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku 9 w Syrii.

Partnerami *joint venture* w ramach Bloku 9 w Syrii są: KOV (operator poprzez swoją spółkę - w 100% zależną - Loon Latakia): 45%; MENA Syria: 30%; Ninox: 20%; oraz Ansco (w przypadku zatwierdzenia cesji): 5%.

**Brunei**

Brunei jest trzecim pod względem wielkości wydobycia producentem ropy naftowej w Azji Południowo-Wschodniej, a także znaczącym producentem gazu płynnego (ang. *liquefied natural gas* – „**LNG**"). Brunei leży w północnej części wyspy Borneo u wybrzeży Morza Południowochińskiego, a od strony lądu – wzdłuż liczącej 381 km granicy – sąsiaduje z malezyjskim stanem Sarawak. Na terytorium Brunei znajdują się rozległe złoża ropy naftowej i gazu ziemnego, którym Brunei zawdzięcza jeden z najwyższych w Azji wskaźników produktu krajowego brutto („**PKB**") na mieszkańca, szacowany w 2011 roku na ponad 49.000 USD. Ropa naftowa i płynny gaz LNG to główne towary eksportowe Brunei.

Spółka posiada udziały w dwóch opisanych poniżej umowach o podziale wpływów z wydobycia na terytorium Brunei.

*Umowa o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku L*

Spółka poprzez swoje dwa pośrednio w 100% zależne podmioty posiada 90% udział w prawie użytkowania górniczego w ramach Umowy o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku L w Brunei. Kulczyk Oil Brunei, spółka pośrednio zależna w 100% od Spółki, posiada 40% udział w prawie użytkowania górniczego w ramach Umowy o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku L w Brunei, a AED SEA, spółka pośrednio zależna w 100% od Spółki, posiada 50% udział w prawie użytkowania górniczego w ramach Umowy o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku L. Umowa o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku L w Brunei daje prawo do prowadzenia prac poszukiwawczych oraz - pod warunkiem stwierdzenia przez strony umowy, że odkryte złoża mają charakter komercyjny i zatwierdzenia przez PetroleumBRUNEI planu zagospodarowania – do wydobycia ropy naftowej i gazu ziemnego na obszarze Bloku L, o powierzchni 1.123 $km^2$. Blok ten, wydzielony na potrzeby prac poszukiwawczych i zagospodarowania, obejmuje określone tereny podmorskie i lądowe na terytorium Brunei.

W drugim kwartale 2009 roku Kulczyk Oil Brunei i pozostali jej partnerzy *joint venture* w ramach Bloku L zakończyli badania sejsmiczne 3D na obszarze 350 $km^2$. Badanie wykonano w rejonie Tutong, w południowo-zachodniej części Bloku L. W roku 2010 przeprowadzono lotnicze pomiary grawimetryczne i magnetyczne Bloku L, pozyskując dane z 3.037 km. W ramach swojego 40% udziału w prawie użytkowania górniczego Spółka partycypowała w dwóch odwiertach poszukiwawczych, Lukut-1 i Lempuyang-1, które wykonano w Bloku L w 2010 roku. Oba odwierty wykazały obecność węglowodorów i zostały orurowane na całej długości. W 2011 roku przerwano testy odwiertu Lempuyang-1 ze względu na problemy mechaniczne. Planuje się opróbkowanie odwiertu Lukut-1. Rozpoczęto badanie petrofizyczne obszaru West Jerudong wraz z badaniem biostratygraficznym próbek z odwiertów Lukut-1 i Lempuyang-1. W 2011 roku zaplanowano, zlecono i przeprowadzono badanie sejsmiczne 3D na obszarze 165,5 $km^2$, badanie 3D typu *swath* na obszarze 13,5 $km^2$ oraz nowe badanie sejsmiczne 2D na odcinku 13 km. Zgodnie z warunkami Umowy o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku L w Brunei, nastąpiło zrzeczenie się obszaru 1.131 $km^2$ z łącznego obszaru 2.254 $km^2$ Bloku L.

Większość powierzchni Bloku L leży na lądzie. Podmorska część Bloku L leży w obszarze stosunkowo płytkich wód. Roponośne pole Seria leży ok. 12 km od Bloku L w kierunku południowo-zachodnim, a złoża gazu ziemnego, których odkrycie Brunei Shell Petroleum Company Sendirian Berhad („**BSP**") ogłosiło w dniu 9

listopada 2007 roku, są zlokalizowane w odległości mniej niż 1 km od granicy Bloku L, pod dnem płytkiego morza. Zgodnie z techniczną dokumentacją BSP z 2008 roku, wyniki badań odwiertu Bubut-2, znajdującego się w odległości 400-500 m od granicy Bloku L, świadczą o obecności węglowodorów w sekwencji mioceńskich piasków zbiornikowych o miąższości przekraczającej 190 m. Dokonane ostatnio przez Spółkę interpretacje danych sejsmicznych sugerują, że część struktury Bubut o powierzchni 3-6 $km^2$ może się znajdować na terenie Bloku L. BSP poinformowało oficjalnie, że prowadzone jednocześnie zagospodarowanie złoża Bubut oraz złoża ropy naftowej i gazu ziemnego Danau, odkrytego w 1970 roku i leżącego w odległości mniej niż 3 km od granicy Bloku L, zakończy się do 2012 roku. Ze złóż tych będzie wydobywany gaz ziemny, który będzie następnie przetwarzany na płynny gaz LNG z przeznaczeniem na eksport.

*Umowa o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku M*

KOV Borneo, spółka pośrednio zależna w 100% od Spółki, posiada 36% udział w prawie użytkowania górniczego w ramach Umowy o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku M w Brunei, co daje jej prawo do prowadzenia prac poszukiwawczych oraz - pod warunkiem stwierdzenia przez strony umowy, że odkryte złoża mają charakter komercyjny i zatwierdzenia przez PetroleumBRUNEI planu zagospodarowania – do wydobycia ropy naftowej i gazu ziemnego w obszarze Bloku M, o powierzchni 1.505 $km^2$. Blok ten, wydzielony na potrzeby prac poszukiwawczych i zagospodarowania, obejmuje określone tereny podmorskie i lądowe na terytorium Brunei. W drugim i trzecim kwartale 2009 roku KOV Borneo i partnerzy *joint venture* w ramach Bloku M wykonali badania sejsmiczne 3D na obszarze 118 $km^2$, obejmujące obszar pola Belait (ropa i gaz ziemny) w środkowej części Bloku M. W drugim i trzecim kwartale 2010 roku przeprowadzono badania sejsmiczne 3D obszaru o powierzchni 136 $km^{2,}$ leżącego na północ od terenu objętego badaniami 3D Belait oraz na południe od Bloku L, w ramach realizacji zobowiązań umownych do przeprowadzenia badań sejsmicznych w Pierwszym Etapie i Drugim Etapie prac poszukiwawczych dla Bloku M. Spółka partycypowała w granicach swego 36% udziału w prawie użytkowania górniczego w dwóch odwiertach, Markisa-1 i Mawar-1, realizowanych przez Spółkę i jej partnerów na Bloku M w roku 2010. Oba odwierty wykazały obecność węglowodorów i zostały orurowane na całej długości do czasu przeprowadzenia dalszej oceny i ewentualnych testów. Zgodnie z warunkami Umowy o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku M w Brunei, nastąpiło zrzeczenie się obszaru 1.506 $km^2$ Bloku M. W 2011 roku przegląd programu wierceń z 2010 roku wraz z dodatkową interpretacją danych sejsmicznych 3D umożliwił określenie trzech lokalizacji wierceń. We wszystkich trzech lokalizacjach podjęte zostaną prace wiertnicze, zgodnie ze zobowiązaniami Drugiego Etapu prac w ramach Umowy o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku M w Brunei.

Obszar Bloku M jest na ogół porośnięty dżunglą i położony na małej wysokości nad poziomem morza, z wyjątkiem rejonów wydźwigniętych ponad strukturalne nierówności terenu, w rodzaju antykliny Belait. Ogromne pole naftowe Seria, o zasobach szacowanych na miliard baryłek, przylega do zachodniej granicy Bloku M. BSP, operator Serii, mimo upływu ponad 80 lat od odkrycia złoża, wciąż znajduje nowe zasoby eksploatacyjne w ścianach bocznych struktury Seria i w głębszych skałach zbiornikowych. Z leżącego w obrębie Bloku M pola Belait, odkrytego na początku XX w., wydobywano na niewielką skalę ropę naftową i gaz ziemny. Zgodnie z opublikowanymi informacjami, łączne wydobycie ropy naftowej osiągnęło tam 32.000 baryłek, a uzyskane w testach wydobycie gazu ziemnego - aż 15 mln stóp sześciennych na dobę. Testy wykazały w licznych odwiertach obecność węglowodorów. Także analiza wyników badań płuczki i rejestrów z odwiertów wskazuje na obecność węglowodorów. Prowadzone przez Spółkę i jej partnerów w ramach Bloku M główne prace poszukiwawcze nadal będą się koncentrowały w rejonie antykliny Belait.

*Potencjał ropy naftowej i gazu ziemnego*

Brunei, położone na formacji geologicznej znanej jako Delta Baram, znane jest ze znacznych zasobów eksploatacyjnych ropy naftowej i gazu ziemnego, będących istotnym czynnikiem wzrostu gospodarczego kraju od ponad 75 lat. *Statistical Review of World Energy 2011* (Przegląd Statystyczny 2011 – Energia na świecie) opublikowany przez BP informuje, że w obrębie Delty Baram na terytorium Brunei wydobyto 2,4 mld baryłek ropy naftowej oraz ponad 6,0 bln stóp sześciennych gazu ziemnego, a rezerwy potwierdzone tego regionu to 1,1 mld baryłek ropy naftowej oraz 10,6 bln stóp sześciennych gazu ziemnego. Produkcja w Brunei w 2010 roku wynosiła 172.000 bopd i 8,1 Bcf gazu ziemnego.

W wypadku Bloku L, potencjał tworzenia wartości istnieje w zakresie:

(a) poszukiwań ropy naftowej i/lub gazu ziemnego (obciążonych średnim lub wysokim ryzykiem) w utworach strukturalnych zalegających pod obszarem Tutong,, objętym badaniem

sejsmicznym 3D, na wschód od ogromnego pola Seria, bezpośrednio na przedłużeniu mało rozpoznanej antykliny Belait,

(b) poszukiwań i eksploatacji (obciążonych średnim ryzykiem) akumulacji gazu ziemnego wzdłuż pasa przybrzeżnego, w bliskim sąsiedztwie niedawno odkrytego złoża Bubut, oraz wcześniej odkrytych złóż Danau i Scout Rock,

(c) możliwości zagospodarowania i eksploatacji (obciążonych średnim ryzykiem) zasobów zarówno ropy, jak i gazu na lądowym polu Jerudong.

W wypadku Bloku M, potencjał tworzenia wartości istnieje w zakresie:

(a) zagospodarowania i eksploatacji (obciążonych niskim lub średnim ryzykiem) pola Belait (ropa naftowa i gaz ziemny) w oparciu o najnowsze badanie sejsmiczne 3D,

(b) eksploatacji/poszukiwania (obciążonych średnim ryzykiem) węglowodorów we wschodniej ścianie ogromnego pola Seria,

(c) struktur nasunięciowych (obciążonych średnim lub wysokim ryzykiem), które mogą zawierać ropę naftową lub gaz ziemny, na przedłużeniu antykliny Belait, oraz

(d) akumulacji ropy i gazu ziemnego w strukturalnych spiętrzeniach (obciążonych wysokim ryzykiem), zidentyfikowanych dzięki nowym badaniom grawimetrycznym i magnetycznym.

*Blok L*

Pod południowo-zachodnią częścią Bloku L, a w szczególności na obszarze objętym badaniem sejsmicznym 3D, zalegają osady o znacznej miąższości (do 4.000 m). Najgłębsze strefy zawierają sekwencję zdeformowanych utworów klastycznych i drugorzędnych utworów węglanowych o wieku oscylującym od górnej kredy do dolnego miocenu. Na skałach tych zalegają młodsze, mniej zdeformowane serie progradujących systemów deltowych o wieku wahającym się od średniego miocenu do czwartorzędu. Pułapka może mieć charakter stratygraficzny lub strukturalny, a w większości wypadków będzie mieć cechy obu rodzajów. Najważniejszymi celami prac poszukiwawczych w Bloku L są mioceńskie formacje Belait i Miri.

Uznaje się, że połączenie znacznych skupisk wycieków ropy naftowej i gazu ziemnego, podstawowych map geologicznych i interpretacji grawimetrycznych zapewniły pierwszym poszukiwaczom sukces w postaci odkrycia pól Miri, Seria, Jerudong i Belait. Na obszarze objętym niedawno wykonanym badaniem sejsmicznym 3D w obrębie Bloku L na przedłużeniu antykliny Belait, występuje ponad 50 wycieków ropy i gazu skupionych w rejonie Simbatang. BSP wykonało osiem płytkich odwiertów poszukiwawczych w rejonie tego skupiska w latach 1914–1918. Wszystkie te odwierty przecięły piaskowcowe skały zbiornikowe o dobrej jakości, wykazujące obecność gazu i ropy, jednak ich wydobycie uznano wówczas za nieopłacalne ekonomicznie.

Obiekty poszukiwawcze, zidentyfikowane w drodze dokonanej przez KOV interpretacji danych z badania sejsmicznego 3D w połączeniu z danymi geologicznymi i danymi z odwiertów, przygotowanymi przez pracowników technicznych KOV, obejmują:

- *Lempuyang* - Prace nad odwiertem Lempuyang-1 rozpoczęło się w połowie lipca 2010 roku, a odwiert osiągnął ostateczną głębokość 3.220 m na początku października 2010 roku. Wystąpiły objawy wskazujące na obecność znacznych ilości gazu w przewierconych skałach, a interpretacja rejestrów z odwiertu wskazała na trzy potencjalnie strefy zalegania węglowodorów. Partnerzy *joint venture* postanowili przetestować dwie główne strefy o całkowitej miąższości brutto 56,4 m. Testy rozpoczęły się na początku lutego 2011 roku, w najniższej strefie o miąższości 22 m, natrafiono na wodę i niewielkie ilości gazu ziemnego. Badania w drugiej strefie doprowadziły do ujścia gazu na powierzchnię i do jego tam spalania. Podczas czyszczenia odwiertu usterka mechaniczna doprowadziła do utraty szczelności zapewniającej odpowiednie ciśnienie urządzeń pracujących pod ziemią. Testy przerwano bez dokonania pomiarów. Do czasu przybycia sprzętu zastępczego prace zostały wstrzymane.

- *Languas* - Obiekt poszukiwawczy Languas to duże, niemal ciągłe zamknięcie zaburzone trzema uskokami, którego obecność potwierdzają wartości amplitudy. Sekcja stanowiąca cel poszukiwań

występuje na głębokości 11.500 stóp (3.500 m) w osadach pochodzenia deltowego i zalega na powstałych pod dużym ciśnieniem łupkach formacji Setap, na co wskazuje analiza z zastosowaniem metod stratygrafii sejsmicznej. Sekcja ta nie została przecięta przez żaden z odwiertów zlokalizowanych w obrębie Bloku L, chociaż w odwiercie BL-18 w obrębie Bloku M, położonym na południe od omawianego obiektu, dowiercono się do miąższej warstwy czystych piaskowców formacji Ridan, położonej w porównywalnej pozycji stratygraficznej, spójnej z pozycją sekcji skały zbiornikowej oczekiwanej w obiekcie poszukiwawczym Languas.

- *Letup Letup* - Obiekt poszukiwawczy Letup Letup to zaburzone czterema uskokami zamknięcie strukturalne leżące w rejonie Tutong, na obszarze objętym badaniem sejsmicznym 3D. Należy tu oczekiwać sekcji skały zbiornikowej podobnej do znajdującej się w eksploatowanym złożu Ridan Sands na polu Belait. Struktura jest bardzo słabo urzeźbiona i ma dość dobrą amplitudę sejsmiczną.

- *Yellow Fin* - Obiekt poszukiwawczy Yellow Fin to duże, zaburzone trzema uskokami zamknięcie, którego obecność potwierdzają wartości amplitudy. Sekcja stanowiąca cel poszukiwań występuje na średniej głębokości - ok. 2.000 m - w formacji Belait. Sekcja ta została przecięta przez liczne odwierty zlokalizowane na obszarze wykazującym obecność ropy naftowej i gazu ziemnego.

- *Lukut* – Obiekt poszukiwawczy Lukut (wcześniej zwany Simbatang South) to duże zaburzone trzema uskokami zamknięcie, którego obecność potwierdzają wartości amplitudy. Sekcja stanowiąca cel poszukiwań występuje na płytkiej lub średniej głębokości, od ok. 1.600 m do ok. 2.000 m w formacji Belait. Sekcja ta została przecięta przez liczne odwierty zlokalizowane na obszarze wykazującym obecność ropy naftowej i gazu ziemnego. Skupisko wycieków w obrębie obiektu poszukiwawczego Simbatang leży na północnym skraju obiektu. Prace nad odwiertem Lukut-1 rozpoczęły się w drugim kwartale 2010 roku. Ostateczna głębokość odwiertu wyniosła 2.366 m. To, że w odwiercie natrafiono na gaz, wskazania obecności węglowodorów w zwiercinach z wielu sekcji odwiertu oraz interpretacja rejestrów z odwiertów, pozwoliło wytypować dziesięć potencjalnych stref zalegania węglowodorów. Odwiert został orurowany na całej długości do czasu dalszej oceny. Wstępną ocenę złóż zaplanowano na pierwszy kwartał 2013 roku.

- *Lukut Updip* – Duży obiekt poszukiwawczy, zidentyfikowany poprzez wykorzystanie dostępnych danych sejsmicznych 2D oraz 3D. Obiekt poszukiwawczy znajduje się w wypiętrzeniu obiektu Lukut-1, na którym natrafiono na węglowodory podczas wierceń oraz stwierdzono nasycenie węglowodorami w analizie petrofizycznej. Obiekt poszukiwawczy to zaburzone trzema uskokami zamknięcie, a jego szacunkowe potencjalne zasoby (P10) wynoszą 172 MMboe. Odwiert poszukiwawczy miałby średnią głębokość i kończył się w dolnej sekwencji klinoformy, po przewierceniu różnych anomalii amplitudy. Bieżący program badań 3D na 2012 r. ma na celu obniżenie ryzyka dla tego obiektu poszukiwawczego.

- *Flat Spot* – Obiekt położony na południowy zachód od Lempuyang-1 to duża, wyraźnie zdefiniowana zamknięta uskokami pułapka. O występowaniu węglowodorów świadczy tzw. „flat spot", który da się łatwo zidentyfikować z wykorzystaniem danych sejsmicznych 3D. Ma on układ poziomy i przepoławia złoże o potencjalnej grubości brutto ok. 450 m. Potencjalne zasoby (P10) tego obiektu poszukiwawczego wynoszą 86 MMboe.

Poniżej opisano pozostałe obiekty poszukiwawcze, zidentyfikowane w obrębie Bloku L na podstawie danych sejsmicznych 2D, interpretacji geologicznej i analizy informacji pochodzących z wcześniej wykonanych odwiertów w obrębie Bloku L:

- *Bubut Extension* - Podmorskie pole gazowe Bubut znajduje się w odległości ok. 7 km od rejonu Lumut/Tutong, w obrębie Bloku L. BSP wykonało odwiert poszukiwawczy Bubut-1 w 1993 roku, lecz znalezisko nie zostało formalnie potwierdzone do listopada 2007 roku, gdy BSP wykonało odwiert Bubut-2ST w 2007 roku i ogłosiło wówczas, że skierowuje zespół do przygotowania zintegrowanej propozycji zagospodarowania pola pod kątem wstępnego wydobycia gazu w rejonie Bubut-Danau i jego przesyłu bezpośrednio do zakładu produkcji LNG. Napowierzchniowa część odwiertu Bubut-1 znajduje się ok. 500 m, a odwiertu Bubut-2 – ok. 800 m od granicy Bloku L. Dokonany przez Spółkę przegląd dostępnych danych sejsmicznych sugeruje, że akumulacja gazu Bubut znajduje się częściowo w obrębie Bloku L.

- *Jerudong* - Obiekt poszukiwawczy Jerudong znajduje się w ograniczonym uskokami bloku, który obejmował produkcyjne odwierty Jerudong-2, Jerudong-9 i Jerudong-6. Złożona, zaburzona trzema uskokami pułapka złożowa zawiera zasoby o znanej objętości z opróbkowanym horyzontem złożowym. W 2012 roku prowadzone jest pozyskiwanie danych 3D w obszarze Zachodniego Jerudong w celu pełnego wykorzystania pola.

*Blok M*

Charakteryzująca się dużą wydajnością antyklina Seria sąsiaduje od strony wschodniej bezpośrednio z antykliną Belait o podobnej orientacji (południowy-zachód – północny-wschód). Na antyklinie Belait spoczywa spora część centralnego obszaru Bloku M, a także Tutong, objęty niedawno przeprowadzonym badaniem sejsmicznym 3D, położony w granicach Bloku L (północna część antykliny). Antyklina Belait stanowi jedną z dwóch głównych form strukturalnych dominujących na obszarze Bloku M oraz w południowej części Bloku L. Dane z przeprowadzonych na terenie Bloku M badań grawimetrycznych i magnetycznych pozwalają na wyraźne zidentyfikowanie tej antykliny. Drugą główną formą strukturalną na tym obszarze jest synklina Belait, która rozszerza się i pogłębia w kierunku północnym, a zanika w kierunku południowym. Antyklina Belait jest ograniczona od zachodu uskokiem Belait o wergencji zachodniej, który jest dużym uskokiem odwróconym ze znacznym zrzutem, oraz serią odwróconych uskoków kulisowych z wergencją wschodnią, na zachodnim skrzydle synkliny Belait.

Geometrię pułapek złoża Belait można określić jako ostro pofałdowaną antyklinę o strukturze uskokowej. Powierzchnia złoża wynosi niemal 122 $km^2$ (30.000 akrów). Zgodnie z interpretacją, jest to nasunięta struktura wyciśnięta spoczywająca na pokaźnym zespole uskoków przesuwczych. Zespół dzieli się prawdopodobnie na dużą liczbę odrębnych form uskokowych, których złożona struktura wynika z obecności nieregularnie występujących osadów piaskowca w nadbrzeżnym środowisku osadzania (ławy piaszczyste, plaże, kanały, delty itp.). Wskazują one na obecność pułapek stratygraficznych lub przynajmniej na obecność dużego komponentu stratygraficznego w systemie dyslokacji. Spodziewany kierunek wyklinowania jednostek osadów piaskowca to północny zachód, w związku z czym najlepiej rozwinięte pułapki stratygraficzne będą się znajdować po wschodniej stronie antyklin Seria i Belait.

Podstawowe cele w Bloku M znajdują się na obszarze formacji Belait. Formacja ta składa się z gruboziarnistych fluwialnych i deltowych piasków oraz łupków z dodatkiem węgli i węgli brunatnych. Formacja Belait została osadzona na zerodowanej powierzchni formacji Temburong. Sekwencja fluwialna przechodzi ku górze w transgresyjną sekwencję płytkomorską, w której skład wchodzą piaskowce przybrzeżne z pola Seria, charakteryzujące się zwiększaniem ziarna ku górze.

Partnerzy *joint venture* dla Bloku M w Brunei skupiają się na wdrożeniu podzielonego na etapy programu poszukiwawczego, w tym również na ponownym przetworzeniu i interpretacji wcześniejszych danych sejsmicznych oraz na pozyskaniu nowych danych geofizycznych, jak również na przygotowaniach do testowania jednego (Markisa-1) z dwóch odwiertów wykonanych w 2010 roku. Prace te objęły także pozyskanie danych z badania sejsmicznego 3D z obszaru 254 $km^2$, danych sejsmicznych 2D z obszaru 60 km oraz danych z lotniczego grawimetrycznego/magnetycznego badania geofizycznego całego Bloku. Dane uzyskane w toku tych prac zostaną wykorzystane przez partnerów *joint venture* dla Bloku M do przygotowania oceny oraz planu zagospodarowania pola Belait.

Oprócz projektu zagospodarowania pola Belait, na obszarze Bloku M zidentyfikowano 15 obiektów poszukiwawczych/potencjalnych obiektów poszukiwawczych. Poniżej przedstawiono krótki opis niektórych obiektów poszukiwawczych na terenie Bloku M, które zostały zidentyfikowane na podstawie interpretacji danych geologicznych i geofizycznych, rewizji danych uzyskanych w wyniku badania aerograwitacyjnego i magnetycznego, przeprowadzonego na tych obszarach w 2008 roku, oraz na podstawie analizy przeprowadzonej przez pracowników technicznych KOV, dotyczącej danych z odwiertów wykonanych uprzednio na terenie Bloku M:

- *Meritus* – ten obiekt poszukiwawczy znajduje się pod strefą nasunięciową uskoku i będzie testował potencjalnie gazo- i roponośne utwory piaskowcowe w piaskowcach Langsat i Ridan. Potencjał występowania węglowodorów w obiekcie potwierdza obecność węglowodorów w piaskowcu Langsat przeciętym przez odwiert Belait-16. Wiercenia tego obiektu mają być prowadzone w 2012 r. na głębokość całkowitą 3.500 m, a potencjalne zasoby obiektu (P10) wynoszą 100 MMboe.

- *Melati* – ten obiekt poszukiwawczy znajduje się ponad strefą nasunięciową uskoku. Jego formacje to między innymi piaskowce w antyklinie ograniczonej uskokami. Gaz z tej struktury badano w ramach odwiertu Belair-7. Odwiert ma być wykonany w 2012 r. na głębokość 2.000 m, a potencjalne zasoby (P10) wynoszą 2,3 MMboe.

- *Merawan* – ten obiekt poszukiwawczy będzie testował potencjalnie gazo- i roponośne utwory piaskowcowe po stronie skrzydła spągowego uskoku Belait. Nasunięciowy obiekt poszukiwawczy cechują zasoby podobne do tych badanych w ramach odwiertów Belait-13 i Belait-16 w położeniu strukturalnie niższym. Potencjalna pułapka znajduje się na dole obszaru pola Mawar/Markisa.

- *Mayapis* – ten obiekt poszukiwawczy gazu i ropy będzie opróbkowywał potencjalnie złożowe utwory piaskowcowe po stronie skrzydła spągowego uskoku Belait. Analogiczne utwory były opróbkowywane odwiertem Belait 13, wykonanym w strukturalnym obniżeniu oraz odwiertem Belait 5, wykonanym w położeniu strukturalnie wyższym niż odwiert Belait 13. Potencjalna pułapka jest zlokalizowana na południe od tych odwiertów, na obszarze pomiędzy uskokiem Belait a uskokiem normalnym o orientacji wschód-zachód.

- *Northern Sub-Thrust* – ten obiekt poszukiwawczy gazu i ropy będzie opróbkowywał potencjalnie złożowe utwory piaskowcowe po stronie skrzydła spągowego uskoku Belait. Nasunięciowy obiekt poszukiwawczy cechuje zasoby podobne do tych badanych w ramach odwiertów Belait-13 i Belait-16 w położeniu strukturalnie niższym. Potencjalna pułapka znajduje się na północ od obszaru badań sejsmicznych 3D z 2009 roku.

- *Mahawu* – ten obiekt poszukiwawczy gazu i ropy będzie opróbkowywał potencjalnie złożowe utwory piaskowcowe w strefie między nasunięciami głównego uskoku Belait. Międzynasunięciowy obiekt poszukiwawczy cechują zasoby podobne do tych badanych w ramach odwiertu Belait-12 w położeniu strukturalnie niższym. Na tym obiekcie poszukiwawczym wiercenie rozpocznie się w 2012 roku na głębokość ok. 2.500 m, a ilość prawdopodobnych zasobów (P10) szacuje się na 93 MMboe.

- *Mengkudu* – ten obiekt poszukiwawczy gazu i ropy będzie opróbkowywał potencjalnie złożowe utwory piaskowcowe w strefie nasunięciowej dużego uskoku bezpośrednio na północny-północny-wschód od uskoku Mawar/Markisa. Nasunięciowy obiekt poszukiwawczy cechują zasoby podobne do tych badanych w ramach odwiertów Belait-16, Belait-15 i Belait-10 w położeniu strukturalnie niższym.

- *Mahogani* – ten obiekt poszukiwawczy gazu i ropy będzie opróbkowywał potencjalnie złożowe utwory piaskowcowe w strefie nasunięciowej dużego uskoku bezpośrednio na północ od obszaru badań sejsmicznych 3D z 2009 roku. Nasunięciowy obiekt poszukiwawczy cechują zasoby podobne do tych badanych w ramach odwiertów Belait-15, Belait-7 i Belait-12 w położeniu strukturalnie niższym.

- *Mengkuang* – ten obiekt poszukiwawczy gazu i ropy będzie opróbkowywał potencjalnie złożowe utwory piaskowcowe w strefie nasunięciowej dużego uskoku na północ od obszaru badań sejsmicznych 3D z 2009 roku. Nasunięciowy obiekt poszukiwawczy cechują zasoby podobne do tych badanych w ramach odwiertów Belait-15, Belait-7 i Belait-12 w położeniu strukturalnie niższym.

- *Melur* – ten obiekt poszukiwawczy gazu i ropy będzie opróbkowywał potencjalnie złożowe utwory piaskowcowe w strefie nasunięciowej dużego uskoku na południe od odkrytych złóż Mawar/Markisa. Nasunięciowy obiekt poszukiwawczy cechują zasoby podobne do tych badanych w ramach odwiertów Belait-18, Belait-17, Mawar-1 i Markisa-1.

*Potencjał zasobów*

*Blok L*

RPS przeprowadziła ocenę zasobów warunkowych i perspektywicznych ropy naftowej i gazu dla Bloku L i przygotowała Raport RPS nt. Bloku L w Brunei. W ramach przygotowań Raportu RPS nt. Bloku L w Brunei, RPS dokonała wszechstronnego przeglądu wszystkich dostępnych danych technicznych, jako podstawy oceny

potencjału Bloku L i sporządziła oszacowanie zasobów warunkowych i perspektywicznych dla zidentyfikowanych obiektów poszukiwawczych na dzień 31 grudnia 2011 r.

Zasoby warunkowe

Zasoby warunkowe w wysokości 60.000 baryłek ropy netto dla KOV zostały zidentyfikowane w raporcie RPS dla jednego z obszarów poszukiwawczych w Bloku L.

Zasoby perspektywiczne

Zasoby perspektywiczne zidentyfikowano w 14 obiektach poszukiwawczych w Bloku L w oparciu o interpretację danych sejsmicznych 3D i 2D oraz szacunki geologiczne. Zasoby perspektywiczne ropy naftowej i gazu ziemnego podsumowano w poniższej tabeli.

| **ZASOBY PERSPEKTYWICZNE – Blok L w Brunei** (dla 90% efektywnego udziału KOV) | | | | |
|---|---|---|---|---|
| **Obszar poszukiwawczy** | **Kategoria zasobów** | **Low Estimate** *(Najniższa wartość szacunkowa)* | **Best Estimate** *(Najlepsza wartość szacunkowa)* | **High Estimate** *(Najwyższa wartość szacunkowa)* |
| **Blok L** | Ropa (MMbo) | 189 | 283 | 430 |
| | Gaz (Bcf) | 1013 | 1480 | 2203 |
| | **Razem MMboe** | **179** | **265** | **399** |
| *Zasoby perspektywiczne – wartości nie uwzględniają ryzyka* | | | | |

**Uwagi:**

*(1) „Zasoby Warunkowe" to ilości ropy naftowej lub gazu ziemnego, które według szacunków na dany dzień mogą potencjalnie zostać pozyskane ze znanych akumulacji przy zastosowaniu istniejącej technologii lub postępu technicznego, ale które nie osiągnęły jeszcze stopnia zaawansowania pozwalającego na komercyjne zagospodarowanie ze względu na jedno lub więcej uwarunkowań. Uwarunkowania te mogą mieć charakter ekonomiczny, prawny, środowiskowy, polityczny, jak też wypływać z regulacji lub braku rynku. Zasoby Warunkowe dzielą się na kategorie: „Najniższa wartość szacunkowa" (1C), „Najlepsza wartość szacunkowa" (2C) i „Najwyższa wartość szacunkowa" (3C), w relacji do stopnia pewności związanego z szacunkami, a w zależności ekonomicznej opłacalności mogą być dzielone na podkategorie.*

*(2) „Zasoby Perspektywiczne" to takie ilości ropy naftowej lub gazu, które według szacunków na dany dzień mogą potencjalnie zostać pozyskane z nieodkrytych akumulacji poprzez realizację przyszłych planów rozwojowych. Zasobom tym przypisana jest zarówno szansa na odkrycie, jak i szansa na rozwój. Dzielą się na kategorie, w relacji do stopnia pewności związanego z szacunkami, odzwierciedlającego założenia dotyczące możliwości ich odkrycia i rozwoju, a także mogą być dzielone na podkategorie w zależności od stopnia zaawansowania projektu.*

*(3) „Low Estimate" („Najniższa wartość szacunkowa") uważane jest za ostrożny szacunek ilości zasobów warunkowych, które będą faktycznie pozyskane. Jest wysoce prawdopodobne, że ilości pozyskane w rzeczywistości, przekroczą oszacowania. W kategoriach rachunku prawdopodobieństwa oznaczać to będzie co najmniej 90% prawdopodobieństwo (P90), że ilości pozyskane będą równe lub wyższe niż ostrożny szacunek.*

*(4) „Best Estimate" („Najlepsza wartość szacunkowa") uważane jest za wyważony szacunek ilości zasobów warunkowych, które będą faktycznie pozyskane. Jest prawdopodobne, że ilości pozyskane w rzeczywistości, będą niższe lub wyższe od oszacowań. W kategoriach rachunku prawdopodobieństwa oznaczać to będzie co najmniej 50% prawdopodobieństwo (P50), że ilości pozyskane będą równe lub wyższe niż wyważony szacunek.*

(5) *„High Estimate" („Najwyższa wartość szacunkowa") uważane jest za optymistyczny szacunek ilości zasobów warunkowych, które będą faktycznie pozyskane. Jest mało prawdopodobne, że ilości pozyskane w rzeczywistości, przekroczą oszacowania. W kategoriach rachunku prawdopodobieństwa oznaczać to będzie co najmniej 10% prawdopodobieństwo (P10), że ilości pozyskane będą równe lub wyższe niż optymistyczny szacunek.*

(6) *Pozycja razem dla Low, Best i High Estimate (Najniższej, Najlepszej i Najwyższej wartości szacunkowej) została określona w przybliżeniu i nie jest sumą arytmetyczną, lecz bazuje na wszystkich tych węglowodorach, którym przypisano szansę 50/50 na bycie ropą lub gazem oraz na współczynniku konwersji na boe, gdzie 6 Mcf gazu odpowiada jednej baryłce ropy.*

*Blok M*

RPS przeprowadziła ocenę zasobów warunkowych i perspektywicznych ropy naftowej i gazu dla Bloku M i przygotowała Raport RPS nt. Bloku M w Brunei. W ramach przygotowań Raportu RPS nt. Bloku M w Brunei, RPS dokonała wszechstronnego przeglądu wszystkich dostępnych danych technicznych, jako podstawy oceny potencjału Bloku M i sporządziła oszacowanie zasobów warunkowych i perspektywicznych dla zidentyfikowanych obiektów poszukiwawczych na dzień 31 grudnia 2011 r.

Zasoby warunkowe

W oparciu o interpretację danych sejsmicznych 3D i 2D, ocenę geologiczną i informacje z odwiertu uznano, że dwa obszary poszukiwawcze w Bloku M mogą mieć zasoby warunkowe. Do jednego obszaru w Bloku M RPS przypisała zasoby warunkowe w wysokości 110.000 baryłek ropy netto dla KOV, zaś do drugiego - 2 Bcf gazu netto dla KOV.

Zasoby perspektywiczne

Zasoby perspektywiczne zidentyfikowano w 11 obiektach poszukiwawczych w Bloku M w oparciu o interpretację danych sejsmicznych 3D i 2D oraz szacunki geologiczne. Zasoby perspektywiczne ropy naftowej i gazu ziemnego podsumowano w poniższej tabeli.

| **ZASOBY PERSPEKTYWICZNE – Blok M w Brunei** (dla 36% efektywnego udziału KOV) | | | | |
|---|---|---|---|---|
| **Obszar poszukiwawczy** | **Kategoria zasobów** | **Low Estimate** *(Najniższa wartość szacunkowa)* | **Best Estimate** *(Najlepsza wartość szacunkowa)* | **High Estimate** *(Najwyższa wartość szacunkowa)* |
| **Blok M** | Ropa (MMbo) | 15,5 | 35,6 | 93,6 |
| | Gaz (Bcf) | 26,3 | 109,4 | 412,6 |
| | **Razem MMboe** | **10** | **27** | **81** |
| *Zasoby perspektywiczne – wartości nie uwzględniają ryzyka* | | | | |

**Uwagi:**

(1) *„Zasoby Warunkowe" to ilości ropy naftowej lub gazu ziemnego, które według szacunków na dany dzień mogą potencjalnie zostać pozyskane ze znanych akumulacji przy zastosowaniu istniejącej technologii lub postępu technicznego, ale które nie osiągnęły jeszcze stopnia zaawansowania pozwalającego na komercyjne zagospodarowanie ze względu na jedno lub więcej uwarunkowań. Uwarunkowania te mogą mieć charakter ekonomiczny, prawny, środowiskowy, polityczny, jak też wypływać z regulacji lub braku rynku. Zasoby Warunkowe dzielą się na kategorie: „Najniższa wartość szacunkowa" (1C), „Najlepsza wartość szacunkowa" (2C) i „Najwyższa wartość szacunkowa" (3C), w relacji do stopnia pewności związanego z szacunkami, a w zależności ekonomicznej opłacalności mogą być dzielone na podkategorie.*

(2) *„Zasoby Perspektywiczne" to takie ilości ropy naftowej lub gazu, które według szacunków na dany dzień mogą potencjalnie zostać pozyskane z nieodkrytych akumulacji poprzez realizację przyszłych planów rozwojowych. Zasobom tym przypisana jest zarówno szansa na odkrycie, jak i szansa na rozwój. Dzielą się na kategorie, w relacji do stopnia pewności związanego z szacunkami, odzwierciedlającego założenia dotyczące możliwości ich odkrycia i rozwoju, a także mogą być dzielone na podkategorie w zależności od stopnia zaawansowania projektu.*

(3) *„Low Estimate" („Najniższa wartość szacunkowa") uważane jest za ostrożny szacunek ilości zasobów warunkowych, które będą faktycznie pozyskane. Jest wysoce prawdopodobne, że ilości pozyskane w rzeczywistości, przekroczą oszacowania. W kategoriach rachunku prawdopodobieństwa oznaczać to będzie co najmniej 90% prawdopodobieństwo (P90), że ilości pozyskane będą równe lub wyższe niż ostrożny szacunek.*

(4) *„Best Estimate" („Najlepsza wartość szacunkowa") uważane jest za wyważony szacunek ilości zasobów warunkowych, które będą faktycznie pozyskane. Jest prawdopodobne, że ilości pozyskane w rzeczywistości, będą niższe lub wyższe od oszacowań. W kategoriach rachunku prawdopodobieństwa oznaczać to będzie co najmniej 50% prawdopodobieństwo (P50), że ilości pozyskane będą równe lub wyższe niż wyważony szacunek.*

(5) *„High Estimate" („Najwyższa wartość szacunkowa") uważane jest za optymistyczny szacunek ilości zasobów warunkowych, które będą faktycznie pozyskane. Jest mało prawdopodobne, że ilości pozyskane w rzeczywistości, przekroczą oszacowania. W kategoriach rachunku prawdopodobieństwa oznaczać to będzie co najmniej 10% prawdopodobieństwo (P10), że ilości pozyskane będą równe lub wyższe niż optymistyczny szacunek.*

(6) *Pozycja razem dla Low, Best i High Estimate (Najniższej, Najlepszej i Najwyższej wartości szacunkowej) została określona w przybliżeniu i nie jest sumą arytmetyczną, lecz bazuje na wszystkich tych węglowodorach, którym przypisano szansę 50/50 na bycie ropą lub gazem oraz na współczynniku konwersji na boe, gdzie 6 Mcf gazu odpowiada jednej baryłce ropy.*

*Działalność poszukiwawcza i plany na przyszłość*

*Programy sejsmiczne*

*Blok L*

Program pozyskania 350 km$^2$ danych sejsmicznych 3D w Bloku L zakończono dnia 8 maja 2009 roku dla obszaru Tutong. Od czwartego kwartału 2011 roku do drugiego kwartału 2012 roku zebrane i przetworzone zostaną 165,5 km$^2$danych sejsmicznych 3D, 13,5 km$^2$ z badania sejsmicznego 3D typu *swath* oraz 13 km danych sejsmicznych 2D. W celu lepszego rozpoznania strukturalnej charakterystyki Bloku L nowe badania sejsmiczne zostaną połączone z danymi z badań sejsmicznych 3D przeprowadzonych w 2009 roku. Głównym celem programu badań sejsmicznych w 2011 i 2012 roku będzie pełna ocena potencjału występowania węglowodorów w strukturalnie złożonym obszarze Jerudong, obniżenie ryzyka obiektu poszukiwawczego Lukut Updip oraz zidentyfikowanie innych potencjalnych obiektów poszukiwawczych.

