



**ROCZNY FORMULARZ INFORMACYJNY  
ZA ROK ZAKOŃCZONY 31 GRUDNIA 2010 ROKU**

**29 marca 2011 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.**

GLOSARIUSZ TERMINÓW .....	1
SKRÓTY .....	3
KONWERSJA MIAR.....	3
WALUTY I KURSY WYMIANY WALUT.....	4
INFORMACJE ODNOSZĄCE SIĘ DO PRZYSZŁOŚCI .....	6
STRUKTURA ORGANIZACYJNA SPÓŁKI.....	8
INFORMACJE OGÓLNE O ROZWOJU DZIAŁALNOŚCI.....	9
ISTOTNE NABYCIA .....	11
OPIS DZIAŁALNOŚCI .....	13
GŁÓWNE AKTYWA NAFTOWE I GAZOWE .....	17
INFORMACJA O STANIE ZASOBÓW I INNE INFORMACJE O ROPIE I GAZIE.....	45
DYWIDENDA .....	45
OPIS STRUKTURY KAPITAŁOWEJ .....	45
RYNEK PAPIERÓW WARTOŚCIOWYCH .....	46
WCZEŚNIEJSZE EMISJE.....	47
DYREKTORZY I CZŁONKOWIE KIEROWNICZA .....	47
INFORMACJA O KOMITECIE AUDYTU .....	53
CZYNNIKI RYZYKA .....	55
POSTĘPOWANIA SĄDOWE I REGULACYJNE .....	75
UDZIAŁ KIEROWNICTWA I INNYCH OSÓB W ISTOTNYCH TRANSAKCJACH.....	76
AGENT TRANSFEROWY I PRZEDSTAWICIEL REJESTRU .....	77
ISTOTNE UMOWY.....	78
NIEZALEŻNOŚĆ EKSPERTÓW .....	79
INFORMACJA DODATKOWA .....	80

ZAŁĄCZNIK A:	FORMULARZ 51-101F1 – Oświadczenie o stanie zasobów i inne informacje o ropie i gazie
ZAŁĄCZNIK B:	FORMULARZ 51-101F2 – Raport niezależnego eksperta z oceny zasobów
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 niniejszej Informacji Rocznej („IR”) i nie zostały inaczej zdefiniowane w tekście, mają znaczenie określone poniżej. Informacje zawarte w IR są aktualne na dzień 31 grudnia 2010 roku, o ile wyraźnie nie wskazano inaczej.

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

„**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;

„**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 dla wydobycia z Bloku L w Brunei oraz Umowy o podziale wpływów dla wydobycia z Bloku M 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*”;

„**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.;

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

„**KI**” oznacza Kulczyk Investments S.A., spółkę na prawie państwa Luksemburg;

„**Skrypt Dłużny KI**” oznacza zamienny niezabezpieczony skrypt dłużny na kwotę główną w wysokości do 20 mln USD wyemitowany przez Spółkę na rzecz KI, z terminem wykupu przypadającym na dzień 31 sierpnia 2010 roku;

„**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 pośrednio zależnym od Spółki, w którym Spółka posiada 70% udziałów;

„**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;

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

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

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

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

„**Raport RPS dotyczący Bloku 9 w Syrii**” oznacza raport RPS z dnia 17 marca 2011 roku dotyczący wyceny przez tę firmę zasobów perspektywicznych dla Bloku 9 w Syrii;

„**Raport RPS nt. Ukrainy**” oznacza raport RPS z dnia 9 lutego 2011 roku dotyczący wyceny przez tę firmę zasobów, w tym warunkowych KUB-Gas;

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

„**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 i 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;

„**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 punkcie „*Głównych aktywach 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 aktywa należą do KOV Cyprus;

„**Triton Singapore**” oznacza Triton Petroleum Pte Ltd., spółkę prowadzącą działalność zgodnie z prawem singapurskim, częściowo należącą do KOV Cyprus;

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

„**Aktywa na Ukrainie**” oznacza 70-procentowy, posiadany pośrednio przez Spółkę, udział w Loon Ukraine, która jest właścicielem 100% udziałów w spółce KUB-Gas oraz platformy wiertniczej o mocy 1.000 KM, wyprodukowanej w Kanadzie w 2007 roku.

## SKRÓTY

<i>Ropa i kondensat</i>		<i>Gaz ziemny</i>	
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	ciekle frakcje gazu ziemnego/kondensat	McfGE	tysiąc stóp sześciennych ekwiwalentu gazu ziemnego
MMBtu	milion BTU ( <i>British Thermal Units</i> (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 samodzielnie. Współczynnik konwersji boe, gdzie 6 tysięcy stóp sześciennych „Mcf” gazu odpowiada ekwiwalentowi jednej baryłki ropy naftowej, lub współczynnik konwersji McfGE, gdzie jedna baryłka ropy naftowej odpowiada ekwiwalentowi 6 tysięcy stóp sześciennych „Mcf” gazu, 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

<i>Konwersja z</i>	<i>na</i>	<i>Mnożyć przez</i>
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.

<i>Kurs dolara kanadyjskiego (CAD\$) do 1,00 USD</i>		
<b>2008</b>		
	Na koniec roku	0,9984
	Średni	1,0660
	Roczny najwyższy	1,3008
	Roczny najniższy	0,9711
<b>2009</b>		
	Na koniec roku	0,9955
	Średni	1,1420
	Roczny najwyższy	1,3066
	Roczny najniższy	1,0251
<b>2010:</b>		
	<u>Na koniec miesiąca</u>	<u>Średni</u>
	styczeń	0,9390
	luty	0,9500
	marzec	0,9846
	kwiecień	0,9855
	maj	0,9558
	czerwiec	0,9429
	lipiec	0,9718
	sierpień	0,9399
	wrzesień	0,9711
	październik	0,9815
	listopad	0,9778
	grudzień	1,0054
	Roczny najwyższy	1,0054
	Roczny najniższy	0,9390
	Roczny średni	1,0299
<b>2011:</b>		
	styczeń	0,9800
	luty	1,0268

### **Źródło danych:**

*Bank of Canada (<http://bank-banque-canada.ca/en/rates>)*

W dniu 25 marca 2011 roku kurs wymiany dolara kanadyjskiego na dolara amerykańskiego, ogłoszony w południe przez Bank of Canada, wynosił 1,00 USD za 0,9778 CAD\$.

		<i>Kurs PLN do 1,00 USD</i>		<i>Kurs UAH do 1,00 USD</i>	
		Na koniec miesiąca	średni	Na koniec miesiąca	średni
<b>2010:</b>					
	styczeń	2,9803	2,8518	8,0012	7,9970
	luty	2,9251	2,9385	7,9900	8,0003
	marzec	2,8720	2,8672	7,9250	7,9671
	kwiecień	2,9305	2,8799	7,9259	7,9257
	maj	3,3132	3,2137	7,9251	7,9257
	czerwiec	3,3946	3,3571	7,9070	7,9157
	lipiec	3,0731	3,1950	7,8932	7,9016
	sierpień	3,1583	3,0894	7,8861	7,8903
	wrzesień	2,9250	3,0318	7,9135	7,9103
	październik	2,8873	2,8482	7,9116	7,9105
	listopad	3,1308	2,8913	7,9380	7,9278
	grudzień	2,9641	3,0197	7,9617	7,9557
	Roczny najwyższy	3,3946	3,3571	8,0012	8,0003
	Roczny najniższy	2,8720	2,8518	7,8861	7,8903
	Roczny średni	-	3,0157	-	7,9356
<b>2011:</b>					
	styczeń	2,8445	2,9148	7,9400	7,9497
	luty	2,8765	2,8766	7,9307	7,9408

**Źródła danych:**

- (a) Kurs polskiego złotego do dolara amerykańskiego: Narodowy Bank Polski (<http://www.nbp.pl>).
- (b) Kurs hrywny ukraińskiej do dolara amerykańskiego: National Bank of Ukraine (<http://bank.gov.ua>).