*Blok M*

Partnerzy dla Bloku M pozyskali w 2009 roku łącznie 118 km$^2$ danych sejsmicznych 3D, z obszaru gdzie wcześniejszej odkryto złoża gazu ziemnego Belait, 33 km danych sejsmicznych 2D dla strefy na południe od obszaru objętego badaniem 3D, a kolejne 27 km danych 2D dla strefy między złożami roponośnymi Belait a strefą Tutong Bloku L. Przetwarzanie i interpretację pozyskanych danych ukończono pod koniec 2009 roku, a interpretacja przetworzonych danych przez specjalistów technicznych KOV i partnerów dla Bloku M pozwoliła określić dwie lokalizacje odwiertów, uwzględnione w programie odwiertów na 2010 rok. W drugim i trzecim kwartale 2010 roku zakończono pozyskiwanie 136 km$^2$ danych sejsmicznych 3D dla strefy położonej bezpośrednio na północ od obszaru Belait 3D, w celu realizacji wszystkich zobowiązań umownych w zakresie Pierwszego Etapu i Drugiego Etapu programu poszukiwań dla Bloku M.

*Odwierty i badania*

*Blok L*

Prace nad Lukut-1, o głębokości 2.366 m, rozpoczęto 2 maja 2010 roku. Analizy umożliwiające ocenę zawartości węglowodorów w płuczce uzyskanej w trakcie wiercenia wykazały stopniowy wzrost zawartości

gazu zmiennego ($C_1$ do $C_5$) na głębokości od 1.745 m do 2.230 m. Interpretacja rejestrów z odwiertów umożliwiła identyfikację 10 stref z potencjałem, w czerwcu 2010 roku odwiert uzbrojono na całej długości, a prace zawieszono w oczekiwaniu na testy. Obecne plany przewidują testy 3 z 10 potencjalnych stref, a spodziewany termin rozpoczęcia testów to 2013 rok.

Wiercenie Lempuyang-1 rozpoczęto w połowie lipca 2010 roku, uzyskując ostatecznie głębokość 3.220 m (rzeczywista głębokość pionowa 2.817 m). Istotne utrudnienia napotykane w trakcie prac, a związane z kontrolą stref nadciśnienia, wydłużyły czas wiercenia oraz spowodowały, że odwiert zakończono powyżej pierwotnie planowanej głębokości 3.500 m. Konstrukcja odwiertu przewidywała możliwość wystąpienia wysokiego ciśnienia, jednakże kilka napotkanych poważnych wrzutów gazu wskazało na potrzebę zmiany konstrukcji w celu przystosowania jej do istniejących warunków. Trzy z czterech docelowych horyzontów w odwiercie zostało w pełni spenetrowanych. Interpretacja rejestrów z odwiertu umożliwiła wskazanie potencjalnych z stref gazonośnych w każdym z trzech najniżej położonych docelowych horyzontów. Odwiert orurowano na całej głębokości, a prace zawieszono do czasu dalszych testów.

Partnerzy *joint venture* dla Bloku L postanowili przystąpić do testowania trzech stref o całkowitej miąższości 56,4 m. Pierwszą z nich perforowano na początku lutego 2011 roku, nastąpił wypływ wody (prawdopodobnie z jednej z warstw piaskowców zalegających poniżej i cechujących się wyższym ciśnieniem) oraz niewielkich ilości gazu. Drugi test przyniósł wypływ gazu ziemnego na powierzchnię, jednak podczas czyszczenia odwiertu nastąpiła awaria mechaniczna prowadząca do utraty spójności ciśnienia sprzętu wiertniczego. Testy przerwano bez dokonania pomiarów, prace zawieszono do czasu przybycia sprzętu zastępczego.

W Bloku L planuje się wykonanie co najmniej dwóch odwiertów poszukiwawczych do sierpnia 2013 roku. Lokalizacja tych odwiertów zostanie potwierdzona w 2012 roku, po przetworzeniu i interpretacji informacji sejsmicznych, których pozyskiwanie aktualnie trwa.

*Blok M*

KOV weźmie udział w wykonaniu odwiertów w trzech obiektach poszukiwawczych w celu zbadania trzech różnych rodzajów formacji w 2012 roku, w ramach realizacji swoich zobowiązań wiertniczych z Drugiego Etapu Umowy o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku M. Zamawianie urządzeń wiertniczych jest obecnie w toku, a rozpoczęcie prac nad pierwszym odwiertem spodziewane jest w trzecim kwartale 2012 roku. Potencjalny wolumen (P10) dla trzech obiektów poszukiwawczych wynosi 195 MMboe.

Spółka KOV brała udział w wykonaniu dwóch odwiertów w Bloku M w 2010 roku. Odwiert Mawar-1, którego wiercenie rozpoczęto dnia 25 sierpnia 2010 roku, wykonano w celu oceny szeregu warstw piaskowców z formacji Belait, o pochodzeniu od średniego do późnego okresu mioceńskiego. W połowie września odwiert osiągnął ostateczną głębokość 1.292 m, a interpretacja informacji z odwiertu wraz z danymi z rejestrów sugerowała, że w pierwszym celu (piaskowiec Ridan) natrafiono na warstwę gazu ziemnego o miąższości 25 m w złożu Ridan, zalegającą na głębokości 1.005 m. Niżej położony cel drugorzędny (Rampayoh Series) wskazywał obecność węglowodorów w obszarze cięcia i ścianach bocznych, w przewarstwionej sekwencji piaskowo-łupkowej. Odwiert Mawar-1 zabezpieczono na całej długości, a dalsze prace zawieszono do czasu dalszych testów.

Odwiert Markisa-1 wykonano w obiekcie poszukiwawczym zidentyfikowanym na podstawie danych z badań sejsmicznych 3D, pozyskanych przez partnerów *joint venture* dla Bloku M w 2009 roku. Celem odwiertu była ocena potencjału zbudowanego z piaskowców rezerwuaru, gdzie z przyległego bloku ograniczonego uskokami wydobywano ropę naftową w latach 20. i 30. XX wieku. Odwiert Markisa-1 rozpoczęto pod koniec września 2009 roku, a całkowitą głębokość 1.300 m osiągnął w pierwszej połowie października. W odwiercie napotkano ropę naftową występującą w piaskowcu Ridan w interwale od 1.070 m do 1,100 m, o rzeczywistej miąższości pionowej 29 m. Odwiert orurowano na całej długości, a dalsze prace zawieszono w oczekiwaniu na przyszłe testy.

Badania odwiertów Mawar i Markisa wstrzymano aż do zakończenia trzech odwiertów w ramach Drugiego Etapu programu poszukiwawczego.

*Istotne umowy*

*Blok L*

(a) Umowa o podziale wpływów z wydobycia

W dniu 28 sierpnia 2006 roku Kulczyk Oil Brunei oraz QAF Brunei Sendirian Berhad („**QAF**") zawarły z PetroleumBRUNEI Umowę o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku L w Brunei, na mocy której Kulczyk Oil Brunei i QAF uzyskały prawo do poszukiwań oraz - pod warunkiem stwierdzenia przez strony umowy, że odkryte zasoby mają charakter komercyjny i zatwierdzenia przez PetroleumBRUNEI planu zagospodarowania - wydobycia ropy i gazu ziemnego w Bloku L w Brunei. Według stanu na dzień podpisania Umowy o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku L w Brunei, Kulczyk Oil Brunei posiadała udział w prawie użytkowania górniczego na poziomie 90%, a QAF posiadał pozostały 10% udział w prawie użytkowania górniczego w ramach Umowy o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku L w Brunei. W późniejszym terminie Spółka dokonała na rzecz AED SEA cesji 50% udziałów w prawie użytkowania górniczego w ramach Umowy o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku L w Brunei, które ponownie nabyła w grudniu 2011 roku wraz z nabyciem AED SEA od jej poprzedniego podmiotu dominującego, a w efekcie Spółka posiadała udział w prawie użytkowania górniczego na poziomie 90% w Bloku L w Brunei. Umowa o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku L została zawarta na 30 lat. W sierpniu 2010 roku Spółka i jej partnerzy joint venture w Bloku L podjęli decyzję o przystąpieniu do Drugiego Etapu programu poszukiwawczego w ramach Umowy o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku L w Brunei.

W grudniu 2011 roku, kiedy KOV Cyprus nabyła 100% akcji AED SEA po zamknięciu Nabycia AED SEA, KOV poprzez swój pośrednio w 100% zależny podmiot SEA AED została operatorem w Bloku L.

Zgodnie z Umową o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku L w Brunei, PetroleumBRUNEI lub wyznaczony przezeń podmiot ma prawo do nabycia w dowolnej chwili do 15% udziału w prawie użytkowania górniczego w Bloku L („**Prawo Odkupu w Bloku L**"). Prawo Odkupu w Bloku L zostanie zrealizowane poprzez proporcjonalne zmniejszenie udziałów obecnych stron Umowy o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku L. W przypadku, gdy PetroleumBRUNEI wykona Prawo Odkupu w Bloku L w okresie poszukiwań zgodnie z Umową o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku L w Brunei, jej udziały aż do końca okresu poszukiwań będą przypisane pozostałym stronom proporcjonalnie do ich udziałów (po czym przejmie swój proporcjonalny udział w kosztach). Jeżeli PetroleumBRUNEI wykona Prawo Odkupu w Bloku L po zakończeniu okresu poszukiwań, będzie zobowiązana do proporcjonalnego pokrywania kosztów.

(b) Umowa operacyjna

W dniu 28 sierpnia 2006 roku Kulczyk Oil Brunei podpisała z QAF umowę operacyjną („**Umowa operacyjna dotycząca Bloku L**"), na mocy której spółka Kulczyk Oil Brunei została wstępnie wyznaczona jako operator dla Bloku L. Umowa operacyjna dotycząca Bloku L określa warunki współpracy pomiędzy stronami oraz zakres działalności związanej z wydobyciem ropy naftowej w Bloku L. Umowa operacyjna dotycząca Bloku L jest oparta na wzorze umowy operacyjnej przygotowanym przez *Association of International Petroleum Negotiators* („**AIPN"**). Celem Umowy operacyjnej dotyczącej Bloku L jest ustanowienie wzajemnych praw i obowiązków stron w zakresie działalności objętej Umową o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku L, w tym wspólnych poszukiwań, szacowania, rozwoju infrastruktury, wydobycia i odprowadzania ropy naftowej lub gazu ziemnego wydobytego w Bloku L.

Jako strona Umowy operacyjnej dotyczącej Bloku L, spółka Kulczyk Oil Brunei jest zobowiązana do terminowego wnoszenia opłat z tytułu swojego udziału we Wspólnych Kosztach (zgodnie z definicją w Umowie operacyjnej dotyczącej Bloku L), w tym wpłacania zaliczek pieniężnych oraz odsetek narosłych zgodnie z Umową operacyjną dotyczącą Bloku L. Kulczyk Oil Brunei jest również zobowiązana do uzyskania i utrzymania wszelkich zabezpieczeń wymaganych na mocy Umowy operacyjnej dotyczącej Bloku L lub Umowy o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku L w Brunei.

Zgodnie z umową cesji, przejęcia i zmiany Umowy operacyjnej dotyczącej Bloku L z dnia 12 maja 2008 roku („**Umowa zmieniająca**"), Kulczyk Oil Brunei dokonała cesji na rzecz AED SEA niepodzielonych 50% z należącego do niej niepodzielonego 90% udziału w Umowie operacyjnej dotyczącej Bloku L (które następnie ponownie nabyła w grudniu 2011 roku). Ponadto, zgodnie z warunkami Umowy zmieniającej, spółka Kulczyk Oil Brunei zrezygnowała z pełnienia roli Operatora, a AED SEA została wyznaczona jako Operator ze skutkiem

od dnia 23 maja 2008 roku. W związku z ponownym nabyciem AED SEA przez spółkę w grudniu 2011 roku, jest ona obecnie – poprzez swój pośrednio w 100% zależny podmiot SEA AED – operatorem w Bloku L. Spółka nie posiada wiedzy o jakimkolwiek naruszeniu postanowień Umowy operacyjnej dotyczącej Bloku L przez którąkolwiek ze stron. Umowa operacyjna dotycząca Bloku L została zawarta na czas trwania Umowy o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku L w Brunei.

(c) Umowa opcji

W dniu 23 kwietnia 2007 roku, Kulczyk Oil Brunei podpisała umowę opcyjną („**Umowa opcji**") ze spółką AED SEA, wówczas podmiotem w pełni zależnym od Nations Petroleum Company Ltd., prywatnej międzynarodowej spółki naftowo-gazowniczej. Na mocy Umowy opcji, AED SEA uzyskała prawo nabycia od Kulczyk Oil Brunei 50% udziału w Umowie o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku L („**Opcja AED South East Asia**"). W zamian za przyznanie przez Spółkę Opcji AED South East Asia, spółka AED SEA zobowiązała się zapłacić na rzecz Kulczyk Oil Brunei kwotę równą środkom wydatkowanym przez Kulczyk Oil Brunei w związku z Umową o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku L w okresie od dnia 28 sierpnia 2006 roku do daty Umowy opcji, i pokryć 100% kosztów i wydatków związanych z wdrożeniem zatwierdzonego programu prac i budżetu Pierwszego Etapu, w tym kosztów ponownego przetwarzania dostępnych danych sejsmicznych oraz kosztów pozyskania, przetwarzania i interpretacji danych sejsmicznych 3D, obejmujących co najmniej 300 $km^2$ obszaru lądowego w Bloku L. W ramach Umowy opcji Kulczyk Oil Brunei otrzymała zwrot wcześniej poniesionych kosztów w kwocie ok. 1,4 mln USD.

W dniu 28 stycznia 2008 roku AED SEA zawiadomiła o decyzji wykonania Opcji AED South East Asia i, na mocy umowy cesji z dnia 23 maja 2008 roku, AED SEA uzyskała 50% udział w prawie użytkowania górniczego w Bloku L, co spowodowało zmniejszenie udziału KOV Cyprus w Umowie o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku L do 40%.

W dniu 23 maja 2008 roku spółka PetroleumBRUNEI wyraziła zgodę na wykonanie Opcji AED South East Asia, a w ramach zatwierdzenia cesji Kulczyk Oil Brunei i AED SEA zgodziły się zwiększyć nakłady na prowadzone prace o kwotę 4,5 mln USD, tym samym zwiększając kwotę uzgodnioną w Umowie o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku L dla Pierwszego Etapu, w związku z czym wymóg minimalnych nakładów na Pierwszy Etap poszukiwań w ramach Umowy o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku L został zwiększony z 20,5 mln USD do 25 mln USD.

W dniu 6 listopada 2008 roku spółka PetroleumBRUNEI formalnie potwierdziła, że AED SEA jest Operatorem dla Bloku L w ramach Umowy o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku L.

W grudniu 2011 roku, kiedy KOV Cyprus nabyła 100% akcji AED SEA po zamknięciu Nabycia AED SEA, KOV została operatorem w Bloku L poprzez swój pośrednio w 100% zależny podmiot SEA AED.

(d) Ugoda

W 2007 roku Spółka zawarła ugodę („**Ugoda**") z Bumico Sendirin Berhard oraz Integra Mining (B) Sendirin Berhad, dwiema prywatnymi spółkami z Brunei oraz ich udziałowcami, w związku z zakwestionowaniem w sądzie prawnego tytułu Spółki do Umowy o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku L w Brunei. Na mocy Ugody Spółka dokonała jednorazowej płatności w kwocie 1,2 mln USD oraz zgodziła się zapłacić łącznie 800.000 USD w ratach kwartalnych w ciągu kolejnych 18 miesięcy i wypłacić do 3,5 mln USD z 10% udziału Spółki w ropie stanowiącej zysk z tytułu Umowy o podziale wpływów (zgodnie z definicją w Umowie o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku L). Ugoda stanowi rozwiązanie wszystkich dotychczasowych sporów pomiędzy stronami i nie przewiduje możliwości zgłaszania dalszych roszczeń lub żądań w związku z zakwestionowaniem prawnego tytułu Spółki do Umowy o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku L. Ostatnia kwartalna płatność została dokonana w dniu 7 maja 2009 roku Na dzień niniejszego RFI wszystkie kwoty należne w ramach Ugody zostały zapłacone, z wyjątkiem ewentualnych kwot płatnych w przyszłości z tytułu udziału Spółki w ropie stanowiącej zysk z tytułu Umowy o podziale wpływów.

(e) Gwarancja

W dniu 28 sierpnia 2006 roku, na mocy postanowień Umowy o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku L w Brunei, Spółka zobowiązała się zagwarantować wykonanie przez Kulczyk Oil Brunei wszystkich zobowiązań tej spółki wynikających z Umowy o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku L w Brunei. Ponadto Spółka wystawiła gwarancję bankową w wysokości 6,83 mln USD na rzecz PetroleumBRUNEI w ramach Pierwszego

Etapu okresu poszukiwawczego w ramach Umowy o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku L w Brunei. Zgodnie z warunkami Umowy opcji, spółka AED SEA zastąpiła tę gwarancję i zwolniła Spółkę z zobowiązań wynikających z gwarancji po zatwierdzeniu w maju 2008 roku cesji 50% udziałów w Umowie o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku L w Brunei. Po rozpoczęciu Drugiego Etapu okresu poszukiwawczego, zgodnie z Umową o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku L w Brunei, spółka Kulczyk Oil Brunei jako jedyny partner joint-venture wystawiła gwarancję na przypadający na nią 40% udział w gwarancji opiewającej na 5,33 mln USD, co było wymagane przez PetroleumBRUNEI w związku z Drugim Etapem okresu poszukiwawczego.

W grudniu 2011 roku KOV Cyprus nabyła 100% akcji AED SEA po zamknięciu Nabycia AED SEA.

*Blok M*

(a) Umowa o podziale wpływów z wydobycia

Valiant International Petroleum Limited („**Valiant**") – obecnie KOV Borneo, China Sino Oil Limited („**China Oil**") i Jana Corporation Sdn Bhd („**Jana**") (łącznie zwane „**Wykonawcą Bloku M**") zawarły w dniu 28 sierpnia 2006 roku z PetroleumBRUNEI Umowę o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku M w Brunei, na mocy której Wykonawca Bloku M uzyskał prawo do poszukiwania oraz - pod warunkiem stwierdzenia przez strony umowy, że odkryte złoża mają charakter komercyjny i zatwierdzenia przez PetroleumBRUNEI planu zagospodarowania – do wydobycia ropy i gazu ziemnego w Bloku M. Według stanu na dzień zawarcia Umowy o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku M w Brunei, China Oil posiadała z tytułu tej umowy udział w prawie użytkowania górniczego na poziomie 60%, Valiant – udział w prawie użytkowania górniczego na poziomie 25%, a Jana – udział w prawie użytkowania górniczego na poziomie 15%. Umowa o podziale wpływów z wydobycia została zawarta na 30 lat. Realizacja umowy przebiega zgodnie z założonym w niej harmonogramem.

W dniu 28 czerwca 2007 roku spółka Triton nabyła 100% akcji w spółce Valiant, której głównym składnikiem majątku było prawo do poszukiwania i wydobycia ropy i gazu w Bloku M, przysługujące z tytułu 25% udziału w prawie użytkowania górniczego. W dniu 24 października 2007 roku Valiant, spółka w pełni zależna od Triton, zmieniła nazwę na „Triton Borneo Limited". Po Nabyciu Triton w dniu 26 marca 2010 roku nazwę Triton Borneo zmieniono na KOV Borneo Limited.

Zgodnie z warunkami Umowy o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku M w Brunei, istnieje obowiązek bezzwłocznego informowania PetroleumBRUNEI o jakimkolwiek planowanym przejęciu którejkolwiek ze Stron Bloku M przez strony trzecie. Po uzyskaniu zawiadomienia PetroleumBRUNEI ma prawo, według własnego uznania, zdecydować czy zmiana kontroli nad danym podmiotem jest akceptowalna dla PetroleumBRUNEI. Jeżeli zmiana taka nie jest akceptowalna, wówczas PetroleumBRUNEI ma prawo nabyć, samodzielnie lub wspólnie z pozostałymi Stronami Bloku M, całość udziałów będących w posiadaniu przejmowanego podmiotu po cenie równej wartości rynkowej udziałów. W dniu 20 stycznia 2010 roku PetroleumBRUNEI poinformowało Spółkę, że nie skorzysta z przysługującego mu prawa nabycia w stosunku do Nabycia Triton.

Zgodnie z Umową o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku M w Brunei, PetroleumBRUNEI lub wyznaczony przezeń podmiot ma prawo do nabycia w dowolnej chwili do 15% udziału w prawie użytkowania górniczego w Bloku M („**Prawo Odkupu w Bloku M**"). Prawo Odkupu w Bloku M zostanie zrealizowane poprzez proporcjonalne zmniejszenie udziałów obecnych stron Umowy o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku M w Brunei. W przypadku, gdy PetroleumBRUNEI wykona Prawo Odkupu w Bloku M w okresie poszukiwań zgodnie z Umową o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku M w Brunei, jej udziały będą przypisane aż do końca okresu poszukiwań pozostałym stronom proporcjonalnie do ich udziałów (po czym przejmie swój proporcjonalny udział w kosztach). Jeżeli PetroleumBRUNEI wykona Prawo Odkupu w Bloku M po zakończeniu okresu poszukiwań, będzie zobowiązana do proporcjonalnego pokrywania kosztów.

W lutym 2011 roku Spółka poinformowała, ze razem ze swoimi partnerami w joint venture dla Bloku M zdecydowali o przystąpieniu do Drugiego Etapu Programu Poszukiwawczego, zgodnie z Umową o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku M w Brunei.

(b) Wspólna umowa operacyjna

Spółka KOV Borneo podpisała umowę operacyjną w sierpniu 2006 roku („**Umowa operacyjna dotycząca Bloku M"**) z China Oil i Jana. Spółka New Sino Oil Company Pty Ltd („**NSO**", dawniej Tap Energy (Borneo)

Pty Ltd.) uzyskała, na drodze cesji, niepodzielony 39% udział w niepodzielonym 60% udziale China Oil w Umowie operacyjnej dotyczącej Bloku M, na mocy umowy zmieniającej z dnia 19 lutego 2008 roku. Zgodnie z warunkami cesji, NSO została wyznaczona do pełnienia roli Operatora w ramach Umowy operacyjnej dotyczącej Bloku M. Na mocy drugiej umowy zmieniającej z dnia 11 sierpnia 2008 roku KOV Borneo nabyła dodatkowy, niepodzielony udział na poziomie 11% w Umowie operacyjnej dotyczącej Bloku M, dzięki czemu KOV Borneo uzyskała łączny udział w Umowie operacyjnej dotyczącej Bloku M na poziomie 36%.

Umowa operacyjna dotycząca Bloku M określa warunki współpracy pomiędzy stronami oraz zakres działalności związanej z wydobyciem ropy naftowej w Bloku M. Umowa operacyjna dotycząca Bloku M jest oparta na wzorze umowy operacyjnej przygotowanym przez AIPN. Celem Umowy operacyjnej dotyczącej Bloku M jest ustanowienie wzajemnych praw i obowiązków stron w zakresie działalności objętej Umową o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku M w Brunei, w tym wspólnych poszukiwań, szacowania, rozwoju infrastruktury, wydobycia i rozporządzania ropą naftową lub gazem ziemnym wydobytym w Bloku M.

Jako strona Umowy operacyjnej dotyczącej Bloku M, spółka KOV Borneo jest zobowiązana do terminowego wnoszenia opłat z tytułu swojego udziału w kosztach wspólnej działalności (zgodnie z definicją w Umowie operacyjnej dotyczącej Bloku M), w tym wpłacania zaliczek pieniężnych oraz odsetek. KOV Borneo jest również zobowiązana do uzyskania i utrzymania wszelkich zabezpieczeń wymaganych na mocy Umowy operacyjnej dotyczącej Bloku M lub Umowy o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku M w Brunei.

Obowiązki KOV Borneo w ramach warunków Umowy operacyjnej dotyczącej Bloku M są podobne do obowiązków Kulczyk Oil Brunei wynikających z Umowy operacyjnej dotyczącej Bloku L. Spółka nie posiada wiedzy o jakimkolwiek naruszeniu postanowień Umowy operacyjnej dotyczącej Bloku M przez którąkolwiek ze stron. Umowa operacyjna dotycząca Bloku M została zawarta na czas trwania Umowy o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku M w Brunei.

(c) Umowa poddzierżawy

Zgodnie z Umową Poddzierżawy z dnia 5 maja 2008 roku zawartą pomiędzy Jana i KOV Borneo, spółka KOV Borneo uzyskała prawo (po spełnieniu określonych warunków) do niepodzielonego 11% udziału w należącym do Jana niepodzielonym 15% udziale w prawie użytkowania górniczego z tytułu Umowy o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku M w Brunei („**Uzyskany udział**"). Na mocy Umowy Poddzierżawy, spółka KOV Borneo była zobowiązana do finansowania kosztów prac prowadzonych w ramach Pierwszego Etapu Okresu poszukiwawczego w Bloku M (zgodnie z definicją w Umowie o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku M w Brunei) przypadających na pozostałe 4% udziału Jana w prawie użytkowania górniczego, do chwili osiągnięcia minimalnej kwoty nakładów wymaganych na mocy Umowy o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku M, po czym spółka Jana przejęła obowiązek pokrywania kosztów przypadających na jej 4% udział. Po rozpoczęciu Drugiego Etapu Okresu poszukiwawczego w Bloku M, spółka KOV Borneo ponownie będzie zobowiązana do finansowania kosztów przypadających na 4% udziału Jana w prawie użytkowania górniczego, do chwili osiągnięcia minimalnej kwoty nakładów wymaganych na mocy Umowy o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku M w ramach Drugiego Etapu. Od tego momentu spółka Jana będzie finansować wydatki przypadające na jej 4% udział, a KOV Borneo będzie pokrywać koszty przypadające na jej udział w wysokości 36%. Ponadto, przeniesienie Uzyskanego udziału ze spółki Jana do spółki KOV Borneo było również uzależnione od uzyskania zgody PetroleumBRUNEI. Zgoda ta została wydana w dniu 30 czerwca 2008 roku. Po spełnieniu pozostałych warunków zawieszających, Uzyskany udział, stanowiący 11% udział w prawie użytkowania górniczego z tytułu Umowy o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku M w Brunei, został przeniesiony na rzecz spółki KOV Borneo, czego efektem było zwiększenie łącznego udziału spółki w prawie użytkowania górniczego z tytułu Umowy o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku M w Brunei do 36%.

Wartość umowy warunkowej cesji udziału w prawie użytkowania górniczego (ang. *farm-out*) może zostać określona jedynie wówczas, gdy wartość stanowiących jej podstawę rezerw zostanie określona poprzez prowadzenie prac poszukiwawczych, rozpoznania złóż i ich zagospodarowania.

(d) Płatność zysku netto

Na mocy umowy zmieniającej z dnia 19 lutego 2008 roku zawartej pomiędzy China Oil, NSO, KOV Borneo, Jana oraz HHD Sdn Bhd („**HHD**"), spółka KOV Borneo zgodziła się wnosić na rzecz Jana i HHD kwartalną opłatę (ang. *royalty*) w wysokości 3,5% zysku netto (zgodnie z definicją zawartą w umowie zmieniającej), związaną z prawem użytkowania górniczego KOV Borneo, który KOV Borneo może otrzymywać z tytułu wydobywanej i sprzedawanej ropy naftowej i gazu ziemnego.

Wartość zysku netto może zostać określona dopiero w momencie odkrycia rezerw ropy naftowej i gazu ziemnego, ich zagospodarowania oraz uzyskania przychodów netto z wydobycia.

(e) Gwarancja

W dniu 11 sierpnia 2008 roku Triton zawał z PetroleumBRUNEI umowę, na mocy której Triton zagwarantował wykonanie przez KOV Borneo (jako następcy Triton Singapore jako właściciela udziałów w Bloku M) wszystkich zobowiązań wynikających z Umowy o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku M w Brunei.

Wartość gwarantowanych zobowiązań, wynikających z udziału KOV Borneo w zobowiązaniach dotyczących zakresu prac związanych z Blokiem M w Brunei, wynosi łącznie (za dwa etapy) 7,9 mln USD. Na dzień niniejszego RFI nie istnieje gwarancja bankowa wystawiona dla Bloku M w Brunei.

## INFORMACJA O STANIE REZERW I INNE INFORMACJE O ROPIE I GAZIE

### Rezerwy

Zgodnie z wymogami określonymi w Zarządzeniu Krajowym NI 51-101 firma RPS sporządziła raport pt. „Ocena rezerw i zasobów gazu ziemnego na Ukrainie na dzień 31 grudnia 2011 roku" (ang. *Evaluation of Natural Gas Reserves and Resources in Ukraine as of 31 December, 2011*, „**Raport RPS nt. Ukrainy**"). Raport RPS nt. Ukrainy przedstawia ocenę rezerw NGL i rezerw gazu ziemnego spółki KUB-Gas wg stanu na koniec roku obrotowego 2011. Spółka posiada 70% rzeczywistych udziałów w spółce KUB-Gas. Całość rezerw KUB-Gas znajduje się na terytorium Ukrainy.

Sporządzając Raport RPS nt. Ukrainy, firma RPS oparła się na określonych informacjach i danych przekazanych przez KUB-Gas i Spółkę w zakresie udziałów, wydobycia gazu, kosztów historycznych działalności operacyjnej i zagospodarowania, cen produktów, umów dotyczących bieżącej i przyszłej działalności operacyjnej, sprzedaży wydobycia oraz innych odpowiednich danych na dzień 31 grudnia 2011 roku.

Wszystkie informacje zaczerpnięte z Raportu RPS nt. Ukrainy i opublikowane w niniejszym RFI zostały zweryfikowane i zatwierdzone przez RPS.

**W Załączniku A do niniejszego RFI przedstawiono „Oświadczenie o stanie rezerw i inne informacje o ropie i gazie". Formularz 51-101F2 „Raport niezależnego eksperta z oceny rezerw" przygotowany przez RPS" oraz formularz 51-101F3 „Raport Kierownictwa nt. ujawnionych informacji dot. ropy i gazu", sporządzone zgodnie z wymogami Zarządzenia Krajowego NI 51-101, załączono do niniejszego RFI odpowiednio w Załączniku B i Załączniku C.**

## DYWIDENDA

Spółka nie ogłosiła ani nie wypłaciła dywidendy w ciągu trzech ostatnich lat obrotowych, a także nie przewiduje ogłoszenia ani wypłaty dywidendy od Akcji Zwykłych w najbliższej przyszłości. Wszelkie decyzje o wypłacie dywidendy podejmie Rada Dyrektorów na podstawie dochodów Spółki, potrzeb finansowych oraz innych warunków występujących w danym momencie w przyszłości.

Statut Spółki nie przewiduje żadnych ograniczeń w zakresie ogłaszania i wypłaty dywidendy przez Spółkę. Na podstawie ABCA, Regulaminy Spółki przewidują, że Rada Dyrektorów nie może ogłaszać, a Spółka nie może wypłacać dywidendy, jeżeli zachodzą uzasadnione przesłanki wskazujące, że Spółka nie jest, lub po wypłacie dywidendy nie będzie w stanie wykonywać swoich zobowiązań w terminie ich wymagalności, lub że wartość rynkowa aktywów Spółki po wypłacie takiej dywidendy będzie niższa niż łączna wartość jej zobowiązań i kapitału przypadającego na akcje wszystkich rodzajów.

## OPIS STRUKTURY KAPITAŁOWEJ

Zgodnie ze Statutem, Spółka może emitować nieograniczoną liczbę Akcji Zwykłych i nieograniczoną liczbę akcji uprzywilejowanych, w seriach. Na dzień niniejszego RFI istniało 402.804.367 Akcji Zwykłych i nie istniały żadne Akcje Uprzywilejowane Spółki.

### Akcje Zwykłe

Posiadaczom Akcji Zwykłych przysługuje prawo do otrzymywania informacji o wszystkich Zgromadzeniach Akcjonariuszy Spółki i uczestnictwa w nich oraz wykonywania po jednym głosie z każdej posiadanej Akcji Zwykłej na Zgromadzeniach Akcjonariuszy Spółki, a także we wszystkich innych sprawach poddanych pod głosowanie przez Akcjonariuszy Spółki. Posiadaczom Akcji Zwykłych przysługuje prawo do otrzymywania: (a) dywidendy, w przypadku jej uchwalenia przez Radę Dyrektorów, z tytułu Akcji Zwykłych ze środków Spółki odpowiednio przeznaczonych na wypłatę dywidendy, której kwota może być określona przez Radę Dyrektorów wedle jej wyłącznego uznania oraz (b) uczestniczenia, proporcjonalnie do liczby posiadanych Akcji Zwykłych, w podziale majątku i aktywów Spółki pozostałych po jej rozwiązaniu, likwidacji lub zakończeniu działalności, z zastrzeżeniem praw wynikających z Akcji Uprzywilejowanych w stosunku do Akcji Zwykłych.

**Akcje Uprzywilejowane**

Akcje Uprzywilejowane mogą być emitowane w seriach, z którymi związane są prawa, przywileje, ograniczenia i warunki określone każdorazowo przed ich emisją przez Radę Dyrektorów. Wszystkie serie Akcji Uprzywilejowanych korzystają z pierwszeństwa w wypłacie dywidendy przed wszystkimi pozostałymi akcjami Spółki, a w przypadku zakończenia działalności lub likwidacji, uprawniają do aktywów i składników mienia Spółki zastrzeżonych dla posiadaczy Akcji Uprzywilejowanych.

Zgodnie ze Statutem Spółki, warunki emisji Akcji Uprzywilejowanych przez Spółkę określa Rada Dyrektorów, która może w drodze uchwały, ustalić przed emisją oznaczenie, uprzywilejowanie, uprawnienia, ograniczenia i inne warunki emisji Akcji Uprzywilejowanych poszczególnych serii, w tym cenę i warunki ich ewentualnego umorzenia.

## RYNEK PAPIERÓW WARTOŚCIOWYCH

**Kurs akcji i wielkość obrotów**

Akcje Zwykłe Spółki znajdują się w obrocie na GPW. W poniższej tabeli przedstawiono informacje na temat obrotu Akcjami Zwykłymi na GPW od miesiąca rozpoczęcia obrotu Akcjami Zwykłymi na GPW do dnia niniejszego RFI.

| | Kurs zamknięcia (w PLN) | | Wielkość obrotów | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | Najwyższy | Najniższy | Najwyższa | Najniższa | Średnia miesięczna |
| **2012 r.** | | | | | |
| marzec (1-28) | 1,89 | 1,49 | 10.546.053 | 478.318 | 3.655.021 |
| luty | 1,62 | 1,39 | 19.164.764 | 723.115 | 3.375.015 |
| styczeń | 1,43 | 1,22 | 7.455.573 | 760.715 | 2.664.047 |
| **2011 r.** | | | | | |
| grudzień | 1,42 | 1,15 | 10.965.251 | 366.521 | 2.585.808 |
| listopad | 1,48 | 1,09 | 15.071.437 | 1.605.858 | 5.791.850 |
| październik | 1,16 | 0,86 | 7.266.062 | 653.135 | 2.878.460 |
| wrzesień | 1,18 | 0,82 | 5.412.047 | 281.441 | 1.115.176 |
| sierpień | 1,71 | 1,13 | 4.268.033 | 313.080 | 1.875.569 |
| lipiec | 1,77 | 1,68 | 1.880.270 | 120.941 | 558.078 |
| czerwiec | 1,81 | 1,72 | 5.429.738 | 354.086 | 1.406.911 |
| maj | 1,85 | 1,68 | 6.655.719 | 410.565 | 1.700.829 |
| kwiecień | 1,82 | 1,65 | 9.539.056 | 484.857 | 2.075.311 |
| marzec | 1,87 | 1,71 | 8.966.694 | 541.517 | 1.922.828 |
| luty | 2,19 | 1,76 | 20.002.352 | 531.041 | 5.985.986 |
| styczeń | 1,70 | 1,51 | 8.169.453 | 366.838 | 2.162.771 |

## WCZEŚNIEJSZE EMISJE

W poniższej tabeli przedstawiono informacje dotyczące emisji Akcji Zwykłych przez Spółkę w ciągu roku obrotowego zakończonego z dniem 31 grudnia 2011 roku oraz do dnia niniejszego RFI.

| | Liczba Akcji Zwykłych | Wartość (w tys.) | | Cena za akcję | | Data Emisji |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Stan na 31 grudnia 2010 r. | 402.103.330 | USD | 192.520 | | | |
| Wykonane opcje na akcje | 100.000 | | 16 | USD | 0,16 | 08.01.2011 |
| Wykonane opcje na akcje | 100.000 | | 16 | USD | 0,16 | 08.01.2011 |
| Emisja w ramach konwersji Skryptu Dłużnego | 18.501.037 | | 10.733 | USD | 0,58 | 12.08.2011 |
| Kapitałowa część długu zamiennego | - | | 2.160 | | | 12.08.2011 |
| Stan na 31 grudnia 2011 r. | 420.804.367 | USD | 205.445 | | | |

Spółka przyznała opcje kupna Akcji Zwykłych członkom kierownictwa wyższego szczebla i dyrektorom, pracownikom oraz niektórym konsultantom z ceną wykonania równą lub wyższą od wartości godziwej Akcji Zwykłych na dzień przyznania opcji. Po wykonaniu opcji zostaną one rozliczone w nowoemitowanych Akcjach Zwykłych. Opcje zwykle zaczynają przysługiwać w okresie dwóch lat i mają pięcioletni termin wykonania. Na dzień niniejszego RFI istnieje możliwość wyemitowania 41.245.000 Akcji Zwykłych po wykonaniu istniejących opcji Spółki w cenie od 0,40 USD za Akcję Zwykłą do 0,73 USD za Akcję Zwykłą.

W roku obrotowym zakończonym 31 grudnia 2011 roku Spółka przyznała 11.130.000 opcji na akcje, uprawniających do nabycia 11.130.000 Akcji Zwykłych. Podsumowanie zawiera poniższa tabela:

| Data przyznania | Liczba i rodzaj wyemitowanych papierów wartościowych | Cena wykonania (w USD) |
|---|---|---|
| 16 marca 2011 r. | 1.530.000 opcji | 0,40 USD |
| 10 maja 2011 r. | 320.000 opcji | 0,40 USD |
| 1 sierpnia 2011 r. | 1.289.000 opcji | 0,40 USD |
| 6 grudnia 2011 r. | 7.991.000 opcji | 0,40 USD |
| **RAZEM** | **11.130.000 opcji** | |

Każda opcja uprawnia posiadacza do objęcia jednej Akcji Zwykłej zgodnie z zasadami i warunkami określonymi w Programie Opcji Spółki. Opcje wygasają po upływie 5 lat. Szczegółowe informacje na ten temat znajdują się w rozdziale „Wynagrodzenie Kierownictwa" w ramach Memorandum Informacyjnego z dnia 1 kwietnia 2011 roku opublikowanego w związku ze Zgromadzeniem Akcjonariuszy, które odbyło się w dniu 11 maja 2011 roku.

W dniu 6 grudnia 2011 r. Spółka dokonała przeszacowania wartości 5.007.000 opcji na akcje przydzielonych pracownikom Kulczyk Oil a niewykonanych – do wysokości 0,40 USD za opcję. Nie dokonano przeszacowania opcji przyznanych dyrektorom, Prezesowi i Dyrektorowi Generalnemu, Wiceprezesowi i Wicedyrektorowi Generalnemu oraz Wiceprzewodniczącemu Rady Dyrektorów.

W ramach dokonanej transakcji nabycia Triton, Spółka wyemitowała na rzecz TIG Zamienny Skrypt Dłużny o wartości 10.010.000 USD w zamian za zamienny skrypt dłużny, który TIG posiadał uprzednio w Triton. Wyemitowany Zamienny Skrypt Dłużny TIG jest zamienny na Akcje Zwykłe za cenę 0,5767 USD za Akcję Zwykłą. Szczegółowe informacje na ten temat znajdują się w rozdziałach: *„Udział kierownictwa i innych osób w istotnych transakcjach - Obligacje TIG i Zamienny skrypt dłużny TIG" oraz „Istotne umowy - Umowa TIG i Skrypt Dłużny TIG"*.

W dniu 1 sierpnia 2011 roku TIG sprzedała swoje skrypty dłużne na rzecz podmiotu zależnego MWG, niepowiązanego podmiotu zewnętrznego, za cenę równą wartości nominalnej - 10 mln USD - powiększonej o naliczone odsetki. W dniu 12 sierpnia 2011 roku MWG dokonała zamiany skryptu dłużnego na 18.501.037 Akcji Zwykłych po cenie 0,5767 USD za akcję.

## DYREKTORZY I CZŁONKOWIE KIEROWNICTWA

Ogólną kontrolę nad zarządzaniem działalnością Spółki pełni Rada Dyrektorów oraz Prezes i Dyrektor Generalny Spółki, któremu Rada Dyrektorów powierzyła bieżące zarządzanie Spółką, z wyjątkiem spraw zastrzeżonych do wyłącznej kompetencji Rady Dyrektorów przez przepisy ABCA. Prezes i Dyrektor Generalny jest wspierany przez kierownictwo wyższego szczebla w wykonywaniu bieżącego zarządzania Spółką.

### Dyrektorzy i członkowie kierownictwa wyższego szczebla

Poniższa tabela zawiera imię i nazwisko, miejscowość / kraj rezydencji, stanowisko, datę powołania, główne obowiązki zawodowe, w tym z ostatnich pięciu lat, każdego z dyrektorów i członków kierownictwa wyższego szczebla Spółki, wg stanu na dzień niniejszego RFI. Każdy z Dyrektorów został wybrany lub powołany do sprawowania funkcji do czasu kolejnego Zwyczajnego Zgromadzenia Akcjonariuszy lub do momentu wyboru lub powołania następcy, z zastrzeżeniem postanowień Statutu i Regulaminów Spółki. Spółka posiada ośmiu członków kierownictwa wyższego szczebla („**Członkowie Kierownictwa Wyższego Szczebla**") zatrudnionych w Dubaju, Calgary i Warszawie. Każdy z Członków Kierownictwa Wyższego Szczebla na bieżąco uczestniczy czynnie w działalności Spółki. Nie wyznaczono określonego terminu kadencji Członków Kierownictwa Wyższego Szczebla. Przy zastrzeżeniu warunków i postanowień umów o pracę, Rada Dyrektorów może w każdej chwili rozwiązać stosunek pracy Członka Kierownictwa Wyższego Szczebla.

| Imię i nazwisko | Miejscowość / kraj rezydencji | Stanowisko w Spółce | Data powołania | Główne obowiązki zawodowe |
|---|---|---|---|---|
| Jan. J. Kulczyk | St. Moritz, Szwajcaria | Przewodniczący Rady Dyrektorów | 10 grudnia 2008 r. | Dr Jan J. Kulczyk jest Przewodniczącym Rady Nadzorczej Kulczyk Investments S.A. od grudnia 2007 r. |
| Timothy M. Elliott | Dubaj, Zjednoczone Emiraty Arabskie | Prezes i Dyrektor Generalny; Dyrektor | Prezes i Dyrektor Generalny od 10 lutego 2006 r.; Dyrektor od 10 kwietnia 2001 r. | Timothy M. Elliott jest Prezesem i Dyrektorem Generalnym Spółki od lutego 2006 r. |
| Norman W. Holton | Calgary, Alberta, Kanada | Wiceprzewod-niczący Rady Dyrektorów | Wiceprzewod-niczący Rady Dyrektorów od 10 grudnia 2008 r.; Dyrektor od 30 lipca 1993 r. | Norman W. Holton sprawuje funkcję Wiceprzewodniczącego Rady Dyrektorów Spółki od grudnia 2008 r. Uprzednio był Prezesem Wykonawczym Spółki od maja 2007 r. oraz Przewodniczącym i Dyrektorem Generalnym Spółki od 1995 do lutego 2006 r. |
| Helmut J. Langanger (3) | Wiedeń, Austria | Dyrektor | 9 listopada 2011 r. | Od 1974 do 2010 roku Helmut J. Langanger pracował w austriackiej spółce OMV jako Wiceprezes i Wicedyrektor Generalny Grupy, członek Rady Wykonawczej i Dyrektor Zarządzający ds. Upstreamu. |
| Gary R. King (1)(2)(3) | Dubaj, Zjednoczone Emiraty Arabskie | Dyrektor | 25 października 2007 r. | Gary R. King jest niezależnym konsultantem od 5 marca 2009 r. Wcześniej od 1 września 2008 r. był Dyrektorem Generalnym Dubai Natural Resources World, niepublicznego funduszu inwestycyjnego, którego właścicielem jest rząd Dubaju. Wcześniej był Dyrektorem Generalnym Dubai Mercantile Exchange od grudnia 2005 r. do sierpnia 2008 r. |
| Manoj N. Madnani(2) | Dubaj, Zjednoczone Emiraty Arabskie | Dyrektor | 25 października 2007 r. | Manoj N. Madnani jest Dyrektorem Zarządzającym oraz Członkiem Zarządu Kulczyk Investments S.A. (Luksemburg) oraz spółek powiązanych od czerwca 2007 r. Przed dołączeniem do Zarządu Kulczyk Investments S.A był Dyrektorem Zarządzającym Marab Group, firmy prowadzącej działalność |

| Imię i nazwisko | Miejscowość / kraj rezydencji | Stanowisko w Spółce | Data powołania | Główne obowiązki zawodowe |
|---|---|---|---|---|
| | | | | konsultingową związaną z ropą naftową i gazem ziemnym oraz bankowością inwestycyjną z siedzibą w Kuwejcie, zajmującej się bezpieczeństwem energetycznym państwa i globalnymi inwestycjami w branży energetycznej (od lipca 2005 do maja 2007 r.). |
| Michael A. McVea (1)(2)(3) | Victoria, British Columbia, Kanada | Dyrektor | 10 lutego 2006 r. | Michael A. McVea jest emerytowanym adwokatem i dyrektorem od 2004 r. |
| Dariusz Mioduski | St. Moritz, Szwajcaria | Dyrektor | 10 grudnia 2008 r. | Dariusz Mioduski jest Prezesem Zarządu oraz Dyrektorem Generalnym Kulczyk Investments S.A. od grudnia 2007 r. a także Prezesem Zarządu Kulczyk Holding S.A., niepublicznej inwestycyjnej spółki holdingowej od maja 2007 r. Przedtem od listopada 1997 r. sprawował funkcję *executive partner* w CMS Cameron McKenna, międzynarodowej kancelarii prawnej w Warszawie i kierował pracami Departamentu Projektów Energetycznych i Infrastruktury. |
| Stephen C. Akerfeldt (1)(3) | Toronto, Ontario, Kanada | Dyrektor | 16 marca 2011 r. | Stephen C. Akerfeldt jest od 1999 r. Prezesem Zarządu i dyrektorem Ritz Plastics Inc., prywatnej spółki produkującej części z tworzyw sztucznych, głównie dla potrzeb branży motoryzacyjnej, w procesie formowania wtryskowego. Wcześniej, tj. od czerwca 2007 r. do lutego 2011 r., był Prezesem Zarządu i dyrektorem Firstgold Corp., spółki poszukującej złota, a także Dyrektorem Generalnym Firstgold Corp. od stycznia 2008 r. do lipca 2009 roku. |
| Jock M. Graham | Dubaj, Zjednoczone Emiraty Arabskie | Wiceprezes i Wicedyrektor Generalny | 28 maja 2007 r. | Jock M. Graham jest Wicedyrektorem Generalnym Spółki od lutego 2006 r., a wcześniej był konsultantem Spółki od marca 2005 r. |
| Edwin A. Beaman | Calgary, Alberta, Kanada | Wiceprezes ds. Operacyjnych i Inżynierii | 23 października 2007 r. | Edwin A. Beaman jest Wiceprezesem ds. Operacyjnych i Inżynierii Spółki od października 2007 r. Uprzednio był konsultantem Spółki od kwietnia 2007 r., a wcześniej Wiceprezesem ds. Produkcji TUSK Energy Corporation od listopada 2004 r. |
| Jakub J. Korczak | Warszawa, Polska | Wiceprezes ds. Relacji Inwestorskich, Dyrektor Operacji w Europie Środkowo-Wschodniej | 25 maja 2010 r. | Przed dołączeniem do KOV w styczniu 2010 r. jako Pełnomocnik i Dyrektor Relacji Inwestorskich, Jakub Korczak pracował m.in. w Banku Pocztowym jako CFO i członek zarządu (2009-2010), a także w BRE Banku jako Koordynator ds. strategii i Dyrektor relacji inwestorskich (2005-2009). |
| Trent A. Rehill | Calgary, Alberta, Kanada | Wiceprezes ds. Geologii i Geofizyki | 25 maja 2010 r. | Zanim Trent A. Hill dołączył do Spółki w marcu 2009 r. pracował na stanowisku Starszego Geologa dla Artumas Group, zajmując się aktywami tej spółki w Tanzanii i w Mozambiku. Od lipca 2006 r. do lipca 2008 r. piastował stanowisko Starszego Specjalisty ds. Poszukiwawczych / Kierownika Zespołu w |

| Imię i nazwisko | Miejscowość / kraj rezydencji | Stanowisko w Spółce | Data powołania | Główne obowiązki zawodowe |
|---|---|---|---|---|
| | | | | Woodside Energy w Trypolisie w Libii. |
| Paul H. Rose | Calgary, Alberta, Kanada | Dyrektor Finansowy | 27 kwietnia 2007 r. | Paul H. Rose pełni funkcję Dyrektora Finansowego Spółki od kwietnia 2007 r. Wcześniej, od stycznia 2007 r. był Dyrektorem Finansowym spółki Jura. |
| Alec Silenzi | Calgary, Alberta, Kanada | Wiceprezes ds. Prawnych, Radca Generalny | 16 stycznia 2012 r. | Przed dołączeniem do Spółki w styczniu 2012 r. Alec Silenzi był od września 2007 r. partnerem w kancelarii prawnej Gowlings LLP. Wcześniej, od 2002 r. pracował jako *associate* w kancelarii prawnej Heenan Blaikie LLP. |

**Uwagi:**
(1) Członek Komitetu Audytu.
(2) Członek Komitetu ds. Wynagrodzeń i Ładu Korporacyjnego.
(3) Członek Komitetu ds. Rezerw.

Na dzień niniejszego RFI dyrektorzy i członkowie kierownictwa wyższego szczebla KOV łącznie byli faktycznymi właścicielami lub kontrolowali, bezpośrednio bądź pośrednio, 197.713.140 Akcji Zwykłych stanowiących ok. 47% wszystkich nierozwodnionych Akcji Zwykłych. Spółka nie dysponuje informacjami na temat Akcji Zwykłych w faktycznym posiadaniu lub pod bezpośrednią lub pośrednią kontrolą, a więc informacje te zostały przedstawione przez poszczególne osoby.

**Zakaz prowadzenia obrotu, upadłość, kary i sankcje**

O ile nie stwierdzono inaczej w niniejszym RFI, żaden z dyrektorów i członków kierownictwa wyższego szczebla Spółki:

(a) nie sprawuje ani w okresie ostatnich 10 lat do dnia niniejszego RFI nie sprawował funkcji członka organów zarządzających lub nadzorczych, dyrektora generalnego lub finansowego w spółce, która w czasie sprawowania przez niego funkcji:

(i) została objęta zakazem prowadzenia obrotu, zakazem podobnym do zakazu prowadzenia obrotu lub postanowieniem, z mocy którego odmówiono jej prawa skorzystania z jakiegokolwiek zwolnienia na podstawie prawa papierów wartościowych, które zostało wydane w czasie sprawowania przez niego funkcji członka organów zarządzających lub nadzorczych, dyrektora generalnego lub finansowego; lub

(ii) została objęta zakazem prowadzenia obrotu, zakazem podobnym do zakazu prowadzenia obrotu lub postanowieniem, z mocy którego odmówiono jej prawa skorzystania z jakiegokolwiek zwolnienia na podstawie prawa papierów wartościowych, które zostało wydane po zaprzestaniu pełnienia przez niego funkcji członka organów zarządzających lub nadzorczych, dyrektora generalnego lub finansowego i które zostało wydane w wyniku zdarzenia mającego miejsce w czasie, gdy pełnił on funkcję członka organów zarządzających lub nadzorczych, dyrektora generalnego lub finansowego z następującymi wyjątkami:

- w dniu 22 lipca 2009 roku Komisja Papierów Wartościowych Ontario (*Ontario Securities Commission*) wydała zakaz prowadzenia obrotu wobec osób posiadających dostęp do informacji poufnej, kierownictwa, pracowników i członków organów zarządzających i nadzorczych spółki Firstgold Corp., w tym Stephena C. Akerfeldta, w związku z niezłożeniem szeregu materiałów objętych bieżącym wymogiem sprawozdawczym w przepisowym terminie, zgodnie z prawem papierów wartościowych Ontario. W efekcie wszystkie zaległe materiały objęte bieżącym wymogiem

sprawozdawczym zostały złożone, a zakaz prowadzenia obrotu wygasł z dniem 10 października 2009 roku.

- W sierpniu 2002 roku w spółce Proprietary Industries Inc. („**Proprietary**") (obecnie Jura) ze względu na pewne problemy rachunkowe i regulacyjne ówczesna Rada Dyrektorów dobrowolnie przyjęła zakaz prowadzenia obrotu. Komisja Papierów Wartościowych Alberty (*Alberta Securities Commission*, „**ASC**") przeprowadziła postępowanie wyjaśniające w sprawie pewnych transakcji zrealizowanych w latach 1998-2002 przez Proprietary zgodnie z dyspozycją ówczesnych członków kierownictwa Proprietary. Wspomniani członkowie kierownictwa zostali odwołani ze stanowiska w sierpniu 2002 roku. Stephen C. Akerfeldt został dyrektorem Proprietary w styczniu 2003 roku, zaś ASC i Proprietary zawarły porozumienie w sprawie zdarzeń mających miejsce przed sierpniem 2002 roku. Zarzuty regulacyjne wobec Proprietary wyjaśniono, a zakaz prowadzenia obrotu akcjami Proprietary zniesiono w maju 2004 roku;

(b) nie sprawuje ani w okresie ostatnich 10 lat do dnia niniejszego RFI nie sprawował funkcji członka organów zarządzających lub nadzorczych ani dyrektora generalnego w spółce, która w czasie sprawowania przez niego funkcji lub w ciągu roku od zaprzestania sprawowania przez niego funkcji została postawiona w stan upadłości, złożyła wniosek na podstawie dowolnych przepisów prawa dotyczących upadłości lub niewypłacalności, stała się przedmiotem lub wszczęła jakiegokolwiek postępowanie z wierzycielami, zainicjowała układ lub ugodę z wierzycielami, była przedmiotem zarządu przymusowego, zarządu komisarycznego lub ustanowiono syndyka dla jej majątku z następującym wyjątkiem:

- W styczniu 2010 roku Firstgold Corp. wystąpiła o ochronę, zgodnie z przepisami Chapter 11 w Stanach Zjednoczonych. W momencie składania wniosku Stephen C. Akerfeldt był dyrektorem Firstgold Corp.; oraz

(c) w okresie ostatnich 10 lat do dnia niniejszego RFI nie został postawiony w stan upadłości, nie złożył wniosku na podstawie dowolnych przepisów prawa dotyczących upadłości lub niewypłacalności, ani nie stał się przedmiotem ani nie wszczął jakiegokolwiek postępowania, nie zainicjował układu lub ugody z wierzycielami, ani jego majątek nie został objęty zarządem przymusowym lub komisarycznym i nie ustanowiono syndyka dla majątku proponowanego dyrektora.

Na żadnego dyrektora ani i członka kierownictwa wyższego szczebla:

(a) nie zostały nałożone żadne kary ani sankcje przez sąd w związku z przepisami prawa dotyczącymi papierów wartościowych lub przez organ nadzoru rynku papierów wartościowych, ani nie zawarł on ugody z organem nadzoru rynku papierów wartościowych; oraz

(b) nie zostały nałożone przez sąd lub organ nadzoru żadne kary ani sankcje, które mogłyby zostać uznane za istotne przez racjonalnego posiadacza papierów wartościowych przy podejmowaniu decyzji w sprawie oddania głosu za proponowanym dyrektorem.

**Konflikt interesów**

Na dzień niniejszego RFI, KI posiada 44,3% Akcji Zwykłych Spółki, a trzech dyrektorów Spółki (dr Kulczyk, pan Mioduski, pan Madnani) zajmuje stanowiska kierownicze wyższego szczebla w KI. Działalność KI jest zróżnicowana i obejmuje inwestycje w inne - oprócz KOV - spółki surowcowe, w związku z czym istnieje możliwość powstania konfliktu interesów.

Nemmoco Petroleum Corporation („**Nemmoco**"), niepubliczna spółka, której 25% jest własnością Timothy M. Elliotta, członka kierownictwa wyższego szczebla i dyrektora Spółki, świadczy określone usługi kadrowe i ogólne, księgowe i administracyjne na rzecz Spółki poprzez swoje biura w Dubaju na zasadzie podziału kosztów. Opłaty za rok zakończony z dniem 31 grudnia 2011 roku wyniosły 624.780 USD (na 31 grudnia 2009 roku: 523.032 USD). Na dzień 31 grudnia 2011 roku zobowiązania wobec Nemmoco wynosiły 52.065 USD (w 2010 roku – zero).

## INFORMACJA O KOMITECIE AUDYTU

Zgodnie z Zarządzeniem Krajowym NI 52-110 „*Komitety Audytu*" („**Zarządzenie Krajowe 52-110**"), Spółka ustanowiła regulamin pracy Komitetu Audytu przekazujący w jego kompetencje następujące kwestie: (a) procedurę powołania zewnętrznego audytora i zarekomendowanie jego wynagrodzenia; (b) przeglądy pracy audytora zewnętrznego; (c) wstępne zatwierdzanie usług niezwiązanych z badaniem sprawozdań finansowych; (d) analizę sprawozdań finansowych, sprawozdań kierownictwa z działalności oraz finansowych części innej sprawozdawczości regulacyjnej, wymagających zatwierdzenia przez Radę Dyrektorów; (e) procedurę udzielania odpowiedzi na skargi dotyczące księgowości, wewnętrznych kontroli księgowych czy kwestii audytorskich oraz procedury dotyczące poufnego, anonimowego przekazywania przez pracowników informacji dotyczących wątpliwych kwestii księgowych i audytorskich; oraz (f) rewizję polityki zatrudniania Spółki w stosunku do obecnych i byłych pracowników oraz partnerów obecnego lub byłego zewnętrznego audytora Spółki. Regulamin Komitetu Audytu został dodany do niniejszego RFI jako Załącznik.

*Skład Komitetu Audytu*

W skład Komitetu Audytu wchodzą obecnie: Michael A. McVea, Gary R. King i Stephen C. Akerfeldt. Pan McVea pełni rolę przewodniczącego Komitetu Audytu. Każdy z jego członków jest „biegły w kwestiach finansowych" zgodnie z definicją tego terminu w punkcie 1.5 formularza Zarządzenia Krajowego 52-110. Wszyscy członkowie Komitetu są niezależnymi dyrektorami zgodnie z definicją „niezależności" zawartą w formularzu Zarządzenia Krajowego 51-110.

*Odpowiednie wykształcenie i doświadczenie*

Michael A. McVea

Michael A. McVea jest emerytowanym adwokatem od 2004 r. Przedtem od września 1981 r. do grudnia 2002 r. był Starszym Partnerem McVea, Shook, Wickham & Bishop, kancelarii prawnej zajmującej się praktyką ogólną oraz Associate Counsel - w tej firmie od stycznia 2003 r. do czerwca 2004 r. Michael A. McVea prowadził praktykę głównie w obszarze prawa gospodarczego oraz prawa spółek. Ukończył University of British Columbia, Kanada, uzyskując stopień Bachelor of Laws w 1974 r. Michael A. McVea był dyrektorem TKE Energy Trust od listopada 2004 r. do listopada 2005 r. Michael A. McVea jest obecnie dyrektorem Loon Energy Corporation oraz dyrektorem i udziałowcem McVea Investment Corp., niepublicznej spółki inwestycyjnej. Pełniąc te funkcje, Michael A. McVea zdobył doświadczenie oraz znajomość rachunkowości i sprawozdawczości finansowej, a także procedur, polityki i zasad obowiązujących na rynkach kapitałowych.

Gary R. King

Gary R. King jest niezależnym konsultantem od 5 marca 2009 r. Wcześniej, od 1 września 2008 r. był Dyrektorem Generalnym Dubai Natural Resources World, niepublicznego funduszu inwestycyjnego, którego właścicielem jest rząd Dubaju; fundusz zajmuje się poszukiwaniem długoterminowych inwestycji w obszarze szeroko rozumianych zasobów naturalnych, w tym ropy naftowej i gazu ziemnego, energii, energii alternatywnej, wydobycia i rolnictwa, głównie w krajach rozwijających się. Wcześniej był Dyrektorem Generalnym Dubai Mercantile Exchange (od grudnia 2005 r. do sierpnia 2008 r.), Starszym Wiceprezesem Macquarie Bank (od lipca 2005 r. do grudnia 2005 r.) oraz Dyrektorem Zarządzającym Matrix Commodities, niepublicznej spółki handlowej (od listopada 2004 r. do lipca 2005 r.). Gary R. King był od marca 2001 r. do sierpnia 2004 r. Dyrektorem Regionalnym Standard Bank London z siedzibą w Dubaju, Zjednoczone Emiraty Arabskie. Wcześniej pracował w Emirates National Oil Company, dochodząc do stanowiska Doradcy w Biurze Dyrektora Generalnego Grupy (od lipca 2002 r. do sierpnia 2004 r. ), a zaczynając od stanowiska Dyrektora Generalnego ds. Zarządzania Ryzykiem (od stycznia 1999 r. do marca 2001 r. ). Przedtem Gary R. King zdobył doświadczenie pracując w Dragon Oil PLC, międzynarodowej spółce wydobycia i produkcji ropy i gazu, TransCanada International Petroleum (Asia Pacific PTE LTD), międzynarodowej spółce wydobycia i produkcji ropy i gazu, Morgan Stanley and Neste Oy, krajowej spółce ropy i energii Finlandii. Gary R. King ukończył Imperial College, Royal School of Mines, London University, Wielka Brytania ze stopniem Masters w dziedzinie geologii wydobycia ropy naftowej w 1983 r. Oprócz pełnienia funkcji w Radzie Dyrektorów Spółki, Gary R. King jest dyrektorem Parker Drilling Company, spółki publicznej, notowanej na New York Stock Exchange. Pełniąc te funkcje, Gary R. King zdobył doświadczenie oraz znajomość rachunkowości i sprawozdawczości finansowej, a także procedur, polityki i zasad obowiązujących na rynkach kapitałowych

Stephen C. Akerfeldt

Stephen C. Akerfeldt jest od 1999 r. Prezesem Zarządu i dyrektorem Ritz Plastics Inc., prywatnej spółki produkującej części z tworzyw sztucznych, głównie dla potrzeb branży motoryzacyjnej, w procesie formowania wtryskowego. Wcześniej, tj. od 2007 r. do lutego 2011 r., był Prezesem Zarządu i dyrektorem Firstgold Corp., spółki poszukującej złota, a także Dyrektorem Generalnym Firstgold Corp. (od stycznia 2008 r. do lipca 2009 r.). W 1990 r. Stephen C. Akerfeldt założył Grayker Corporation, prywatną spółkę posiadającą dużą sieć pralni chemicznych, którą prowadził wraz z partnerem aż do jej zbycia w 2003 r. Jeszcze wcześniej, w latach 1987 – 1990 był Wiceprezesem Zarządu i Dyrektorem Finansowym Magna International Inc. Stephen C. Akerfeldt w 1965 r. podjął pracę w Coopers & Lybrand (obecnie Price Waterhouse Coopers), gdzie pracował do 1987 r. W 1969 r. został biegłym rewidentem, a w 1974 r. – partnerem. Stephen C. Akerfeldt ukończył University of Waterloo w Waterloo, Ontario, Kanada w 1966 r. Obecnie jest dyrektorem Jura, i Armistice Resources -spółek publicznych notowanych na TSX. Pełniąc te funkcje, Stephen C. Akerfeldt zdobył doświadczenie oraz znajomość rachunkowości i sprawozdawczości finansowej, a także procedur, polityki i zasad obowiązujących na rynkach kapitałowych

*Podleganie określonym wyłączeniom*

Od rozpoczęcia ostatniego roku obrotowego Spółki, Spółka nie podlegała wyłączeniom określonym w pkt. 2.4 (*Usługi niezwiązane z badaniem sprawozdań finansowych de minimis*), pkt. 3.3(2) (*Spółki kontrolowane*), pkt. 3.4 (*Wydarzenia poza kontrolą wspólników*), pkt. 3.5 (*Śmierć, inwalidztwo lub rezygnacja ze stanowiska członka Komitetu Audytu*), pkt. 3.6 (*Tymczasowe wyłączenia z tytułu ograniczonych czy wyjątkowych okoliczności*), czy pkt. 3.8 (*Nabycie umiejętności zarządzania własnymi środkami finansowymi*), ani wyłączeniu całościowemu lub częściowemu wynikającemu z części 8. (*Wyłączenia)* Zarządzenia Krajowego 52-110.

*Nadzór sprawowany przez Komitet Audytu*

Od rozpoczęcia ostatniego roku obrotowego Spółki wszelkie rekomendacje Komitetu Audytu dotyczące powołania czy wynagradzania zewnętrznego audytora były przyjmowane przez Radę Dyrektorów.

*Wstępna akceptacja polityki i procedur*

Komitet Audytu dokonuje wstępnej akceptacji w zakresie zlecania usług niezwiązanych z badaniem sprawozdań finansowych świadczonych przez zewnętrznych audytorów lub ich współpracowników, w tym wstępnej akceptacji szacowanej wysokości honorariów i potencjalnych kwestii związanych z niezależnością.

*Honoraria za usługi zewnętrznych audytorów (według kategorii)*

| **Rok obrotowy za kończony z dniem 31 grudnia** | **2011** | **2010** |
|---|---|---|
| Honoraria za badanie sprawozdań finansowych (1) | 183.256 USD | 408.552 USD |
| Honoraria związane z badaniem sprawozdań finansowych (2) | - USD | 115.270 USD |
| Honoraria za usługi podatkowe (3) | 234.874 USD | 447.012 USD |
| Inne kwoty (4) | 106.314 USD | 759.265 USD |

**Uwagi:**

(1) Honoraria za badanie sprawozdań finansowych obejmują kwoty zapłacone za roczne badanie skonsolidowanego sprawozdania finansowego Spółki wraz z honorariami zapłaconymi audytorom Spółki za analizę śródrocznej kwartalnej informacji finansowej.

(2) Honoraria związane z badaniem sprawozdań finansowych obejmują kwoty zapłacone za dostosowanie do Międzynarodowych Standardów Sprawozdawczości Finansowej („**MSSF**").

(3) Honoraria za usługi podatkowe obejmują kwoty związane z usługami planowania podatkowego i przestrzegania przepisów w zakresie podatku dochodowego i innych podatków.

(4) Inne kwoty obejmują kwoty zapłacone w związku z notowaniem na GPW, księgowym rozliczeniem nabycia KUB-Gas oraz ogólnym doradztwem rachunkowym w różnych kwestiach rachunkowych.

## CZYNNIKI RYZYKA

**W ocenie kierownictwa Spółki opisane niżej czynniki ryzyka, na dzień niniejszego RFI, stanowią istotne czynniki ryzyka dotyczące otoczenia rynkowego Spółki i działalności Spółki. Zamieszczony poniżej opis czynników ryzyka nie jest wyczerpujący i nie stanowi podsumowania wszystkich ryzyk mogących dotyczyć Spółki. Inne czynniki ryzyka i niepewności, nieznane Spółce na dzień niniejszego RFI lub uważane przez nią za nieistotne w dniu niniejszego RFI, mogą również mieć negatywny wpływ na jej działalność. Nagłówki: „Ryzyko związane z otoczeniem rynkowym Spółki", „Ryzyko związane z działalnością Spółki" oraz „Ryzyko związane z posiadaniem Akcji Zwykłych", użyte w poniższym opisie czynników ryzyka, zostały zamieszczone wyłącznie dla celów redakcyjnych.**

### Ryzyka związane z działalnością Spółki

*Ryzyko związane z działalnością poszukiwawczą, zagospodarowaniem złóż i wydobyciem*

Spółka prowadzi działalność w branży naftowo-gazowej. Działalność w tym sektorze jest obarczona wieloma czynnikami ryzyka, których może nie być w stanie wyeliminować nawet połączenie doświadczenia, wiedzy i wnikliwej oceny. W dłuższej perspektywie, sukces komercyjny Spółki, czyli zdolność do generowania dodatnich przychodów netto, będzie uzależniony od jej zdolności od zlokalizowania, pozyskania, zagospodarowania i prowadzenia na skalę komercyjną wydobycia rezerw ropy naftowej i gazu ziemnego.

W szczególności, przyszła wartość przedsiębiorstwa Spółki jest uzależniona od pomyślnego wyniku działalności Spółki, której zasadniczym celem jest dalsze prowadzenie działań poszukiwawczych, rozpoznanie i zagospodarowanie aktywów Spółki na Ukrainie, w Syrii i Brunei. Na dzień niniejszego RFI nie stwierdzono żadnych potwierdzonych ani prawdopodobnych rezerw związanych z aktywami Spółki w Syrii lub Brunei, co wynika z wczesnego etapu zagospodarowywania tych aktywów. Obecnie, w Syrii i Brunei, Spółka ma prawo prowadzić działania poszukiwawcze oraz – po spełnieniu określonych warunków – wydobycie ropy naftowej i gazu ziemnego po ich ewentualnym odkryciu.

System regulacyjny dotyczący zasobów węglowodorów na Ukrainie jest administrowany przez kilka organów rządowych, w tym przez Ministerstwo Paliw i Energetyki Ukrainy, które odpowiada za strategię energetyczną oraz regulację energetyki, a także przez Ministerstwo Ochrony Środowiska i Państwową Służbę Geologiczną, które odpowiadają za przyznawanie specjalnych zezwoleń na działalność poszukiwawczą i zagospodarowanie oraz specjalnych zezwoleń na wydobycie.

Szczegółowe prawa i obowiązki Spółki są zawarte w Umowie o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku 9 w Syrii, Umowie o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku L w Brunei oraz Umowie o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku M w Brunei. Prace wykonywane przez Spółkę zgodnie z umowami o podziale wpływów z wydobycia podzielone są na dwa etapy – pierwszy dotyczący fazy poszukiwawczej i drugi dotyczący wydobycia. W przypadku stwierdzenia, że odkryte aktywa naftowe i gazowe będą zdolne do generowania stałego strumienia dodatnich przepływów pieniężnych z wydobycia i sprzedaży ropy naftowej i gazu (tj. po ustaleniu, że omawiane aktywa naftowe i gazowe mają charakter „komercyjny"), oraz po zatwierdzeniu planu zagospodarowania przez rząd lub narodowy koncern naftowy, Spółka będzie mogła rozpocząć wydobycie bez konieczności spełnienia innych warunków.

Działania poszukiwawcze, ocena i zagospodarowywanie rezerw ropy naftowej i gazu ziemnego opierają się na przypuszczeniach i są obarczone poważnym ryzykiem. Nie ma gwarancji, że poszukiwanie lub rozpoznanie potencjalnych rezerw ropy i gazu na Ukrainie, w Syrii i Brunei doprowadzi do odkrycia rezerw o charakterze komercyjnym lub, że w przypadku odkrycia takich rezerw, Spółka będzie w stanie eksploatować je zgodnie z zamierzeniami. Nie ma także gwarancji, że Spółka będzie w stanie uzgodnić z rządem lub narodowym koncernem naftowym plan zagospodarowania, co jest niezbędne do rozpoczęcia wydobycia.

Nie ze wszystkich obszarów, na których Spółka prowadzi działania poszukiwawcze, będzie można ostatecznie pozyskać nowe rezerwy. Jeżeli na którymkolwiek etapie Spółka zostanie pozbawiona obecnie istniejących możliwości dalszego realizowania swoich programów poszukiwawczych i zagospodarowania w Brunei i w Syrii lub dalszego zagospodarowania aktywów spółki KUB-Gas na Ukrainie, lub jeśli programy te z innych przyczyn nie będą kontynuowane, może to wywrzeć poważny, niekorzystny wpływ na działalność, sytuację finansową oraz wyniki działalności operacyjnej Spółki, a tym samym na cenę Akcji Zwykłych. Przyszłe rezerwy ropy naftowej i gazu ziemnego Spółki oraz bieżąca działalność w zakresie pozyskiwania ropy naftowej i gazu ziemnego z tychże rezerw, a tym samym jej zdolność do generowania przepływów pieniężnych i zysków, są w

wysokim stopniu uzależnione od nieustannego zagospodarowywania istniejących rezerw ropy naftowej i gazu ziemnego lub pozyskiwania przez Spółkę nowych rezerw ropy naftowej i gazu ziemnego. Bez stałego poszerzania rezerw ropy naftowej i gazu ziemnego, wszystkie istniejące rezerwy ropy naftowej i gazu ziemnego posiadane w danym okresie przez Spółkę, a także ilość ropy naftowej i gazu ziemnego pozyskiwanych z tych rezerw, będą się stopniowo wyczerpywały w miarę eksploatacji. Ewentualne zwiększenie bazy rezerw Spółki w przyszłości będzie uzależnione nie tylko od jej zdolności przeprowadzenia działań poszukiwawczych i zagospodarowania posiadanych w danym czasie aktywów, ale także od tego, czy uda jej się wybrać i pozyskać odpowiednie aktywa wydobywcze i obiekty poszukiwawcze.

Nie ma pewności, że w obszarze istniejących lub nabytych w przyszłości aktywów ropy naftowej i gazu ziemnego Spółka odkryje lub pozyska złoża ropy naftowej i gazu ziemnego o charakterze komercyjnym. Przyszłe poszukiwania ropy naftowej i gazu ziemnego mogą wymagać podejmowania nierentownych działań, nie tylko w przypadku odwiertów negatywnych, ale także odwiertów produkcyjnych, które jednak nie będą generować wystarczających przychodów, tak, aby po odliczeniu kosztów, w tym kosztów wykonania odwiertów oraz kosztów operacyjnych, możliwe było osiągnięcie zysku. Uzbrojenie odwiertu nie gwarantuje uzyskania zysku z takiej inwestycji, ani odzyskania kosztów wykonania odwiertu, jego uzbrojenia i kosztów operacyjnych. Oprócz tego, zagrożenia związane z wierceniami lub szkodami środowiskowymi mogą znacznie zwiększyć koszty działalności, a uwarunkowania panujące w miejscu prowadzenia działań mogą niekorzystnie wpłynąć na wydobycie z odwiertów produkcyjnych. Do uwarunkowań tych należą: opóźnienia w uzyskiwaniu zezwoleń i zgód rządowych, ograniczenie wydobycia z poszczególnych odwiertów z uwagi na ekstremalne warunki pogodowe, niewystarczająca pojemność składowania lub przepustowość transportowa oraz inne warunki geologiczne lub mechaniczne.

Aktywa Spółki na Ukrainie obejmują czynne instalacje wydobywcze ropy naftowej i gazu ziemnego, z których Spółka obecnie korzysta. Działalność w zakresie wydobywania ropy naftowej i gazu ziemnego jest obarczona szeregiem ryzyk, w tym m.in. ryzykiem napotkania niespodziewanych formacji lub ciśnień, przedwczesnego wyczerpywania się złóż oraz przedostania się wód do eksploatowanych formacji. Chociaż staranny nadzór nad odwiertami i ich skuteczna obsługa eksploatacyjno-ruchowa mogą w dłuższej perspektywie czasu przyczynić się do maksymalizacji poziomu wydobycia, to nie da się wyeliminować opóźnień produkcji i spadku jej poziomu, spowodowanych zwykłymi warunkami operacyjnymi, i można oczekiwać, że będzie to w różnym stopniu niekorzystnie wpływać na poziom przychodów oraz przepływów pieniężnych. Straty, wynikające z wystąpienia któregokolwiek z omawianych czynników ryzyka, mogą mieć istotny negatywny wpływ na przyszłe wyniki działalności, płynność oraz sytuację finansową Spółki, a tym samym niekorzystnie wpłynąć na cenę Akcji Zwykłych.

*Wczesny etap działalności*

Spółka została utworzona w 1987 roku, a od 2001 roku prowadzi obecną działalność w zakresie międzynarodowych przedsięwzięć w sektorze naftowo-gazowym. W tym okresie, Spółka dokonywała oceny oraz nabywała udziały w rożnych aktywach naftowo-gazowych, przy czym aktywa nabyte w Syrii i Brunei są w fazie przedprodukcyjnej, co oznacza, iż żadne z wydobywczych aktywów naftowo-gazowych Spółki w tych dwóch krajach nie generuje zysków z wydobycia bądź sprzedaży ropy naftowej i gazu ziemnego. W ramach swoich 70% udziałów w KUB-Gas, Spółka generuje dochody netto z działalności wydobywczej na Ukrainie. Spółka obecnie wypracowuje znaczące zyski ze swojej działalności na Ukrainie, zaś jej przedsięwzięcia naftowo-gazowe w Syrii i Brunei znajdują się na etapie poszukiwawczym. W związku z tym, istnieje duża niepewność, co do powodzenia obecnie prowadzonej przez Spółkę działalności. W roku obrotowym 2011 Spółka po raz pierwszy wygenerowała dodatnie przepływy środków pieniężnych z działalności operacyjnej, ale nie ma pewności, iż Spółka utrzyma rentowność lub dodatnie przepływy pieniężne z działalności operacyjnej. Brak dalszego generowania dodatnich przepływów pieniężnych może doprowadzić do konieczności pozyskania przez Spółkę dodatkowego kapitału na prowadzenie działalności do czasu zrealizowania przez nią wartości, jaką – jej zdaniem – reprezentują posiadane przez nią aktywa naftowo-gazowe, a emisja takiego dodatkowego kapitału może doprowadzić do rozwodnienia dotychczasowego akcjonariatu.

*Dodatkowe potrzeby finansowe*

Działalność Spółki znajduje się na wczesnym etapie rozwoju. Dla aktywów Spółki w Syrii i Brunei nie potwierdzono istnienia rezerw, a z posiadanych obiektów poszukiwawczych, na dzień niniejszego RFI, nie wygenerowano dochodów. Dalsza działalność inwestycyjna Spółki jest uzależniona od uzyskania przez nią dostępu do wystarczającego kapitału, który umożliwi zakończenie działań w zakresie poszukiwań i

zagospodarowania złóż oraz zidentyfikowanie rezerw ropy naftowej i gazu ziemnego o charakterze komercyjnym.

Spółka przewiduje dokonanie znaczących nakładów kapitałowych na pozyskanie, prace poszukiwawcze, zagospodarowanie i eksploatację rezerw ropy naftowej i gazu ziemnego w chwili obecnej i w przyszłości. Spółka będzie potrzebować dodatkowych środków finansowych na realizację działań obejmujących pozyskiwanie, poszukiwanie i zagospodarowanie aktywów naftowo-gazowych, w postaci finansowania dłużnego albo kapitałowego.

Wykonanie zobowiązań umownych dotyczących prac przewidzianych w zawartych przez Spółkę Umowach o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku 9 w Syrii, dla Bloku L i Bloku M w Brunei pociągnie za sobą koszty. Potrzebne mogą być także dodatkowe fundusze na pokrycie dalszych nakładów kapitałowych, jeśli na obszarze omawianych aktywów naftowych i gazowych zostaną odkryte komercyjne złoża ropy naftowej lub gazu ziemnego. Ponadto Spółka przewiduje, że dalsze nakłady w celu zagospodarowania obszarów Koncesji na Ukrainie będą finansowane z wewnętrznych przepływów środków pieniężnych z działalności operacyjnej spółki KUB-Gas oraz Kredytu EBOR, to takie nakłady mogą przekroczyć nakłady planowane i mogą wymagać dodatkowego kapitału ze strony Spółki. Działalność Spółki jest ze swej natury obarczona ryzykiem, a wyników przyszłych działań poszukiwawczych i wydobywczych nie da się określić na obecnym etapie. Jeżeli prowadzone w Syrii i Brunei odwierty poszukiwawcze zakończą się pomyślnie i zostaną odkryte złoża ropy naftowej lub gazu ziemnego, wówczas będą wymagane dodatkowe nakłady, aby ustalić zasięg występowania oraz jakość nowo odkrytych rezerw i podjąć ich zagospodarowanie i wydobycie. Charakter i rodzaj wymaganych prac, a tym samym wysokość przyszłych kosztów związanych z ich wykonaniem będą w dużej mierze zależały od rozmiarów i charakterystyki nowo odkrytych rezerw. Czynników tych nie sposób przewidzieć przed zakończeniem wierceń poszukiwawczych. Ponadto, jeśli wiercenia poszukiwawcze zakończą się odkryciem, które Spółka uzna za komercyjne, wówczas niezbędne będą urządzenia i instalacje potrzebne do uruchomienia wydobycia oraz do transportu ropy naftowej lub gazu do odbiorcy. Także i w tym przypadku istnieje wiele czynników, które wpływają na rodzaj i lokalizację wymaganych obiektów wydobywczych. Czynników tych nie da się przewidzieć przed odkryciem złóż. Może być również odwrotnie: wykonanie odwiertu negatywnego może skutkować decyzją Spółki zaprzestaniu kontynuowania prac na danym obszarze oraz przeznaczeniu przewidzianych środków na inne przedsięwzięcie. Planowanie działalności Spółki polega zatem na alokowaniu środków na pokrycie planowanych nakładów związanych z każdym z posiadanych aktywów, jednak z uwzględnieniem możliwości zmiany alokacji środków, w miarę uzyskiwania dalszych informacji, których dostarczają wyniki prowadzonych wierceń.

Nieuzyskanie środków finansowych, uznanych przez Spółkę za niezbędne, w przewidywanym terminie, może doprowadzić do opóźnienia w zagospodarowaniu aktywów, które w przeciwnym razie mogłyby przynosić dochody, utraty przez Spółkę niektórych posiadanych przez nią obszarów koncesji oraz możliwości pozyskania takich obszarów, jak również do ograniczenia lub zaprzestania przez nią działalności. Nie ma pewności, że nowe finansowanie dłużne lub kapitałowe, bądź środki pieniężne, które mogą zostać wygenerowane z przyszłej działalności, będą dostępne lub wystarczające do zaspokojenia istniejących potrzeb Spółki, a nawet, jeśli okażą się one dostępne, to że zostaną uzyskane na warunkach rynkowych akceptowalnych dla Spółki. Nieuzyskanie przez Spółkę dostępu do kapitału wystarczającego na finansowanie jej działalności może mieć istotny, niekorzystny wpływ na sytuację finansową, wyniki działalności operacyjnej lub przyszły potencjalny wzrost aktywów Spółki.