W dniu 25 marca 2011 roku kurs wymiany PLN/USD ogłoszony przez Narodowy Bank Polski wynosił 1,00 USD za 2,8425 PLN.

W dniu 25 marca 2011 roku kurs wymiany UAH/USD ogłoszony przez Narodowy Bank Ukrainy wynosił 1,00 USD za 7,9710 UAH.

## INFORMACJE ODNOSZĄCE SIĘ DO PRZYSZŁOŚCI

Zgodnie z mającymi zastosowanie przepisami dotyczącymi papierów wartościowych, pewne stwierdzenia zawarte w niniejszym Rocznym Formularzu Informacyjnym („AIF”) 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 wyrażen 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 stwierdzeniach odnoszących się do przyszłości są uzasadnione, lecz nie można udzielić żadnego zapewnienia, że te oczekiwania okażą się zgodne z prawdą, wobec czego nie należy nadmiernie polegać na stwierdzeniach odnoszących się do przyszłości zawartych w niniejszym AIF.

Odnoszące się do przyszłości stwierdzenia i informacje zawarte w niniejszym AIF 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;
- parametrów i charakterystyki ropy i gazu ziemnego Spółki;
- wielkości zasobów ropy i gazu ziemnego;
- planów inwestycji kapitałowych;
- podaży i popytu na ropę naftową i gaz ziemny oraz ceny 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 zasobów poprzez nabycie, zagospodarowanie i poszukiwania;
- obróbki zgodnie z systemami regulacyjnymi i przepisami 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 dorozumianej oceny, opartej na pewnych szacunkach i założeniach, włącznie ze stwierdzeniem, że przedstawione zasoby mogą być wydobywane i generować przychody w przyszłości. Zobacz „Oświadczenie o stanie zasobów 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;
- wiedza i doświadczenie kadry kierowniczej Spółki przyczyniające się do wzrostu wolumenów produkcji, sukcesu oraz dochodów Spółki;
- szacunki ilości ropy naftowej i gazu ziemnego z obszarów koncesyjnych i innych źródeł niezaklasyfikowanych obecnie jako stwierdzone zasoby.

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 AIF, obejmują między innymi:

- konkurencję w przemyśle naftowo-gazowym w zakresie, między innymi, kapitału, pozyskiwania zasobów, niezagospodarowanych terenów oraz wykwalifikowanego personelu;
- rodzaje ryzyka związane ze środowiskiem oraz zagrożenia związane z sektorem naftowo-gazowym;
- 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 zasobów oraz niemożność realizacji przewidywanych korzyści z działalności poszukiwawczej;
- skutki regulacji (także w zakresie ochrony środowiska) obowiązujących w krajach, w których Spółka prowadzi działalność;
- ryzyko związane z tytułem własności Spółki do pewnych obszarów gazo- i roponośnych; skutek sankcji gospodarczych nałożonych przez rząd Stanów Zjednoczonych dla udziałów Spółki w Syrii;
- ryzyko skutków nie dopełnienia zobowiązań przewidzianych w warunkach umów o podziale wpływów z wydobywania 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. Czynniki i ryzyka tam określone 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, odnoszące się do przyszłości stwierdzenia zawarte w niniejszym AIF zostały opracowane zgodnie ze stanem na dzień niniejszego AIF, 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 przyczyn. Odnoszące się do przyszłości stwierdzenia, zawarte w niniejszym tekście, są przedstawione z wyraźnym zastrzeżeniem niniejszego ostrzeżenia.

## **STRUKTURA ORGANIZACYJNA SPÓŁKI**

### **Nazwa Spółki, adres i data utworzenia**

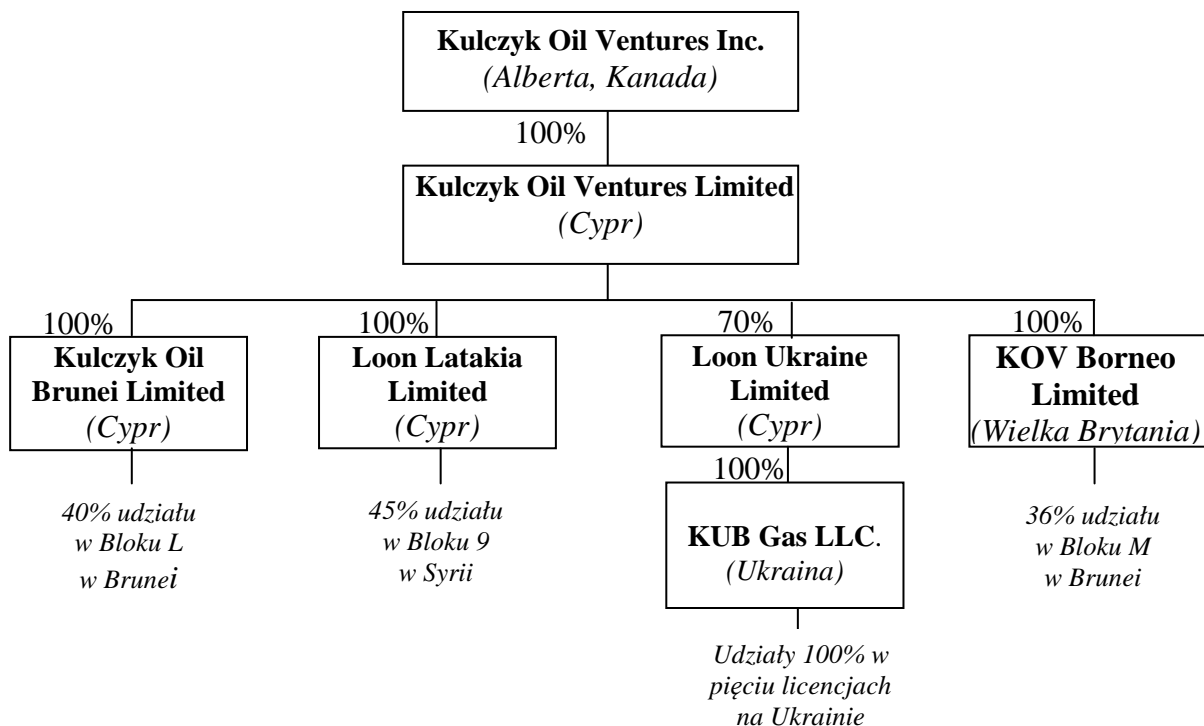
Spółka została utworzona w dniu 16 marca 1987 roku na mocy przepisów ABCA pod firmą Titan Diversified Holdings Ltd., jako publiczna spółka inwestycyjna notowana na giełdzie Alberta Stock Exchange, będącej poprzednikiem giełdy TSX-V. W dniu 18 sierpnia 1997 roku firma Spółki została zmieniona na Loon Energy Inc. W grudniu 2008 roku Loon uległa reorganizacji zgodnie z Planem Przekształceń, które dotyczyły 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<sup>th</sup> Avenue S.W. Calgary, Alberta T2P 3J4.

### **Powiązania podmiotów w ramach Grupy**

KOV posiada jedną spółkę bezpośrednio zależną (w 100%), KOV Cyprus, trzy istotne podmioty pośrednio zależne (w 100%): Kulczyk Oil Brunei, Loon Latakia i KOV Borneo oraz jedną spółkę pośrednio zależną w 70%, Loon Ukraine, która jest właścicielem 100% udziałów KUB-Gas. KOV Cyprus posiada również mniejszościowy udział w wysokości 35% w spółce Mauritania International Petroleum Inc. oraz mniejszościowy udział 30,27% w Triton Singapore. KOV posiada mniejszościowy udział - 6,4% - w spółce Jura Energy Corporation („Jura”). Jura jest spółką publiczną, notowaną na giełdzie Toronto Stock Exchange.