*Kapitał obrotowy*

Spółka posiada skonsolidowany kapitał obrotowy w wysokości 1,2 mln USD na dzień 31 grudnia 2011 roku (na dzień 31 grudnia 2010 roku – 4,3 mln USD) i dodatkowo kaucję pieniężną w wysokości 3,8 mln USD z tytułu gwarancji bankowej w związku z Syrią (na dzień 31 grudnia 2010 roku – 3,0 mln USD). W ocenie Spółki jej zasoby pieniężne na dzień 31 grudnia 2011 roku nie są wystarczające do sfinansowania działalności operacyjnej i zaplanowanych nakładów kapitałowych przewidzianych na następnych 12 miesięcy, w związku z czym konieczne będzie dodatkowe finansowanie. Dodatkowe finansowanie może być uzyskane poprzez podwyższenie kapitału lub podjęcie działań związanych z ograniczeniem lub przełożeniem obecnie planowanych nakładów kapitałowych i/lub zbycie aktywów, co - o ile kierownictwo Spółki uzna to za wskazane - podlegać będzie ocenie i realizacji.

Jeżeli Spółka nie osiągnie wystarczającej kwoty dodatkowego kapitału lub nie pozyska wystarczających środków, poprzez odroczenie planowanych wydatków i/lub sprzedaż aktywów w celu sfinansowania swoich

operacji oraz planowanych nakładów inwestycyjnych, wówczas może to mieć istotny niekorzystny wpływ na sytuację finansową, wyniki działalności lub przyszły potencjalny wzrost aktywów Spółki.

*Przestrzeganie przepisów obowiązujących w zagranicznych systemach prawnych*

W większości krajów, również na Ukrainie, w Syrii i Brunei, gdzie Spółka obecnie prowadzi działalność, wszystkie etapy działań poszukiwawczych, zagospodarowania i wydobywania złóż ropy naftowej i gazu ziemnego podlegają regulacjom na szczeblu rządowym, bezpośrednio lub za pośrednictwem agencji lub narodowych koncernów naftowych. Obszar regulacji obejmuje: zezwolenia i ograniczenia dotyczące działalności poszukiwawczej i wydobywczej, podatki od wydobycia i opłaty koncesyjne, mechanizmy kontroli cen, mechanizmy kontroli eksportu, wywłaszczenie i zrzeczenie, ochronę środowiska naturalnego oraz zasady bezpieczeństwa i higieny pracy. Regulacje obowiązujące Spółkę wywodzą się zarówno z krajowych, jak i lokalnych przepisów prawa oraz umów o podziale wpływów z wydobycia i umów koncesyjnych, regulujących udziały Spółki w prawie użytkowania górniczego w Syrii i Brunei.

W krajach, w których Spółka prowadzi działalność, m.in. na Ukrainie, w Syrii i Brunei, państwo jest co do zasady właścicielem surowców mineralnych i sprawuje kontrolę nad poszukiwaniem i wydobyciem rezerw węglowodorów (a w wielu przypadkach uczestniczy w tych pracach). Tym samym, rządy państw-gospodarzy mogą wywierać istotny wpływ na działalność Spółki poprzez opłaty koncesyjne, podatki od eksportu oraz regulacje dotyczące eksportu, dopłaty, podatki od towarów i usług, premie wydobywcze oraz innego rodzaju obciążenia w zakresie większym aniżeli miałoby to miejsce, gdyby Spółka prowadziła działalność w państwach, w których surowce mineralne nie stanowią własności państwa. Ponadto, przeniesienie udziałów w prawie użytkowania górniczego wymaga zazwyczaj zezwolenia rządu, który może je opóźnić lub w inny sposób utrudnić jego przeprowadzenie, a także nałożyć na Spółkę lub jej podmioty zależne obowiązek przeprowadzenia określonego minimum prac w określonym terminie. W przyszłości Spółka może rozszerzyć swoją działalność na inne państwa, w których istnieć mogą podobne uwarunkowania.

Sposób prowadzenia przez Spółkę działań w zakresie poszukiwań i zagospodarowywania złóż jest zdeterminowany poprzez charakter otoczenia regulacyjnego istniejącego w czasie ich planowania. Późniejsze zmiany w otoczeniu regulacyjnym lub w sposobie interpretacji bądź egzekwowania wymogów regulacyjnych, mogą mieć istotny negatywny wpływ na zdolność Spółki do przeprowadzenia planowanych działań poszukiwawczych i zagospodarowania złóż oraz może spowodować, że ich prowadzenie stanie się nieopłacalne.

Spółka może potrzebować koncesji lub zezwoleń od różnych organów na prowadzenie planowanych działań poszukiwawczych, zagospodarowanie złóż oraz działalność wydobywczą. Nie ma pewności, że Spółka będzie w stanie uzyskać wszystkie konieczne koncesje i zezwolenia w odpowiednim czasie. Nie ma pewności, że posiadane przez Spółkę koncesje i zezwolenia nie wygasną lub nie zostaną cofnięte w przypadku niespełnienia przez Spółkę warunków tych koncesji lub zezwoleń, albo w przypadku zmiany przepisów prawa lub ich interpretacji.

Nadzór nad złożami węglowodorów na Ukrainie sprawuje szereg organów rządowych, w tym Ministerstwo Paliw i Energetyki Ukrainy, które odpowiada za strategię energetyczną oraz regulację energetyki, a także przez Ministerstwo Ochrony Środowiska i Państwową Służbę Geologiczną, które odpowiadają za przyznawanie specjalnych zezwoleń na działalność poszukiwawczą i zagospodarowanie oraz specjalnych zezwoleń na wydobycie. Wydanie specjalnej zgody na prowadzenie prac poszukiwawczych (w tym na pilotażowe wydobycie) lub na komercyjne wydobycie ropy naftowej i gazu jest uzależnione od uzyskania: (i) zgody lokalnych władz na przeznaczenie działki (działek) na prowadzenie prac w zakresie podziemnych zasobów naturalnych; (ii) zezwolenia regionalnych departamentów Ministerstwa Ochrony Środowiska Ukrainy. Rozpoczęcie komercyjnego wydobycia ropy naftowej i gazu jest także uzależnione od następujących czynników: (i) wydania przez Państwowy Komitet ds. Bezpieczeństwa Przemysłowego, Ochrony Pracy i Nadzoru Górnictwa przydziału górniczego dla podmiotu korzystającego z podziemnych zasobów naturalnych; (ii) zatwierdzenia odpowiednich działek podziemnych do prowadzenia komercyjnego wydobycia przez Ministerstwo Paliw i Energii; oraz (iii) zgody na uruchomienie wydobycia z podziemnej działki.

Działalność Spółki w Syrii podlega głównie Umowie o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku 9 w Syrii, której warunki mają pierwszeństwo przed wszelkimi innymi przepisami prawa i innymi regulacjami składającymi się na ustrój prawny Syrii.

Brunei jest państwem o niewielkiej populacji i należy się liczyć z trudnościami w znalezieniu wykwalifikowanych lub częściowo wykwalifikowanych pracowników sektora naftowo-gazowego, w liczbie

wymaganej do prowadzenia prac w sposób efektywny i terminowy. Przeprowadzenie lądowego badania sejsmicznego jest przedsięwzięciem wymagającym dużego nakładu pracy i udział pracowników zagranicznych może okazać się niezbędny. Departament Pracy, wykonując swoje uprawnienia do udzielania pracownikom zezwoleń na pracę na podstawie Ustawy o Pracy (Rozdział 93) *(*ang. *Labour Act (Chapter 93))*, a także Departament Imigracyjny, wykonując swe uprawnienia do wydawania wiz z pozwoleniem na pracę pracownikom prowadzącym badania sejsmiczne na podstawie Ustawy o Imigracji (Rozdział 17) *(*ang. *Immigration Act (Chapter 17))*, nie są przygotowane na rozpatrywanie dużej liczby wniosków w krótkim czasie, co może spowodować opóźnienia. W ramach lokalnych wymogów obowiązujących zagranicznych pracowników starających sie o podjęcie pracy w Brunei, obowiązuje także wymóg kontroli bezpieczeństwa przeprowadzanej przez Departament Bezpieczeństwa Wewnętrznego Brunei oraz badań zdrowotnych, przeprowadzanych przez Ministerstwo Zdrowia.

Wydanie zezwolenia na wycinkę drzew w lasach Brunei na potrzeby konstrukcji kładek *(*ang. *bridging)* podczas przeprowadzania badań sejsmicznych, lub na potrzeby budowy placu do prowadzenia wierceń oraz dróg dojazdowych, leży w gestii Departamentu Leśnictwa, działającego na podstawie Ustawy o Lasach (rozdział 46) (ang. *Forest Act (Chapter 46))* obowiązującej w Brunei. Import i składowanie materiałów wybuchowych, które są niezbędne do pozyskania danych sejsmicznych, wymaga specjalnego zezwolenia wydawanego na podstawie Ustawy o Broni i Materiałach Wybuchowych (Rozdział 38) *(*ang. *Arms and Explosives Act (Chapter 38))* obowiązującej w Brunei. Uzyskanie zgody na import materiałów wybuchowych od odpowiednich organów władz Brunei może być niezwykle czasochłonne, a Spółka nie będzie mieć wpływu na długość oczekiwania. W trakcie badań sejsmicznych w Bloku L, zakończonych w 2009 roku, odnotowano kilkumiesięczne opóźnienia związane z uzyskiwaniem wymaganych zgód tamtejszych władz. Podobnie czasochłonne może być zabezpieczenie składowania materiałów wybuchowych po uzyskaniu wspomnianego zezwolenia, w Brunei nie ma bowiem wyznaczonych składowisk materiałów wybuchowych. Jedynymi dostępnymi składowiskami materiałów wybuchowych dysponują Siły Zbrojne Brunei (ang. *Royal Brunei Armed Forces*) oraz Policja Brunei (ang. *Royal Brunei Police Force*).

Mimo że Spółka jest zdania, iż zarówno ona, jak i jej podmioty zależne utrzymują dobre relacje z obecnymi władzami wszystkich państw, w których posiadają aktywa, nie ma pewności, że działania obecnych lub przyszłych rządów w tych krajach lub rządów w innych krajach, w których Spółka oraz jej podmioty zależne mogą podjąć działalność w przyszłości, nie będą miały istotnego negatywnego wpływu na działalność lub sytuację finansową Spółki, a co za tym się wiąże, cenę Akcji Zwykłych.

*Brak osiągnięcia oczekiwanych korzyści z przejęć i sprzedaży*

Spółka zamierza w toku zwykłego zarządu przejmować i sprzedawać podmioty oraz aktywa. Uzyskanie korzyści z przejęć jest uzależnione częściowo od pomyślnego połączenia funkcji, integracji działalności oraz procedur w sposób terminowy i efektywny, a także od zdolności Spółki do realizacji oczekiwanych możliwości rozwoju i synergii, płynących z połączenia przejmowanych spółek oraz połączenia ich działalności z działalnością własną Spółki. Integracja przejmowanych spółek może wymagać dużego wysiłku pod względem zarządzania, czasu oraz środków i może odrywać uwagę zarządu od innych strategicznych możliwości i kwestii operacyjnych.

Chociaż Spółka przeprowadza zgodny z praktyką branżową audyt (ang. *due diligence*) aktywów przed ich pozyskaniem, to analizy takie są z definicji niepełne. Przeprowadzenie pełnej analizy każdego indywidualnego obszaru w ramach danego przejęcia jest, co do zasady, niemożliwe. Zazwyczaj Spółka koncentruje swoją uwagę na obszarach o wyższej wartości, pozostałe badając jedynie wyrywkowo. Jednak nawet gruntowna analiza wszystkich aktywów i dokumentacji niekoniecznie musi wykazać wszystkie istniejące lub potencjalne problemy z nimi związane, jak również nie pozwoli nabywcy na wystarczające zapoznanie się z tymi aktywami, pozwalające w pełni rozpoznać ich braki i potencjał. Nie każdy z odwiertów może zostać sprawdzony, a problemy strukturalne i środowiskowe, takie jak zanieczyszczenie wód gruntowych, nie są łatwe do wykrycia nawet w drodze inspekcji. W związku z mogącymi nastąpić w przyszłości nabyciami, Spółka może być zmuszona do przyjęcia na siebie zobowiązań, w tym zobowiązań związanych z ochroną środowiska, i może nabywać udziały w koncesjach „w ich aktualnym stanie". O tego rodzaju zobowiązaniach, o ile będą istniały, Spółka uzyska informacje w wyniku przeprowadzonych badań *due diligence*. Zobowiązania te wpłyną na uzgodnioną cenę nabycia lub odpowiednio ją skorygują. Ponadto, konkurencja przy nabywaniu potencjalnych aktywów jest wyjątkowo intensywna, co może zwiększyć koszty każdego potencjalnego przejęcia. Do chwili obecnej, działalność Spółki w zakresie poszukiwań i zagospodarowania złóż była zlokalizowana głównie na Ukrainie, w Syrii i Brunei, a ograniczona obecność Spółki w innych regionach może ograniczyć jej zdolność identyfikowania i realizacji przejęć w innych obszarach geograficznych. Nie ma pewności, że Spółce uda się z powodzeniem zrealizować korzyści z jakiegokolwiek przejęcia lub zbycia. Nakład kosztów i czasu konieczny do

realizacji oczekiwanych korzyści z planowanych przejęć może przewyższać korzyści, mogące rzeczywiście zostać zrealizowane przez Spółkę, i odrywać uwagę Spółki od innych dostępnych zasobów, w które można się zaangażować w innych miejscach z większą korzyścią.

*Szacowanie rezerw i zasobów*

Podane w niniejszym RFI szacunkowe ilości rezerw i zasobów dla aktywów posiadanych przez Spółkę oraz obszarów, na których aktywa te są zlokalizowane, są wyłącznie ilościami szacunkowymi i nie można zapewnić, że wskazane poziomy wydobycia zostaną zrealizowane. Ostateczna wielkość pozyskanych rezerw i zasobów może być znacznie niższa od tych szacunków. Szacunkowa ocena wielkości rezerw i zasobów w dużym stopniu zależy od wiarygodności dostępnych danych geologicznych, danych inżynieryjnych, a także ich ilości. Ilość danych geologicznych i inżynieryjnych dla aktywów na wczesnym etapie prac poszukiwawczych i rozpoznania jest zazwyczaj ograniczona. Dane geologiczne i inżynieryjne są wykorzystywane do określania prawdopodobieństwa istnienia złoża ropy naftowej i gazu ziemnego w danym miejscu oraz ustalenia, czy i w jakim stopniu węglowodory te są z danego złoża wydobywalne.

Szacunki rezerw i zasobów mogą także wymagać weryfikacji na skutek informacji z faktycznie realizowanego wydobycia, które może być efektem pomyślnego zagospodarowania istniejących aktywów, prowadzenia dalszych odwiertów oraz innych czynników. Liczby te zostały ustalone w oparciu o warunki różnych umów koncesyjnych i szacunkowe wskaźniki wydajności i wydobycia. Wszystkie szacowane wartości są obarczone w pewnym stopniu niepewnością, a klasyfikacja szacunkowych ilości rezerw i zasobów stanowi jedynie próbę określenia stopnia związanej z nimi niepewności. Z tych przyczyn, szacunkowe oceny rezerw i zasobów nadających się do komercyjnego wydobycia, przygotowane przez różnych inżynierów lub tych samych inżynierów w różnym czasie, mogą się różnić.

Choć Spółka nie jest w stanie przewidzieć, czy działania poszukiwawcze i badawcze doprowadzą do odkrycia nowych rezerw, to w przypadku ich powodzenia, Spółka będzie miała możliwość rozpoczęcia wydobycia ropy naftowej i gazu z nowoodkrytych rezerw. Jeżeli nastąpi rozpoczęcie prac wydobywczych, rzeczywista ilość wydobywanej przez Spółkę ropy naftowej i gazu ziemnego, jej przychody, nakłady na rozwój i działalność operacyjną związane z szacowanymi rezerwami i zasobami mogą się różnić od wartości szacunkowych. Ponadto, szacowana wartość przyszłych przychodów netto z rezerw lub zasobów zależy od szacunków przyszłych cen ropy naftowej, kapitału oraz kosztów operacyjnych. Rozbieżności pomiędzy szacunkami, a rzeczywistymi kosztami mogą być znaczne. Same szacunki podlegają zmianom wynikającym ze zmiany uwarunkowań ekonomicznych panujących w danym czasie, a także zmian w przyszłych budżetach i planach działalności.

*Poziom zadłużenia i dodatkowe potrzeby kapitałowe*

Spółka może zawierać transakcje polegające na nabyciu aktywów lub akcji innych spółek. Transakcje te mogą być finansowane częściowo lub w całości przez dług, co może zwiększyć poziom zadłużenia Spółki ponad standardy obowiązujące w sektorze, a to może doprowadzić do braku możliwości lub znacznego utrudnienia w pozyskaniu nowego finansowania dłużnego na dalszą działalność. W zależności od przyszłych planów w zakresie poszukiwań i zagospodarowania złóż, Spółka może potrzebować dodatkowego finansowania dłużnego, które może nie zostać jej udostępnione lub udostępnione na warunkach dla niej nieakceptowalnych. Ani postanowienia Statutu Spółki, ani postanowienia jej Regulaminów nie określają limitu zadłużenia, jakie może zaciągnąć Spółka. Poziom jej zadłużenia czasami może ograniczyć możliwości uzyskania w przyszłości przez Spółkę dodatkowego finansowania w momencie, gdy będzie jej potrzebny, a niezbędnego do wykorzystania pojawiających się możliwości biznesowych.

*Instrumenty finansowe*

W ramach prowadzonej działalności Spółka korzysta z różnych instrumentów finansowych, w tym depozytów gotówkowych i krótkoterminowych, zastrzeżonych środków pieniężnych, należności, zbywalnych papierów wartościowych, zobowiązań i zobowiązań z odroczonym terminem realizacji oraz zamiennych skryptów dłużnych. W związku ze swoimi aktywami i zobowiązaniami finansowymi Spółka ponosi następujące ryzyka:

<u>Ryzyko zmian stóp procentowych</u>

Spółka utrzymuje środki pieniężne i inne aktywa pieniężne w instrumentach płatnych na żądanie bez ponoszenia kar, co zmniejsza jej ekspozycję na zmiany oprocentowania tych instrumentów. Zastrzeżone środki pieniężne

utrzymywane są w postaci instrumentów płatnych po spełnieniu pewnych zobowiązań w zakresie prac. Ryzyko zmian stóp procentowych z tytułu zobowiązań Spółki uznano za nieistotne ze względu na to, że oprocentowanie zamiennych skryptów dłużnych jest stałe, a chociaż Spółka jest narażona na zmiany stóp procentowych w związku ze zmienną stopą oprocentowania Kredytu EBOR, to Spółka posiada opcję przejścia na stałą stopę oprocentowania.

Ryzyko kredytowe

Środki pieniężne i inne aktywa pieniężne Spółki, a także środki pieniężne o ograniczonej możliwości dysponowania utrzymywane są w dużych instytucjach finansowych. Kierownictwo Spółki monitoruje ryzyko kredytowe poprzez weryfikację zdolności kredytowej tych instytucji.

Na należności według stanu na dzień 31 grudnia 2011 roku składają się 1,2 mln USD należne od MENA Syria z tytułu umowy typu farm-out dla Bloku 9 z MENA Syria oraz koszty związane z programem wierceń w 2011 r., zapłacone przez Spółkę w imieniu MENA Syria. Na salda należności Spółki składają się w przeważającej części kwoty należne od partnerów we wspólnym przedsięwzięciu, które jak się zakłada zostaną rozliczone z przyszłymi nakładami inwestycyjnymi. Dodatkowo Spółka posiada należności z tytułu podatków od towarów podlegających zwrotowi od kanadyjskiego rządu federalnego, odsetki od depozytów pieniężnych o ograniczonej możliwości dysponowania, dla których ryzyko kredytowe oceniane jest jako niskie, ponieważ środki zdeponowano w wiodących instytucjach finansowych, a także z tytułu sprzedaży produktów na Ukrainie.

Na Ukrainie w stosunku do wszystkich klientów, którym ma być przyznany kredyt w kwocie przewyższającej określony limit, przeprowadzana jest ocena zdolności kredytowej. Spółka nie wymaga zabezpieczenia w zakresie aktywów finansowych. Zdaniem kierownictwa, poziom ekspozycji Spółki na ukraińskie ryzyko kredytowe nie ma charakteru istotnego, ponieważ zapłata za gaz sprzedawany na podstawie umowy dokonywana jest na początku każdego miesiąca, tj. przed faktycznym dostarczeniem gazu do klientów.

Kierownictwo nie wprowadziło formalnej polityki kredytowej w zakresie kredytów udzielanych klientom poza Ukrainą, jednakże poziom ekspozycji na ryzyko kredytowe jest monitorowany indywidualnie i na bieżąco w odniesieniu do wszystkich istotnych klientów.

Maksymalny poziom ekspozycji na ryzyko kredytowe przedstawia wartość bilansowa poszczególnych aktywów finansowych w bilansie.

Ryzyko walutowe

Spółka jest narażona na ryzyko wynikające z wahań kursów wymiany dolara kanadyjskiego, dolara australijskiego, polskiego złotego, hrywny ukraińskiej, funta syryjskiego i dolara amerykańskiego. Na dzień 31 grudnia 2011 roku główne ekspozycje Spółki na ryzyko walutowe dotyczyły dolara kanadyjskiego i hrywien ukraińskich. Na dzień 31 grudnia 2011 roku saldo utrzymywane w PLN nie było istotne.

Czynniki ekonomiczne wpływające na przepływy pieniężne z działalności operacyjnej i działalności inwestycyjnej, zgodnie ze skonsolidowanym sprawozdaniem z przepływów pieniężnych Spółki, zawierają wahania kursów wymiany walut. Dotychczas Spółka pozyskiwała fundusze kapitałowe denominowane w dolarach kanadyjskich oraz polskich złotych, jednak wydatki na poszukiwanie złóż ponoszone są głównie w dolarach amerykańskich, a więc kursy walut miały ciągły wpływ na przepływy pieniężne Spółki. Wskutek wahań kursów wymiany dolara amerykańskiego, dolara kanadyjskiego i złotego polskiego, za rok zakończony dnia 31 grudnia 2011 roku zrealizowano ujemne różnice kursowe na poziomie 2,464 mln USD (w 2010 roku – 0,122 mln USD).

Ryzyko cen towarów

Spółka narażona jest na ryzyko wynikające z wahań cen gazu ziemnego na Ukrainie, na które wpływ ma dostępność gazu importowanego z Rosji oraz ceny ustalane przez eksporterów w Rosji.

*Transakcje zabezpieczające przed zmianami cen surowców*

Spółka może zawierać umowy w celu uzyskania stałych cen ropy naftowej i gazu ziemnego, aby zrównoważyć ryzyko utraty przychodów w przypadku spadku cen surowców. Jednakże, jeżeli ceny surowców wzrosną ponad poziom wskazany w takich umowach, Spółka nie uzyska korzyści z takiego wzrostu.

Na dzień niniejszego RFI Spółka nie jest stroną żadnych umów zabezpieczających przed zmianami cen surowców, ani nie była stroną takich umów w ciągu ostatnich trzech lat.

*Wartość godziwa*

Wartość bilansowa aktywów i zobowiązań finansowych Spółki jest zbliżona do ich wartości godziwej, ze względu na ich bieżący charakter lub relatywnie krótki czas pozostały do terminu zapadalności. Inwestycje w spółce Jura i Karl Thomson Holdings Ltd. są wykazywane według wartości godziwej, określanej na podstawie notowań giełdowych ich akcji.

*Ryzyko płynności*

Spółka narażona jest na ryzyko braku zdolności do spłaty wszystkich zobowiązań finansowych w ich terminie zapadalności, lub też braku zdolności do likwidacji aktywów za rozsądną cenę w terminie. Spółka z powodzeniem wprowadza i planuje dalsze wprowadzanie różnych działań ograniczających to ryzyko.

Spółka regularnie monitoruje swoją płynność w celu stwierdzenia, czy ma środki niezbędne do zrealizowania planowanych zobowiązań i programów w zakresie działalności poszukiwawczej w ramach aktywów naftowo-gazowych lub czy dysponuje realnymi możliwościami sfinansowania takich zobowiązań z nowych emisji akcji lub alternatywnych źródeł finansowania takich, jak umowy warunkowej cesji udziału w prawie użytkowania górniczego typu farm-out. Niemniej jednak, jako przedsiębiorstwo poszukiwawcze znajdujące się na wczesnym etapie rozwoju, które nie posiada wewnętrznie generowanych przepływów pieniężnych wystarczających w pełni do sfinansowania działalności poszukiwawczej i wydobywczej Spółki, jest ona narażona na ryzyko płynności, w tym również brak dostępu na czas do dodatkowego finansowania i/lub w formule efektywnej kosztowo oraz ryzyko, że koszty poszukiwań przekroczą planowany poziom. Przepływy środków pieniężnych z działalności operacyjnej do bieżącego roku obrotowego były ujemne i obejmują przychody netto z wydobycia oraz wydatki i ogólne koszty administracyjne poniesione w zwykłym toku bieżącej działalności operacyjnej Spółki.

Alternatywne możliwości zarządzania ryzykiem płynności przez Spółkę obejmują odraczanie planowanych nakładów inwestycyjnych, które przekraczają kwoty wymagane zgodnie z programami robót w celu zachowania koncesji, umowy typu farm-out oraz pozyskiwanie nowego kapitału w drodze emisji akcji.

*Transakcje zabezpieczające przed ryzykiem kursowym*

Charakter działalności Spółki naraża ją na ewentualne skutki wahań kursów wymiany walut. Chociaż Spółka nie realizuje określonego programu transakcji zabezpieczających przed ryzykiem kursowym, nie jest na dzień niniejszego RFI stroną żadnych umów zabezpieczających przed ryzykiem kursowym, ani nie była stroną takich umów w ciągu ostatnich trzech lat, to Spółka może uznać za celowe zawarcie transakcji z udziałem instrumentów pochodnych, aby ograniczyć ciążące na niej ryzyko. Warunki kontraktów na instrumenty pochodne mogą ograniczać korzyści płynące ze zmian kursów walut, które w pewnych przypadkach byłyby dla Spółki korzystne, i mogą narazić ją na straty finansowe lub utratę możliwości biznesowych z powodu ryzyka niewywiązania się przez drugą stronę ze zobowiązań związanych z takimi kontraktami. Wykorzystanie pochodnych instrumentów finansowych może zwiększyć zmienność zysków (strat) netto, odnotowywanych przez Spółkę, i nie wyklucza ryzyka poniesienia strat w wyniku wahań kursów wymiany walut.

*Tytuł prawny do koncesji*

Zgodnie z przyjętą praktyką Spółki, przy nabywaniu istotnych koncesji naftowo-gazowych lub udziałów w takich koncesjach, Spółka przeprowadza pełne badanie tytułu prawnego do udziału przysługującego na mocy kluczowych umów, na podstawie których Spółka uzyskała bądź uzyska prawa do prowadzenia poszukiwań. Spółka korzysta zazwyczaj z miejscowych lub międzynarodowych doradców prawnych, o ile uzna to za konieczne do przeprowadzenia audytu (ang. *due diligence*) w zakresie niezbędnym do potwierdzenia tytułu prawnego do koncesji. Niezależnie od podjęcia przez Spółkę szczegółowej kontroli w tym zakresie, tytuł prawny może okazać się obciążony wadami, które wpłyną na umowy koncesyjne (ang. *concession and licence agreements*) dotyczące części aktywów Spółki, a które tym samym mogą niekorzystnie wpłynąć na Spółkę. Nie ma gwarancji, że nie zostanie wykryta nieprzewidziana wada w tytule prawnym, albo że nie nastąpią zmiany przepisów prawa lub ich interpretacji lub też wydarzenia polityczne, które uniemożliwią lub przeszkodzą w dochodzeniu przez Spółkę roszczeń dotyczących posiadanych aktywów, co może w istotny, negatywny sposób wpłynąć na Spółkę, w tym zmniejszyć poziom przychodów Spółki.

*Sankcje nałożone na Syrię*

Spółka, za pośrednictwem Loon Latakia - swojej spółki zależnej (w 100%), posiada udział w umowie o podziale wpływów z wydobycia, dający jej prawo do poszukiwania i wydobywania ropy naftowej i gazu ziemnego z bloku znajdującego się w Syrii. W maju 2004 roku Stany Zjednoczone Ameryki nałożyły na Syrię sankcje gospodarcze zgodnie z amerykańską Ustawą o Odpowiedzialności Syrii (ang. *Syria Accountability Act*). Sankcje te obejmują zakaz eksportowania do Syrii produktów wytworzonych w Stanach Zjednoczonych Ameryki, z wyjątkiem żywności i lekarstw. W rezultacie, wytwarzane w Stanach Zjednoczonych Ameryki produkty i elementy wyposażenia, powszechnie wykorzystywane przez przemysł wydobywczy na świecie, mogą nie być dostępne na terytorium Syrii.

W całym roku 2011 i do dnia niniejszego RFI, rządy Kanady, Stanów Zjednoczonych, krajów Ligi Arabskiej i Unii Europejskiej nakładały na Syrię coraz poważniejsze sankcje. Skutkiem tych sankcji było znaczne ograniczenie działalności operacyjnej Spółki w Syrii, w związku z czym aktywne działania operacyjne zawieszono.

*Wysoka przestępczość i korupcja w administracji rządowej lub gospodarce*

Spółka może prowadzić działalność gospodarczą w krajach lub regionach charakteryzujących się wysoką przestępczością i wysokim poziomem korupcji w administracji rządowej lub gospodarce. Spółka wdrożyła wewnętrzny Kodeks Prowadzenia Działalności i Etyki (ang. *Code of Business Conduct and Ethics*), którego muszą przestrzegać jej dyrektorzy, członkowie kadry kierowniczej wyższego szczebla i pracownicy. Ustalenie faktów świadczących przeciwko Spółce, jego dyrektorom, członkom kadry kierowniczej wyższego szczebla lub pracownikom, bądź ich uczestnictwo w praktykach korupcyjnych lub innych bezprawnych działaniach mogłoby skutkować nałożeniem sankcji karnych lub cywilnych, w tym wysokich kar pieniężnych, na Spółkę, jej dyrektorów, członków kadry kierowniczej wyższego szczebla lub pracowników. Jakiekolwiek śledztwo lub zarzuty wniesione przeciwko Spółce, jej dyrektorom, członkom kadry kierowniczej wyższego szczebla lub pracownikom, lub ustalenie uczestnictwa takich osób w praktykach korupcyjnych lub innych bezprawnych działaniach, mogłoby znacznie zaszkodzić reputacji Spółki oraz w istotnym stopniu ograniczyć jej zdolność do prowadzenia działalności gospodarczej, w tym wywrzeć skutek na prawa Spółki, przysługujące jej na podstawie posiadanych przez nią koncesji dotyczących ropy naftowej i gazu ziemnego, lub doprowadzić do utraty kluczowego personelu, a także wywrzeć istotny negatywny wpływ na jej sytuację finansową i wyniki działalności. Ponadto, fakt zarzucanego lub faktycznego uczestnictwa w praktykach korupcyjnych lub innych bezprawnych działaniach przez podmioty zarządzające niektórymi koncesjami naftowo-gazowymi Spółki, wspólników *joint venture* Spółki lub inne podmioty, z którymi Spółka prowadzi współpracę gospodarczą, mógłby również znacznie zaszkodzić reputacji Spółki i jej działalności gospodarczej oraz wywrzeć istotny negatywny wpływ na sytuację finansową i wyniki działalności Spółki.

*Zarządzanie rozwojem*

Spółka może podlegać ryzykom związanym z rozwojem, w szczególności ryzykom ograniczenia wydajności oraz nadmiernego obciążenia jej systemów operacyjnych i systemów kontroli. Ograniczenie wydajności związane z rozwojem może wiązać się z umiejętnością znalezienia i utrzymania przez Spółkę w odpowiednim czasie właściwie wykwalifikowanego personelu, czy też z właściwym rozwojem istniejących zasobów kadrowych na potrzeby zarządzania i prowadzenia dużej spółki. Obecnie istniejące w Spółce systemy, w tym kontroli, wymagałyby także zmian w celu ich dostosowania do obsługi dużej spółki. Przeprojektowanie, nabycie i wdrożenie takich systemów wymagałoby także czasu. Aby móc efektywnie zarządzać swoim rozwojem, Spółka będzie musiała na bieżąco kontrolować swoje systemy operacyjne i finansowe oraz wprowadzać konieczne zmiany, a także prowadzić szkolenia pracowników i zarządzać swoją kadrą. Niezdolność Spółki do kontrolowania swojego rozwoju może skutkować jej niezdolnością do realizacji korzyści oczekiwanych w przypadku takiego rozwoju i może wywrzeć istotny negatywny wpływ na jej działalność, w tym operacyjną oraz dalszy potencjalny rozwój.

*Możliwość przeprowadzenia inwestycji*

Obecna oraz przyszła działalność Spółki jest uzależniona od zgód wydawanych przez organy administracji rządowej, wskutek czego Spółka ma ograniczoną kontrolę nad charakterem i terminami udzielenia takich zgód na prowadzenie poszukiwań, zagospodarowanie i działalność operacyjną na obszarach objętych koncesjami naftowo-gazowymi.

Udziały Spółki w koncesjach naftowo-gazowych i innych umowach udzielonych przez administrację rządową lub organy administracji publicznej bądź z nimi zawartych w zakresie prowadzenia poszukiwań i zagospodarowania aktywów, podlegają określonym wymogom i nakładają obowiązki w zakresie spełniania pewnych zobowiązań. Jeśli Spółka nie spełni tych wymogów oraz zobowiązań i dojdzie do istotnego naruszenia powyższych umów, umowy te, w pewnych okolicznościach, mogą ulec rozwiązaniu. Rozwiązanie jakiejkolwiek umowy Spółki, na podstawie której udzielono jej praw do aktywów, wywarłoby istotny, negatywny wpływ na Spółkę, w tym na jej sytuację finansową.

*Zobowiązania w zakresie zrzeczenia się przewidziane w odpowiednich przepisach prawa i kluczowych umowach*

Zgodnie z praktyką międzynarodową, Umowa o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku L w Brunei, Umowa o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku M w Brunei oraz Umowa o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku 9 w Syrii zawierają pewne postanowienia dotyczące zrzeczenia się, które mają być spełnione z chwilą rozpoczęcia kolejnych etapów poszukiwań i wystąpienia pewnych zdarzeń. Łącznie prowadzą one do zmniejszenia obszaru, dostępnego dla Spółki do działań poszukiwawczych w zakresie ropy naftowej i gazu ziemnego, o ile nie zostaną one w jakiś inny sposób zbilansowane. W zależności od wielkości i lokalizacji terenu, zrzeczenie może wywrzeć istotny negatywny wpływ na wyniki działalności oraz perspektywy Spółki. Przyszłe rezerwy oraz wydobycie ropy naftowej i gazu ziemnego przez Spółkę, a przez to i jej przyszłe przepływy pieniężne i zyski, są uzależnione od zdolności Spółki do odkrycia i eksploatowania rezerw ropy naftowej i gazu ziemnego w ramach posiadanych aktywów. Ponadto, Spółka może być zobowiązana do spełnienia pewnych warunków dotyczących likwidacji odwiertów i rekultywacji gruntów, których się zrzeknie.

Ukraina podlega systemowi regulacyjnemu, w którym obowiązania w zakresie zrzeczenia się nie mają zastosowania, w związku z czym nie są istotne.

*Znaczenie kluczowego personelu kierowniczego*

Sukces Spółki będzie w dużej mierze zależny od jej kluczowego personelu, do którego należy Prezes i Dyrektor Generalny, Wiceprzewodniczący Rady Dyrektorów, Wiceprezes i Wicedyrektor Generalny, Wiceprezes ds. Operacyjnych i Inżynierii, Wiceprezes ds. Geologii i Geofizyki, Wiceprezes ds. Prawnych, Wiceprezes ds. Relacji Inwestorskich oraz Dyrektor Finansowy. Wkład tych osób w działalność Spółki będzie odgrywać kluczową rolę. Utrata takich kluczowych pracowników mogłaby mieć istotne negatywne skutki dla Spółki. Ponadto, branża naftowo-gazowa charakteryzuje się wysoką konkurencją w zakresie pozyskiwania wykwalifikowanych pracowników. Nie ma pewności, że Spółka nadal będzie w stanie pozyskiwać i zatrzymać wszystkich pracowników, niezbędnych dla rozwoju i prowadzenia działalności przez Spółkę. Oceniając ryzyko inwestowania w Akcje Zwykłe, inwestorzy powinni mieć świadomość, że w dużej mierze polegać będą oni na umiejętnościach, biegłości, ocenie, uczciwości i dobrej wierze kierownictwa Spółki.

*Istotna rola zewnętrznych operatorów*

W sektorze naftowo-gazowym typową praktyką jest tworzenie przedsięwzięć partnerskich lub *joint venture*, w ramach których spółki prowadzą poszukiwania, zagospodarowanie i eksploatację poszczególnych aktywów lub obszarów koncesyjnych. W takich przypadkach, w ramach partnerstwa czy *joint venture,* wszystkie strony danej umowy uzgadniają i wyznaczają jedną ze spółek, która zarządza czy „prowadzi" partnerstwo czy *joint venture.* Operator stanowi pierwszy punkt kontaktowy dla narodowego koncernu naftowego lub rządu i odpowiada za realizację prac terenowych i jako taki zawiera umowy z różnymi podwykonawcami, którzy dostarczają sprzęt do wierceń i inne urządzenia oraz usługi niezbędne do prowadzenia działalności poszukiwawczej i wydobywczej. Wszystkie spółki w partnerstwie czy *joint venture* ponoszą wspólną, proporcjonalną do ich udziału odpowiedzialność z tytułu ewentualnych roszczeń i zobowiązań, które mogą powstać w wyniku prowadzenia przez operatora działalności na rzecz partnerstwa czy *joint venture*. Operatorem Bloku M w Brunei, w którym Spółka posiada 36% udział w prawie użytkowania górniczego, prowadzona jest przez spółkę, która nie jest podmiotem powiązanym ze Spółką. W związku z powyższym, Spółka może mieć ograniczone możliwości wywierania wpływu na działalność operacyjną w ramach tych aktywów lub związane z tym koszty, co może z

kolei mieć negatywny wpływ na wyniki finansowe Spółki. Z tego względu, powodzenie i harmonogram działań Spółki dotyczących aktywów, których operatorem jest inna spółka, będą uzależnione od szeregu czynników, mogących pozostawać poza kontrolą Spółki, takich jak: terminy i wysokość dokonywanych nakładów kapitałowych, umiejętności podmiotu będącego operatorem i jego zasoby finansowe, zgoda innych partnerów, wybór technologii i sposób zarządzania ryzykiem. W zakresach, w których Spółka nie pełni roli operatora danego aktywa naftowo-gazowego, polega ona na innych spółkach–operatorach – ich umiejętnościach technicznych i zasobach finansowych, wykorzystywanych na rzecz przestrzegania warunków umów, na podstawie których Spółka posiada udziały w tych aktywach, oraz harmonogramu działań tam prowadzonych.

*Wspólny znak towarowy i nazwa handlowa*

Spółka używa znaku towarowego i nazwy handlowej „Kulczyk" wspólnie z KI oraz wieloma podmiotami stowarzyszonymi KI. KI, główny akcjonariusz Spółki, to międzynarodowa spółka holdingowa wywodząca się z Polski, która wzięła nazwę od nazwiska dr Jana J. Kulczyka, polskiego przedsiębiorcy prowadzącego działalność na skalę międzynarodową, posiadającego udziały głównie w branży infrastrukturalnej, motoryzacyjnej i browarniczej. Dnia 6 listopada 2008 roku Spółka i KI zawarły umowę licencji o korzystanie z firmy i znaków towarowych („**Umowa Licencji**"). Zgodnie z warunkami Umowy Licencji, KI udzielił Spółce ograniczonej, niewyłącznej, odwoływalnej i niezbywalnej licencji na korzystanie z firmy i znaku towarowego „Kulczyk" w związku z prowadzoną przez Spółkę działalnością, a także w nazwach domen związanych z działalnością Spółki. Zgodnie z Umową Licencji, Spółka zamierza w dalszym ciągu używać, na potrzeby swojej identyfikacji, nazw i logo, które wskazują na jej związek z KI. Z uwagi na fakt, że Spółka korzysta ze wspólnego znaku towarowego i nazwy handlowej z KI i wieloma podmiotami stowarzyszonymi KI, jakikolwiek niekorzystny obrót sytuacji, mający wpływ na znak towarowy, nazwę handlową bądź reputację którejkolwiek z tych spółek mógłby wywrzeć istotny negatywny wpływ na działalność, wartość firmy (goodwill) lub reputację Spółki.

*Ograniczona Gwarancja Loon Peru*

Spółka ponosi odpowiedzialność prawną za gwarancję udzieloną przez podmiot dominujący („**Gwarancja Loon**") w sierpniu 2007 roku rządowi Peru w związku z przyznaniem koncesji byłej spółce zależnej - Loon Peru Limited. Po przeprowadzeniu Przekształceń Spółka zaprzestała posiadania, pośrednio i bezpośrednio, udziałów w Loon Peru Limited, bowiem wyniku Przekształceń akcje Loon Peru Limited zostały przeniesione przez Spółkę na nową spółkę Loon Corp. Spółka nie posiada obecnie, pośrednio ani bezpośrednio, żadnych udziałów w Loon Peru Limited.

Loon Corp i Spółka zawarły umowę o zwolnieniu z odpowiedzialności w zakresie Gwarancji Loon. Dnia 25 października 2010 roku Loon Corp ogłosiła, że nie podejmie drugiego etapu prac poszukiwawczych, w związku z czym maksymalny poziom odpowiedzialności Spółki związanej z Gwarancją Loon wynika z pierwszego etapu prac poszukiwawczych. Minimalny program prac w ramach pierwszego etapu został zakończony, zaś Spółka nie spodziewa się istotnego zaangażowania z tytułu gwarancji.