Struktura własnościowa Spółki oraz powiązania między KOV a jej głównymi spółkami, 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 diagramie poniżej. Obszary jurysdykcji właściwe dla zawiązania, utworzenia lub organizacji danej spółki są wskazane w nawiasach pod jej nazwą.



Na powyższym diagramie przedstawiono podmioty zależne Spółki, z których każdy posiada aktywa przekraczające obecnie 10% całkowitych skonsolidowanych aktywów Spółki, lub osiąga poziom sprzedaży i przychodów przekraczający 10% skonsolidowanej łącznej sprzedaży i przychodów 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 2010 roku oraz za rok upływający tego dnia.

## INFORMACJE OGÓLNE O ROZWOJU DZIAŁALNOŚCI

### 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 wydobywania dla Bloku L w Brunei i Umowę o podziale z wpływów z wydobywania 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 wewnątrz korporacyjnych. 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 wydobywania dla Bloku M w Brunei. Na początku listopada 2009 roku Spółka zawarła szereg umów, na mocy których ostatecznie nabyła Aktywa na Ukrainie w czerwcu 2010 roku. W dniu 25 maja 2010 roku Spółka zrealizowała proces finansowania, uzyskawszy wpływy brutto w wysokości 93 mln USD, jednocześnie wprowadzając do obrotu na Giełdzie Papierów Wartościowych w Warszawie („GPW”) Akcje Zwykłe pod symbolem „KOV”.

## *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, będącej 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. Dodatkowo, każdemu z akcjonariuszy Loon przyznano opcję sprzedaży („**Opcja Sprzedaży**”), przysługującą wyłącznie w chwili zakończenia Przekształceń. Wykonanie Opcji Sprzedaży nakładało na Loon (Spółkę) obowiązek odkupienia akcji własnych po cenie jednostkowej 0,199 USD (0,25 CAD). Dla akcjonariuszy Loon, którzy zdecydowali się na wykonanie Opcji Sprzedaży, przewidziana była maksymalnie kwota 9.556.423 USD (12 mln CAD).

Aby zapewnić Spółce środki konieczne do sfinansowania Opcji Sprzedaży i dodatkowy kapitał w przypadku, gdyby nie wszystkie środki zostały wykorzystane na ten cel, KI zobowiązała się do objęcia 48.000.000 akcji zwykłych Loon (Spółki) za cenę jednostkową 0,199 USD (0,25 CAD), co dla Loon (Spółki) skutkowało uzyskaniem wpływów brutto i netto w wysokości 9.556.423 USD (12 mln CAD). Po zakończeniu procesu obejmowania dodatkowych 48.000.000 Akcji Zwykłych Spółki, które zbiegło się z zakończeniem Przekształceń, KI zwiększyła swój udział w Loon do około 59% akcji wyemitowanych i nieumorzonych akcji zwykłych Loon według stanu na dzień 10 grudnia 2008 roku, tj. przed umorzeniem Akcji Zwykłych zwróconych Spółce przez pozostałych akcjonariuszy Loon w związku z wykonaniem Opcji Sprzedaży. Po umorzeniu 18.565.759 Akcji Zwykłych w związku z wykonaniem Opcji Sprzedaży, procentowy udział KI w Akcji Zwykłych wzrósł do około 68% wyemitowanych i nieumorzonych w danym czasie Akcji Zwykłych w kapitale Spółki.

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 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, sfinalizowali porozumienie, na mocy którego KI ma udzielić KOV finansowania w wysokości do 8 mln USD, które umożliwi Spółce wykonanie jego 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 KOV wyemitował Skrypt Dłużny KI przeznaczony dla KI. Oprocentowanie Skryptu Dłużnego KI wynosi 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.

Według stanu na dzień 25 marca 2010 roku Spółka wypłaciła całą kwotę 20 mln USD, zgodnie z warunkami Skryptu Dłużnego KI. Dnia 25 marca 2010 roku, kiedy to akcje Spółki były pierwszy raz w obrocie na GPW, 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, i posiada nadal w dacie niniejszego AIF, 200.358.212 Akcji Zwykłych, stanowiących

49,8% całkowitej liczby Akcji Zwykłych będących w obrocie w dniu bezpośrednio poprzedzającym datę niniejszego AIF.

#### *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.

### **ISTOTNE NABYCIA**

#### **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 3,44% 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 wydobywania z Bloku M w Brunei. Dalsze informacje na ten temat przedstawiono w punkcie „*Główne aktywa naftowe i gazowe – Brunei*”. Triton miała również 35% akcji niepublicznej spółki 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 Singapore, zaś Spółka zatrzymała pozostałych 50% (który to udział został zredukowany do 30,27%) 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.

Dnia 21 grudnia 2010 roku Agri Energy Ltd. („**Agri**”), spółka publiczna notowana na Australijskiej Giełdzie Papierów Wartościowych, poinformowała, że zawarła umowy dające jej prawo do nabycia Triton Singapore w zamian za akcje Agri.

Raport z Nabycia Przedsiębiorstwa, dotyczący nabycia spółki Triton przez Spółkę, jest dostępny w profilu Spółki na stronie SEDAR [www.sedar.com](http://www.sedar.com).

#### **KUB-Gas**

W dniu 10 listopada 2009 roku Spółka, za pośrednictwem swoich podmiotów zależnych KOV Cyprus oraz Loon Ukraine, zawarła dwie umowy sprzedaży ze spółką Gastek LLC („**Gastek**”), niepubliczną spółką kalifornijską, na podstawie których KOV nabyła Aktywa na Ukrainie za łączną kwotę 45 mln USD. W dniu 18 listopada 2009 roku przy podpisaniu umów sprzedaży spółce Gastek został wpłacony depozyt w wysokości 1,35 mln USD, stanowiący 3% całkowitej ceny kupna, zaś kolejny depozyt w wysokości 1,40 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 jest obecnie właścicielem 70% akcji zwykłych Loon Ukraine, spółki niepublicznej zarejestrowanej na Cyprze, przy czym pozostałe 30% akcji Loon Ukraine należy do spółki Gastek, sprzedawcy aktywów KUB-Gas. Loon Ukraine jest właścicielem 100% kapitału zakładowego KUB-Gas,

prywatnej ukraińskiej spółki, posiadającej aktywa produkujące gaz oraz sprzęt w postaci wiertnicy o mocy 1.000 KM, wyprodukowanej w Kanadzie w 2007 roku, której eksploatację prowadzi KUB-Gas. 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. W chwili nabycia, aktywa produkcyjne KUB-Gas obejmowały 100% udział faktyczny w prawie użytkowania górniczego dla czterech koncesji w pobliżu Ługańska, miasta w północno-wschodniej części Ukrainy. W styczniu 2011 roku KUB-Gas nabyła 100% udział w prawie użytkowania górniczego w dodatkowej koncesji na tym samym obszarze.

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

Sprawy Loon Ukraine reguluje SHA. Dalsze informacje na ten temat przedstawiono w punkcie „*Główne aktywa naftowe i gazowe – Ukraina – Istotne umowy*”.

Została przeprowadzona wycena zasobów KUB-Gas, której wyniki przedstawiono w dedykowanym raporcie RPS. Dalsze informacje na ten temat przedstawiono w punkcie „*Główne aktywa naftowe i gazowe – Ukraina – Zasoby*”.

Raport z przejęcia jednostki gospodarczej, dotyczący nabycia KUB-Gas przez Spółkę jest dostępny w profilu Spółki na stronie SEDAR [www.sedar.com](http://www.sedar.com).

### **Działalność w 2011 roku**

W roku 2011 Spółka skoncentruje się na zwiększaniu wydobycia gazu, a tym samym na zwiększaniu przychodów z wydobycia na Ukrainie, jak również na rozbudowywaniu portfela aktywów poprzez ocenę nowych możliwości inwestycyjnych, które nie zostały dokładnie sprecyzowane na dzień niniejszym AIF.

## OPIS DZIAŁALNOŚCI

### Informacje ogólne

Spółka jest międzynarodową firmą prowadzącą działalność poszukiwawczą w sektorze naftowym i gazowym, zarządzaną przez międzynarodowy 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 udział w wiertnicy i spółce prowadzącej działalność w zakresie wydobywania gazu, która posiada pięć pól gazu ziemnego na Ukrainie, oraz prawa do prowadzenia prac poszukiwawczych oraz – po spełnieniu określonych warunków – wydobywczych w zakresie ropy naftowej i gazu ziemnego z dużego bloku poszukiwawczego na obszarze lądowym w Syrii oraz z bloków pokrywających większość obszaru lądowego Brunei.

### Poszukiwanie i wydobywanie ropy naftowej i gazu ziemnego

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

Kierownictwo Spółki przewiduje, że Aktywa na Ukrainie będą stanowić źródło przychodów z wydobywania gazu ziemnego, zaś wykorzystanie wiedzy Spółki przyczyni się do zwiększenia wielkości wydobywania, w wyniku optymalizacji działalności napowierzchniowej i podpowierzchniowej, oraz do odkrycia nowych zasobów.

Prace poszukiwawcze w Syrii są prowadzone przez podmiot zależny Spółki, Loon Latakia. W Brunei prace poszukiwawcze są prowadzone przez podmioty zależne Spółki 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 wydobywania dla Bloku 9 w Syrii, Umowy o podziale wpływów z wydobywania dla Bloku L w Brunei, lub Umowy o podziale wpływów z wydobywania 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 wydobywanie surowca (ropy naftowej lub gazu ziemnego). Spółka nie sporządziła żadnych prognoz przyszłego poziomu produkcji lub przychodów, jakie Spółka może osiągnąć w wyniku takiego zagospodarowania.

<b>Przychody według kategorii</b>				
	<b>2010</b>		<b>2009</b>	
	<i>Ogółem dla Spółki</i>	<i>Ogółem: Ukraina – na rzecz klientów spoza skonsolidowanej grupy Spółki</i>	<i>Ogółem dla Spółki</i>	<i>Ogółem: Ukraina – na rzecz klientów spoza skonsolidowanej grupy Spółki</i>
Sprzedaż gazu ziemnego	8.448.191 USD	100%	USD -	-
Sprzedaż kondensatu	497.321 USD	100%	USD -	-
Ogółem skonsolidowane przychody	8.945.512 USD	100%	USD -	-

### Kluczowy personel

Kierownictwo nad zarządzaniem Spółką sprawuje Prezes i Dyrektor Generalny - Timothy M. Elliott, oraz jej Wiceprezes 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

umożliwiająca 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 i zarządzania nim.
- Potwierdzone osiągnięcia w zakresie realizacji wartości dla akcjonariuszy w segmencie poszukiwań i wydobywania ropy naftowej i gazu ziemnego (ang. *upstream*), włączając w to pozyskiwanie i realizację możliwych inwestycji, odkrywanie źródeł ropy naftowej i gazu ziemnego i rozwijanie wydobywania, a także organizowanie odpowiedniego finansowania w celu zapewnienia środków na realizację odpowiednich zobowiązań inwestycyjnych (ang. *capital commitments*).
- Znaczące umiejętności w zakresie przeprowadzania transakcji, które prowadzą do ich wykonania w sposób sprawny, poczynając od etapu wstępnego określenia zakresu transakcji, poprzez szczegółowe badanie *due diligence* i doprowadzenie do zawarcia umowy.
- Międzynarodowy zespół techniczny posiada rozległą wiedzę na temat większości basenów węglowodorów na świecie.
- Proces selekcji możliwości biznesowych i inwestycyjnych zapewnia skuteczne wykorzystanie pracowników oraz zasobów technicznych i finansowych.

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

### **Warunki konkurencji**

Spółki prowadzące działalność w branży naftowej muszą zarządzać rodzajami ryzyka, które leżą poza bezpośrednią kontrolą personelu spółki. Te rodzaje ryzyka obejmują ryzyko związane z poszukiwaniem, infrastrukturą transportową (w tym dostępem), szkodami dla środowiska naturalnego, wahaniami cen towarów, kursów wymiany walutowej i stóp procentowych, zmian w przepisach prawnych, ich stosowaniu i sądzaniu oraz zmian uwarunkowań politycznych.

Spółka musi czasem konkurować o nabywanie pól, koncesje 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 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 rozpoznania 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 Spółki można wykorzystać w celu optymalizacji i przyspieszenia realizacji planów wydobywania i zagospodarowania złóż.
- Doświadczenie zdobyte w obu Amerykach, Europie, na Bliskim Wschodzie czy w południowo-wschodniej Azji może przyczynić się do skutecznego wykorzystania istniejących aktywów i stworzenia nowych możliwości rozwoju.

#### *Zaangażowanie w transakcje*

- Członkowie Kierownictwa Wyższego Szczebla pracujący w Dubaju, Calgary i Warszawie wykazali, że mają dostęp do nowych możliwości w głównych ośrodkach branży paliwowo-energetycznej związanych z działalnością poszukiwawczą i wydobywczą dzięki swym rozległym osobistym kontaktom w branży.
- Rozległa sieć biznesowa dr. Jana J. Kulczyka i 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 jego Kierownictwa i Dyrektorów - zlokalizowanych w Kanadzie, Dubaju i Europie Środkowej i Wschodniej - 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 lokalni partnerzy i partnerzy 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 doświadczanego zespołu przy wdrażaniu rozwiązań w zakresie optymalizacji i przyspieszenia wydobywania w oparciu o najlepsze dostępne i efektywne kosztowo technologie.

## *Dywersyfikacja portfela*

- KOV będzie kontynuowała ocenę możliwości związanych z wydobywaniem ropy naftowej i gazu zarówno na obszarach lądowych, jak i morskich, i 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 sporządzone 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 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 niedostępne dla wierceń czy prowadzenia badań sejsmicznych przez określone części roku.

## **Pracownicy**

Według stanu na dzień 31 grudnia 2010 roku Spółka miała 22 bezpośrednio zatrudnionych pracowników, zaś dalszych 309 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 działa bezpośrednio, jako operator swoich aktywów. KOV nie jest operatorem Aktywów w Brunei.

## GLÓWNE 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 AIF, Spółka przedstawia również pewne informacje historyczne dotyczące zasobów, szacunki dotyczące wielkości zasobów, szacunki wydobycia, historyczne wielkości wydobycia oraz inne informacje dotyczące obszarów otaczających obszary objęte Koncesjami Ukraińskimi (zgodnie z definicją poniżej), Blok 9 w Syrii, oraz Blok L i Blok M w Brunei, które to informacje są „analogicznymi informacjami” zgodnie z definicją podaną w mających zastosowanie przepisach dotyczącymi 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 zasobów 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*). Mimo to, szacunki sporządzone przez ekspertów inżynierskich 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 Ukraińskich, 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, czy też w ogóle.