*Niepewność w zakresie interpretacji i stosowania zagranicznych przepisów i regulacji*

Spółka prowadzi działalność w zakresie poszukiwań i zagospodarowania złóż w krajach o różnych systemach prawnych. Przepisy, regulacje i zasady prawne mogą się różnić zarówno w zakresie prawa materialnego, jak kwestii proceduralnych i egzekucyjnych. Wszystkie istotne uprawnienia Spółki w zakresie wydobycia i poszukiwań, a także kontrakty ich dotyczące, podlegają odpowiednim przepisom prawa krajowego lub lokalnego oraz jurysdykcji kraju prowadzenia działalności. Oznacza to, że zdolność Spółki do wykonywania lub wyegzekwowania jej praw i zobowiązań może być różna w różnych krajach.

Ponadto jurysdykcje, w których działa Spółka i jej podmioty zależne, mogą mieć mniej rozwinięty system prawny niż gospodarki bardziej dojrzałe, z czym mogą się wiązać następujące ryzyka: (a) większe trudności w skutecznym uzyskaniu odszkodowania w sądzie przedmiotowej jurysdykcji, czy to w związku z naruszeniem przepisów prawa, czy sporu dotyczącego tytułu własności; (b) większa uznaniowość ze strony organów administracji rządowej; (c) brak wytycznych w orzecznictwie lub wytycznych administracyjnych, co do interpretacji właściwych przepisów, zwłaszcza gdy przepisy te są wynikiem ostatnich zmian legislacyjnych lub zostały niedawno wprowadzone; (d) brak wzajemnej spójności lub występowanie sprzeczności pomiędzy różnymi ustawami, regulacjami, rozporządzeniami, nakazami i uchwałami lub (e) względny brak doświadczenia judykatury i sądów w takich sprawach. Egzekwowanie przepisów w niektórych jurysdykcjach, w których Spółka i jej podmioty zależne prowadzą działalność, może zależeć od przyjętej w odniesieniu do takich przepisów interpretacji przez odpowiednie organy władzy lokalnej. Jednocześnie organy takie mogą przyjąć w odniesieniu

do danego aspektu prawa lokalnego interpretację różniącą się od porady prawnej, jaką otrzymała Spółka. Nie ma pewności, że na kontrakty, przedsięwzięcia *joint venture*, licencje, wnioski o udzielenie licencji lub inne umowy Spółki nie będą miały ujemnego wpływu działania organów administracji państwowej oraz skuteczność i egzekwowalność takich umów w danej jurysdykcji. Uzyskanie skutecznego odszkodowania w sądzie takiej jurysdykcji, czy to w związku z naruszeniem przepisów prawa, czy to w związku ze sporem dotyczącym tytułu własności, może być utrudnione. W pewnych jurysdykcjach obowiązki miejscowych firm, agend i urzędów państwowych, jak również systemu sądowniczego, w zakresie przestrzegania wymogów prawnych i wynegocjowanych umów, mogą być bardziej niepewne, zaś przepisy i regulacje mogą ulegać zmianom lub być uchylone; odszkodowanie może być niepewne lub opóźnione. Nie ma pewności, że na przedsięwzięcia *joint venture*, licencje, wnioski o udzielenie licencji lub inne umowy nie będą miały negatywnego wpływu zmiany w rządzie, działania organów administracji rządowej lub innych organów, lub też skuteczność oraz egzekwowalność takich umów.

Ukraina

Od chwili uzyskania przez Ukrainę niepodległości jej ustrój prawny ewoluuje w stronę wspierania gospodarki opartej na zasadach rynkowych. Niemniej jednak, ustrój ten jest nadal w stadium przejściowym, stąd ryzyko i niepewność są większe niż w bardziej dojrzałych ustrojach. W szczególności ryzyka te obejmują m.in. niejednoznacznie sformułowane lub zbyt ogólne uregulowania prawne, których realizacja lub interpretacja napotyka kłopoty, oraz sprzeczności między Konstytucją Ukrainy, ustawami, dekretami prezydenta i rozporządzeniami rządowymi, ministerialnymi i samorządowymi oraz innymi aktami. Brak jest również sądowych i administracyjnych wytycznych odnośnie do interpretacji ustawodawstwa ukraińskiego, a mechanizm orzekania przez ukraiński Trybunał Konstytucyjny jest skomplikowany. Źródłem dalszych komplikacji jest stosunkowo niewielkie doświadczenie sędziów oraz sądów w zakresie interpretacji przepisów prawa ukraińskiego w takich samych bądź podobnych sytuacjach, korupcja w wymiarze sprawiedliwości i wysoki poziom uznaniowości władz rządowych przy podejmowaniu decyzji, co może skutkować ich arbitralnością.

Ponadto część podstawowych uregulowań prawnych została przyjęta na Ukrainie dopiero niedawno lub wciąż oczekuje na rozpatrzenie i przyjęcie przez tamtejszy Parlament. Przykładowo, w 2005 roku i 2004 roku na Ukrainie przyjęto nowy kodeks cywilny, nowy kodeks handlowy, nowe kodeksy postępowania cywilnego i administracyjnego, ustawę o państwowym rejestrze praw własności nieruchomości, nową ustawę Prawo prywatne międzynarodowe, nowe ustawy o zabezpieczeniach finansowych i nową ustawę o podatku dochodowym od osób fizycznych. Stosunkowo krótki okres obowiązywania większości ukraińskich ustaw, brak zgody co do zakresu, treści i tempa reform gospodarczych i politycznych oraz szybka ewolucja ustroju prawnego Ukrainy, nie zawsze zbieżna z rozwojem gospodarczym, są źródłem niepewności w zakresie egzekwowania przepisów i ich zgodności z konstytucją, co może powodować dwuznaczności, niespójności i anomalie. Poza tym, w wielu przypadkach ukraińskie ustawy wymagają przepisów wdrażających, które nie zostały jeszcze implementowane.

Syria

System sądowniczy w Syrii stanowi połączenie przepisów z okresu Imperium Osmańskiego, przepisów francuskich i prawa islamskiego, przy czym funkcjonują trzy poziomy sądownictwa: (a) sąd pierwszej instancji; (b) sąd apelacyjny; oraz (c) sąd konstytucyjny, będący najwyższym trybunałem. Ponadto, sprawy z zakresu prawa osobowego i rodzinnego pozostają w gestii sądów religijnych.

Orzeczenia sądów zagranicznych mogą być wykonane w Syrii tylko wtedy, jeśli dotyczą spraw z zakresu sporów cywilnych lub gospodarczych, i to za zgodą sądu pierwszej instancji tej guberni, w której wyrok ma być wykonany. W przypadku braku umowy dwustronnej o wzajemnym uznawaniu orzeczeń z danym państwem, sąd syryjski ponownie rozpatruje sprawę i analizuje opinię sądu zagranicznego. Jeśli obowiązuje właściwa umowa dwustronna, sąd syryjski ogranicza swoją analizę do naruszeń syryjskiej polityki publicznej.

W Syrii instytucje publiczne i rządowe nie mogą się zobowiązać do poddania się arbitrażowi, o ile nie stanowi tak ustawa. Państwo może wyrazić zgodę na arbitraż jedynie wtedy, gdy zobowiązane jest do tego na mocy umowy międzynarodowej. Międzynarodowe postępowanie arbitrażowe prowadzone w Syrii podlega prawu syryjskiemu i ogólnie dotyczą go te same przepisy, które regulują kwestie arbitrażu krajowego. Egzekwowanie międzynarodowych orzeczeń arbitrażowych odbywa się ogólnie rzecz biorąc w oparciu o te same zasady, które przestrzegane są przy egzekwowaniu wyroków sądów zagranicznych.

Brunei

W Brunei występują dwa systemy prawne: (a) system prawa powszechnego, oparty na angielskim prawie powszechnym (ang. *common law*), który ma zastosowanie do działalności Spółki w Brunei oraz (b) system sądów szarijatu, które mają ograniczoną, acz wyłączną jurysdykcję w zakresie rozpatrywania i orzekania w sprawach z zakresu prawa rodzinnego, dotyczących muzułmańskich mieszkańców Brunei. Na mocy Ustawy o Stosowaniu Przepisów (Rozdział 2) (ang. *Application of Laws Act (Chapter 2)*), zgodnie z prawem Brunei, angielskie prawo powszechne i doktryna słuszności (ang. *doctrine of equity*), wraz z angielskimi ustawami ogólnego zastosowania obowiązującymi w Anglii przed dniem 25 kwietnia 1951 roku obowiązują w Brunei w zakresie, w jakim pozwalają na to warunki lokalne, z zastrzeżeniem miejscowych zwyczajów i okoliczności.

Ustawa o Arbitrażu z 1944 roku (ang. *Arbitration Act of 1944*) umożliwia skuteczne stosowanie konwencji nowojorskiej o uznawaniu i wykonywaniu zagranicznych orzeczeń arbitrażowych z 1958 roku. Stowarzyszenie Arbitrażu Brunei Darussalam (ang. *Arbitration Association Brunei Darussalam* – „**AABD**") jest instytucją arbitrażową w Brunei. Jego działalność obejmuje pomoc w rozwijaniu i zapewnianiu wsparcia, w formie porad i pomocy, w dziedzinie arbitrażu. Aby zapewnić zachowanie najwyższych standardów przez członków stowarzyszenia i międzynarodowego składu arbitrów, stowarzyszenie zrzesza wielu wiodących międzynarodowych arbitrów, z których większość nie jest obywatelami Brunei. AABD pomaga krajowym oraz zagranicznym inwestorom i stronom w rozstrzyganiu sporów gospodarczych i dokonywaniu ustaleń w zakresie rozpraw arbitrażowych.

Ustawa o Wzajemnym Egzekwowaniu Orzeczeń Zagranicznych (Rozdział 177) (ang. *Reciprocal Enforcement of Foreign Judgement Act (chapter 177)*), zgodnie z prawem Brunei, zawiera ustalenia w zakresie wzajemnego egzekwowania orzeczeń, obowiązujące w stosunku do pewnych krajów.

Podsumowując, tak na Ukrainie, w Syrii lub Brunei, jak i w innym kraju, w przypadku, gdy Spółka zaangażuje się w spór celem obrony lub wyegzekwowania swych praw lub zobowiązań, spór taki lub dotyczące go postępowanie sądowe mogą być kosztowne i długotrwałe, a wynik wysoce niepewny. Nawet jeśli Spółka ostatecznie wygra sprawę, dany spór i postępowanie sądowe może nadal mieć istotne negatywne skutki dla Spółki i jej działalności.

*Nabycie KUB-Gas może nie spełnić oczekiwań Spółki lub Spółka może nie uzyskać spodziewanych korzyści*

Mając na uwadze charakter działalności prowadzonej przez KUB-Gas, będącej producentem gazu ziemnego, oraz Ukrainę jako rynek rozwijający się, na którym KUB-Gas prowadzi swoją działalność, inwestycja Spółki w KUB-Gas może nie spełnić ekonomicznych lub finansowych oczekiwań Spółki lub Spółka może nie być w stanie uzyskać wszystkich, oczekiwanych w związku z tą inwestycją, korzyści. Powyższe może zostać spowodowane przez:

- ryzyka i niepewności dotyczące bezpośrednio KUB-Gas, w szczególności: (a) ewentualne sankcje związane z brakiem wniosku do ukraińskiego organu ochrony konkurencji w związku z nabyciem w 2005 roku KUB-Gas przez Gastek; (b) możliwe działania mające na celu podważenie tytułów prawnych KUB-Gas do nieruchomości oraz praw wynikających ze stosunku najmu; (c) możliwe działania mające na celu podważenie tytułów prawnych KUB-Gas do pewnych obiektów posadowionych na gruncie oraz odwiertów gazowych; (d) możliwe spory dotyczące specjalnych zezwoleń udzielonych KUB-Gas; (e) niemożność uzyskania, utrzymania lub odnowienia niezbędnych koncesji i specjalnych zezwoleń lub niemożność spełnienia przez KUB-Gas wymogów tych koncesji, zezwoleń lub właściwych przepisów prawa; (f) krótkoterminowy charakter umów sprzedaży gazu ziemnego z odbiorcami; oraz g) potencjalne pozwy podważające tytuł prawny KUB-Gas do jego aktywów, prawa do gruntu lub praw wynikających ze stosunku najmu, związane z wykonywaniem obowiązków w zakresie ochrony środowiska i gospodarki odpadami niebezpiecznymi;

- ryzyka właściwe dla branży gazu: (a) ukraińskie regulacje dotyczące kontroli cen, po których wydobywany gaz ziemny i inne produkty mogą być sprzedawane; (b) konkurencyjny charakter sektora naftowo-gazowego na Ukrainie; (c) niewystarczająca infrastruktura przesyłowa Ukrainy mogąca mieć wpływ na przesył produkowanego gazu ziemnego,

- ryzyka i niepewności dotyczące Ukrainy jako rynku wschodzącego, ewentualnych niepewności i niestabilności o charakterze politycznym lub ekonomicznym, jak również ukraińskiego systemu prawnego, sądowego i podatkowego oraz ich ewentualnej niestabilności i niepewności,

- podjęcie jakichkolwiek działań o charakterze regulacyjnym, administracyjnym, zainicjowanie sporu, wszczęcie postępowania sądowego, zgłoszenie pozwu, roszczenia, wydanie nakazu lub podjęcie innego działania zmierzającego do:

    - zawieszenia, odwołania, anulowania lub cofnięcia którejkolwiek z Koncesji na Ukrainie,

    - wywłaszczenia któregokolwiek ze specjalnych zezwoleń, koncesji lub akcji KUB-Gas,

    - uzyskania skutków równoważnych wywłaszczeniu którejkolwiek z Koncesji na Ukrainie lub akcji KUB-Gas,

    - żądania zmiany kontroli nad KUB-Gas lub jakąkolwiek jego częścią, lub

    - cofnięcia, ograniczenia, unieważnienia lub zakwestionowania określonych praw KUB-Gas do aktywów, w tym zakwestionowanie tytułów do władania gruntem i do prowadzenia prac poszukiwawczych.

Wystąpienie któregokolwiek z powyższych czynników może mieć istotny, niekorzystny wpływ na sytuację finansową, wyniki działalności lub perspektywy rozwoju Spółki na Ukrainie.

*Ryzyko anulowania Koncesji posiadanych przez KUB-Gas*

Zgodnie z przepisami prawa ukraińskiego, działalność polegająca na geologicznych poszukiwaniach zasobów mineralnych oraz na wydobywaniu zasobów mineralnych ze złóż priorytetowych dla państwa, należących do Państwowego Funduszu Złóż Mineralnych, wykonywana jest na podstawie koncesji udzielanych oddzielnie na każdą z tych czynności. Ponadto, zgodnie z prawem ukraińskim, na korzystanie z każdego rodzaju podziemnych zasobów naturalnych konieczne jest uzyskanie koncesji. Udzieleniu każdej z powyższych koncesji towarzyszy zawarcie umowy określającej warunki korzystania z podziemnych zasobów naturalnych. Umowa taka określa podstawowe warunki dotyczące prowadzenia badań geologicznych, poszukiwań, wykonywania odwiertów i wydobycia zasobów mineralnych z określonego obszaru podziemnych zasobów naturalnych. Może także zawierać dodatkowe postanowienia dotyczące zobowiązań socjalnych oraz związanych z ochroną środowiska użytkownika tych zasobów.

Posiadane przez KUB-Gas koncesje uprawniają do prowadzenia badań geologicznych i dalszego pilotażowego wydobycia gazu ziemnego, kondensatu i ropy naftowej ze złóż określonych w tych koncesjach. Zgodnie z tymi koncesjami, KUB-Gas obowiązany jest spełniać zawarte w nich, ściśle określone wymagania, wśród których znajduje się również obowiązek spełniania wymogów państwowych organów kontroli ds. ochrony środowiska. Jednym z wymogów jest uzyskanie dokumentów potwierdzających tytuł prawny do działek niezbędnych do przeprowadzenia pomiarów geologicznych i wdrożenia pilotażowego wydobycia na obszarach koncesji. Niewykonanie któregokolwiek z wymogów wskazanych w koncesji może stanowić podstawę do anulowania koncesji udzielonej KUB-Gas. Powyższe mogłoby wywrzeć istotny niekorzystny wpływ na działalność KUB-Gas, jak również na działalność i sytuację finansową Spółki.

*Ryzyko naruszenia warunków poręczenia akcjonariuszy Gastek za zobowiązania dotyczące KUB-Gas*

Jeżeli Gastek nie wykona swoich zobowiązań, Spółka może być zobowiązana do sfinansowania udziału Gastek w zobowiązaniach, co może mieć niekorzystny wpływ na działalność i sytuację finansową Spółki.

**Ryzyka związane z otoczeniem rynkowym Spółki**

*Konkurencja*

Poszukiwanie ropy naftowej i gazu ziemnego jest działalnością wysoce konkurencyjną na wszystkich jej etapach i obarczoną istotnym ryzykiem. Spółka konkuruje z wieloma podmiotami w poszukiwaniu i pozyskiwaniu aktywów naftowo-gazowych oraz w sprzedaży ropy naftowej i gazu ziemnego. Konkurentami Spółki są w szczególności spółki naftowo-gazowe, które dysponują znacznie większymi środkami finansowymi, personelem oraz zapleczem niż Spółka. Zdolność Spółki do zwiększenia rezerw ropy naftowej i gazu ziemnego będzie uzależniona nie tylko od jej umiejętności prowadzenia poszukiwawań i zagospodarowania obecnie posiadanych aktywów, ale także od tego, czy uda jej się pozyskać stosowne aktywa produkcyjne lub obiekty poszukiwawcze na odwierty poszukiwawcze. Czynniki mające istotne znaczenie dla umocnienia konkurencyjnej pozycji na rynku dystrybucji i sprzedaży ropy naftowej i gazu ziemnego obejmują bliskość i dostępność odpowiedniej infrastruktury transportowej, ceny transportu oraz niezawodność dostawców. Spółka podejmuje decyzje o nabyciu bądź eksploatowaniu aktywów naftowo-gazowych, licząc na osiągnięcie zysków z późniejszej sprzedaży nowoodkrytych rezerw ropy naftowej i gazu ziemnego, przewyższających niezbędne nakłady kapitałowe poniesione na prace poszukiwawcze i zagospodarowanie takich rezerw. Niezdolność Spółki do skutecznego konkurowania o nabycie nowych aktywów naftowo-gazowych może mieć istotny negatywny wpływ na cenę Akcji Zwykłych.

*Tendencje w sektorze*

Działalność Spółki, wyniki jej działalności operacyjnej, sytuacja finansowa oraz przyszły rozwój są w znacznej mierze uzależnione od cen ropy naftowej. Na cenę ropy naftowej ma wpływ stan światowej gospodarki a także, w dużym stopniu, umiejętność członków Organizacji Państw Eksporterów Ropy Naftowej („**OPEC**") lub innych głównych producentów ropy naftowej dostosowania podaży ropy do światowego popytu. Historycznie wpływ na ceny ropy miały i mają również wydarzenia polityczne, powodujące zakłócenia w dostawach ropy naftowej, a także groźba zakłóceń lub faktyczne zakłócenia spowodowane wydarzeniami w danym regionie.

Istotny wpływ na sektor naftowo-gazowy ma zmienność cen surowców. W okresach zwyżki cen, producenci mogą generować przepływy pieniężne wystarczające do aktywnego prowadzenia programów poszukiwawczych, bez konieczności pozyskiwania zewnętrznego finansowania. Wyższe ceny surowców często przekładają się na większą liczbę zleceń dla dostawców usług, powodując wzrost kosztów usług. Koszty pozyskania projektów w zakresie poszukiwania i oceny złóż ropy naftowej i gazu ziemnego oraz aktywów produkcyjnych mogą ulec podwyższeniu w takich okresach. W okresach zniżki cen, koszty pozyskania spadają, podobnie jak generowane wewnętrznie środki na działalność poszukiwawczą i zagospodarowanie złóż. W okresach niższego popytu, ceny usług dostawców także ulegają obniżeniu.

Dodatkowym czynnikiem oddziałującym na międzynarodowy sektor naftowo-gazowy jest wpływ na rynki kapitałowe niepewności inwestorów co do stanu światowej gospodarki. Konkurencyjny charakter sektora naftowo-gazowego sprawia, że możliwości pozyskania finansowania kapitałowego są ograniczone, wobec czego niektóre spółki zmuszone będą pokrywać koszty prowadzonych programów poszukiwawczych i zagospodarowywania ze środków własnych.

Zmian, jakim będą podlegać ceny ropy naftowej i gazu ziemnego w przyszłości, nie można przewidzieć. Każdy znaczący spadek cen ropy naftowej i gazu ziemnego może mieć istotny negatywny wpływ na przychody Spółki, dochód z działalności operacyjnej, przepływy pieniężne oraz zdolność kredytową i może wymagać obniżenia wartości księgowej posiadanych przez Spółkę aktywów, planowanego poziomu nakładów na poszukiwania i zagospodarowanie oraz na poziom rezerw. Nie ma pewności, że ceny surowców utrzymają się na poziomie, który zapewni rentowność działalności Spółki.

Każdy istotny spadek cen ropy naftowej lub gazu ziemnego może wymagać od Spółki dokonania odpisu skapitalizowanych kosztów niektórych posiadanych przez nią aktywów naftowo-gazowych. Zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej, skapitalizowane koszty netto aktywów naftowo-gazowych nie mogą przekroczyć pewnego „górnego limitu", który ustala się częściowo w oparciu o szacowane przyszłe przepływy pieniężne z rezerw. Jeżeli skapitalizowane koszty przewyższą ten limit, Spółka musi pokryć taką nadwyżkę z zysków. Przy spadku cen ropy naftowej i gazu ziemnego, skapitalizowane koszty netto Spółki mogą zbliżać się lub przekroczyć limit kosztów, powodując tym samym odpis z zysków.

Wprawdzie sam odpis nie ma bezpośredniego wpływu na przepływy pieniężne, jednak pomniejszenie zysków mogłoby się spotkać z negatywnym odbiorem na rynku, tym samym niekorzystnie wpływając na cenę Akcji Zwykłych, lub ograniczyć możliwości zaciągnięcia przez Spółkę kredytu lub wywiązania się ze zobowiązań wynikających z przyszłych umów kredytowych lub innych instrumentów dłużnych.

Na dzień 31 grudnia 2011 roku Spółka dokonała oceny sytuacji w Syrii w świetle eskalacji kryzysu w tym kraju oraz rygorystycznych sankcji nałożonych przez Stany Zjednoczone, Kanadę, Unię Europejską i Ligę Arabską, stwierdzając wystąpienie przesłanek utraty wartości. W efekcie Spółka dokonała pełnego odpisu z tytułu utraty wartości aktywów poszukiwawczych w Syrii oraz inwestycji finansowej w Ninox. Odpis z tytułu utraty wartości aktywów poszukiwawczych w wysokości 8,7 mln USD oraz odpis dotyczący inwestycji w kwocie 1,5 mln USD nastąpił z dniem 31 grudnia 2011 roku.

*Międzynarodowe ryzyko ekonomiczne*

Wskaźniki gospodarek rynków rozwijających się, w tym Ukrainy, Syrii i Brunei, takie jak: produkt krajowy brutto, reinwestycja kapitału, inflacja, zasoby finansowe oraz bilans płatniczy, mogą być mniej korzystne niż wskaźniki gospodarek krajów rozwiniętych. Gospodarki te mogą być w znacznym stopniu uzależnione od określonej gałęzi przemysłu lub zagranicznego kapitału i mogą być bardziej podatne na wydarzenia na arenie dyplomatycznej, nałożenie sankcji ekonomicznych na dany kraj lub kraje, zmiany w przyjętych formach handlu międzynarodowego, bariery handlowe oraz inne środki o charakterze protekcjonistycznym lub odwetowym. Możliwość inwestowania lub zwrot z inwestycji na takich rynkach mogą podlegać negatywnym wpływom działań rządowych, takich jak nakładanie ograniczeń w przepływie kapitału, upaństwowienie spółek lub poszczególnych gałęzi przemysłu, wywłaszczenie aktywów lub nałożenie podatków o charakterze szykanującym. Ponadto, rządy niektórych krajów mogą zabraniać lub nakładać ograniczenia dotyczące dokonywania przez podmioty zagraniczne inwestycji na rynkach kapitałowych w takim kraju lub w określone gałęzie przemysłu. Działania takie mogą poważnie wpłynąć na ceny papierów wartościowych, ograniczyć możliwości Spółki w zakresie transferu aktywów lub dochodu Spółki, bądź w inny sposób negatywnie wpłynąć na działalność Spółki. Do pozostałych czynników ryzyka, typowych dla rynków wschodzących należy zaliczyć: ograniczenia dewizowe, trudności z ustalaniem cen papierów wartościowych, niewywiązywanie się z warunków emisji zagranicznych skarbowych papierów wartościowych, trudności z egzekucją orzeczeń w sądach zagranicznych oraz brak stabilności politycznej i społecznej.

*Czynniki ryzyka dotyczące środowiska naturalnego*

Działalność w sektorze naftowo-gazowym wiąże się, na każdym etapie, z ryzykiem i zagrożeniem dla środowiska naturalnego i może być objęta regulacjami dotyczącymi ochrony środowiska, zgodnie z właściwymi miejscowymi przepisami prawa, obowiązującymi w miejscu prowadzenia działalności. Prawo ochrony środowiska obowiązujące w krajach, w których Spółka lub jej podmioty zależne prowadzą lub, zgodnie z obecnymi przewidywaniami, mogłyby prowadzić działalność przewiduje, między innymi, ograniczenia i zakazy dotyczące emisji, uwolnienia oraz wycieków substancji wytwarzanych w związku z działalnością operacyjyną w zakresie ropy naftowej i gazu. Przepisy te wymagają zazwyczaj, aby odwierty i stanowiska urządzeń były eksploatowane, utrzymywane, likwidowane i rekultywowane w określony sposób. Przestrzeganie tego rodzaju przepisów może wiązać się z koniecznością poniesienia znaczących nakładów, a naruszenie tych przepisów może skutkować koniecznością zapłacenia grzywien lub kar, których wysokość może być w niektórych przypadkach znaczna. Tendencją w skali międzynarodowej jest zaostrzenie przepisów prawa w zakresie ochrony środowiska poprzez wprowadzanie surowszych norm oraz podwyższenie sankcji nakładanych na podmioty naruszające te normy, co potencjalnie pociąga za sobą większe nakłady inwestycyjne i wzrost kosztów operacyjnych po stronie przedsiębiorców. Uwalnianie ropy naftowej, gazu ziemnego lub innych zanieczyszczeń do powietrza, gleby lub wody, może powodować odpowiedzialność Spółki wobec władz i stron trzecich oraz wymagać od Spółki poniesienia kosztów usunięcia skutków takiego wycieku. W opinii Spółki przestrzega ona regulacji środowiskowych obecnie obowiązujących w krajach, w których prowadzi działalność, i nie posiada informacji oraz nie została powiadomiona o naruszeniu takich regulacji. Jednakże nie ma pewności, że odmienna interpretacja lub sposób egzekwowania przestrzegania przepisów w zakresie ochrony środowiska w poszczególnych jurysdykcjach, w których działa Spółka, nie doprowadzi do ograniczenia wydobycia lub znaczącego wzrostu kosztów wydobycia, zagospodarowywania lub działalności poszukiwawczej, bądź w inny sposób negatywnie nie wpłynie na sytuację finansową, wyniki działalności lub przyszły potencjalny wzrost aktywów Spółki.

Spółka prowadzi działalność na Ukrainie. Spółki zajmujące się poszukiwaniem oraz wydobyciem ropy naftowej i gazu ziemnego na Ukrainie podlegają licznym wymogom w zakresie ochrony środowiska i ochrony sanitarnej,

wynikającym z przepisów prawa ukraińskiego. Wymogi te dotyczą przede wszystkim norm zanieczyszczeń powietrza, korzystania z wód oraz odprowadzania ścieków i nieczystości. Spółka nie odnotowała żadnych naruszeń przez KUB-Gas obowiązujących tą spółkę przepisów lub regulacji w zakresie ochrony środowiska.

W celu zapewnienia ochrony środowiska i stosując się do międzynarodowych przepisów w tym zakresie, rząd Syrii przyjął w 2002 roku *Ustawę nr 50 o Ochronie Środowiska* (ang. *Law No. 50 on the Protection of the Environment*) („**Ustawa nr 50**"). Ustawa nr 50 określa podstawowe zasady ochrony środowiska naturalnego w Syrii i procedury, które powinny być przestrzegane przez podmioty prowadzące działalność w każdej gałęzi przemysłu, która może powodować powstanie szkód w środowisku naturalnym Syrii.

Na dzień niniejszego RFI, w Brunei nie obowiązują żadne szczególne przepisy prawa ochrony środowiska naturalnego, w tym żadne przepisy regulujące w tym względzie działalność spółek naftowo-gazowych. Istnieją natomiast przepisy dotyczące kontroli emisji spalin, zawarte w ustawie o ruchu drogowym (Rozdział 68) (ang. *Road Traffic Act (Chapter 68)*), która ustanawia ograniczenia emisji spalin przez licencjonowane pojazdy silnikowe w Brunei. Istotne przepisy w tym zakresie zawiera również Rozporządzenie o otwartym spalaniu (ang. *Open Burning Order*), które stanowi, że otwarte spalanie materiałów lub substancji niebezpiecznych jest przestępstwem.

Rząd Brunei podjął aktywne działania, by zapobiec szkodom, jakie mogą być spowodowane zanieczyszczeniem ropą naftową, nowelizując ustawę o handlu morskim (Rozdział 154) (ang. *Merchant Shipping Act (Chapter 154)*). Rozporządzenie o handlu morskim z 2008 roku (regulujące odpowiedzialność cywilną i odszkodowanie za zanieczyszczenie ropą naftową) (ang. *Merchant Shipping (Civil Liability and Compensation for Oil Pollution) Order, 2008)* wdraża postanowienia Międzynarodowej konwencji o odpowiedzialności cywilnej za zanieczyszczenia ropą naftową (ang. *International Convention on Civil Liability for Oil Pollution Damage of 1992)* oraz Międzynarodowej konwencji o utworzeniu międzynarodowego funduszu odszkodowań za szkody spowodowane zanieczyszczeniami ropą naftową z 1992 roku *(*ang. *International Convention on the Establishment of an International Fund for the Compensation of Oil Pollution Damage of 1992)*. Organem odpowiedzialnym za kwestie ochrony środowiska w Brunei jest Departament Parków i Rekreacji w Ministerstwie Rozwoju.

*Czynniki pogodowe*

Niekorzystne warunki pogodowe mogą powodować opóźnienia i zwiększać koszty związane z planowanymi przez Spółkę działaniami i programami nakładów kapitałowych, takimi jak wykonywanie odwiertów poszukiwawczych i produkcyjnych, zbrojenie odwiertów, uruchamianie odwiertów i budowa instalacji przesyłowych i rurociągów oraz pozyskiwanie danych sejsmicznych. Niska temperatura i obfite opady śniegu oraz duża grząskość gruntu mogą powodować opóźnienia w planowanych działaniach na Ukrainie. Występujące na obszarze działalności Spółki w Syrii burze piaskowe oraz duże rozpiętości temperatury stanowią główne czynniki pogodowe, które mogą utrudniać prowadzenie działalności i zwiększać jej koszty. Pora deszczowa, trwająca od września do stycznia jest podstawowym czynnikiem kształtującym pogodę w Brunei.

*Ceny, rynek i sprzedaż*

Na możliwości sprzedaży oraz ceny ropy naftowej i gazu ziemnego ze złóż pozyskanych lub odkrytych przez Spółkę wpływ mają liczne czynniki pozostające poza kontrolą Spółki. Możliwości sprzedaży gazu ziemnego przez Spółkę mogą być uzależnione od pozyskania wystarczającej przepustowości w gazociągach dostarczających gaz ziemny na rynki handlowe. Dostępność przepustowości dla nowych klientów (takich jak np. Spółka) uzależniona jest przede wszystkim od zakontraktowanej u operatora gazociągów przez dotychczasowych klientów przepustowości i okresu na jaki ją zakontraktowano. Wpływ na działalność Spółki mogą mieć także czynniki takie jak (a) niepewność co do możliwości zrealizowania dostaw, związana z odległością eksploatowanych rezerw od infrastruktury przesyłowej oraz instalacji do przetwarzania, (b) problemy operacyjne związane z takimi rurociągami i instalacjami, jak również (c) szeroki zakres regulacji państwowych w zakresie cen, podatków, opłat eksploatacyjnych, dzierżawy gruntu, dopuszczalnego wydobycia, eksportu ropy naftowej i gazu ziemnego oraz w zakresie wielu innych aspektów działalności sektora naftowo-gazowego. Na ceny surowców może także wpłynąć rozwój alternatywnych paliw i źródeł energii.

Zmienność cen ropy naftowej i gazu ziemnego utrudnia oszacowanie wartości aktywów wydobywczych na potrzeby ich pozyskiwania, a także często destabilizuje rynek transakcji kupna-sprzedaży aktywów naftowo-gazowych z uwagi na to, że strony transakcji napotykają trudności w uzgodnieniu wartości przedmiotu

transakcji. Zmienność cen utrudnia także ustalanie budżetu oraz prognozowanie zwrotu z takich inwestycji, ich zagospodarowania i eksploatacji.

Rentowność i przyszły rozwój Spółki oraz wartość księgowa posiadanych przez nią aktywów naftowo-gazowych są w znaczącym stopniu uzależnione od aktualnych cen ropy naftowej i gazu ziemnego. Zdolność Spółki do zaciągnięcia kredytów i pozyskania dodatkowego kapitału na korzystnych warunkach jest także w znacznej mierze uzależniona od cen ropy naftowej i gazu ziemnego. Ceny ropy naftowej i gazu ziemnego podlegają dużym wahaniom w reakcji na stosunkowo nieznaczne zmiany podaży i popytu na te surowce, niepewność rynku oraz szereg innych czynników, na które Spółka nie ma wpływu. Do czynników tych należą także globalne uwarunkowania ekonomiczne, działania podejmowane przez OPEC, regulacje administracji państwowej, uwarunkowania polityczne na Bliskim Wschodzie i w innych regionach, dostawy ropy naftowej i gazu ziemnego z zagranicy oraz dostępność źródeł paliw alternatywnych. Zarówno konflikty, jak i procesy pokojowe zachodzące w regionach świata, w których wydobywa się znaczące ilości ropy naftowej i gazu ziemnego, mogą mieć istotny wpływ na ceny ropy naftowej i gazu ziemnego, każde zaś jednostkowe zdarzenie może skutkować poważnym spadkiem cen, a tym samym zmniejszeniem przychodów netto Spółki z wydobycia. Każdy znaczący i wydłużony w czasie spadek cen ropy naftowej i gazu ziemnego może mieć negatywny wpływ na wartość księgową potwierdzonych rezerw Spółki, jej zdolność kredytową, rentowność oraz przepływy pieniężne z działalności operacyjnej.

*Zmiany kursów walut i stóp procentowych*

Ceny ropy naftowej i gazu ziemnego podawane są w dolarach amerykańskich. Wahania kursu USD w stosunku do innych walut, w których Spółka zawiera transakcje, mogą wpływać zarówno pozytywnie, jak negatywnie na ceny uzyskiwane przez Spółkę. W ostatnich latach wartość USD w odniesieniu do głównych walut na świecie podlegała wahaniom, w tym w odniesieniu do euro, złotego, hrywny i dolara kanadyjskiego. Zmiany kursów walut wpływają na podawaną wartość rezerw ropy naftowej i gazu ziemnego oraz na przychody z wydobycia. Istotne zmiany wartości USD mogą mieć poważny wpływ na Spółkę, tak więc przyszła zmiana kursu USD może wpłynąć na zmianę przyszłej wartości, oszacowanych przez niezależnych ekspertów, rezerw Spółki i przychodów z wydobycia.

Spółka może zawierać transakcje zabezpieczające przed ryzykiem kursowym i w tym zakresie istnieje ryzyko kredytowe związane w szczególności z wyborem podmiotów, z którymi Spółka zawiera tego rodzaju transakcje.

Wzrost stóp procentowych może doprowadzić do znaczącego zwiększenia wartości obsługi długu Spółki, co może niekorzystnie wpłynąć na wartość Akcji Zwykłych.

*Dostępność sprzętu i usług*

Działalność w zakresie poszukiwania i zagospodarowywania złóż ropy naftowej i gazu ziemnego jest uzależniona od dostępności usług podmiotów trzecich w zakresie dostarczania sprzętu wiertniczego oraz innego rodzaju urządzeń i wyspecjalizowanych usług związanych z wierceniem, testami, uruchamianiem i eksploatowaniem odwiertów ropy naftowej i gazu ziemnego w rejonach prowadzenia takiej działalności. Ograniczona dostępność sprzętu i usług lub trudności w ich pozyskaniu mogą opóźnić prace badawcze i zagospodarowanie złóż. Na obszarach, na których Spółka prowadzi działalność, może występować duże zapotrzebowanie na urządzenia wiertnicze oraz innego rodzaju sprzęt i usługi. Niezdolność terminowego pozyskania dostępu lub utrudnienia w dostępie do niezbędnego sprzętu i usług może negatywnie wpłynąć na działalność, wyniki działalności operacyjnej lub sytuację finansową Spółki.

*Ubezpieczenie*

Z poszukiwaniem, zagospodarowywaniem i eksploatacją złóż ropy naftowej i gazu ziemnego wiążą się czynniki ryzyka i zagrożenia, tradycyjnie związane z tego rodzaju działalnością, do których należą zagrożenia: pożarem, eksplozją, niekontrolowaną erupcją, uwolnieniem lub wyciekiem gazu, a każde z tych zdarzeń może spowodować poważne uszkodzenia odwiertów ropy naftowej i gazu ziemnego, instalacji produkcyjnych oraz innego rodzaju majątku, szkody w środowisku naturalnym lub szkody osobowe. Udział Spółki w poszukiwaniu i zagospodarowywaniu aktywów naftowo-gazowych może narazić ją na odpowiedzialność z tytułu zanieczyszczenia środowiska, niekontrolowanej erupcji, szkód majątkowych, szkód osobowych lub innego rodzaju podobnych zdarzeń. Wszystkie obszary ryzyka mogą być objęte różnymi formami ubezpieczenia, w tym ubezpieczeniem mienia (ang. *property insurance*) od szkód fizycznych na majątku, całościowym ubezpieczeniem cywilnym (ang. *comprehensive general liability*) od szkód wyrządzonych osobom trzecim, w

tym uszkodzeń ciała i utraty życia, a także ubezpieczeniem odwiertów (ang. *control-of-well*) od szkód wynikających z erupcji, pożaru lub wybuchu w trakcie wykonywania odwiertu. Zgodnie z praktyką Spółki, zapewnia ona ochronę ubezpieczeniową obejmującą te ryzyka w całości lub częściowo. Decyzja co do zakresu wykupywanego ubezpieczenia uzależniona jest od bieżącej oceny kosztów składek ubezpieczenia w stosunku do ryzyka wystąpienia szkody i skali potencjalnej odpowiedzialności finansowej.

Ubezpieczenia aktywów Spółki w Brunei zostały wykupione przez wyznaczonych na mocy umów o współpracy (ang. *operating agreements*) operatorów oraz potwierdzone Spółce na piśmie. Operatorem dla Bloku M w Brunei jest spółka New Sino Oil Company Pty Ltd. Spółka, poprzez swoje w 100% zależne podmioty, jest operatorem dla swoich aktywów w Syrii i Bloku L w Brunei i w miarę postępu prac pozyskuje dla nich potrzebne ubezpieczenia działalności. Zgodnie z prawem ukraińskim, spółki sektora naftowo-gazowego zajmujące się poszukiwaniem i wydobyciem gazu i ropy naftowej mają obowiązek ubezpieczyć swoją działalność w zakresie pewnych ryzyk, zaś Spółka upewniła się, że KUB-Gas posiada wymagane ubezpieczenia. KUB-Gas ubezpieczyła swój majątek i działalność operacyjną również od ryzyka, które zwykle jest przedmiotem ubezpieczenia Spółki w innych krajach, w których prowadzi ona działalność operacyjną. Istnieje jednak możliwość, że obowiązkowe polisy nie obejmą lub nie pokryją w całości skutków pewnych zdarzeń, lub potencjalnej odpowiedzialności KUB-Gas z tytułu zanieczyszczenia środowiska lub innych zagrożeń operacyjnych, których nie można ubezpieczyć lub których postanowiono nie obejmować ochroną ubezpieczeniową. W celu zabezpieczenia tych ryzyk Spółka zawiera umowy ubezpieczenia, zgodne ze standardami branżowymi, po przeanalizowaniu porad udzielanych przez brokerów ubezpieczeniowych. Jest jednak możliwe, iż suma ubezpieczenia jest ograniczona i może nie wystarczyć na pokrycie odpowiedzialności w pełnej wysokości. Ponadto, niektóre ryzyka mogą nie być objęte ubezpieczeniem, w tym w pewnych okolicznościach, na skutek decyzji Spółki o nieobejmowaniu określonych ryzyk ochroną ubezpieczeniową z uwagi na wysokie stawki składek ubezpieczeniowych lub z innych powodów. Pokrycie szkód przez Spółkę z tytułu nieubezpieczonej odpowiedzialności może zmniejszyć środki finansowe, którymi dysponuje Spółka. Wystąpienie istotnego zdarzenia, od którego Spółka nie jest w pełni ubezpieczona, lub niewypłacalność ubezpieczyciela zapewniającego ochronę przed takim zdarzeniem, może mieć istotny niekorzystny wpływ na sytuację finansową, wyniki działalności operacyjnej oraz perspektywy rozwoju Spółki.