### Ukraina

Spółka jest właścicielem 70% udziału rzeczywistego w spółce KUB-Gas oraz urządzenia wiertniczego o mocy 1.000 KM wyprodukowanego w Kanadzie w 2007 roku. KUB-Gas, niepubliczna ukraińska spółka, posiadająca aktywa wydobywcze (gaz) oraz sprzęt wiertniczy, jest jednym z największych prywatnych producentów gazu na Ukrainie i prowadzi jego sprzedaż na rzecz krajowych firm, prowadzących obrót gazem, a także na rzecz odbiorców przemysłowych. Aktywa KUB-Gas obejmują 100% udział rzeczywisty w prawie użytkowania górniczego w pięciu koncesjach zlokalizowanych w pobliżu Ługańska, miasta w północno-wschodniej części Ukrainy. Gaz ziemny jest obecnie wydobywany z obszaru czterech koncesji. Od chwili zakończenia transakcji nabycia KUB-Gas przez Spółkę w czerwcu 2010 roku, wykonano odwiert wydobywczy O-8 (gaz) oraz nowy poszukiwawczy odwiert M-19, z których żaden jeszcze nie uruchomił produkcji. Średnie wydobycie KUB-Gas w lutym 2011 roku wynosiło 6,04 mln stóp sześciennych dziennie („MMcfd”) gazu ziemnego (tj. 4,2 MMcfd netto przypadające na 70% udział rzeczywisty KOV w KUB-Gas), oraz 52,6 baryłek dziennie kondensatu (tj. 36,8 baryłek dziennie netto w odniesieniu do 70% udziału KOV).

### 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 południowo-zachodu z Rumunią i Mołdawią, od północy z Białorusią i Rosją, a od wschodu z Rosją. Główne zasoby 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.

Według *The World Fact Book* ([www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook](http://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook)) szacunkowa wielkość wydobycia ropy naftowej w 2009 roku wyniosła 99.930 baryłek na dzień, plasując Ukrainę na 51. miejscu na świecie pod względem wydobycia tego surowca. Szacunkowe zużycie ropy naftowej na Ukrainie w 2009 roku wyniosło 348.000 baryłek na dobę, co wskazuje na konieczność importowania znacznych ilości tego surowca. Szacunkowa wielkość wydobycia gazu ziemnego w 2009 roku wyniosła 21,2 mld m<sup>3</sup>, natomiast szacunkowe zużycie tego surowca w tym samym roku wynosiło 52 mld m<sup>3</sup>. Populacja Ukrainy to ok. 45 mln ludzi, a wartość PKB na mieszkańca w 2010 roku oszacowano na 6.700 USD.

Wydobycie ropy naftowej na Ukrainie rozpoczęto w latach 80. XIX wieku, lecz prace eksploracyjne prowadzono jedynie w części basenów zawierających złoża węglowodorów znajdujących się na terenie Ukrainy, 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. W dniu 28 lutego 2006 roku Minister Paliw i Energetyki Ukrainy przedstawił w siedzibie UE w Brukseli strategię energetyczną Ukrainy. Dwa z głównych celów przewidują: (a) zaspokojenie wewnętrznego zapotrzebowania energetycznego; oraz (b) zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego. W Raporcie dotyczącym strategii energetycznej Ukrainy rząd tego kraju wyraził chęć intensyfikacji działalności poszukiwawczej o ponad 100% do 2030 roku, co prawdopodobnie wiązałoby się z koniecznością pozyskania znacznego kapitału od zagranicznych inwestorów z przeznaczeniem dla ukraińskiego sektora energetycznego. 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, wydobywania, 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 JKC Oil & Gas plc, Regal Petroleum plc oraz Cadogan Petroleum plc. Na Ukrainie działalność prowadzi również kilka prywatnych spółek naftowych i gazowniczych, w tym KUB-Gas.

Na Ukrainie ceny dla krajowych odbiorców przemysłowych gazu ziemnego są ustalane przez Gabinet Ministrów Ukrainy w oparciu o „parytet importowy”. 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.

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 wydobywania z aktywów KUB-Gas za okres od nabycia (11 czerwca 2010 roku) do 31 grudnia 2010 roku wyniosła 7,60 USD za tys. stóp sześciennych („Mcf”) gazu ziemnego oraz 50,46 USD za baryłkę kondensatu. Działalność operacyjna w tym okresie przyniosła wartość retroaktywną netto w wysokości 3,34 mln USD w odniesieniu do 70% udziału Spółki. Średnia realizowana cena w ciągu lutego 2011 roku wyniosła 8,03 USD za Mcf gazu ziemnego oraz USD 2,48 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 jego umiejętności dostosowania się do środowiska prawnego i regulacyjnego, wpływającego na działalność w branży naftowej i gazowniczej na Ukrainie, a także od maksymalizacji zdolności wydobywczych jej aktywów.

#### *System przyznawania koncesji i system regulacyjny na Ukrainie*

Omówienie zawarte w tym podrozdziale ma na celu prezentację systemu regulacyjnego, w którym prowadzone są poszukiwania i wydobywanie gazu i ropy naftowej na Ukrainie. Konkretnie aktywa gazowe posiadane przez Spółkę za pośrednictwem KUB-Gas są opisane w podrozdziale „Aktywa spółki KUB-Gas” oraz w podrozdziale „Koncesje”.

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 koncesji poszukiwawczych, obejmujących zagospodarowanie, oraz koncesji wydobywczych.

Co do zasady, specjalne zgody 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 wydobywanie) na terenie 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 wydobywanie) lub na komercyjne wydobywanie 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 wydobywania 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 działki przeznaczonej na prowadzenie prac w zakresie komercyjnego wydobywania przez Ministerstwo Paliw i Energii; oraz (iii) przeznaczenia podziemnej działki na prowadzenie prac wydobywczych.

W wypadku koncesji poszukiwawczych, obejmujących zagospodarowanie oraz związanych z tym umów, występują minimalne wymagania co do zakresu prac, które obejmują:

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

Ministerstwo Środowiska Ukrainy może określić specjalne warunki wykorzystania zasobów naturalnych, które zwykle są ujmowane w odpowiedniej koncesji i umowie o przyznanie koncesji.

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

Podmiot korzystający z podziemnych zasobów naturalnych, który zamierza rozpocząć komercyjne wydobywanie 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 wydobywania pilotażowego na etap komercyjnego wydobywania oraz stać się uprawnionym do uzyskania specjalnego zezwolenia na wydobywanie. Podmiot korzystający z podziemnych zasobów naturalnych musi: (i) zakończyć badanie geologiczne oraz pilotażowe wydobywanie na przedmiotowym terenie zgodnie z programem prac i umowami dotyczącymi korzystania z podziemnych zasobów naturalnych (np. przygotowanie szacunkowej wyceny zasobów eksploatacyjnych na podstawie wyników prac poszukiwawczych, otrzymanie zgody od Państwowej Komisji ds. Zasobów Naturalnych oraz zarejestrowanie zasobów eksploatacyjnych złoża); (ii) otrzymać zgodę od Ministerstwa Paliw i Energetyki na komercyjne wydobywanie ze złoża; oraz (iii) rozpocząć komercyjne wydobywanie na terenie złoża.

Podmiot korzystający z podziemnych zasobów naturalnych może, w drodze postępowania przetargowego, otrzymać specjalne zezwolenie na komercyjne wydobywanie. 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 wydobywanie 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 koncesję na wydobycie gazu ziemnego, kondensatu i ropy naftowej w miejscowościach Makiejewskoje, Olgowskoje i Krutogorowskoje, a także koncesję na wydobycie gazu ziemnego i helu (głębokość powyżej 1.000 m) w miejscowości Wiergunskoje.

W grudniu 2010 roku KUB-Gas pozyskała koncesję poszukiwawczą Północne Makiejewskoje. Dalsze informacje zawarto w podrozdziale „Aktywa spółki KUB-Gas”

### *Aktywa spółki KUB-Gas*

W momencie nabycia KUB-Gas, jej aktywa w zakresie wydobycia gazu obejmowały 100% udział rzeczywisty w prawie użytkowania górniczego w czterech koncesjach: Wiergunskoje, Olgowskoje, Makiejewskoje oraz Krutogorowskoje w rejonie Ługańska we wschodniej Ukrainie. W grudniu 2010 roku KUB-Gas nabyła 100% udział w prawie użytkowania górniczego w dodatkowej koncesji Północne Makiejewskoje. Pięć obszarów koncesyjnych będzie dalej zwane „**Koncesjami na Ukrainie**”. Koncesje na Ukrainie są zlokalizowane w północno-wschodniej części Ukrainy, w basenie dniewrowsko-donieckim i w rowie Prypeci. Obszar ten dostarcza 90% gazu ziemnego wydobywanego na Ukrainie oraz ma dobrze rozwiniętą infrastrukturę transportową.

Na dzień niniejszego AIF na obszarach Makiejewskoje Olgowskoje, Krutogorowskoje oraz Wiergunskoje prowadzone jest wydobycie gazu ziemnego, zaś wielkość wydobycia netto za okres zakończony 31 grudnia 2010 roku, mierzona 70% udziałem KOV, wyniosła 3,7 MMcfd gazu ziemnego oraz około 23 baryłek kondensatu dziennie. Koncesje Makiejewskoje, Olgowskoje i Krutogorowskoje są technicznie klasyfikowane jako koncesje poszukiwawcze, podlegające ograniczeniu wydobycia do maksymalnie 10% zasobów geologicznych (wydobycie dla celów opróbkowania złóż). W dniu 11 sierpnia 2009 roku te koncesje zostały przedłużone i poszerzone o nowe obszary. Koncesje zostały przyznane na okres 5 lat, po upływie którego mogą być przedłużone na kolejny pięcioletni okres. Spółka KUB-Gas posiada prawo pierwszeństwa do przekształcenia koncesji poszukiwawczych po upływie okresu ich ważności w pełne dwudziestoletnie koncesje wydobywcze. Koncesja Wiergunskoje, w ramach której eksploatację rozpoczęto w latach 70. XX wieku, została przekształcona na dwudziestoletnią koncesję wydobywczą w 2009 roku.

Przyznanie spółce KUB-Gas koncesji poszukiwawczej na obszar Północne Makiejewskoje na okres pięciu lat rozpoczynający się dnia 29 grudnia 2010 roku zwiększyło łączny stan posiadania KUB-Gas do pięciu koncesji, jak również zwiększyło całkowity obszar objęty koncesjami o ponad 110%, do 36.315 hektarów (89.736 akrów).

KUB-Gas poinformowała Spółkę, że Ministerstwo Ochrony Środowiska, w ramach ogólnych procesów stosujących się do wielu koncesjodawców na Ukrainie, wszczęło postępowanie mające na celu ostateczne ustalenie ważności trzech koncesji poszukiwawczych: Makiejewskoje, Olgowskoje i Krutogorowskoje.

Roszczenia Ministerstwa Ochrony Środowiska dotyczące koncesji Makiejewskoje, Olgowskoje i Krutogorowskoje, zostały rozpatrzone przez wszystkie trzy instancje ukraińskich sądów administracyjnych, w tym przez Naczelny Sąd Administracyjny Ukrainy, a wyroki tych sądów dotyczące każdego z trzech roszczeń były korzystne dla KUB-Gas. Na mocy przepisów prawa ukraińskiego, wyrok Naczelnego Sądu

Administracyjnego może być zweryfikowany przez Najwyższy Sąd Ukrainy według jego wyłącznego uznania. Weryfikacja taka jest jednak możliwa wyłącznie w ograniczonych przypadkach.

#### *Ogólne warunki geologiczne aktywów spółki KUB-Gas*

Większa część złóż węglowodorów na Ukrainie występuje w rejonie basenu dniewrowsko-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 dniewrowsko-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 dniewrowsko-doniecki zajmuje powierzchnię ok. 31.000 km<sup>2</sup>, 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 dniewrowsko-donieckiego, gdzie horyzonty piaskowcowe osadzały się w warunkach zmieniających się od fluwalnych (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 wynurzenia. Pomiary geofizyki wiertniczej sugerują, że skały zbiornikowe zbudowane z piaskowców to prawdopodobnie płytkie morskie mierzeje, koryta rzeczne i odsypy w zakolach rzecznych.

Rów dniewrowsko-doniecki przechodzący w rów Prypeci stanowi wąską, wydłużoną, zorientowaną w kierunku północno-zachodnim nieckę leżącą pomiędzy dwoma wyniesieniami podłoża, tj. widoczną na powierzchni tarczą ukraińską na południowym-zachodzie i pogrzebanym łukiem woroneskim na północnym-wschodzie. W obrębie tego basenu, o długości 1.500 km i szerokości 200 km, zawiera się potencjalny obszar występowania węglowodorów o powierzchni ponad 100.000 km<sup>2</sup>. W strukturze rowu można wyróżnić zuskokowane terasy - północną i południową - oraz głęboką strefę osiową. Miąższość warstwy utworów osadowych wynosi 4 - 5 km w obrębie rowu Prypeci, a na północnym zachodzie basenu dniewrowsko-donieckiego sięga 5 km, zwiększając się ku jego południowo-wschodniej części, gdzie osiąga 20-22 km.

Główny okres ryftingu na obszarze basenu przypada na środkowy i późny dewon. Najstarsze osady dewońskie na tym obszarze zawierają jeziorne i fluwalne pokłady o zabarwieniu czerwonym (ang. *red beds*) oraz słabo wysortowane piaskowce. Sekwencja ta przechodzi w mułowce, iłowce oraz cienkoławicowe skały węglanowe. W warstwach górnego dewonu dominują konglomeraty, piaskowce i iłowce, którym towarzyszy niewielka ilość skał węglanowych. Za główne skały macierzyste uważa się czarne piaskowce ilaste oraz łupki wapienne. W warstwie tej znajdują się formacje anhydritowe oraz cienkie utwory halitowe, a w części osiowej basenu dniewrowsko-donieckiego, blisko górnej części warstwy dewonu, znajduje się miąższa formacja osadów solnych. Osady solne pierwotnie o miąższości 200 - 1.000 m w okresie późnego dewonu i wczesnego karbonu uległy procesom halokinezy i w większym lub mniejszym stopniu wpłynęły na rozwój struktury zalegających na nich warstw osadowych. Tworzą również regionalne uszczelnienie dla zalegających pod nimi skał zbiornikowych. Sekwencja podsolna w basenie dniewrowsko-donieckim zalega głęboko (3.500 - 5.000 m w obrębie teras oraz 4.500 m lub głębiej w strefie osiowej).

Warstwa utworów młodszych od solnych w najwyższej części górnego dewonu jest silnie zróżnicowana pod względem miąższości (100 - 1.000 m) głównie wskutek oddziaływania procesów halokinezy. W warstwie tej oraz zalegających na niej osadach dolnego karbonu dominują osady klastyczne utworzone w warunkach płytkiego morza, w tym łupki bogate w materię organiczną (stanowiące źródło ropy naftowej i gazu ziemnego w basenie dniewrowsko-donieckim) oraz skały zbiornikowe zbudowane z piaskowców o porowatości dochodzącej do 20%. Na tej warstwie zalega ok. 2.000 m regresywnych utworów osadowych osadzonych niezgodnie w warunkach zmieniających się od warunków płytkiego morza po warunki delty rzecznej, zawierających piaskowce o miąższości 1 - 55 m i porowatości 7 - 20%. Właśnie ta warstwa utworów młodszych od solnych zawiera większą część zasobów ropy naftowej basenu dniewrowsko-donieckiego występujących w pułapkach uszczelnionych utworami solnymi oraz w pułapkach stratygraficznych. W zalegających wyżej warstwach od górnokarbońskich do dolnopermskich, pokrytych utworami anhydritowymi i halitowymi, również dominują utwory klastyczne powstałe w warunkach zmieniających się od warunków płytkiego morza po warunki

kontynentalne, o miąższości do 2.500 m w strefie osiowej basenu dniewrowsko -donieckiego. W warstwie tej w strefie osiowej znajdują się pola gazonośne, a niewielkie zbiorniki gazu ziemnego występują w płytkich piaskowcach górnopermkich, triasowych i jurajskich.