*Lokalne ryzyko ekonomiczne i polityczne*

Obecna działalność Spółki w zakresie poszukiwań i zagospodarowywania złóż jest zlokalizowana głównie na terytorium Ukrainy, Syrii i Brunei. Prowadzenie tego rodzaju działalności w tych krajach może wymagać długotrwałych negocjacji z miejscowymi władzami, krajowymi spółkami naftowymi oraz stronami trzecimi i może podlegać ekonomicznym i politycznym uwarunkowaniom, takim jak: ryzyko wojny, akty terrorystyczne lub działania rebeliantów, niepokoje społeczne, wywłaszczenie, nacjonalizacja, renegocjacja, wymuszenie zmiany lub unieważnienia obowiązujących umów lub stawek opłat eksploatacyjnych, niemożność wyegzekwowania praw wynikających z umów, zmiany polityki podatkowej i interpretacji przepisów w tym zakresie, niekorzystne zmiany przepisów prawa (powszechnie obowiązujących lub innych) lub ich interpretacji, ograniczenia dewizowe, inflacja, zmiany uwarunkowań politycznych, śmierć lub niedyspozycja przywódców politycznych, dewaluacja lokalnej waluty, ograniczenia walutowe oraz regulacje zagranicznych rządów faworyzujące lub wymagające przyznania kontraktów lokalnym wykonawcom lub wymagające od zagranicznych wykonawców zatrudniania obywateli lub zamawiania dostaw z określonej jurysdykcji. Każdy z wyżej wymienionych lub podobnych czynników może mieć istotny negatywny wpływ na działalność, wyniki działalności operacyjnej lub sytuację finansową Spółki. W przypadku sporu dotyczącego działalności prowadzonej za granicą, Spółka może podlegać wyłącznej jurysdykcji zagranicznych sądów lub trybunałów arbitrażowych.

*Globalny kryzys gospodarczy*

W skali ogólnoświatowej, od początku 2008 roku rynki kapitałowe cechowała duża chwiejność. Zmienność na światowych rynkach kapitałowych i dalsze osłabienie lub opóźnienie poprawy sytuacji na rynkach kapitałowych może negatywnie wpłynąć na zdolność Spółki do pozyskania dodatkowego kapitału w terminie i na warunkach dla niej akceptowalnych. Jeżeli destabilizacja światowej gospodarki utrzyma się przez dłuższy czas, może to niekorzystnie wpłynąć na działalność Spółki oraz wartość inwestycji Inwestorów w tę działalność, co z kolei może negatywnie wpłynąć na wartość, okres posiadania lub sprzedaż Akcji Zwykłych.

**Ryzyka związane z posiadaniem Akcji Zwykłych**

*Kontrolujący Akcjonariusz posiada znaczną kontrolę nad działalnością Spółki*

Na dzień niniejszego RFI, 186.242.872 Akcje Zwykłe stanowiące około 44,3% Akcji Zwykłych Spółki znajduje się w posiadaniu KI. Dr Jan J. Kulczyk, Przewodniczący Rady Dyrektorów Spółki, jest przewodniczącym rady nadzorczej KI. Dwaj inni dyrektorzy Spółki, Manoj Madnani oraz Dariusz Mioduski, są członkami zarządu KI. Posiadany przez KI udział w kapitale zakładowym Spółki umożliwia KI kontrolę nad znaczną większością decyzji podejmowanych przez akcjonariuszy Spółki, w tym decyzji w sprawie wyboru dyrektorów. Na dzień niniejszego RFI, KI posiada wystarczającą liczbę głosów, aby między innymi opóźnić, utrudnić lub uniemożliwić zmianę kontroli nad Spółką, która mogłaby być korzystna dla akcjonariuszy Spółki, a także może stanowić barierę dla potencjalnych ofert przejęcia Spółki lub ograniczyć kwotę, jaką inwestorzy byliby skłonni zapłacić za Akcje Zwykłe.

*Sprzedaż Akcji przez jednego lub kilku znaczących Akcjonariuszy mogłaby wywrzeć negatywny wpływ na cenę Akcji Zwykłych*

W przypadku sprzedaży znacznej liczby Akcji Zwykłych na rynku lub w razie zaistnienia podejrzenia, że taka sprzedaż może nastąpić, cena rynkowa Akcji Zwykłych może spaść. Taka sprzedaż lub potencjalna sprzedaż może utrudnić Spółce pozyskanie kapitału w drodze przyszłych ofert sprzedaży Akcji Zwykłych, w terminie i za cenę, które Spółka uważa za stosowne.

Na dzień niniejszego RFI, 186.242.872 Akcje Zwykłe stanowiące około 44,3% Akcji Zwykłych Spółki znajduje się w posiadaniu KI. Spółka nie może zagwarantować, że KI nie sprzeda żadnych posiadanych przez siebie Akcji, będących przedmiotem obrotu na rynku regulowanym. Sprzedaż przez KI znacznej liczby Akcji lub możliwość takiej sprzedaży może skutkować obniżeniem ceny Akcji Zwykłych i zmniejszyć zdolność Spółki do pozyskiwania kapitału w drodze przyszłych ofert sprzedaży Akcji Zwykłych.

*Dalsza działalność związana z pozyskiwaniem finansowania lub przejęciami może prowadzić do rozwodnienia udziałów lub liczby głosów*

Statut Spółki zezwala na emitowanie nieograniczonej liczby Akcji Zwykłych i nieograniczonej liczby Akcji Uprzywilejowanych, w seriach, za wynagrodzeniem i na warunkach ustalanych każdorazowo przez Radę Dyrektorów, w wielu wypadkach bez konieczności uzyskania zgody Akcjonariuszy. Ponadto, na dzień niniejszego RFI, istnieje możliwość wyemitowania 41.245.000 Akcji Zwykłych w związku z wykonaniem istniejących opcji na akcje Spółki, po cenach od 0,38 USD za Akcję Zwykłą do 0,73 USD za Akcję Zwykłą. Spółka może emitować dodatkowe Akcje Zwykłe w drodze wykonania opcji lub innych papierów wartościowych uprawniających do nabycia lub objęcia Akcji Zwykłych. Spółka może także emitować Akcje Zwykłe w celu finansowania przyszłych nabyć i innych projektów. Spółka nie jest w stanie przewidzieć wielkości przyszłych emisji Akcji Zwykłych ani skutków, które przyszłe emisje i sprzedaż Akcji Zwykłych mogą wywierać na cenę rynkową Akcji Zwykłych. Emisje znaczącej liczby dodatkowych Akcji Zwykłych czy wrażenie, że do takiej emisji mogłoby dojść, mogą w niekorzystny sposób kształtować ceny Akcji Zwykłych na rynku. Wraz z dodatkowymi emisjami Akcji Zwykłych prawa głosu dotychczasowych inwestorów ulegać będą rozwodnieniu, które może dotyczyć także zysków na Akcję Zwykłą.

## POSTĘPOWANIA SĄDOWE I REGULACYJNE

Spółka nie jest i nie była stroną, zaś majątek Spółki nie jest i nie był przedmiotem postępowania sądowego od początku roku obrotowego zakończonego z dniem 31 grudnia 2011 roku.

## UDZIAŁ KIEROWNICTWA I INNYCH OSÓB W ISTOTNYCH TRANSAKCJACH

**Wprowadzenie**

Niniejsza część przedstawia opis istotnych interesów (bezpośrednich i pośrednich) dyrektorów i członków kierownictwa wyższego szczebla KOV, osób i spółek będących faktycznymi właścicielami lub kontrolujących ponad 10% dających prawo głosu papierów wartościowych Spółki oraz osób powiązanych lub stowarzyszonych z takimi dyrektorami, członkami kierownictwa wyższego szczebla, osobami i spółkami, w zakresie transakcji zawartych przez Spółkę w ciągu trzech ostatnich lat obrotowych lub w bieżącym roku obrotowym, mających znaczny wpływ lub mogących mieć znaczny wpływ na Spółkę.

**Nabycie akcji przez KI**

W dniu 25 maja 2010 roku KI nabyła 82.010.582 Akcje Zwykłe w cenie rynkowej w ramach pierwszej oferty publicznej Akcji Zwykłych Spółki na GPW.

**Skrypt Dłużny KI**

W dniu 9 września 2009 roku Spółka i KI sfinalizowały porozumienie, na mocy którego KI – większościowy akcjonariusz Spółki – ma udzielić KOV finansowania w wysokości do 8 mln USD, umożliwiającego Spółce wykonanie jej zobowiązań finansowych przed zamknięciem oferty Akcji Zwykłych na GPW w maju 2010 roku. W związku z tym porozumieniem Spółka wyemitowała Skrypt Dłużny KI, niezabezpieczony skrypt dłużny zamienny na akcje o wartości nominalnej do 8 mln USD, przeznaczony dla KI, z terminem zapadalności w dniu 31 sierpnia 2010 roku. Oprocentowanie skryptu dłużnego wynosiło 7,16% w skali roku, z półroczną kapitalizacją odsetek. Z dniem 9 listopada 2009 roku i ponownie z dniem 10 stycznia 2010 roku warunki skryptu zmieniono w celu zwiększenia kwoty udzielonego finansowania do 20 mln USD, przy czym pozostałe warunki nie uległy zmianie.

Na dzień 31 marca 2010 roku Spółka, zgodnie z warunkami Skryptu Dłużnego KI, zaciągnęła zobowiązanie w wysokości 20 mln USD. W dniu 25 maja 2010 roku, pierwszym dniu obrotu akcjami Spółki na GPW, strony Skryptu Dłużnego KI zgodziły się na konwersję około 14,4 mln USD z kwoty głównej Skryptu Dłużnego KI na 25.000.000 Akcji Zwykłych. W dniu 8 lipca 2010 roku dokonano konwersji pozostałej kwoty zobowiązania w wysokości ok. 4,6 mln USD na 10.086.842 Akcji Zwykłych, a odsetki narosłe do daty konwersji zostały wypłacone w gotówce.

**Zamienne skrypty dłużne KI/Radwan**

W dniu 11 sierpnia 2011 roku Spółka zawarła Skrypty Dłużne KI/Radwan, nowe umowy niezabezpieczonego zamiennego skryptu dłużnego z KI oraz Radwan. Łączna kwota dostępna na podstawie Skryptów Dłużnych KI/Radwan, o oprocentowaniu w skali roku w wysokości 7,16%, płatnym rocznie, wynosi 23,5 mln USD, przy czym przewiduje się w przyszłości zamianę skryptów na Akcje Zwykłe w momencie wprowadzenia akcji na AIM lub w dniu 11 sierpnia 2012 roku, w zależności co nastąpi wcześniej. Skrypty Dłużne KI/Radwan zawierają również klauzulę dodatkowego oprocentowania w wysokości 12,84% płatnego w Akcjach Zwykłych w momencie konwersji. Do dnia 31 grudnia 2011 roku Spółka pozyskała kwotę 9,9 mln USD od KI oraz 0,6 mln USD od Radwan.

**Usługi KI**

Spółka zawarła umowy dotyczące bieżącego świadczenia usług korporacyjnych i doradczych na rzecz Spółki przez Kulczyk Holdings S.A. („**KH**”) oraz KI. W ciągu 2011 roku Spółka zapłaciła KI łącznie 210.000 USD (w miesięcznych ratach) jako wynagrodzenie z tytułu świadczonych usług (w 2010 roku – 210.000 USD), a wynagrodzenie dla KH z tego tytułu (płatne w miesięcznych ratach) zamknęło się łączną kwotą 90.000 USD (w 2010 roku – 90.000 USD), w każdym przypadku zgodnie z postanowieniami umów o usługach, które wygasły w czerwcu 2011 roku. W ciągu roku zakończonego z dniem 31 grudnia 2010 roku Spółka zapłaciła KI wynagrodzenie w kwocie 450.000 USD z tytułu pomocy w nabyciu KUB-Gas. W ciągu roku obrotowego 2010 Spółka zapłaciła również KI odsetki od Skryptu Dłużnego KI w kwocie 616.857 USD. Spółka nie miała żadnych zobowiązań wobec KI lub KH na dzień 31 grudnia 2011 roku, na dzień 31 grudnia 2010 roku, ani na dzień 31 grudnia 2009 roku.

**Umowa licencji na korzystanie z firmy i znaków towarowych KI**

W dniu 6 listopada 2008 roku Spółka i KI zawarły Umowę Licencji („**Umowa Licencji**”). Zgodnie z warunkami Umowy Licencji, KI udzielił Spółce ograniczonej, niewyłącznej, odwoływalnej i niezbywalnej licencji na korzystanie z firmy i znaku towarowego „Kulczyk” („**Znaki**”) w związku z prowadzoną przez Spółkę działalnością, a także w nazwach domen związanych z działalnością Spółki. Spółka nie ponosi kosztów w związku z licencją o korzystanie ze Znaków. Licencja ta wygaśnie z chwilą zakończenia Umowy Licencji.

Umowa Licencji nie przyznaje KOV żadnych praw własności, ani innych praw lub udziału w Znakach. Wartość firmy (goodwill) związana ze Znakami pozostaje częścią majątku KI. KI może żądać od KOV zamieszczania na wszystkich materiałach zawierających lub wykorzystujących Znaki zastrzeżenia, że KOV jest użytkownikiem Znaków na mocy licencji udzielonej przez KI. KI może też żądać od KOV podjęcia na własny koszt wszelkich

działań niezbędnych do ochrony Znaków przed naruszeniami, podrabianiem, rozwadnianiem (ang. *dilution*) lub ich kwestionowaniem. Spółka zobowiązała się chronić KI przed odpowiedzialnością z tytułu ewentualnych roszczeń wynikających z korzystania ze Znaków przez KOV oraz naruszeń Umowy Licencji przez Spółkę. W ograniczonym zakresie KOV ma prawo udzielić sublicencji na korzystanie ze Znaków swoim podmiotom zależnym.

KOV uważa Umowę Licencji za istotną umowę, ponieważ daje ona Spółce prawo korzystania z nazwy „Kulczyk".

**Obligacje TIG i Zamienny Skrypt Dłużny TIG**

W dniu 11 sierpnia 2009 roku KOV zawarła umowę z TIG, na podstawie której KOV zobowiązał się nabyć od TIG (bezpośrednio lub poprzez podmiot powiązany lub podmioty powiązane), a TIG zobowiązała się sprzedać KOV wszystkie swoje prawa, tytuły i udziały w zamiennych niezabezpieczonych obligacjach własnych Triton o wartości 15.015.000 USD z oprocentowaniem wynoszącym 7,16% („**Obligacje TIG**") za cenę 15.015.000 USD, z czego 5.005.000 USD płatnych w gotówce, a reszta poprzez emisję zabezpieczonego podporządkowanego zamiennego skryptu dłużnego przez KOV o wartości 10.010.000 USD, z oprocentowaniem wynoszącym 7,16% („Zamienny Skrypt Dłużny TIG").

Przed zakończeniem transakcji Nabycia Triton, KI - spółka powiązana KOV - przejęła zobowiązanie KOV do nabycia Obligacji TIG o wartości 5.005.000 USD za gotówkę, zgodnie z umową cesji z dnia 15 września 2009 roku, oraz nabyła tego dnia Obligacje TIG o wartości 5.005.000 USD. KI natychmiast dokonała zamiany Obligacji TIG na akcje Triton po cenie zamiany 3,80 USD za akcję, wskutek czego KI nabyła 1.317.105 akcji Triton. Następnie akcje zostały przez KI sprzedane KOV w ramach wezwania ogłoszonego przez KOV w celu nabycia wszystkich akcji Triton, a KI otrzymała za nie wynagrodzenie w postaci 7.232.224 Akcji Zwykłych oraz 1.317.105 Akcji Uprzywilejowanych Serii A.

W dniu 15 września 2009 roku nastąpiło zamknięcie finansowe Nabycia Triton, a Spółka dokonała emisji zabezpieczonych zamiennych skryptów dłużnych o łącznej wartości 10.010.000 USD, z terminem zapadalności przypadającym na dzień 12 sierpnia 2011 roku („Zamienny Skrypt Dłużny TIG") w zamian za Obligacje TIG. Skrypt Dłużny TIG jest zabezpieczony zmiennym zastawem na całym obecnym i przyszłym majątku Spółki i jest oprocentowany według stopy 7,16%, z półroczną kapitalizacją odsetek, płatnych rocznie. Spółka ma prawo pierwszeństwa do spłaty Zamiennego Skryptu Dłużnego TIG w całości w przypadku zamiaru TIG przeniesienia Zamiennego Skryptu Dłużnego TIG. Zamienny Skrypt Dłużny TIG jest zamienny w dowolnym momencie - po dniu 25 maja 2010 roku (zakończenie oferty Akcji Zwykłych w związku z pozyskaniem kapitału na GPW) i przed datą wymagalności - po cenie konwersji odpowiadającej niższej z kwot: 0,692 USD za jedną Akcję Zwykłą lub cena po jakiej Akcje Zwykłe zostały zaoferowane w maju 2010 roku, w związku z pozyskaniem kapitału na GPW. W efekcie cenę konwersji określono na poziomie 0,5767 USD za jedną Akcję Zwykłą, co znalazło się w zapisach umowy zmieniającej z dnia 16 sierpnia 2010 roku. We wrześniu 2010 roku Spółka zapłaciła w gotówce 729.545 USD odsetek.

W dniu 1 sierpnia 2011 roku TIG sprzedał swój zamienny skrypt dłużny na rzecz podmiotu zależnego spółki MWG, niepowiązanego podmiotu zewnętrznego, za cenę równą wartości nominalnej skryptu- 10 mln USD - powiększonej o naliczone odsetki. W dniu 12 sierpnia 2011 roku MWG dokonała zamiany skryptu dłużnego na 18.501.037 akcji zwykłych po cenie 0,5767 USD za akcję.

## AGENT TRANSFEROWY I PRZEDSTAWICIEL REJESTRU

Agentem rejestrowym i transferowych, który prowadzi również rejestr Akcji Zwykłych, jest Computershare Trust Company of Canada z siedzibą w Calgary, prowincja Alberta.

## ISTOTNE UMOWY

Poniżej przedstawiono listę istotnych umów objętych wymogami informacyjnymi Zarządzenia Krajowego 51-102 *Bieżące obowiązki informacyjne* (ang. *Continous Disclosure Obligations*), obowiązujących na dzień niniejszego RFI, w podziale na umowy zawarte w zwykłym toku działalności i umowy zawarte poza zwykłym tokiem działalności, jak również przesłanki, dla których KOV uznaje, że dana umowa jest istotna, oraz wskazanie części niniejszego RFI, w której omówiono daną umowę.

**Umowy zawarte w zwykłym toku działalności**

Dodatkowe informacje o poniższych umowach przedstawiono w rozdziale „*Istotne Aktywa Gazowe i Naftowe – Syria – Istotne umowy*".

- *Umowa o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku 9 w Syrii*
- *Umowa konsultingowa*

Dodatkowe informacje o poniższych umowach przedstawiono w rozdziale „*Istotne Aktywa Gazowe i Naftowe – Brunei – Istotne umowy*".

- *Brunei – Blok L*
- *Umowa o wspólnym udziale w przetargu*
- *Umowa o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku L*
- *Umowa operacyjna dla Bloku L*
- *Umowa opcji*
- *Ugoda*
- *Gwarancja*
- *Umowa o wspólnym udziale w przetargu*
- *Umowa kupna-sprzedaży (AED SEA)*
- *Umowa o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku M*
- *Umowa operacyjna dla Bloku M*
- *Umowa z MENA*

**Umowy zawarte poza zwykłym tokiem działalności**

*Nabycie KUB Gas*

Dodatkowe informacje o poniższych umowach przedstawiono w rozdziale „*Istotne Nabycia – KUB-Gas*".

- *Umowa akcjonariuszy*
- *Poręczenie*
- *Opcja sprzedaży*

Dodatkowe informacje o poniższej umowie przedstawiono w rozdziale „*Udział Kierownictwa i innych osób w istotnych transakcjach*".

- *Umowa licencji*

**Inne istotne umowy zawarte poza zwykłym tokiem działalności**

*Skrypt Dłużny KI/Radwan*

Dodatkowe informacje o Skrypcie Dłużnym KI/Radwan przedstawiono w rozdziale „*Udział Kierownictwa i innych osób w istotnych transakcjach – Skrypt Dłużny KI/Radwan”.*

*Opcja Nigeryjska*

Dodatkowe informacje o Opcji Nigeryjskiej przedstawiono w rozdziale „*Informacje ogólne o rozwoju działalności*”.

*Kredyt EBOR*

Dodatkowe informacje o Kredycie EBOR przedstawiono w rozdziale „*Informacje ogólne o rozwoju działalności*”.

*Nabycie AED SEA*

Dodatkowe informacje o Nabyciu AED SEA przedstawiono w rozdziale „*Informacje ogólne o rozwoju działalności*”.

## NIEZALEŻNOŚĆ EKSPERTÓW

KPMG LLP, Chartered Accountants (audytor Spółki) sporządził raport biegłego rewidenta na temat skonsolidowanego bilansu Spółki na dzień 31 grudnia 2011 roku oraz skonsolidowanego sprawozdania z całkowitych zysków i przepływów środków pieniężnych za rok zakończony z dniem 31 grudnia 2011 roku, który to raport biegłego rewidenta dotyczy ostatniego zakończonego roku obrotowego Spółki. Na dzień 19 marca 2012 roku KPMG LLP, Chartered Accountants oświadcza, że jest niezależny zgodnie z zasadami etyki zawodowej Instytutu Biegłych Rewidentów Prowincji Alberta (*Institute of Chartered Accountants of Alberta*).

Informacje dotyczące warunkowych i perspektywicznych zasobów związanych z Aktywami KUB-Gas na Ukrainie, a także potwierdzonych, prawdopodobnych i możliwych rezerw Spółki na Ukrainie, perspektywicznych zasobów Spółki w Bloku 9 w Syrii oraz warunkowych i perspektywicznych zasobów Spółki w Brunei, przedstawione w niniejszym RFI, zostały ocenione przez RPS, jako niezależny wykwalifikowany podmiot dokonujący oceny rezerw. Według wiedzy Spółki, na dzień niniejszego RFI, odpowiednio wspólnicy, pracownicy i współpracownicy RPS łącznie, bezpośrednio oraz pośrednio posiadają mniej niż 1% Akcji Zwykłych.

## INFORMACJA DODATKOWA

Dodatkowe informacje dotyczące Spółki znajdują się na stronie internetowej systemu SEDAR www.sedar.com. W szczególności informacje dodatkowe dotyczące wynagrodzenia i zadłużenia dyrektorów i członków kierownictwa wyższego szczebla, głównych właścicieli Akcji Zwykłych oraz papierów wartościowych zatwierdzonych do emisji w ramach programów wynagrodzenia w formie instrumentów kapitałowych znajdują się w dokumencie informacyjnym Spółki z dnia 1 kwietnia 2011 roku wydanym w związku z walnym zgromadzeniem akcjonariuszy w dniu 11 maja 2011 roku. Dodatkowe informacje finansowe znajdują się w skonsolidowanych porównawczych sprawozdaniach finansowych Spółki zbadanych przez biegłego rewidenta oraz w notach do nich, jak również w sprawozdaniu kierownictwa w działalności za rok obrotowy zakończony 31 grudnia 2011 roku.

ZAŁĄCZNIK A

# KULCZYK OIL VENTURES INC.
# OŚWIADCZENIE O STANIE REZERW
# I INNE INFORMACJE O ROPIE NAFTOWEJ I GAZIE
# (Formularz 51-101F1)

***Część 1 – Data dokumentu***

Niniejsze oświadczenie o stanie rezerw i inne informacje o ropie naftowej i gazie datowane są na 29 marca 2012 roku. Informacje podane w niniejszym dokumencie dotyczą stanu na 31 grudnia 2011 roku, a datą sporządzenia tych informacji jest 29 marca 2012 roku.

## *Część 2 – Ujawnienie danych o rezerwach*

Zgodnie z Zarządzeniem Krajowym 51-101 „Obowiązki informacyjne dotyczące działalności w sektorze ropy naftowej i gazu" (ang. *National Instrument 51-101 Standards of Disclosure for Oil and Gas Activities*) tabele zawarte w niniejszym zestawieniu stanowią podsumowanie rezerw ropy naftowej i gazu ziemnego oraz wartości przyszłych przychodów netto Kulczyk Oil Ventures Inc. (zwanej dalej „**Spółką**" lub „**Kulczyk Oil**") zgodnie z szacunkami RPS Energy (zwanej dalej „**RPS**") według stanu na dzień 31 grudnia 2011 roku zaprezentowanymi w raporcie RPS datowanym na 20 marca 2012 roku (zwany dalej „**Raportem RPS nt. Ukrainy**"). RPS jest certyfikowaną niezależną firmą, specjalizującą się w ocenie i audycie rezerw.

W Raporcie RPS nt. Ukrainy dokonano oceny rezerw spółki KUB-Gas LLC (zwanej dalej „**KUB-Gas**"), prowadzącej wydobycie na Ukrainie gazu ziemnego oraz i naturalnego gazu płynnego, w której Spółka posiada pośrednio 70% udziałów. Spółka jest właścicielem 70% udziałów w podmiocie zależnym (Loon Ukraine Holdings Limited), który posiada 100% udziałów KUB-Gas. Aktywa KUB-Gas, których ocenę zawiera Raport RPS nt. Ukrainy, są jedynymi rezerwami Spółki, a w tabelach poniżej wykazano rezerwy oraz wartości zdyskontowanych przepływów pieniężnych zarówno dla całości udziałów KUB-Gas w polach (wynoszących 100%), jak i dla wynoszącego 70% efektywnego udziału Spółki w prawie użytkowania górniczego.

Nie należy zakładać, że oszacowana przez RPS niezdyskontowana lub zdyskontowana wartość bieżąca netto przyszłych przychodów netto, przypadających na rezerwy Spółki, stanowi godziwą wartość rynkową tych rezerw. Przedstawione oszacowania dotyczące uzysku i rezerw, odnoszące się do posiadanych przez Spółkę rezerw gazu ziemnego i naturalnego gazu płynnego, są jedynie oszacowaniami i nie ma gwarancji, że oszacowane wielkości zostaną wydobyte. Rzeczywiste rezerwy mogą być większe lub mniejsze od przedstawionych oszacowań.

Sporządzając niniejszy raport, RPS opierała się na określonych, przedstawionych przez Spółkę i KUB-Gas informacjach oraz na danych dotyczących udziałów w prawie użytkowania górniczego, wydobycia gazu ziemnego i naturalnego gazu płynnego, historycznych kosztów eksploatacji i zagospodarowania, cen produktów, umów odnoszących się do obecnej i przyszłej działalności, sprzedaży wydobycia oraz innych stosownych danych. RPS traktowała wszystkie przedłożone jej informacje i dane jako odpowiednie co do zakresu oraz charakteru, przyjmując je w takiej postaci, w jakiej zostały przedstawione i bez niezależnej weryfikacji. RPS polegała także na oświadczeniach Spółki dotyczących kompletności i poprawności przedstawionych danych, przyjmując również, że pomiędzy datą uzyskania danych do celów niniejszej oceny a datą raportu nie doszło do istotnych zmian w sytuacji posiadanych aktywów, ani też zmiany takie nie są oczekiwane, co mogłoby rzutować na przewidywania zawarte niniejszym raporcie, jak też że nie pojawiły się nowe dane, które mogłyby skutkować istotnymi zmianami oceny rezerw przedstawionej w niniejszym raporcie.

Raport sporządzono w oparciu o wiedzę RPS na temat ustawodawstwa dotyczącego wydobycia ropy naftowej, opodatkowania oraz innych aktualnych regulacji odnoszących się do wspomnianych udziałów w prawach użytkowania górniczego. RPS nie może się jednak wypowiadać i nie wypowiada się na temat tytułów własności, powiązań finansowych ani obciążeń związanych z ukraińskimi koncesjami.

Niniejsze oszacowanie odzwierciedla pogląd RPS, wypracowany zgodnie ze standardami przedstawionymi w dokumencie *Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook* („Kanadyjskie wytyczne do oceny rezerw ropy naftowej i gazu"), towarzyszą mu jednak powszechnie znane czynniki niepewności, związane z interpretacją danych geologicznych, geofizycznych oraz inżynieryjnych. Podane wielkości złóż węglowodorów są oszacowaniami opartymi na profesjonalnych ocenach inżynierów i mogą w przyszłości podlegać rewizji w górę lub w dół na skutek dalszej działalności lub pojawienia się dodatkowych informacji.

Poniższe tabele opracowano na podstawie informacji zawartych w Raporcie RPS nt. Ukrainy z dnia 31 grudnia 2011 roku. Niektóre liczby w tabelach mogą się nie sumować ze względu na zaokrąglenia.

*Dane dotyczące rezerw*

**PODSUMOWANIE REZERW GAZU ZIEMNEGO I KONDENSATU**
**W OPARCIU O PROGNOZOWANE CENY I KOSZTY**
**STAN NA 31 GRUDNIA 2011 R.**
**100% prawa użytkowania górniczego pól**

| **Tabela 2.1-1 – 100%** | GAZ ZIEMNY | | NATURALNY GAZ PŁYNNY | | BARYŁKI EKWIWALENTU ROPY NAFTOWEJ (MBOE)[1] | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | Brutto (MMcf) | Netto (MMcf) | Brutto (Mbbl) | Netto (Mbbl) | Brutto (MBOE) | Netto (MBOE) |
| KATEGORIA REZERW[2] | | | | | | |
| POTWIERDZONE | | | | | | |
| Zagospodarowane eksploatowane | 13 166 | 10 873 | 105 | 49 | 2 299 | 1 861 |
| Zagospodarowane nieeksploatowane | 5 840 | 4 809 | 31 | 15 | 1 005 | 816 |
| Niezagospodarowane | 18 374 | 15 319 | 120 | 56 | 3 183 | 2 609 |
| **POTWIERDZONE OGÓŁEM** | **37 380** | **31 001** | **256** | **119** | **6 486** | **5 286** |
| PRAWDOPODOBNE | 15 507 | 12 960 | 180 | 84 | 2 765 | 2 244 |
| **POTWIERDZONE PLUS PRAWDOPODOBNE OGÓŁEM** | **52 887** | **43 960** | **436** | **204** | **9 251** | **7 530** |
| MOŻLIWE | 16 466 | 13 781 | 215 | 101 | 2 959 | 2 397 |
| **POTWIERDZONE PLUS PRAWDOPODOBNE PLUS MOŻLIWE OGÓŁEM** | **69 353** | **57 741** | **651** | **304** | **12 210** | **9 928** |

Uwagi:
(1) Zob. informacje dotyczące współczynnika konwersji BOE na stronie 30 niniejszego dokumentu.
(2) Zob. definicje pojęć rezerw „potwierdzonych”, „prawdopodobnych” i „możliwych” na stronie 10 niniejszego dokumentu.

**PODSUMOWANIE REZERW GAZU ZIEMNEGO I KONDENSATU**
**W OPARCIU O PROGNOZOWANE CENY I KOSZTY**
**STAN NA 31 GRUDNIA 2011 R.**
**70% prawa użytkowania górniczego pól dla KOV**

| **Tabela 2.1-1 – 70%** | GAZ ZIEMNY | | NATURALNY GAZ PŁYNNY | | BARYŁKI EKWIWALENTU ROPY NAFTOWEJ (MBOE)[1] | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | Brutto | Netto | Brutto | Netto | Brutto | Netto |
| | (MMcf) | (MMcf) | (Mbbl) | (Mbbl) | (MBOE) | (MBOE) |
| KATEGORIA REZERW [2] | | | | | | |
| POTWIERDZONE | | | | | | |
| Zagospodarowane eksploatowane | 9 216 | 7 611 | 73 | 34 | 1 609 | 1 303 |
| Zagospodarowane nieeksploatowane | 4 088 | 3 366 | 22 | 10 | 703 | 571 |
| Niezagospodarowane | 12 862 | 10 723 | 84 | 39 | 2 228 | 1 827 |
| **POTWIERDZONE OGÓŁEM** | **26 166** | **21 700** | **179** | **84** | **4 540** | **3 700** |
| PRAWDOPODOBNE | 10 855 | 9 072 | 126 | 59 | 1 935 | 1 571 |
| **POTWIERDZONE PLUS PRAWDOPODOBNE OGÓŁEM** | **37 021** | **30 772** | **306** | **143** | **6 476** | **5 271** |
| MOŻLIWE | 11 526 | 9 647 | 150 | 70 | 2 071 | 1 678 |
| **POTWIERDZONE PLUS PRAWDOPODOBNE PLUS MOŻLIWE OGÓŁEM** | **48 547** | **40 419** | **456** | **213** | **8 547** | **6 949** |

Uwagi:
(1) Zob. informacje dotyczące współczynnika konwersji BOE na stronie 30 niniejszego dokumentu.
(2) Zob. definicje pojęć rezerw „potwierdzonych”, „prawdopodobnych” i „możliwych” na stronie 10 niniejszego dokumentu.

**PODSUMOWANIE ŁĄCZNEJ WARTOŚCI BIEŻĄCEJ NETTO PRZYSZŁYCH PRZYCHODÓW NETTO**
**W OPARCIU O PROGNOZOWANE CENY I KOSZTY**
**STAN NA 31 GRUDNIA 2011 R.**
**100% prawa użytkowania górniczego pól**

| | PRZED PODATKIEM DOCHODOWYM ZDYSKONTOWANE STOPĄ (% ROCZNIE) | | | | | PO PODATKU DOCHODOWYM ZDYSKONTOWANE STOPĄ (% ROCZNIE) | | | | | WARTOŚĆ JEDNOSTKOWA PRZED PODATKIEM DOCHODOWYM ZDYSKONTOWANA STOPĄ 10% ROCZNIE |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **KATEGORIA REZERW** | 0 | 5 | 10 | 15 | 20 | 0 | 5 | 10 | 15 | 20 | **(USD/McfGE)** |
| | mln USD | mln USD | mln USD | mln USD | mln USD | mln USD | mln USD | mln USD | mln USD | mln USD | |
| POTWIERDZONE | | | | | | | | | | | |
| Zagospodarowane eksploatowane | 82,1 | 72,5 | 65,0 | 59,1 | 54,3 | 70,5 | 52,0 | 55,4 | 50,2 | 46,0 | 5,82 |
| Zagospodarowane nieeksploatowane | 35,6 | 31,5 | 28,3 | 25,7 | 23,5 | 29,0 | 25,4 | 22,7 | 20,4 | 18,6 | 5,77 |
| Niezagospodarowane | 92,9 | 76,3 | 63,9 | 54,4 | 47,0 | 76,7 | 62,1 | 51,4 | 43,2 | 36,9 | 4,08 |
| **POTWIERDZONE OGÓŁEM** | **210,6** | **180,2** | **157,2** | **139,2** | **124,9** | **176,3** | **149,5** | **129,4** | **113,9** | **101,5** | **4,96** |
| PRAWDOPODOBNE | 118,6 | 92,6 | 75,4 | 63,4 | 54,5 | 98,8 | 77,0 | 62,6 | 52,5 | 45,1 | 5,60 |
| **POTWIERDZONE PLUS PRAWDOPODOBNE OGÓŁEM** | **329,2** | **272,8** | **232,6** | **202,6** | **179,4** | **275,0** | **226,5** | **192,0** | **166,4** | **146,7** | **5,15** |
| MOŻLIWE | 130,3 | 93,3 | 72,3 | 58,9 | 49,7 | 109,0 | 77,8 | 60,1 | 48,9 | 41,2 | 5,03 |
| **POTWIERDZONE PLUS PRAWDOPODOBNE PLUS MOŻLIWE OGÓŁEM** | **459,5** | **366,1** | **304,8** | **261,5** | **229,2** | **384,0** | **304,3** | **252,1** | **215,3** | **187,9** | **5,12** |

Uwagi:
(1) Wartości jednostkowe opierają się na rezerwach netto.
(2) Wszystkie wartości podano w USD.
(3) Zob. definicje pojęć rezerw „potwierdzonych", „prawdopodobnych" i „możliwych" na stronie 10 niniejszego dokumentu.
(4) Zob. informacje dotyczące współczynnika konwersji McfGE na stronie 30 niniejszego dokumentu.

**PODSUMOWANIE ŁĄCZNEJ WARTOŚCI BIEŻĄCEJ NETTO PRZYSZŁYCH PRZYCHODÓW NETTO**
**W OPARCIU O PROGNOZOWANE CENY I KOSZTY**
**STAN NA 31 GRUDNIA 2011 R.**

**70% prawa użytkowania górniczego pól dla KOV**

| | PRZED PODATKIEM DOCHODOWYM ZDYSKONTOWANE STOPĄ (% ROCZNIE) | | | | | PO PODATKU DOCHODOWYM ZDYSKONTOWANE STOPĄ (% ROCZNIE) | | | | | WARTOŚĆ JEDNOSTKOWA PRZED PODATKIEM DOCHODOWYM ZDYSKONTOWANA STOPĄ 10% ROCZNIE |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **KATEGORIA REZERW** | 0 | 5 | 10 | 15 | 20 | 0 | 5 | 10 | 15 | 20 | **(USD/McfGE)** |
| | **mln USD** | **mln USD** | **mln USD** | **mln USD** | **mln USD** | **mln USD** | **mln USD** | **mln USD** | **mln USD** | **mln USD** | |
| POTWIERDZONE | | | | | | | | | | | |
| Zagospodarowane eksploatowane | 57,5 | 50,7 | 45,5 | 41,4 | 38,0 | 49,4 | 43,4 | 38,8 | 35,1 | 32,2 | 5,82 |
| Zagospodarowane nieeksploatowane | 24,9 | 22,0 | 19,8 | 18,0 | 16,5 | 20,3 | 17,8 | 15,9 | 14,3 | 13,0 | 5,77 |
| Niezagospodarowane | 65,0 | 53,4 | 44,7 | 38,1 | 32,9 | 53,7 | 43,5 | 35,9 | 30,3 | 25,8 | 4,08 |
| **POTWIERDZONE OGÓŁEM** | **147,4** | **126,1** | **110,0** | **97,5** | **87,4** | **123,4** | **104,7** | **90,6** | **79,7** | **71,1** | **4,96** |
| PRAWDOPODOBNE | 83,0 | 64,8 | 52,8 | 44,4 | 38,2 | 69,1 | 53,9 | 43,8 | 36,8 | 31,6 | 5,60 |
| **POTWIERDZONE PLUS PRAWDOPODOBNE OGÓŁEM** | **230,5** | **190,9** | **162,8** | **141,8** | **125,6** | **192,5** | **158,5** | **134,4** | **116,5** | **102,7** | **5,15** |
| MOŻLIWE | 91,2 | 65,3 | 50,6 | 41,3 | 34,8 | 76,3 | 54,5 | 42,1 | 34,2 | 28,8 | 5,03 |
| **POTWIERDZONE PLUS PRAWDOPODOBNE PLUS MOŻLIWE OGÓŁEM** | **321,7** | **256,3** | **213,4** | **183,1** | **160,4** | **268,8** | **213,0** | **176,5** | **150,7** | **131,5** | **5,12** |

Uwagi:
(1) Wartości jednostkowe opierają się na rezerwach netto.
(2) Wszystkie wartości podano w USD.
(3) Zob. definicje pojęć rezerw „potwierdzonych”, „prawdopodobnych” i „możliwych” na stronie 10 niniejszego dokumentu.
(4) Zob. informacje dotyczące współczynnika konwersji McfGE na stronie 30 niniejszego dokumentu.

**PRZYSZŁE PRZYCHODY NETTO OGÓŁEM**
**(NIEZDYSKONTOWANE)**
**STAN NA 31 GRUDNIA 2011 R.**
**PROGNOZOWANE CENY I KOSZTY**
**100% prawa użytkowania górniczego pól**

| | PRZYCHODY | OPŁATY KONCESYJNE (ROYALTIES) | KOSZTY OPERACYJNE | KOSZTY POSZUKIWAŃ I ZAGOSPODAROWANIA ZŁÓŻ | KOSZTY LIKWIDACJI I REKULTYWACJI | PRZYSZŁE PRZYCHODY NETTO PRZED PODATKIEM DOCHODOWYM | PODATEK DOCHODOWY | PRZYSZŁE PRZYCHODY NETTO PO PODATKU DOCHODOWYM |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **KATEGORIA REZERW** | **mln USD** | **mln USD** | **mln USD** | **mln USD** | **mln USD** | **mln USD** | **mln USD** | **mln USD** |
| POTWIERDZONE | | | | | | | | |
| Zagospodarowane eksploatowane | 140,2 | 27,5 | 27,1 | 3,1 | 0,4 | 82,1 | 11,6 | 70,5 |
| Zagospodarowane nieeksploatowane | 59,9 | 11,5 | 6,4 | 5,8 | 0,6 | 35,6 | 6,6 | 29,0 |
| Niezagospodarowane | 197,9 | 35,6 | 31,9 | 33,0 | 3,7 | 92,9 | 16,2 | 76,7 |
| **POTWIERDZONE OGÓŁEM** | **398,0** | **75,6** | **65,4** | **41,8** | **4,7** | **210,6** | **34,3** | **176,3** |
| PRAWDOPODOBNE | 182,5 | 35,6 | 28,1 | - | 0,2 | 118,6 | 19,9 | 98,8 |
| **POTWIERDZONE PLUS PRAWDOPODOBNE OGÓŁEM** | **580,6** | **111,2** | **93,4** | **41,8** | **4,9** | **329,2** | **54,2** | **275,0** |
| MOŻLIWE | 203,6 | 40,0 | 33,0 | - | 0,3 | 130,3 | 21,3 | 109,0 |
| **POTWIERDZONE PLUS PRAWDOPODOBNE PLUS MOŻLIWE OGÓŁEM** | **784,1** | **151,2** | **126,4** | **41,8** | **5,2** | **459,5** | **75,5** | **384,0** |

Uwagi:
(1) Wszystkie wartości podano w USD.
(2) Koszty operacyjne uwzględniają podatki inne niż dochodowy.
(3) Zob. definicje pojęć rezerw „potwierdzonych", „prawdopodobnych" i „możliwych" na stronie 10 niniejszego dokumentu.

**PRZYSZŁE PRZYCHODY NETTO OGÓŁEM**
**(NIEZDYSKONTOWANE)**
**STAN NA 31 GRUDNIA 2011 R.**
**PROGNOZOWANE CENY I KOSZTY**
**70% prawa użytkowania górniczego pól dla KOV**

| | PRZYCHODY | OPŁATY KONCESYJNE (ROYALTIES) | KOSZTY OPERACYJNE | KOSZTY POSZUKIWAŃ I ZAGOSPODAROWANIA ZŁÓŻ | KOSZTY LIKWIDACJI I REKULTYWACJI | PRZYSZŁE PRZYCHODY NETTO PRZED PODATKIEM DOCHODOWYM | PODATEK DOCHODOWY | PRZYSZŁE PRZYCHODY NETTO PO PODATKU DOCHODOWYM |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **KATEGORIA REZERW** | **mln USD** | **mln USD** | **mln USD** | **mln USD** | **mln USD** | **mln USD** | **mln USD** | **mln USD** |
| POTWIERDZONE | | | | | | | | |
| Zagospodarowane eksploatowane | 98,1 | 19,3 | 19,0 | 2,2 | 0,3 | 57,5 | 8,1 | 49,4 |
| Zagospodarowane nieeksploatowane | 41,9 | 8,1 | 4,5 | 4,0 | 0,4 | 24,9 | 4,6 | 20,3 |
| Niezagospodarowane | 138,6 | 25,6 | 22,3 | 23,1 | 2,6 | 65,0 | 11,3 | 53,7 |
| **POTWIERDZONE OGÓŁEM** | **278,6** | **52,9** | **45,8** | **29,3** | **3,3** | **147,4** | **24,0** | **123,4** |
| PRAWDOPODOBNE | 127,8 | 24,9 | 19,6 | - | 0,2 | 83,0 | 13,9 | 69,1 |
| **POTWIERDZONE PLUS PRAWDOPODOBNE OGÓŁEM** | **406,4** | **77,8** | **65,4** | **29,3** | **3,4** | **230,5** | **37,9** | **192,5** |
| MOŻLIWE | 142,5 | 28,0 | 23,1 | - | 0,2 | 91,2 | 14,9 | 76,3 |
| **POTWIERDZONE PLUS PRAWDOPODOBNE PLUS MOŻLIWE OGÓŁEM** | **548,9** | **105,8** | **88,5** | **29,3** | **3,6** | **321,7** | **52,9** | **268,8** |

Uwagi:
(1) Wszystkie wartości podano w USD.
(2) Koszty operacyjne uwzględniają podatki inne niż dochodowy.
(3) Zob. definicje pojęć rezerw „potwierdzonych”, „prawdopodobnych” i „możliwych” na stronie 10 niniejszego dokumentu.

**PRZYSZŁE PRZYCHODY NETTO WEDŁUG GRUP WYDOBYCIA**
**W OPARCIU O PROGNOZOWANE CENY I KOSZTY**
**STAN NA 31 GRUDNIA 2011 R.**

| Kategoria rezerw[1] | Grupa wydobycia | Przyszłe przychody netto przed podatkiem dochodowym (zdyskontowane stopą 10% rocznie) (mln USD) | | Wartość jednostkowa (USD / Mcf dla gazu ziemnego) (USD / bbl dla naturalnego gazu płynnego) (USD / McfGE[2] dla węglowodorów ogółem) |
|---|---|---|---|---|
| | | 100% prawa użytkowania górniczego pól | 70% prawa użytkowania górniczego pól KOV | |
| **Ogółem potwierdzone** | Ropa naftowa lekka i średnia (włączając gaz rozpuszczony w wodzie i inne produkty uboczne) | | | |
| | Ropa naftowa ciężka (włączając gaz rozpuszczony w wodzie i inne produkty uboczne) | | | |
| | Gaz ziemny (w tym produkty uboczne) | 157,2 | 110,0 | 4,96 |
| | Niekonwencjonalne wydobycie ropy naftowej i gazu ziemnego | | | |
| | **Węglowodory ogółem** | **157,2** | **110,0** | **4,96** |
| **Potwierdzone plus prawdopodobne ogółem** | Ropa naftowa lekka i średnia (włączając gaz rozpuszczony w wodzie i inne produkty uboczne) | | | |
| | Ropa naftowa ciężka (włączając gaz rozpuszczony w wodzie i inne produkty uboczne) | | | |
| | Gaz ziemny (w tym produkty uboczne) | 232,6 | 162,8 | 5,15 |
| | Niekonwencjonalne wydobycie ropy naftowej i gazu ziemnego | | | |
| | **Węglowodory ogółem** | **232,6** | **162,8** | **5,15** |
| **Potwierdzone plus prawdopodobne plus możliwe ogółem** | Ropa naftowa lekka i średnia (włączając gaz rozpuszczony w wodzie i inne produkty uboczne) | | | |
| | Ropa naftowa ciężka (włączając gaz rozpuszczony w wodzie i inne produkty uboczne) | | | |
| | Gaz ziemny (w tym produkty uboczne) | 304,8 | 213,4 | 5,12 |
| | Niekonwencjonalne wydobycie ropy naftowej i gazu ziemnego | | | |
| | **Węglowodory ogółem** | **304,8** | **213,4** | **5,12** |

Uwagi:

(1) Zob. definicje pojęć rezerw „potwierdzonych", „prawdopodobnych" i „możliwych" na stronie 10 niniejszego dokumentu.

(2) Zob. informacje dotyczące współczynnika konwersji McfGE na stronie 30 niniejszego dokumentu.

**REZERWY ROPY NAFTOWEJ I GAZU ORAZ WARTOŚĆ BIEŻĄCA NETTO WEDŁUG GRUP WYDOBYCIA W OPARCIU O PROGNOZOWANE CENY I KOSZTY STAN NA 31 GRUDNIA 2011 R.**

**Uwagi:**

1. „Rezerwy brutto" odpowiadają udziałowi Spółki w prawie użytkowania górniczego (operacyjnemu lub nieoperacyjnemu) przed odjęciem opłat koncesyjnych (royalties) i bez uwzględnienia jakichkolwiek udziałów Spółki w opłatach koncesyjnych (royalties). „Rezerwy netto" odpowiadają udziałowi Spółki w prawie użytkowania górniczego (operacyjnemu lub nieoperacyjnemu) po odjęciu zobowiązań dotyczących opłat koncesyjnych (royalties) i po uwzględnieniu udziałów Spółki w opłatach koncesyjnych (royalties) związanych z rezerwami.
2. Rezerwy „potwierdzone" to rezerwy, które można oszacować ze wysoką pewnością jako zdatne do wydobycia. Istnieje 90% prawdopodobieństwo, że ilości faktycznie pozyskane przewyższą oszacowane rezerwy potwierdzone.
3. Rezerwy „prawdopodobne" to dodatkowe rezerwy, w przypadku których szanse wydobycia są niższe niż w przypadku rezerw potwierdzonych. Ilości faktycznie pozyskane mogą z równym prawdopodobieństwem być większe lub mniejsze od sumy oszacowanych rezerw potwierdzonych i prawdopodobnych.
4. Rezerwy „możliwe" to dodatkowe rezerwy, w przypadku których szanse wydobycia są niższe niż w przypadku rezerw prawdopodobnych. Prawdopodobieństwo, że ilości faktycznie pozyskane będą równe lub przewyższą sumę oszacowanych rezerw potwierdzonych, prawdopodobnych i możliwych, wynosi 10%.
5. Rezerwy „zagospodarowane" to rezerwy, w przypadku których oczekuje się wydobycia z istniejących odwiertów i za pomocą istniejących urządzeń, lub – jeżeli urządzeń nie zainstalowano – ich instalacja wiązałaby się z niewielkimi nakładami (np. w porównaniu do kosztu wykonania odwiertu) w celu uruchomienia wydobycia.
6. Rezerwy „zagospodarowane eksploatowane" to rezerwy, w przypadku których oczekuje się wydobycia z uzbrojonych interwałów, które w czasie dokonywania szacunku są otwarte. Rezerwy te mogą być obecnie eksploatowane lub, jeżeli odwierty zostały zamknięte, musiały wcześniej być eksploatowane, a data ponownego uruchomienia wydobycia musi być znana z wystarczająco dużą pewnością.
7. Rezerwy „zagospodarowane nieeksploatowane" to rezerwy, które nie były eksploatowane lub były uprzednio eksploatowane, ale odwierty zostały zamknięte, a data wznowienia wydobycia nie jest znana.
8. Rezerwy „niezagospodarowane" to rezerwy, w przypadku których oczekuje się wydobycia ze znanych akumulacji, lecz gdzie przygotowanie rezerw do wydobycia wiązałoby się ze znaczącymi nakładami (np. w porównaniu do kosztu wykonania odwiertu). Muszą bezwzględnie spełniać wymogi zaklasyfikowania ich do danej kategorii rezerw (potwierdzone, prawdopodobne, możliwe), do której zostały przypisane.

***Część 3 – Założenia dotyczące ceny***

W poniższej tabeli podano referencyjne ceny odniesienia dla jedynego regionu (Ukrainy), w którym wg stanu na 31 grudnia 2011 roku Spółka prowadziła wydobycie. Ceny te zostały zawarte w danych o rezerwach zaprezentowanych wcześniej, w Części 2 – *Ujawnienie danych o rezerwach*. Prognozy cenowe pochodzą od RPS. Prognozy cenowe zakładają utrzymanie w mocy obecnych przepisów i regulacji oraz uwzględniają inflację w odniesieniu do przyszłych kosztów operacyjnych i inwestycyjnych. Prognozowane ceny gazu ziemnego generalnie opierają się na dotychczasowym poziomie cen na Ukrainie i są indeksowane stopą inflacji 2% rocznie na każdy rok prognozy. Prognozowane ceny ciekłych frakcji gazu ziemnego (kondensatu) odpowiadają 82% realnych cen ropy Brent z 2011 roku w oparciu o informacje dostarczone przez Spółkę oraz analityków branżowych.

**PODSUMOWANIE ZAŁOŻEŃ DOTYCZĄCYCH CEN I STOPY INFLACJI**
**STAN NA 31 GRUDNIA 2011 R.**
**PROGNOZOWANE CENY I KOSZTY**

| Rok | Brent | Kondensat – partnerstwo (bez VAT) | Importowany gaz rosyjski na granicy ukraińskiej (bez VAT) | Gaz – partnerstwo (bez VAT) | Stopa inflacji dla ceny w USD | Stopa inflacji dla kosztów w USD | Kurs wymiany hrywny |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | *USD/bbl* | *USD/bbl* | *USD/Mcf* | *USD/Mcf* | *% rocznie* | *% rocznie* | *za USD* |
| 2012 | 110,00 | 87,08 | 9,16 | 9,38 | 2,0% | 2,0% | 8,00 |
| 2013 | 105,50 | 83,52 | 8,78 | 9,56 | 2,0% | 2,0% | 8,00 |
| 2014 | 101,00 | 82,01 | 8,41 | 10,00 | 2,0% | 2,0% | 8,00 |
| 2015 | 100,81 | 81,86 | 8,39 | 10,20 | 2,0% | 2,0% | 8,00 |
| 2016 | 102,83 | 83,50 | 8,56 | 10,41 | 2,0% | 2,0% | 8,00 |
| 2017 | 104,89 | 85,17 | 8,73 | 10,62 | 2,0% | 2,0% | 8,00 |
| 2018 | 106,99 | 86,87 | 8,91 | 10,83 | 2,0% | 2,0% | 8,00 |
| 2019 | 109,13 | 88,61 | 9,09 | 11,05 | 2,0% | 2,0% | 8,00 |
| 2020 | 111,31 | 90,38 | 9,27 | 11,27 | 2,0% | 2,0% | 8,00 |
| 2021 | 113,53 | 92,19 | 9,45 | 11,49 | 2,0% | 2,0% | 8,00 |
| 2022 | 115,80 | 94,03 | 9,64 | 11,72 | 2,0% | 2,0% | 8,00 |
| 2023 | 118,12 | 95,91 | 9,83 | 11,96 | 2,0% | 2,0% | 8,00 |
| 2024 | 120,48 | 97,83 | 10,03 | 12,19 | 2,0% | 2,0% | 8,00 |
| 2025 | 122,89 | 99,78 | 10,23 | 12,44 | 2,0% | 2,0% | 8,00 |
| 2026 | 125,35 | 101,78 | 10,44 | 12,69 | 2,0% | 2,0% | 8,00 |
| 2027 | 127,86 | 103,82 | 10,65 | 12,94 | 2,0% | 2,0% | 8,00 |
| 2028 | 130,41 | 105,89 | 10,86 | 13,20 | 2,0% | 2,0% | 8,00 |
| 2029 | 133,02 | 108,01 | 11,08 | 13,46 | 2,0% | 2,0% | 8,00 |

| | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 2030 | 135,68 | 110,17 | 11,30 | 13,73 | 2,0% | 2,0% | 8,00 |
| 2031 | 138,40 | 112,37 | 11,52 | 14,01 | 2,0% | 2,0% | 8,00 |
| 2032 | 141,17 | 114,62 | 11,75 | 14,29 | 2,0% | 2,0% | 8,00 |
| 2033 | 143,99 | 116,91 | 11,99 | 14,57 | 2,0% | 2,0% | 8,00 |
| 2034 | 146,87 | 119,25 | 12,23 | 14,87 | 2,0% | 2,0% | 8,00 |
| 2035 | 149,81 | 121,64 | 12,47 | 15,16 | 2,0% | 2,0% | 8,00 |

Średnia ważona cena gazu ziemnego sprzedawanego przez KUB-Gas w roku obrotowym 2011 wyniosła 10,25 USD/Mcf (bez VAT).

***Część 4 – Uzgodnienie zmian rezerw***

W poniższej tabeli przedstawiono uzgodnienie zmian rezerw brutto Spółki według stanu na dzień 31 grudnia 2011 roku w porównaniu z rezerwami według stanu na dzień 31 grudnia 2010 roku, w oparciu o założenia dotyczące cen i kosztów przedstawione na stronie 11 niniejszego dokumentu:

**UZGODNIENIE REZERW BRUTTO SPÓŁKI**
**W PODZIALE NA NAJWAŻNIEJSZE RODZAJE PRODUKTÓW**
**W OPARCIU O PROGNOZOWANE CENY I KOSZTY**
**STAN NA 31 GRUDNIA 2011 R.**
**100% prawa użytkowania górniczego pól**

| ***UKRAINA*** | **ROPA NAFTOWA LEKKA I ŚREDNIA (w tym NGL)** | | | **GAZ ZIEMNY RAZEM** | | | **BOE łącznie** | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | *Brutto potwierdzone (Mbbl)* | *Brutto prawdopodobne (Mbbl)* | *Brutto potwierdzone plus prawdopodobne (Mbbl)* | *Brutto potwierdzone (MMscf)* | *Brutto prawdopodobne (MMscf)* | *Brutto potwierdzone plus prawdopodobne (MMscf)* | *Brutto potwierdzone (MBoe)* | *Brutto prawdopodobne (MBoe)* | *Brutto potwierdzone plus prawdopodobne (MBoe)* |
| **31 grudnia 2010** | 345 | 174 | 520 | 40 161 | 21 940 | 61 101 | 7 039 | 3 831 | 10 870 |
| Rozszerzenia | 209 | 77 | 287 | 24 369 | 9 882 | 34 251 | 4 271 | 1 725 | 5 995 |
| Poprawa stopnia uzysku | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Rewizje techniczne | (280) | 6 | (353) | (24 020) | (16 315) | (40 335) | (4 283) | (2 713) | (7 076) |
| Odkrycia | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Nabycia | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Zbycia | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Czynniki ekonomiczne | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Wydobycie + zmiany zapasów | (17) | - | (17) | (3 130) | - | (3 130) | (539) | - | (539) |
| **31 grudnia 2011** | 256 | 180 | 436 | 37 380 | 15 507 | 52 887 | 6 486 | 2 765 | 9 251 |

Uwagi:
(1) Zob. definicje pojęć rezerw „potwierdzonych", „prawdopodobnych" i „możliwych" na stronie 10 niniejszego dokumentu.
(2) Zob. informacje dotyczące współczynnika konwersji BOE na stronie 30 niniejszego dokumentu.

**UZGODNIENIE REZERW BRUTTO SPÓŁKI**
**W PODZIALE NA NAJWAŻNIEJSZE RODZAJE PRODUKTÓW**
**W OPARCIU O PROGNOZOWANE CENY I KOSZTY**
**STAN NA 31 GRUDNIA 2011 R.**
**70% prawa użytkowania górniczego pól dla KOV**

| ***UKRAINA*** | **ROPA NAFTOWA LEKKA I ŚREDNIA (w tym NGL)** | | | **GAZ ZIEMNY RAZEM** | | | **BOE łącznie** | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | *Brutto potwierdzone (Mbbl)* | *Brutto prawdopodobne (Mbbl)* | *Brutto potwierdzone plus prawdopodobne (Mbbl)* | *Brutto potwierdzone (MMscf)* | *Brutto prawdopodobne (MMscf)* | *Brutto potwierdzone plus prawdopodobne (MMscf)* | *Brutto potwierdzone (MBoe)* | *Brutto prawdopodobne (MBoe)* | *Brutto potwierdzone plus prawdopodobne (MBoe)* |
| **31 grudnia 2010** | 242 | 122 | 364 | 28 113 | 15 358 | 43 471 | 4 927 | 2 681 | 7 609 |
| Rozszerzenia | 147 | 54 | 201 | 17 058 | 6 918 | 23 976 | 2 990 | 1 207 | 4 197 |
| Poprawa stopnia uzysku | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Rewizje techniczne | (196) | 4 | (247) | (16 814) | (11 421) | (28 235) | (2 998) | (1 899) | (4 953) |
| Odkrycia | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Nabycia | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Zbycia | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Czynniki ekonomiczne | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Wydobycie + zmiany zapasów | (12) | - | (12) | (2 191) | - | (2 191) | (377) | - | (377) |
| **31 grudnia 2011** | 179 | 126 | 306 | 26 166 | 10 855 | 37 021 | 4 540 | 1 935 | 6 476 |

Uwagi:
(1) Zob. definicje pojęć rezerw „potwierdzonych", „prawdopodobnych" i „możliwych" na stronie 10 niniejszego dokumentu.
(2) Zob. informacje dotyczące współczynnika konwersji BOE na stronie 30 niniejszego dokumentu.

***Część 5 – Dodatkowe informacje nt. danych o rezerwach***

***Rezerwy niezagospodarowane*** *(wszystkie wielkości w niniejszym rozdziale podano w wartości netto dla 100% prawa użytkowania górniczego pól)*

Niezagospodarowane rezerwy potwierdzone

Niezagospodarowane rezerwy potwierdzone netto Spółki na dzień 31 grudnia 2011 roku wyniosły 15,3 Bcf gazu ziemnego i 56,4 Mbbl kondensatu, co daje łącznie 2 609 MBOE niezagospodarowanych rezerw potwierdzonych. Spółka nabyła wszystkie swoje niezagospodarowane rezerwy potwierdzone w roku 2010, a zatem w latach obrotowych poprzedzających rok 2010 nie wykazywała żadnych niezagospodarowanych rezerw potwierdzonych.

Spółka wykazuje niezagospodarowane rezerwy potwierdzone w oparciu o rezerwy, w przypadku których oczekuje się wydobycia ze znanych akumulacji, lecz ich przygotowanie do eksploatacji wiązałoby się ze znacznymi nakładami (np. w porównaniu do kosztu wykonania odwiertu). Rezerwy „potwierdzone" to rezerwy, które można oszacować ze wysoką pewnością jako zdatne do wydobycia. Jest wysoce prawdopodobne, że ilości faktycznie pozyskane przewyższą oszacowane rezerwy. Spółka planuje zagospodarowanie swoich niezagospodarowanych rezerw potwierdzonych w ciągu najbliższych dwóch lat przy wykorzystaniu technik obejmujących między innymi stymulację złoża (w tym szczelinowanie, selektywne kwasowanie), wydobycie z dwóch horyzontów oraz dalsze wiercenia.

Niezagospodarowane rezerwy prawdopodobne

Niezagospodarowane rezerwy prawdopodobne netto Spółki na dzień 31 grudnia 2011 roku wyniosły 13,0 Bcf gazu ziemnego i 84 Mbbl kondensatu, co daje łącznie 2 244 MBOE niezagospodarowanych rezerw prawdopodobnych. Spółka nabyła wszystkie swoje niezagospodarowane rezerwy prawdopodobne w roku 2010, a zatem w latach obrotowych poprzedzających rok 2010 nie wykazywała żadnych niezagospodarowanych rezerw prawdopodobnych.

Spółka wykazuje niezagospodarowane rezerwy prawdopodobne w oparciu o rezerwy, w przypadku których oczekuje się wydobycia ze znanych akumulacji, lecz ich przygotowanie do eksploatacji wiązałoby się ze znacznymi nakładami (np. w porównaniu do kosztu wykonania odwiertu). Rezerwy „prawdopodobne" to dodatkowe rezerwy, w przypadku których szanse wydobycia są niższe niż w przypadku rezerw potwierdzonych. Ilości faktycznie pozyskane mogą z równym prawdopodobieństwem być większe lub mniejsze od sumy oszacowanych rezerw potwierdzonych i prawdopodobnych. Spółka planuje zagospodarowanie swoich niezagospodarowanych rezerw prawdopodobnych poprzez dalsze wiercenia oraz zastosowanie technik obejmujących między innymi stymulację złoża (w tym szczelinowanie, selektywne kwasowanie) oraz wydobycie z dwóch horyzontów.

Spółka obecnie przewiduje, że rozpocznie zagospodarowanie swoich niezagospodarowanych rezerw prawdopodobnych w ciągu najbliższych dwóch lat.

***Znaczące czynniki lub niepewność związana z danymi o rezerwach***

Oszacowanie rezerw jest w znacznej mierze kwestią oceny i wiąże się z podejmowaniem decyzji opartych na dostępnych danych geologicznych, geofizycznych, inżynieryjnych oraz gospodarczych. Oszacowania te mogą ulegać istotnym zmianom w miarę pojawiania się dodatkowych informacji, związanych z prowadzonymi działaniami w zakresie zagospodarowania oraz wynikami wydobycia, jak też zmian warunków gospodarczych i politycznych mających wpływ na ceny ropy naftowej oraz gazu. Oszacowania Spółki bazują na obecnych prognozach wydobycia, cenach i warunkach gospodarczych, w tym istniejącym na Ukrainie popycie na gaz ziemny oraz kondensat. Wszystkie rezerwy Spółki podlegają ocenie przez niezależną firmę inżynieryjną RPS.

W miarę zmian okoliczności i pojawiania się dodatkowych danych zmieniają się też oszacowania dotyczące rezerw. Oszacowania te są poddawane przeglądowi w oparciu o nowe informacje i rewidowane w górę lub w dół, zależnie od okoliczności. Mimo, że Spółka dołożyła wszelkich należytych starań, aby zapewnić poprawność oszacowań rezerw, mogą one podlegać weryfikowane w miarę pojawiania się nowych informacji. W miarę uwzględniania w procesie szacowania rezerw nowych danych geologicznych, dotyczących wydobycia i gospodarczych dokładność oszacowania rezerw ulega poprawie.

Niektóre informacje dotyczące Spółki i przedstawione w niniejszym raporcie, w tym dokonana przez kierownictwo ocena przyszłych planów i działań Spółki, zawierają stwierdzenia dotyczące przyszłości, odznaczające się znacznym poziomem ryzyka i niepewności. Do czynników ryzyka należą, aczkolwiek nie wyczerpują ich listy, między innymi ryzyko związane z branżą ropy naftowej i gazu, cenami surowców i kursami walutowymi; ryzyko związane z branżą, które obejmuje między innymi, aczkolwiek nie wyczerpuje listy ryzyk, ryzyko operacyjne związane z poszukiwaniami, zagospodarowaniem złóż i wydobyciem, opóźnienia lub zmiany planów; ryzyko związane z niepewnością oszacowań rezerw; ryzyko w zakresie BHP; oraz niepewność oszacowań i projekcji wydobycia, kosztów oraz wydatków. Konkurencja ze strony innych producentów, brak dostępnego wykwalifikowanego personelu lub kierownictwa, zmienność rynku akcji oraz zdolność pozyskania wystarczającego kapitału ze źródeł wewnętrznych i zewnętrznych to dodatkowe rodzaje ryzyka, na jakie Spółka jest narażona na tym rynku (zob. rozdział „Czynniki ryzyka" w Rocznym Formularzu Informacyjnym Spółki (Formularz 51-102F2) za rok zakończony 31 grudnia 2011 roku, zamieszczonym w systemie SEDAR - www.sedar.com - na profilu Spółki). Rzeczywiste wyniki, wskaźniki lub osiągnięcia Spółki mogą istotnie się różnić od wyrażonych lub implikowanych w powyższych stwierdzeniach dotyczących przyszłości, a zatem nie można zagwarantować, że jakiekolwiek zdarzenia przewidywane w stwierdzeniach dotyczących przyszłości nastąpią, a jeżeli nastąpią, jakie korzyści może z nich odnieść Spółka. Czytelnik nie powinien nadmiernie polegać na wspomnianych informacjach dotyczących przyszłości.

Spółka przewiduje, że wszelkie przyszłe koszty poszukiwań i zagospodarowania złóż związane z jej rezerwami zostaną sfinansowane przez połączenie generowanych wewnętrznie przepływów pieniężnych, długu i finansowania przez emisję akcji. Całość gazu ziemnego i kondensatu, wydobytego przez Spółkę w 2010 roku, została sprzedana przez operatora odbiorcom przemysłowym na lokalnym rynku ukraińskim, przy czym uzyskana cena bazowała na cenie ustanowionej przez rząd Ukrainy dla sprzedawanego przezeń gazu odbiorcom przemysłowym. Spółka nie stosuje żadnych instrumentów zabezpieczających.

**Przyszłe koszty zagospodarowania**

W poniższej tabeli przedstawiono koszty zagospodarowania przewidywane dla następnych pięciu lat, które odjęto przy oszacowywaniu przyszłych przychodów netto z rezerw potwierdzonych i prawdopodobnych.

| **Tabela 5.3** | **Ogółem oszacowane rezerwy potwierdzone w oparciu o prognozowane ceny i koszty (niezdyskontowane)** (mln USD) | | **Ogółem oszacowane rezerwy potwierdzone plus prawdopodobne w oparciu o prognozowane ceny i koszty (niezdyskontowane)** (mln USD) | |
|---|---|---|---|---|
| **ROK** | **100% prawa użytkowania górniczego pól** | **70% prawa użytkowania górniczego pól dla KOV** | **100% prawa użytkowania górniczego pól** | **70% prawa użytkowania górniczego pól dla KOV** |
| 2012 | 14,48 | 10,14 | 14,48 | 10,14 |
| 2013 | 13,72 | 9,60 | 13,72 | 9,60 |
| 2014 | 10,98 | 7,69 | 10,98 | 7,69 |
| 2015 | 2,66 | 1,86 | 2,66 | 1,86 |
| 2016 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Ogółem za pięć lat | 41,8 | 29,26 | 41,8 | 29,26 |
| Kwota pozostała | 0 | 0 | 0 | 0 |
| **Ogółem za wszystkie lata** | **41,8** | **29,26** | **41,8** | **29,26** |

Obecne saldo gotówkowe Spółki, generowane wewnętrznie przepływy pieniężne oraz przyszłe plasowanie długu i kapitału własnego umożliwią Spółce sfinansowanie wyszczególnionych powyżej kosztów zagospodarowania. Przewiduje się, że koszty związane z długiem, który może być plasowany w celu sfinansowania przyszłych działań w zakresie zagospodarowania, będą odzwierciedlać typowe dla Ukrainy oprocentowanie finansowania zabezpieczanego aktywami (*asset-based lending*), które waha się obecnie od ok. 15% do 20%. Wpływ kosztów przewidywanego finansowania na wykazywane obecnie przychody lub rezerwy będzie minimalny.

***Część 6 – Inne informacje o ropie naftowej i gazie***

***Złoża ropy naftowej i gazu oraz odwierty***

Spółka ma udziały w 4 (2,8 netto) instalacjach przetwarzania gazu zlokalizowanych na Ukrainie (obszary lądowe). Żadna z tych instalacji nie podlega zrzeczeniu się, odstąpieniu, odkupowi lub zmianie właściciela w żadnej formie.

W poniższej tabeli przedstawiono liczbę odwiertów, w odniesieniu do których Spółka miała udziały w prawie użytkowania górniczego na dzień 31 grudnia 2011 roku.

| **Tabela 6.1** | **ROPA NAFTOWA** | | **GAZ ZIEMNY** | |
|---|---|---|---|---|
| | **Brutto** | **Netto** | **Brutto** | **Netto** |
| Ukraina | | | | |
| Eksploatowane | - | - | 14 | 9,8 |
| Nieeksploatowane | - | - | 9 | 6,3 |
| Brunei(1) | | | | |
| Eksploatowane | - | - | - | - |
| Nieeksploatowane | - | - | 4 | 2,5 |
| **OGÓŁEM** | **-** | **-** | **27** | **18,6** |

Uwaga: (1) Brak przypisanych rezerw

***Zrzeczenia***

**Brunei – Blok L**

W 2006 roku podmiot zależny będący wyłączną własnością Spółki – Kulczyk Oil Brunei Limited (zwany dalej „**KOV Brunei**”) oraz QAF Brunei Sdn. Bhd. (zwana dalej „**QAF**”) podpisały Umowę o podziale wpływów z wydobycia (zwane dalej „**Umową o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku L w Brunei**”) ze spółką Brunei National Petroleum Company Sendirian Berhad (zwaną dalej „**PetroleumBRUNEI**”). Na mocy Umowy o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku L, QAF i KOV Brunei mają prawo prowadzić poszukiwania oraz wydobycie ropy naftowej i gazu z Bloku L. W 2008 roku spółka Nations Petroleum (SE Asia) Limited (zwana dalej „**Nations**”) w efekcie cesji uzyskała wynoszący 50% udział w prawie użytkowania górniczego w ramach Umowy o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku L, co pomniejszyło udział Spółki za pośrednictwem KOV Brunei do 40%, przy czym Nations została operatorem dla Bloku L. Dnia 25 stycznia 2010 roku spółka AED South East Asia Limited (zwana dalej „**AED SEA**”), podmiot zależny będący wyłączną własnością spółki AED Oil Limited (zwanej dalej „**AED**”), australijskiej spółki publicznej, nabyła

należący do Nations 50% udział operacyjny w Bloku L w Brunei, przy czym AED SEA została operatorem dla Bloku L. Zgodnie z Umową Kupna-Sprzedaży datowaną na 5 grudnia 2011 roku, Spółka nabyła 100% akcji spółki AED SEA od syndyka/zarządcy AED, a w efekcie na dzień 31 grudnia 2011 roku udział Spółki w Bloku L wynosił 90% (40% poprzez KOV Brunei i 50% poprzez AED SEA), przy czym Spółka pełniła rolę operatora.

Blok L obejmował początkowo obszar około 2.220 $km^2$, na który składały się tereny lądowe oraz płytkie wody przybrzeżne na północy Brunei. Na mocy Powiadomienia ze strony PetroleumBRUNEI datowanego na 6 października 2011 roku ze skutkiem od 28 lutego 2011 roku, KOV Brunei, AED SEA i QAF zrzekły się około 50% Bloku L, zgodnie z warunkami Umowy o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku L, w efekcie czego na dzień 31 grudnia 2011 roku Blok L obejmował obszar około 1.110 $km^2$, na który składały się tereny lądowe oraz płytkie wody przybrzeżne na północy Brunei. Umowa o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku L w Brunei przewiduje okres poszukiwań wynoszący sześć lat od daty zawarcia Umowy o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku L w Brunei (28 sierpnia 2006 roku), dzieląc go na dwa etapy – Etap 1 i Etap 2. Zgodnie z Umową o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku L okres poszukiwawczy przedłużono o rok do dnia 27 sierpnia 2013 roku.

W sierpniu 2010 roku partnerzy w ramach wspólnego przedsięwzięcia zadecydowali o przystąpieniu do Etapu 2 programu poszukiwawczego. Zmienione minimalne zobowiązania dotyczące prac Etapu 2 obejmują: (i) pozyskanie i przetworzenie 13 km danych sejsmicznych 2D z obszaru na lądzie; (ii) pozyskanie i przetworzenie co najmniej 130 $km^2$ danych sejsmicznych 3D, (iii) pozyskanie i przetworzenie 13,5 $km^2$ danych sejsmicznych 3D z badania *swath* obszaru na lądzie, (iv) pozyskanie i przetworzenie co najmniej 34,5 $km^2$ danych sejsmicznych 3D (tereny lądowe) oraz (v) wykonanie co najmniej dwóch odwiertów poszukiwawczych na lądzie o głębokości co najmniej 2.000 metrów każdy. Wykonawca jest zobowiązany do poniesienia w ramach Etapu 2 nakładów w wysokości co najmniej 16 mln USD, zaś zobowiązania dotyczące prac mają zostać wykonane w okresie Etapu 2, który trwa do 27 sierpnia 2013 roku.

**Brunei – Blok M**

Spółka z dniem 15 września 2009 roku stała się posiadaczem 36% udziału w prawie użytkowania górniczego w Umowie o podziale wpływów z wydobycia w Bloku M w Brunei (zwanej dalej „**Umową o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku M**”). Blok M w Brunei jest obszarem lądowym o powierzchni około 3.011 $km^2$ (744 tys. akrów) leżącym bezpośrednio na południe od obszarów, których dotyczą udziały Spółki w Bloku L.

Okres poszukiwawczy na terenie Bloku M wynosi sześć lat od daty zawarcia Umowy o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku M (tj. od 28 sierpnia 2006 roku) i dzieli się na biegnące równolegle dwa etapy – Etap 1 i Etap 2. Zgodnie z warunkami Umowy o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku M w Brunei ostatniego dnia Etapu 1 Strony Bloku M: a) albo zadecydują o zrzeczeniu się 50% obszaru objętego Umową o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku M w Brunei (zwanego dalej „**Obszarem Bloku M objętego Umową**”) i rozpoczną Etap 2; albo b) zadecydują o zrzeczeniu się całego Obszaru Bloku M objętego Umową. Strony Bloku M mogą ubiegać się o zachowanie 50% pierwotnego Obszaru Bloku M objętego Umową, którego są zobowiązane się zrzec (zwanego dalej „**Obszarem Zachowanym Bloku M”**), jeżeli między innymi: (a) Strony Bloku M wypełniły wszystkie Zobowiązania w ramach Etapu 1 Umowy o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku M i zrealizowały wszystkie Wydatki w ramach Etapu 1 Umowy o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku M; oraz (b) Strony Bloku M w ciągu sześciu miesięcy od podjęcia decyzji o zatrzymaniu Obszaru Zachowanego Bloku M podejmą negocjacje nt. nowego porozumienia o podziale wpływów z wydobycia z PetroleumBRUNEI w odniesieniu do zobowiązań Stron Bloku M oraz prac, które mają być przeprowadzone w Obszarze Zachowanym Bloku M.

Dnia 9 lutego 2011 roku Spółka i jej partnerzy zadecydowali o przystąpieniu do Etapu 2, w ramach którego minimalne zobowiązania dotyczące prac do przeprowadzenia w terminie do 27 sierpnia 2012 roku obejmują: (i) pozyskanie i przetworzenie co najmniej 80 km danych sejsmicznych 2D; oraz (ii) wykonanie co najmniej dwóch odwiertów o głębokości co najmniej 1.150 metrów każdy. Na mocy zobowiązań dotyczących prac Strony Bloku M mają obowiązek ponieść podczas Etapu 2 nakłady wynoszące co najmniej 7,325 mln USD. Udział Spółki w minimalnych nakładach wynosi 2,637 mln USD, a ponadto w ramach umowy *farm-in* Spółka zobowiązana jest do sfinansowania dodatkowych 4% (293.000 USD) w odniesieniu do udziału partnera w nakładach.

Na mocy Powiadomienia ze strony PetroleumBRUNEI datowanego na 20 lipca 2011 roku ze skutkiem od 27 sierpnia 2011 roku, Kulczyk Oil Borneo Limited i jej partnerzy w ramach wspólnego przedsięwzięcia zrzekli się około 50% Bloku M zgodnie z warunkami Umowy o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku M, w efekcie czego na dzień 31 grudnia 2011 roku Blok M obejmował obszar około 1.505 km$^2$. Partnerzy w ramach wspólnego przedsięwzięcia złożyli wniosek o ponowne objęcie obszarów, których dotyczyło zrzeczenie.

**Syria – Blok 9**

Za pośrednictwem podmiotu zależnego (100% udziałów) Kulczyk Oil posiada 100% udział w Umowie o Poszukiwaniu, Zagospodarowaniu Złóż i Produkcji Ropy Naftowej (zwanej dalej „**Umową o podziale wpływów z wydobycia**”) pomiędzy rządem Syryjskiej Republiki Arabskiej, spółką Syrian Petroleum Company (zwaną dalej „**SPC**”) oraz Spółką. Umowa weszła w życie 29 listopada 2007 roku. Umowa ta daje Spółce prawo do poszukiwania oraz wydobycia ropy naftowej i gazu na terenie Bloku 9, położonego na północnym-zachodzie Syrii, o powierzchni 10.032 km$^2$.

Na dzień wejścia w życie Umowy o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku 9, Spółka była właścicielem 100% udziału. Zgodnie z umową typu farm-out z datą obowiązywania od 1 września 2010 roku, zatwierdzoną przez władze syryjskie w marcu 2011 roku, Spółka przeniosła 30% udziałów w Bloku 9 na rzecz MENA Hydrocarbons (Syria) Ltd. (zwanej dalej „**MENA**”) ze skutkiem od dnia 17 czerwca 2010 roku. W lipcu 2011 roku władze syryjskie wydały urzędową zgodę na przeniesienie 20% udziału w Umowie o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku 9 na rzecz Ninox Petroleum Pty Ltd. (poprzednio Triton Singapore Pte Limited), prywatnej spółki australijskiej. Niepowiązana spółka posiada prawo do cesji na jej rzecz 5% udziału w Bloku 9, a w efekcie Spółka posiada 45% udział ekonomiczny w Bloku 9, ale ponosi 50% kosztów prac poszukiwawczych.

Zgodnie z warunkami Umowy o podziale wpływów z wydobycia, Etap 1 programu poszukiwawczego trwa cztery lata, a Spółka zobowiązała się pozyskać w tym okresie 350 km$^2$ danych sejsmicznych 3D oraz wykonać dwa odwierty poszukiwawcze. Etap 2 okresu poszukiwawczego trwa trzy lata, a Etap 3 – dwa lata. Spółka może uzyskać przedłużenie koncesji w kolejnych etapach, zobowiązując się wykonać dodatkowe prace w uzgodnionym zakresie.

Jeżeli Spółka zdecyduje się przystąpić do Etapu 2, zrezygnuje na rzecz rządu syryjskiego z 25% obszaru objętego Umową o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku 9 w Syrii (zwanego dalej „**Obszarem**”), po wyłączeniu obszarów zagospodarowanych. Jeżeli Spółka zdecyduje się przystąpić do Etapu 3, zrezygnuje na rzecz rządu syryjskiego z 25% Obszaru, po wyłączeniu obszarów zagospodarowanych. Na zakończenie Programu Poszukiwawczego dla Bloku 9, Spółka zrezygnuje na rzecz rządu syryjskiego z pozostałej części Obszaru, po wyłączeniu obszarów zagospodarowanych.

Władze syryjskie przedłużyły pierwszy okres prac poszukiwawczych w ramach Umowy o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku 9 do dnia 27 października 2012 roku.

*Złoża bez przypisanych rezerw*

| Tabela 6.2<br>Położenie | | Obszar brutto | Obszar netto | Zobowiązania dotyczące prac | Prawa wygasające w ciągu roku |
|---|---|---|---|---|---|
| **BRUNEI** | Blok L | 1.123 $km^2$ | 1.011 $km^2$ (90%) | Etap 1 – zakończony 27 sierpnia 2010 r., zobowiązania dotyczące prac wymagają minimalnych nakładów w wysokości 25,0 mln USD. Status: Etap 1 ukończony, zobowiązania dotyczące prac spełnione. | N/D |
| | | | | Etap 2 – kończy się 27 sierpnia 2013 r., zobowiązania dotyczące prac wymagają minimalnych nakładów w wysokości 16,0 mln USD. Status: Etap 2 trwa. | Nie |
| **BRUNEI** | Blok M | 1.505 $km^2$ | 542 $km^2$ (36%) | Etap 1 – zakończony 27 sierpnia 2011 r., zobowiązania dotyczące prac wymagają minimalnych nakładów w wysokości 12,525 mln USD. Status: Etap 1 ukończony, zobowiązanie do wykonania jednego odwiertu przeniesiono na późniejszy okres do realizacji przed końcem okresu Etapu 2. | N/D |
| | | | | Etap 2 – kończy się 27 sierpnia 2012 r., zobowiązania dotyczące prac wymagają minimalnych nakładów w wysokości 7,325 mln USD. Status: Etap 2 trwa. | Potencjalnie tak, w zależności od wyników wierceń |
| **SYRIA** | Blok 9 | 10.032 $km^2$ | 4.514 $km^2$ (45%) | Etap 1 – przedłużono do dnia 27 października 2012 r., zobowiązania dotyczące prac wymagają minimalnych nakładów w wysokości 7,5 mln USD. Status: Etap 1 trwa, ale działalność operacyjną obecnie zawieszono. | Potencjalnie tak, w zależności od wyników wierceń |
| | | | | Etap 2 – kończy się w listopadzie 2014 r., zobowiązania dotyczące prac wymagają minimalnych nakładów w wysokości 7,0 mln USD. Status: Nie zadecydowano jeszcze o Etapie 2. | N/D |
| | | | | Etap 3 – kończy się w listopadzie 2016 r., zobowiązania dotyczące prac wymagają minimalnych nakładów w wysokości 2,5 mln USD. Status: Nie zadecydowano jeszcze o Etapie 3. | N/D |

***Znaczące czynniki lub niepewność związana ze złożami bez przypisanych rezerw***

Złoża Spółki bez przypisanych rezerw to Blok L w Brunei, Blok M w Brunei oraz Blok 9 w Syrii – w obrębie wszystkich podjęto projekty poszukiwawczo-rozpoznawcze, czego efektem było wykonanie odwiertów poszukiwawczych w 2010 i 2011 roku lub będzie wykonanie odwiertów poszukiwawczych w najbliższych latach, poczynając od 2012 roku. Nie ma pewności, czy wykonanie tych odwiertów poskutkuje odkryciem zdatnych do wydobycia rezerw w ilościach komercyjnych.