#### *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.

Nowoczesna technologia sejsmiczna i interpretacja danych sejsmicznych to kolejna metoda, z której korzysta Spółka w celu lepszego określania, poszukiwania i zagospodarowywania Aktywów na Ukrainie. Obecnie przeprowadzane jest obejmujące obszar 120 km<sup>2</sup> badania sejsmiczne 3D na obszarach koncesji Olgowskoje i Makiejewskoje w celu precyzyjniejszego oszacowania karbońskich skał zbiornikowych i ich struktury oraz ustalenia dodatkowych lokalizacji odwiertów. Dzięki przetwarzaniu i interpretacji danych sejsmicznych Spółka zidentyfikowała piaskowce korytowe (ang. „*channel sands*”) i wykonała odwiert M-19. W 2010 roku w tej uprzednio pominiętej klasycznej anomalii typu „*bright spot*” (według standardów obowiązujących w zachodniej Kanadzie) dokonano odwiertu i odkryto nowy zbiornik gazu. Zespół techniczny Spółki oczekuje, iż nowe badanie 3D dostarczy ważnych informacji, które pomogą w pełnym zagospodarowaniu obszarów koncesyjnych Makiejewskoje i Olgowskoje.

#### *Zasoby*

RPS sporządziła Raport RPS nt. Ukrainy z oceny zasobów eksploatacyjnych gazu ziemnego i kondensatu (NGL) oraz zasobów warunkowych gazu ziemnego, związanych z 70% udziałem rzeczywistym KOV w Koncesjach na Ukrainie, według stanu na dzień 31 grudnia 2010 roku. Podstawowe informacje dotyczące zasobów eksploatacyjnych oszacowanych w Raporcie RPS nt. Ukrainy są przedstawione w „*Oświadczeniu o stanie zasobów i inne informacje o ropie i gazie*”.

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

<b>ZASOBY WARUNKOWE<sup>(1)</sup> (dla 100% udziału, bez uwzględniania ryzyka)</b>				
<i>Pole</i>	<i>Kategoria zasobów</i>	<i>Najniższa wartość szacunkowa<sup>(2)</sup></i>	<i>Najlepsza wartość szacunkowa<sup>(3)</sup></i>	<i>Najwyższa wartość szacunkowa<sup>(4)</sup></i>
<b>Olgowskoje</b>	Gaz (BCF)	9.465	37.073	89.161
<b>Makiejewskoje</b>	Gaz (BCF)	15.025	74.212	212.968

<b>ZASOBY WARUNKOWE<sup>(1)</sup> (dla 70% udziału rzeczywistego KOV, bez uwzględniania ryzyka)</b>				
<i>Pole</i>	<i>Kategoria zasobów</i>	<i>Najniższa wartość szacunkowa<sup>(2)</sup></i>	<i>Najlepsza wartość szacunkowa<sup>(3)</sup></i>	<i>Najwyższa wartość szacunkowa<sup>(4)</sup></i>



<b>Olgowskoje</b>	Gaz (BCF)	6.625	25.951	62.413
<b>Makiejewskoje</b>	Gaz (BCF)	10.518	51.948	149.078

**Uwagi:**

- (1) „Zasoby Warunkowe” to ilości ropy naftowej, które według szacunków na dany dzień mogą potencjalnie zostać pozyskane ze znanych akumulacji przy użyciu technologii znanych lub będących w trakcie rozwoju, ale wobec których dany projekt czy projekty nie osiągnął jeszcze stopnia zaawansowania pozwalającego na komercyjne zagospodarowanie ze względu na jedno lub więcej uwarunkowań. Uwarunkowania te obejmują takie czynniki, jak kwestie gospodarcze, prawne, dotyczące środowiska naturalnego, polityczne i regulacyjne, lub brak odpowiedniego rynku. Zasoby Warunkowe dzieli się na „Najniższą wartość szacunkową”, „Najlepszą wartość szacunkową” oraz „Najwyższą wartość szacunkową” według stopnia pewności związanego z szacunkami, a także mogą podlegać dalszej klasyfikacji według opłacalności ekonomicznej.
- (2) „Najniższa wartość szacunkowa” uważana jest za ostrożny szacunek ilości zasobów, które będą faktycznie pozyskane. Jest wysoce prawdopodobne, że ilości pozyskane w rzeczywistości przekroczą oczekiwania. W kategoriach rachunku prawdopodobieństwa oznaczać to będzie co najmniej 90% prawdopodobieństwo (P90), że ilości pozyskane będą równe lub wyższe niż ostrożny szacunek.
- (3) „Najlepsza wartość szacunkowa” uważana jest za wyważony szacunek ilości zasobów, które będą faktycznie pozyskane. Jest wysoce 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 ostrożny szacunek.
- (4) „Najwyższa wartość szacunkowa” uważana jest za optymistyczny szacunek ilości zasobów, które będą faktycznie pozyskane. Jest mało prawdopodobne, że ilości pozyskane w rzeczywistości przekroczą oczekiwania. 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 w zasoby eksploatacyjne w przyszłości konieczne będzie konsekwentne zagospodarowanie, zaś charakter planu będzie miał decydujący wpływ na spodziewane pozyskanie gazu.

Przyszły wzrost zasobów spodziewany jest z przeklasyfikowania zasobów warunkowych zdefiniowanych dla pól Olgowskoje i Makiejewskoje oraz ze spodziewanego rozwoju wszystkich pól. Potencjał dodatkowych wzrostów tkwi także w zasobach warunkowych powiązanych z polami Wiergunskoje i Krutogorowskoje. Raport RPS nie uwzględnia przewidzianych do wdrożenia na polach przez Spółkę nowych technik wydobywczych powszechnie stosowanych na świecie, zwiększających wydajność produkcji, takich jak wydobywanie z dwóch horyzontów (dual completion), czy stosowanie sprężarek gazu. Raport RPS nt. Ukrainy stwierdza, że istnieją dodatkowe zasoby gazu zlokalizowane w konwencjonalnych, ale stosunkowo cienkich pokładach, z których powinno być możliwe wydobywanie komercyjne, po zastosowaniu techniki szczelinowania. Do czasu, aż KOV nie potwierdzi skuteczności zastosowania tej metody na terenie swoich koncesji, zasoby te nie będą mogły być sklasyfikowane.

Program prac na rok 2011 koncentruje się głównie na wydobywaniu z pól Olgowskoje i Makiejewskoje. Odbywać się to będzie poprzez wykonanie nowych odwiertów, wydobywanie z nowych stref poprzez istniejące odwierty, eksploatację z dwóch horyzontów, stymulację wydobywania z zastosowaniem nowoczesnych, zaawansowanych technicznie metod, stosowanych powszechnie w innych regionach świata, a także poprzez realizację strategii kompresji.

*Prace poszukiwawcze i w dziedzinie zagospodarowania oraz przyszłe działania*

Od czasu nabycia KUB-Gas w czerwcu 2010 roku wykonano i orurowano dwa odwierty pod nadzorem operacyjnym i przy współudziale technicznym Spółki. Trzeci odwiert O-7 - wykonany przed nabyciem KUB-Gas - także był zrealizowany przy współudziale technicznym KOV. W grudniu 2010 roku rozpoczęto wydobywanie gazu z odwiertu O-7. Odwiert M-19 został przetestowany w lutym 2011 roku w warunkach przepływu wynoszącego 5 MMcf/d przy zastosowaniu zwężki o średnicy 10 mm i oczekuje się, że pod koniec drugiego

kwartału rozpocznie się regularne wydobywanie na początkowym poziomie 3-3,5 mln MMcfd. Prace nad czwartym odwiertem, O-9, rozpoczęły się 5 marca 2011 roku.