Spółka zawiesiła działalność poszukiwawczą w Syrii na czas nieokreślony ze względu na coraz trudniejsze warunki operacyjne, ale będzie nadal je monitorować, żeby ocenić, kiedy możliwe będzie wznowienie działań operacyjnych w Syrii. Władze syryjskie przedłużyły okres 1 Etapu poszukiwawczego z Umowy o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku 9 do 27 października 2012 r.

W dającej się przewidzieć przyszłości Spółka będzie prowadzić działania poszukiwawcze, takie jak programy pozyskiwania danych sejsmicznych oraz odwierty poszukiwawcze, wymagające usług świadczonych przez strony trzecie. Rynek takich usług w Brunei i Syrii jest stosunkowo ograniczony, w następstwie czego usługi te mogą być nabywane po kosztach innych niż na rynku, gdzie usługi takie są szerzej dostępne, a tym samym korzystniej wycenione. Zwłaszcza odnosi się to do Syrii, gdzie sankcje gospodarcze nałożone przez różne kraje zmniejszyły liczbę międzynarodowych firm świadczących usługi na tym rynku.

**Kontrakty terminowe**

Spółka nie ma kontraktów terminowych.

***Dodatkowe informacje dotyczące kosztów likwidacji i rekultywacji***

Szacowane koszty likwidacji i rekultywacji, wykorzystywane przez RPS do szacunków, bazują na rozmowach z inżynierami Spółki, którzy z kolei dokonali oceny informacji dostarczonych przez pracujący na Ukrainie personel terenowy i techniczny, dysponujący doświadczeniem z czterech pól na Ukrainie, gdzie prowadzone jest wydobycie. Spółka spodziewa się ponieść koszty likwidacji i rekultywacji w odniesieniu do 25 odwiertów (17,5 odwiertów netto) i nie spodziewa się ponosić kosztów likwidacji i rekultywacji w ciągu najbliższych trzech lat. Wszystkie przyszłe koszty likwidacji i rekultywacji odjęto przy określaniu przyszłych przychodów netto (w ujęciach: 100% prawa użytkowania górniczego pól i 70% prawa użytkowania górniczego pól dla KOV). Wszystkie koszty uwzględniono w raporcie RPS.

**PRZYSZŁE KOSZTY LIKWIDACJI I REKULTYWACJI**
**100% prawa użytkowania górniczego pól**

| **Tabela 6.4 – 100%**<br>**Rok** | **Ogółem rezerwy potwierdzone oszacowane w oparciu o prognozowane ceny i koszty[(1)]** | **Ogółem rezerwy potwierdzone oszacowane w oparciu o prognozowane ceny i koszty[(1)]** | **Ogółem rezerwy potwierdzone plus prawdopodobne oszacowane w oparciu o prognozowane ceny i koszty[(1)]** | **Ogółem rezerwy potwierdzone plus prawdopodobne oszacowane w oparciu o prognozowane ceny i koszty[(1)]** |
|---|---|---|---|---|
| | **(niezdyskontowane)** (mln USD) | **(zdyskontowane stopą 10%)** (mln USD) | **(niezdyskontowane)** (mln USD) | **(zdyskontowane stopą 10%)** (mln USD) |
| 2011 | - | - | - | - |
| 2012 | - | - | - | - |
| 2013 | - | - | - | - |
| Ogółem za trzy lata | - | - | - | - |
| Kwota pozostała | 4,7 | 2,9 | 4,9 | 3,1 |
| Ogółem za wszystkie lata | 4,7 | 2,9 | 4,9 | 3,1 |

Uwaga (1): Koszty po odjęciu szacowanej wartości końcowej

**PRZYSZŁE KOSZTY LIKWIDACJI I REKULTYWACJI**
**70% prawa użytkowania górniczego pól dla KOV**

| **Tabela 6.4 – 70%**<br>**Rok** | **Ogółem rezerwy potwierdzone oszacowane w oparciu o prognozowane ceny i koszty[(1)]** | **Ogółem rezerwy potwierdzone oszacowane w oparciu o prognozowane ceny i koszty[(1)]** | **Ogółem rezerwy potwierdzone plus prawdopodobne oszacowane w oparciu o prognozowane ceny i koszty[(1)]** | **Ogółem rezerwy potwierdzone plus prawdopodobne oszacowane w oparciu o prognozowane ceny i koszty[(1)]** |
|---|---|---|---|---|
| | **(niezdyskontowane)** (mln USD) | **(zdyskontowane stawką 10%)** (mln USD) | **(niezdyskontowane)** (mln USD) | **(zdyskontowane stopą 10%)** (mln USD) |
| 2011 | - | - | - | - |
| 2012 | - | - | - | - |
| 2013 | - | - | - | - |
| Ogółem za trzy lata | - | - | - | - |
| Kwota pozostała | 3,3 | 2,0 | 3,4 | 2,9 |
| Ogółem za wszystkie lata | 3,3 | 2,0 | 3,4 | 2,9 |

Uwaga (1): Koszty po odjęciu szacowanej wartości końcowej

***Perspektywy podatkowe***

Spółka podlega obecnie opodatkowaniu na Ukrainie i oczekuje się, że nadal będzie podlegać opodatkowaniu.

***Poniesione koszty***

W roku obrotowym 2011 Spółka dokonała nakładów inwestycyjnych w wysokości 39,8 mln USD w związku ze swoimi złożami ropy naftowej i gazu ziemnego. W poniższej tabeli przedstawiono nakłady inwestycyjne Spółki według krajów i rodzajów (w tysiącach USD):

| **Tabela 6.6** | **Koszty nabycia złoża** | | **Koszty poszukiwań** | **Koszty zagospodarowania** |
|---|---|---|---|---|
| | Złoża potwierdzone | Złoża niepotwierdzone | | |
| **Brunei** | 0 | 0 | 6 252 | 0 |
| **Syria** | 0 | 0 | 3 563 | 0 |
| **Ukraina** | 0 | 0 | 1 377 | 28 781 |
| **Ogółem** | 0 | 0 | **11 192** | **28 561** |

**Działalność poszukiwawcza i związana z zagospodarowaniem złóż**

Poniższa tabela podsumowuje wyniki wierceń Spółki. Spółka nie prowadziła wierceń, ani też nie uczestniczyła w wierceniach dotyczących jej aktywów w Brunei, Ukrainie i Syrii przed 2010 rokiem. Spółka spodziewa się przetestować część odwiertów lub wszystkie odwierty wykonane w Brunei i przewiduje wykonanie dodatkowych odwiertów poszukiwawczych w Brunei oraz Syrii. Przewiduje się dalsze odwierty poszukiwawcze i produkcyjne na Ukrainie. Nie wykonywano odwiertów serwisowych, ani służących badaniom stratygraficznym.

| **Tabela 6.7** | **Poszukiwania** | | **Zagospodarowanie** | | **Ogółem** | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | Brutto | Netto | Brutto | Netto | Brutto | Netto |
| **2011** | | | | | | |
| Ukraińskie odwierty gazowe/kondensatowe | 1,0 | 0,7 | 4,0 | 2,8 | 5,0 | 3,5 |
| Odwierty orurowane w Brunei | - | - | - | - | - | - |
| Odwierty negatywne i zlikwidowane | - | - | - | - | - | - |
| Odwierty ogółem | 1,0 | 0,7 | 4,0 | 2,8 | 5,0 | 3,5 |
| Odsetek sukcesów (%) | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 |
| Średni udział w prawie użytkowania górniczego (%) | 70 | 70 | 70,00 | 70,00 | 70,00 | 70,00 |

**Oszacowania wydobycia**

W poniższej tabeli podsumowano wolumen szacowanego wydobycia brutto (przed royalties - opłatami i rentami za nadania górnicze) Spółki w 2012 roku, który wykorzystano przy oszacowaniu przyszłych przychodów netto w Raporcie RPS dotyczącym Ukrainy w oparciu o prognozowane ceny i koszty.

**Tabela 6.8**

**Oszacowanie wydobycia w 2012 r.**
**100% prawa użytkowania górniczego pól**

| Kategoria rezerw | Konwencjonalny gaz ziemny (MMcf) | Naturalny gaz płynny (Mbbl) | Ekwiwalent ropy naftowej (MBOE) (1) |
|---|---|---|---|
| **Rezerwy potwierdzone brutto** | **6 753,7** | **53,0** | **1 178,6** |
| Znaczące pola (2) | | | |
| - pole Olgowskoje | 3 199,7 | 33,6 | 566,9 |
| - pole Makiejewskoje | 3 106,0 | 19,2 | 536,9 |
| **Rezerwy prawdopodobne brutto** | **1 037,2** | **19,4** | **192,2** |
| Znaczące pola (2) | | | |
| - pole Olgowskoje | 706,7 | 13,2 | 130,9 |
| - pole Makiejewskoje | 300,0 | 6,2 | 56,2 |

Uwagi:

(1) Zob. informacje dotyczące współczynnika konwersji BOE na stronie 30 niniejszego dokumentu.

(2) Znaczące pola to pola stanowiące 20% lub więcej szacowanego wydobycia w 2012 roku. Wszystkie znaczące pola produkcyjne Spółki znajdują się na Ukrainie.

**Tabela 6.8**

**Oszacowanie wydobycia w 2012 r.**
**70% prawa użytkowania górniczego pól dla KOV**

| Kategoria rezerw | Konwencjonalny gaz ziemny (MMcf) | Naturalny gaz płynny (Mbbl) | Ekwiwalent ropy naftowej (MBOE) (1) |
|---|---|---|---|
| **Rezerwy potwierdzone brutto** | **4 727,6** | **37,1** | **825,1** |
| Znaczące pola (2) | | | |
| - pole Olgowskoje | 2 239,8 | 23,5 | 396,8 |
| - pole Makiejewskoje | 2 174,2 | 13,5 | 375,8 |
| **Rezerwy prawdopodobne brutto** | **726,0** | **13,6** | **134,6** |
| Znaczące pola (2) | | | |
| - pole Olgowskoje | 494,7 | 9,2 | 91,6 |
| - pole Makiejewskoje | 210,0 | 4,3 | 39,3 |

Uwagi:
(1) Zob. informacje dotyczące współczynnika konwersji BOE na stronie 30 niniejszego dokumentu.
(2) Znaczące pola to pola stanowiące 20% lub więcej szacowanego wydobycia w 2012 roku. Wszystkie znaczące pola produkcyjne Spółki znajdują się na Ukrainie.

*Historia wydobycia*

W poniższych tabelach przedstawiono średnie wolumeny produkcji dziennej KOV i uzyskane ceny jednostkowe, opłaty i renty za nadania górnicze, koszty operacyjne oraz wartość retroaktywną netto we wskazanych okresach. Wszystkie przedstawione informacje odnoszą się do działalności Spółki na Ukrainie.

| **Tabela 6.9-1** | **2011** | | | |
|---|---|---|---|---|
| | **31 grudnia** | **30 września** | **30 czerwca** | **31 marca** |
| **Przeciętna produkcja dzienna – 100% prawa użytkowania górniczego pól** | | | | |
| Gaz (Mcf/d) | 12 053,82 | 10 090,81 | 6 030,48 | 6 046,32 |
| NGL (bbl/d) | 124,92 | 78,23 | 53,42 | 54,01 |
| Łącznie (BOE/d) | 2 135,03 | 1 766,56 | 1 056,81 | 1 062,51 |
| **Przeciętna produkcja dzienna – 70% prawa użytkowania górniczego pól dla KOV** | | | | |
| Gaz (Mcf/d) | 8 437,68 | 7 063,57 | 4 221,33 | 4 232,42 |
| NGL (bbl/d) | 87,44 | 54,76 | 37,39 | 37,81 |
| Łącznie (BOE/d) | 1 494,53 | 1 236,59 | 739,77 | 743,75 |
| **Średnia uzyskana cena** | | | | |
| Gaz (USD/Mcf) | 11,75 | 10,53 | 8,94 | 8,03 |
| NGL (USD/bbl) | 96,81 | 102,83 | 102,75 | 84,74 |
| Łącznie (USD/BOE) | 72,06 | 64,93 | 56,14 | 50,03 |
| **Opłaty opłaty i renty za nadania górnicze (royalties)** | | | | |
| Gaz (USD/Mcf) | (1,95) | (1,71) | (1,52) | (1,38) |
| NGL (USD/bbl) | (0,05) | (0,05) | (0,05) | (0,05) |
| Łącznie (USD/BOE) | (13,99) | (12,30) | (11,29) | (10,29) |
| **Koszty operacyjne** | | | | |
| Łączne (USD/BOE) | (5,69) | (5,46) | (7,68) | (7,36) |
| Transport | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| **Uzyskana wartość retroaktywna netto** | | | | |
| Łącznie (USD/BOE) | 52,37 | 47,18 | 37,18 | 32,38 |

**Wolumen wydobycia**
**za rok zakończony 31 grudnia 2011 r.**

W poniższej tabeli przedstawiono odpowiadający 70% udziałowi Spółki w prawie użytkowania górniczego ogólny wolumen wydobycia razem z wolumenami wydobycia dla wszystkich ważnych pól za ostatni zakończony rok obrotowy Spółki. Wolumen wydobycia odpowiada 70% udziałowi Spółki w prawie użytkowania górniczego za rok zakończony dnia 31 grudnia 2011 roku.

| **Tabela 6.9-2b** | **Konwencjonalny gaz ziemny (MCF)** | **Naturalny gaz płynny (Bbls)** | **Ekwiwalent ropy naftowej (BOE)** (1) |
|---|---|---|---|
| Wolumen wydobycia ogółem | 2 192 043 | 20 180 | 385 520 |
| Wolumen wydobycia na Ukrainie | 2 192 043 | 20 180 | 385 520 |
| Ważne pola: | | | |
| – Olgowskoje (Ukraina) | 985 010 | 14 141 | 178 309 |
| – Makiejewskoje (Ukraina) | 797 256 | 5 868 | 138 744 |

Uwaga (1): Zob. informacje dotyczące współczynnika konwersji BOE na stronie 30 niniejszego dokumentu.

## SKRÓTY I PRZELICZENIA

| ROPA NAFTOWA I GAZ ZIEMNY | | GAZ ZIEMNY | |
|---|---|---|---|
| Bbl | baryłka | Mscf | tysiąc standardowych stóp sześciennych |
| Bbls | baryłki | MMscf | milion standardowych stóp sześciennych |
| Mbbls | tysiąc baryłek | Mscf/d | tysiąc standardowych stóp sześciennych dziennie |
| MMbbls | milion baryłek | MMscf/d | milion standardowych stóp sześciennych dziennie |
| MSTB | tysiąc baryłek w warunkach powierzchniowych | MMBTU | milion brytyjskich jednostek cieplnych |
| Bbls/d | baryłek dziennie | Bscf | miliard standardowych stóp sześciennych |
| NGL | ciekłe frakcje gazu ziemnego/kondensat | GJ | gigadżul |
| STB | baryłki w warunkach powierzchniowych | | |
| STB/d | baryłek w warunkach powierzchniowych dziennie | | |

## INNE

| | |
|---|---|
| **BOE** | Baryłka ekwiwalentu ropy przy założeniu, że 1 baryłka ropy odpowiada 6 Mscf gazu ziemnego. Określenie BOE może wprowadzać w błąd, szczególnie jeśli występuje w oderwaniu od kontekstu. Współczynnik konwersji BOE, gdzie 6 Mscf gazu odpowiada jednej baryłce ropy naftowej, wynika z metody zakładającej równoważność energetyczną w odniesieniu do danych z pomiarów uzyskanych na końcówce palnika, co nie odnosi się do wartości występujących na głowicy. |
| **BOE/d** | Baryłka ekwiwalentu ropy naftowej dziennie |
| **McfGE** | Tysiąc stóp ekwiwalentu gazu ziemnego. Podobnie jak w przypadku BOE, określenie McfGE może wprowadzać w błąd, szczególnie jeśli występuje w oderwaniu od kontekstu. Współczynnik konwersji McfGE, gdzie 1 Bbl odpowiada 6 Mcf, wynika z metody zakładającej równoważność energetyczną w odniesieniu do danych z pomiarów uzyskanych na końcówce palnika, co nie odnosi się do wartości występujących na głowicy. |
| **$m^3$** | metry sześcienne |

**RPS Energy**
Suite 1400, 800 – Fifth Avenue S.W., Calgary, Alberta T2P 3T6 Kanada
Tel: +1 403 265 7226 Fax: +1 403 269 3175 www.rpsgroup.com www.apa-inc.com

23 marca 2012 r.

Rada Dyrektorów
Kulczyk Oil Ventures Inc.
Suite 1170, 700 4th Avenue S.W.
Calgary, AB
Kanada, T2P 3J4

**Dotyczy: Formularz 51-101F2, Raport nt. danych o rezerwach**

1. Dokonaliśmy oceny danych o rezerwach Wiergunskoje, Makiejewskoje i Krutogorowskoje (na Ukrainie) należących do Kulczyk Oil Ventures Inc. (zwanej dalej „Spółką") według stanu na dzień 31 grudnia 2011 r. Dane o rezerwach są oszacowaniami rezerw potwierdzonych i rezerw prawdopodobnych oraz związanych z nimi przyszłych przychodów netto według stanu na dzień 31 grudnia 2011 r., oszacowanych w oparciu o prognozowane ceny i koszty.

2. Odpowiedzialność za dane o rezerwach spoczywa na Kierownictwie Spółki. Naszym zadaniem jest wyrażenie opinii na temat danych o rezerwach w oparciu o naszą ocenę. Oceny dokonaliśmy zgodnie ze standardami przedstawionymi w dokumencie *Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook* („Kanadyjskie wytyczne do oceny rezerw ropy naftowej i gazu") (zwanym dalej „Wytycznymi COGE"), opracowanym wspólnie przez Stowarzyszenie Inżynierów ds. Oceny Złóż Naftowych (*Society of Petroleum Evaluation Engineers*) (sekcja Calgary) oraz Kanadyjski Instytut Górnictwa, Hutnictwa i Przemysłu Naftowego (*Canadian Institute of Mining, Metallurgy & Petroleum*) (Towarzystwo Naftowe).

3. Standardy te wymagają, aby ocena była zaplanowana i przeprowadzona w taki sposób, aby uzyskać wystarczającą pewność, że dane o rezerwach nie zawierają istotnych nieścisłości. Ocena obejmuje również sprawdzenie, czy dane o rezerwach są zgodne z zasadami i definicjami przedstawionymi w Wytycznych COGE.

4. Poniższa tabela przedstawia szacowane przyszłe przychody netto (przed podatkiem dochodowym) przypisane rezerwom potwierdzonym plus prawdopodobnym razem - oszacowane w oparciu o prognozowane ceny i koszty oraz obliczone przy zastosowaniu stopy dyskonta wynoszącej 10% - uwzględnione w danych o rezerwach Spółki, których oceny dokonaliśmy za rok zakończony 31 grudnia 2011 r. Tabela precyzuje też części, których oceny dokonaliśmy oraz przedstawiliśmy dotyczące ich sprawozdanie Kierownictwu i Radzie Dyrektorów Spółki:

| Niezależny kwalifikowany podmiot dokonujący oceny rezerw | Opis Raportu z oceny | Data sporządzenia Raportu z oceny | Położenie rezerw | Wartość bieżąca netto przyszłych przychodów netto przed podatkiem dochodowym, Rezerwy potwierdzone plus prawdopodobne w mln USD, stopa dyskonta 10% | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | Audytowane | Ocenione | Poddane przeglądowi |
| RPS Energy | „Ocena rezerw gazu ziemnego dla udziałów w koncesjach Wiergunskoje, Olgowskoje, Makiejewskoje i Krutogorowskoje na Ukrainie w oparciu o prognozowane ceny i koszty na dzień 31 grudnia 2011 r. – Kulczyk Oil Ventures Inc”. | 20 marca 2012 r. | Ukraina | N/D | 162,8 | N/D |

5. W naszej opinii dane o rezerwach, które zostały przez nas oszacowane, zostały pod wszystkimi istotnymi względami ustalone i podane zgodnie z Wytycznymi COGE. Nie wyrażamy opinii na temat danych o rezerwach, które poddaliśmy przeglądowi, ale nie audytowi lub ocenie.

6. Nie spoczywa na nas obowiązek aktualizacji naszych raportów, o których mowa w pkt. 4, w celu uwzględnienia zdarzeń i okoliczności, które zaszły po dacie ich sporządzenia.

7. Ponieważ dane o rezerwach opierają się na subiektywnych ocenach dotyczących przyszłych zdarzeń, rzeczywiste wyniki podlegają zmianom, a zmiany te mogą być istotne.

Sporządzono w odniesieniu do powyższego sprawozdania:

RPS Energy Canada Ltd.

_____ *[faksymile podpisu]* _____

Brian D. Weatherill, P.Eng.

ZAŁĄCZNIK C

# Formularz 51-101 F3

# RAPORT KIEROWNICTWA I RADY DYREKTORÓW NT. UJAWNIONYCH INFORMACJI DOTYCZĄCYCH ROPY NAFTOWEJ I GAZU

Niniejszy formularz został wymieniony w pkt. 3 sekcji 2.1 Zarządzenia Krajowego (*National Instrument*) 51-101 *Standards of Disclosure for Oil and Gas Activities* („Obowiązki informacyjne dotyczące działalności w sektorze ropy naftowej i gazu") (zwanego dalej „NI 51-101").

1. Terminy, których znaczenie podano w dokumencie NI 51-101, mają takie samo znaczenie w niniejszym formularzu.
2. Sprawozdanie, o którym mowa w pkt. 3 sekcji 2.1 dokumentu NI 51-101, powinno we wszystkich istotnych aspektach odpowiadać poniższemu wzorowi:

## Raport Kierownictwa i Rady Dyrektorów na temat danych o rezerwach oraz innych informacji

Kierownictwo Kulczyk Oil Ventures Inc. (zwanej dalej „**Spółką**") jest odpowiedzialne za sporządzenie i ujawnienie informacji dotyczących działalności Spółki związanej z ropą naftową i gazem, zgodnie z wymogami regulacji odnoszących się do papierów wartościowych. Informacje te obejmują dane o rezerwach, które są oszacowaniami rezerw potwierdzonych i prawdopodobnych oraz związanych z nimi przyszłych przychodów netto według stanu na dzień 31 grudnia 2011 r. (koniec ostatniego zakończonego roku obrotowego), oszacowanych w oparciu o prognozowane ceny i koszty.

Spółka zleciła niezależnemu kwalifikowanemu podmiotowi dokonującemu oceny rezerw (RPS Energy) ocenę danych Spółki o rezerwach oraz przedłożyła pismo RPS Energy – wg wymagań 51-101 F2 – wraz z formularzem 51-101 F1 Oświadczeniem o stanie rezerw.

Rada Dyrektorów dokonała przeglądu procedur Spółki służących gromadzeniu i sprawozdawczości innych informacji dotyczących działalności związanej z ropą naftową i gazem oraz dokonała ich przeglądu wraz z Kierownictwem Spółki. Rada Dyrektorów zatwierdziła:

(a) treść oraz przedłożenie organom regulującym obrót papierami wartościowymi formularza 51-101 F1, zawierającego informacje dotyczące działalności Spółki związanej z ropą naftową i gazem;

(b) treść oraz przedłożenie organom regulującym obrót papierami wartościowymi formularza 51-101 F2, stanowiącego sprawozdanie niezależnego kwalifikowanego podmiotu dokonującego oceny rezerw; oraz

(c) treść oraz przedłożenie niniejszego raportu.

| | |
|---|---|
| *(podpisano: Timothy M. Elliott)* | *(podpisano: Norman W. Holton* |
| Timothy M. Elliott<br>Prezes Zarządu i Dyrektor Generalny | Norman W. Holton<br>Dyrektor, Wiceprzewodniczący Rady Dyrektorów |
| *(podpisano: Helmut J. Langanger* | *(podpisano: Michael A. McVea* |
| Helmut J. Langanger<br>Dyrektor, Przewodniczący Komitetu ds. Rezerw | Michael A. McVea<br>Dyrektor, Członek Komitetu ds. Rezerw |

29 marca 2012 r.

KULCZYK
OIL VENTURES

# KOMITET DS. OCENY REZERW

## ZAKRES KOMPETENCJI

*Przyjęty przez Radę Dyrektorów w dniu 21 grudnia 2006 r.*
*i zmieniony w dniu 12 listopada 2009 r.*

## SKŁAD, PROCEDURY I ORGANIZACJA

1. Komitet ds. Oceny Rezerw (dalej zwany „**Komitetem**") korporacji Kulczyk Oil Ventures Inc. (dalej zwanej „**Korporacją**") składa się z nie mniej niż trzech członków Rady Dyrektorów (dalej zwanej „**Radą Dyrektorów**"), z których większość musi spełniać wymogi Zarządzenia Krajowego 51-101 *„Obowiązki informacyjne dotyczące działalności w sektorze ropy naftowej i gazu ziemnego"* (National Instrument 51-101 *Standards of Disclosure for Oil and Gas Activities,* dalej zwanego „**NI 51-101**") i ponadto być „niezależna" w rozumieniu Zarządzenia Krajowego 52-110 *„Komitety Audytu"* (National Instrument 52-110 *Audit Committees*, dalej zwanego „**NI 52-110**") (dalej zwani łącznie „**Członkami Niezależnymi**").

2. Rada Dyrektorów, na swoim spotkaniu organizacyjnym odbywającym się przy okazji corocznego walnego zgromadzenia akcjonariuszy Korporacji, mianuje członków Komitetu na rok następny. Jeżeli Rada Dyrektorów nie ustanowi składu Komitetu, to osoby, które były członkami Komitetu w roku bezpośrednio poprzedzającym ostatnie coroczne walne zgromadzenie akcjonariuszy Korporacji, jeśli pozostają na stanowisku dyrektora Korporacji i nadal są uprawnione do zasiadania w Komitecie, należy uznać za ponownie wybrane do składu Komitetu. W dowolnym momencie Rada Dyrektorów może odwołać lub wyznaczyć zastępstwo za każdego członka Komitetu oraz wypełnić wakat w składzie Komitetu.

## PRZEWODNICZĄCY KOMITETU

3. Jeżeli Rada Dyrektorów nie wyznaczy przewodniczącego Komitetu, członkowie Komitetu wybierają przewodniczącego (dalej zwanego „**Przewodniczącym**") spośród siebie.

4. Przewodniczący musi być Członkiem Niezależnym.

5. Przewodniczący stoi na czele Komitetu i dba o wywiązywanie się Komitetu z jego obowiązków wynikające z posiadanego mandatu.

6. Obowiązki Przewodniczącego:

   (a) przewodniczenie pracom w celu podniesienia efektywności działań Komitetu;

(b) podejmowanie wszystkich uzasadnionych kroków celem zapewnienia, aby zadania i obowiązki Komitetu, wynikające z posiadanego mandatu, były właściwie rozumiane przez członków Komitetu i możliwie jak najskuteczniej realizowane;

(c) wspieranie etycznego i odpowiedzialnego sposobu podejmowania decyzji przez Komitet i poszczególnych jego członków;

(d) przewodzenie Komitetowi w sposób efektywny i nadzorowanie wszystkich kwestii związanych z kierowaniem i zarządzaniem Komitetem przy wypełnianiu obowiązków wynikających z posiadanego mandatu;

(e) nadzór nad strukturą Komitetu, jego składem, członkostwem i działaniami delegowanymi do Komitetu;

(f) sporządzanie planu każdego spotkania Komitetu;

(g) przewodniczenie wszystkim posiedzeniom Komitetu, w tym posiedzeniom zamkniętym i niejawnym („*in camera*"); jeżeli Przewodniczący jest nieobecny na posiedzeniu, to obecni na nim członkowie Komitetu wybierają Niezależnego Członka Komitetu, który będzie przewodniczył posiedzeniu;

(h) zachęcanie członków Komitetu do zadawania pytań i wyrażania własnych spostrzeżeń na posiedzeniach;

(i) skuteczne niwelowanie rozbieżności podglądów i konstruktywne dążenie do podjęcia decyzji i osiągnięcia porozumienia;

(j) zapewnienie, aby posiedzenia Komitetu były odrębne, cykliczne, zamknięte i niejawne („*in camera*"), bez udziału kierownictwa;

(k) zapewnienie odrębnych, systematycznych, zamkniętych posiedzeń Komitetu z personelem wewnętrznym lub konsultantami zewnętrznymi, wedle potrzeb lub uznania i bez udziału kierownictwa;

(l) zapewnienie, aby posiedzenia Komitetu były odrębne, cykliczne, zamknięte i niejawne („*in camera*"), bez udziału kierownictwa;

(m) sporządzanie w niezbędnym zakresie sprawozdań dla Komitetu Audytu Korporacji nt. działalności, wniosków i ewentualnych zaleceń Komitetu;

(n) po każdym posiedzeniu Komitetu, sporządzanie sprawozdań dla Rady Dyrektorów dotyczących działalności i ewentualnych zaleceń Komitetu;

(o) dbanie o to, aby dokumentacja będąca w posiadaniu Komitetu każdorazowo była dostępna na wniosek każdego dyrektora Korporacji;

(p) zapewnienie członkom Komitetu, poprzez podjęcie wszystkich stosownych kroków, dostępu do pisemnej informacji i sprawozdań kierownictwa celem wypełnienia mandatu Komitetu;

(q) dbanie o przeprowadzenie oceny pracy Komitetu i przewodniczącego, zachęcając wszystkich członków Komitetu, innych dyrektorów i właściwych członków kierownictwa do wyrażenia własnej opinii;

(r) zatrudnianie, nadzorowanie, wynagradzanie i rozwiązywanie umów z niezależnymi konsultantami wspierającymi pracę Komitetu; oraz

(s) realizacja wszelkich innych stosownych zadań i obowiązków wyznaczonych przez Radę Dyrektorów lub delegowanych przez Komitet.

## POSIEDZENIA KOMITETU

7. Komitet zbiera się raz do roku przed zatwierdzeniem przez Radę Dyrektorów rocznego sprawozdania finansowego Korporacji oraz sprawozdań i oświadczeń wspomnianych w sekcji 2.1 rozporządzenia NI 51-101, jak również w późniejszym terminie według wskazówek Rady Dyrektorów lub z własnej inicjatywy w zależności od okoliczności.

8. Przewodniczący wyznacza sekretarza każdego posiedzenia, który protokołuje jego przebieg. Protokół z posiedzenia jest sporządzany na piśmie i należycie archiwizowany w aktach Korporacji. Protokół jest dostępny dla wszystkich członków Rady Dyrektorów.

9. Kworum wymaga obecności większości członków Komitetu, osobiście lub za pośrednictwem telefonu bądź innego systemu do telekomunikacji, umożliwiającego wszystkim uczestnikom spotkania mówienie i słyszenie siebie nawzajem.

10. Komitet może mieć dostęp i bezpośredni kontakt z każdym pracownikiem, podwykonawcą, dostawcą, klientem lub inną osobą, z którą Korporacja utrzymuje stosunki gospodarcze, w celu potwierdzenia informacji lub badania spraw leżących w jego kompetencjach.

11. Zawiadomienia o zwołaniu posiedzenia kierowane są do wszystkich członków Komitetu, Dyrektora Generalnego, przewodniczącego Rady Dyrektorów, wiceprzewodniczącego Rady Dyrektorów i wszystkich pozostałych dyrektorów.

## SPRAWOZDAWCZOŚĆ

12. Komitet przekazuje Radzie Dyrektorów wyciąg z przebiegu wszystkich posiedzeń i swoich zaleceń wraz z egzemplarzem protokołu z posiedzenia w celu archiwizowania w aktach Korporacji. W przypadku, gdy nie sporządzono jeszcze protokołu, przewodniczący przekazuje Radzie Dyrektorów - na jej życzenie - informację ustną.

13. Wszystkie informacje będące przedmiotem przeglądu i dyskusji w Komitecie na każdym posiedzeniu są archiwizowane i udostępniane do wglądu Radzie Dyrektorów - na jej życzenie skierowane na ręce przewodniczącego.

## ZAKRES OBOWIĄZKÓW KOMITETU

14. Ogólny zakres obowiązków Komitetu obejmuje nadzór nad oceną rezerw ropy naftowej i gazu ziemnego Korporacji, w tym zatrudnienie „niezależnej" (zgodnie z definicją tego terminu w NI 51-101) firmy inżynieryjnej (dalej zwanej „**Firmą Inżynieryjną**") będącej „kwalifikowanym podmiotem dokonującym oceny rezerw" (zgodnie z definicją tego terminu w NI 51-101) w celu sporządzenia raportu (dalej zwanego „**Raportem**") z oceny rezerw ropy naftowej i gazu ziemnego Korporacji, w tym wszystkich informacji wymaganych zgodnie z Formularzem 51-101F1 i Formularzem 51-101F2 na podstawie NI 51-101, zgodnie z wszystkimi wymogami NI 51-101, a także odbywanie posiedzeń z przedstawicielami Firmy Inżynieryjnej i kierownictwem w celu omówienia sporządzania Raportu i wniosków zawartych w Raporcie.

### *Ogólny zakres obowiązków*

15. Ogólny zakres obowiązków Komitetu obejmuje:

(a) omawianie i analiza, wraz z kierownictwem, kwestii wyboru Firmy Inżynieryjnej uprawnionej do sporządzenia raportu z oceny rezerw ropy naftowej i gazu ziemnego Korporacji;

(b) rozpatrywanie i analiza, wraz z kierownictwem, zmiany Firmy Inżynieryjnej;

(c) przyjmowanie Raportu i ocena głównych założeń, na których się opiera;

(d) rozpatrywanie i ocena wkładu Korporacji w Raport oraz kluczowych założeń ujętych w Raporcie;

(e) przedkładanie Radzie Dyrektorów raportu (dalej zwanego „**Raportem Komitetu**") z wyników takiej oceny i rekomendowanie przyjęcia bądź odrzucenia Raportu przez Radę Dyrektorów; oraz

(f) rozpatrywanie potrzeby przeglądu i sporządzania dla Rady Dyrektorów sprawozdania nt. zakresu dorocznego przeglądu Firmy Inżynieryjnej.

*Szczegółowy zakres obowiązków*

16. Przed złożeniem Raportu Komitetu Radzie Dyrektorów, Komitet:

(a) dokonuje przeglądu procedur Korporacji w zakresie publikowania informacji dotyczących „działalności w sektorze ropy naftowej i gazu ziemnego" (zgodnie z definicją w NI 51-101), w tym jej procedur w zakresie wypełniania obowiązków informacyjnych i ich ograniczeń, zgodnie z odpowiednimi przepisami dotyczącymi papierów wartościowych;

(b) dokonuje oceny kwestii wyznaczenia Firmy Inżynieryjnej, a w przypadku proponowanej zmiany –uzasadnia taką propozycję i ustala, czy pomiędzy Firmą Inżynieryjną a kierownictwem miały miejsce spory;

(c) dokonuje przeglądu procedur Korporacji w zakresie przekazywania informacji Firmie Inżynieryjnej;

(d) odbywa posiedzenie z kierownictwem i Firmą Inżynieryjną w celu:

(i) zidentyfikowania ewentualnych ograniczeń zdolności Firmy Inżynieryjnej w zakresie sporządzenia raportu na temat „danych dotyczących rezerw" (zgodnie z definicją w NI 51-101) „bez zastrzeżeń" (zgodnie z definicją w NI 51-101) oraz

(ii) dokonania przeglądu „danych dotyczących rezerw" i Raportu;

(e) dokonuje przeglądu pozycji wspomnianych w sekcji 3.4(e) zarządzenia NI 51-101 i formułuje rekomendację dla Rady Dyrektorów odnośnie zatwierdzenia bądź odrzucenia treści i złożenia oświadczeń i sprawozdań wspomnianych w sekcji 3.4(e) zarządzenia NI 51-101;

(f) odbywa zamknięte i niejawne („*in camera*") posiedzenie z przedstawicielami Firmy Inżynieryjnej w celu omówienia Raportu, w tym między innymi:

(i) zakresu prac wykonywanych przez Firmę Inżynieryjną na rzecz Korporacji, a w szczególności związanych z nimi ograniczeń lub „zastrzeżeń" (zgodnie z definicją w NI 51-101);

(ii) szczegółowych informacji o związkach pomiędzy Firmą Inżynieryjną a Korporacją, które mogą mieć wpływ na jej niezależność bądź być postrzegane jako takie;

(iii) procesu realizowanego przez Firmę Inżynieryjną w ramach analizy rezerw;

(iv) źródeł informacji dla potrzeb Raportu;

(v) ewentualnych przesłanek nasuwających Firmie Inżynieryjnej przypuszczenie, że informacje jej przekazane nie są dokładne ani prawidłowe;

(vi) czy Firma Inżynieryjna miała dostęp do ewentualnych informacji, które uważa za istotne do wykonania swoich prac i zapewnienia spełnienia wymogów NI 51-101;

(vii) omówienia prognoz cen i kosztów zastosowanych w Raporcie i dalszej aktualności zastosowanych założeń;

(viii) omówienia zastosowanych założeń w zakresie sprzedaży ropy naftowej i gazu oraz dalszej aktualności takich założeń w opinii Firmy Inżynieryjnej;

(ix) omówienia rezerw dodanych i rezerw zweryfikowanych od daty poprzedniego raportu z rezerw Korporacji do daty bieżącego Raportu oraz przesłanek takiej weryfikacji,

(x) rozpatrywania kosztów operacyjnych, udziału w prawie użytkowania górniczego, obciążeń z tytułu opłat eksploatacyjnych, niezbędnych nakładów kapitałowych i ich harmonogramu, wskaźników uzysku i szczerpania złóż;

(xi) ewentualnej konieczności – w opinii Firmy Inżynieryjnej – przeprowadzenia, w ramach analizy rezerw, inspekcji na miejscu; oraz

(xii) poziomu wydobycia ropy naftowej i gazu ziemnego założonego w Raporcie oraz ewentualnych informacji znanych Firmie Inżynieryjnej po dacie Raportu, pozwalających jej potwierdzić lub zakwestionować profil produkcji lub inne punkty Raportu po dacie Raportu.

(g) dokonując przeglądu Raportu, odbywając posiedzenia z Firmą Inżynieryjną i składając Raport Komitetu Radzie Dyrektorów, Komitet ma prawo zatrudniać ekspertów zewnętrznych i opierać się na ich doradztwie; oraz

(h) Komitet może w ramach swoich kompetencji podejmować inne działania, które uważa za stosowne wedle własnego uznania.

*Zakres obowiązków okresowych*

17. Komitet dokonuje przeglądu i zatwierdza wszystkie raporty o istotnych zmianach i związane z nimi komunikaty prasowe niezbędne w celu spełnienia wymogów NI 51-101.

18. Komitet dokonuje przeglądu i wstępnie zatwierdza wszystkie informacje planowane do publikacji przez Korporację lub w jej imieniu:

(a) podawane do wiadomości publicznej;

(b) w ramach dokumentów składanych do organów nadzorujących rynek papierów wartościowych; lub

(c) w innych okolicznościach, jeżeli w chwili publikacji Korporacja posiada, bądź powinna posiadać wiedzę o tym, że taka informacja jest, bądź stanie się powszechnie znana,

w zakresie spełniania przez nią wymogów NI 51-101.

19. Na podstawie wytycznych Rady Dyrektorów Komitet:

(a) dokonuje przeglądu procedur w zakresie publikowania informacji dotyczących działalności Korporacji w sektorze ropy naftowej i gazu ziemnego, w tym procedur Korporacji w zakresie wypełniania obowiązków informacyjnych i ich ograniczeń zgodnie z NI 51-101;

(b) dokonuje przeglądu procedur Korporacji w zakresie przekazywania informacji „kwalifikowanym podmiotom dokonującym oceny rezerw" i „kwalifikowanym podmiotom dokonującym audytu rezerw" (zgodnie z definicją tych terminów w NI 51-101); oraz

(c) sprawuje i wykonuje te same obowiązki jak wskazano powyżej, w części „Szczegółowy zakres obowiązków", w przypadku innych niż ocena na koniec roku, oszacowań wykonywanych na żądanie lub na życzenie kierownictwa lub Rady Dyrektorów.

(d) Komitet dokonuje dorocznego przeglądu i oceny adekwatności niniejszego zakresu kompetencji i przedkłada Radzie Dyrektorów takie zmiany, jakie Komitet uzna za właściwe.