Program prac na 2011 rok przewiduje przede wszystkim dalszą wszechstronną i efektywną eksploatację pól Olgowskoje i Makiejewskoje. Aby skuteczniej prowadzić eksploatację tych pól, przeprowadzane jest obecnie badanie sejsmiczne 3D, obejmujące obszar 120 km<sup>2</sup>, które ma być ukończone w drugim kwartale 2011 roku. Po otrzymaniu nowych danych zespoły techniczne będą kontynuować wykonywanie nowych odwiertów, przygotowywać się do wydobywania z nowych stref poprzez istniejące odwierty i planować eksploatację z dwóch horyzontów oraz stymulację wydobywania z zastosowaniem nowoczesnych, zaawansowanych technicznie metod, stosowanych powszechnie w innych regionach świata, a także poprzez realizację strategii kompresji.

Obecne plany wierceń zakładają, że w ciągu 2011 roku średnio co sześć tygodni będzie wykonywany nowy odwiert. Przewiduje się, iż urządzenia serwisowe KUB-Gas będą obłożone pracą prawie bez przerwy przy nowych i istniejących odwiertach.

W związku z koncesją poszukiwawczą Północne Makiejewskoje rozpoczęto program badań sejsmicznych 2D, który powinien zakończyć się w drugim kwartale 2011 roku, zaś pierwsze odwierty poszukiwawcze w ramach tej koncesji są planowane na początek 2012 roku.

#### *Rzeczowe aktywa trwałe*

KUB-Gas jest właścicielem 100% czterech instalacji przetwarzania gazu ziemnego, o łącznej wydajności 98,1 MMcfd gazu ziemnego na dzień oraz sieci rurociągów o łącznej długości ponad 40 km, z których wszystkie są położone na obszarze Koncesji na Ukrainie, służących wydobywaniu i sprzedaży gazu ziemnego. Ponadto KUB-Gas jest wyłącznym właścicielem dwóch serwisowych urządzeń wiertniczych, magazynu części zamiennych, pojazdów pomocniczych, gruntu i budynków.

Spółka posiada 70% udział w Loon Ukraine (która z kolei posiada 100% KUB-Gas), a tym samym 70% udział pośredni netto w Koncesjach na Ukrainie oraz w urządzeniu wiertniczym należącym do Loon Ukraine.

#### *Istotne umowy*

##### *(a) Umowa Akcjonariuszy*

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

Zgodnie z SHA, KOV Cyprus oraz Gastek zobowiązują się, że Loon Ukraine będzie prowadzić działalność w sektorze gazowo-naftowym 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 gazowo-naftowym na Ukrainie bez korzystania z Loon Ukraine, druga strona może działać niezależnie.

SHA zawiera zwyczajowe ograniczenia dotyczące zakazu konkurencji obowiązujące strony umowy.

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

Rada Dyrektorów Loon Ukraine składa się z pięciu członków. Dopóki KOV Cyprus posiadać będzie nie mniej niż 60% wyemitowanego kapitału Loon Ukraine, przysługuje jej prawo do powoływania trzech członków Rady Dyrektorów Loon Ukraine (w tym Przewodniczącego Rady). W innym przypadku KOV Cyprus będzie uprawniona do powołania dwóch Dyrektorów, a Gastek - trzech, w skład Rady Dyrektorów Loon Ukraine (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 gazowo-naftowym prowadzonej przez KUB-Gas (także decyzji o zarzuceniu działalności na poszczególnych polach). Komitet ten odpowiada również za opracowywanie i rekomendowanie rocznych programów prac i budżetów Radzie Dyrektorów Loon Ukraine.

Rozwiązywanie sytuacji impasowych w Radzie Dyrektorów czy Komitecie Zarządzającym odbywa się 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 nie udzielenia pożyczki Loon Ukraine w sposób wymagany zgodnie z 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 Loon Ukraine prawo żądania samodzielnie od Loon Ukraine nakazania KUB-Gas prowadzenia określonych działań w sektorze gazowo-naftowym na zasadzie wyłączności (np. wówczas, gdy drugi akcjonariusz nie będzie zainteresowany, aby Loon Ukraine nakazało 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 Loon Ukraine 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 trzech indywidualni akcjonariusze Gastek („**Poręczyciele**”), KOV Cyprus oraz Loon Ukraine zawarli Umowę Poręczenia („**Umowa Poręczenia**”), na mocy której Poręczyciele osobiście, bezwarunkowo i nieodwołalnie udzielają solidarnie poręczenia za zobowiązania Gastek przewidziane w dwóch umowach kupna-sprzedaży, SHA, Opcji Sprzedaży i Porozumieniu Dodatkowym. Na mocy Umowy Poręczenia, wszystkie zobowiązania Gastek, wynikające z umowy nabycia oraz dotyczące bieżących zobowiązań Gastek do sfinansowania 30% udziału w bieżących działaniach poszukiwawczych i w zakresie zagospodarowania złóż, 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. Możliwe jest jedynie wskazanie, że wysokość poręczenia będzie uzależniona od 30% udziału Gastek w zobowiązaniu do finansowania prowadzonej przez KUB-Gas bieżącej działalności poszukiwawczej, zagospodarowania złóż oraz operacyjnej.

KOV Cyprus i/lub Loon Ukraine może, wedle własnego uznania, wystosować do któregośkolwiek Poręczyciela, lub wszystkich Poręczycieli, żądanie wykonania zobowiązania wynikającego z Poręczenia. Szczegóły zawarte w takim żądaniu sporządzonym przez KOV Cyprus lub Loon Ukraine mają charakter rozstrzygający i Poręczyciele bezwarunkowo je zaakceptują.

Umowa Poręczenia została zawarta pod prawem angielskim. Wynikające z niej i związane z nią spory będą rozstrzygane przez LCIA. Wartość Poręczenia będzie zmienna, w zależności od wartości zobowiązań, których nie wykona Gastek, a które będą objęte Poręczeniem. Nie ustalono żadnej maksymalnej bądź minimalnej kwoty poręczenia.

#### (c) Opcja Sprzedaży

Zgodnie z prawem ukraińskim, istnieje wiele wymogów technicznych niezbędnych do posiadania tytułu prawnego (dzierżawa gruntu) do prowadzenia prac poszukiwawczych i wydobywczych w zakresie ropy naftowej i gazu. Niespełnienie któregośkolwiek z nich może stanowić podstawę kwestionowania ważności tych 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 Opcję Sprzedaży.

W Opcji Sprzedaży Gastek udziela KOV Cyprus opcji sprzedaży, na podstawie której KOV Cyprus może żądać od Gastek nabycia wszystkich jej akcji w Loon Ukraine 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.

Celem opcji sprzedaży jest umożliwienie KOV Cyprus odzyskania części lub całości środków zapłaconych tytułem ceny nabycia w przypadku, gdyby wartość KUB-Gas zmniejszyła się wskutek wystąpienia przesłanek wykonania opcji. Cena wykonania opcji sprzedaży stanowi skorygowaną cenę nabycia i depozytu przypadającą na akcję, zapłaconą za każdą akcję KUB-Gas, obliczoną na dzień zamknięcia transakcji.

Opcja Sprzedaży została zawarta pod prawem angielskim. Wynikające z niej i związane z nią spory będą rozstrzygane przez LCIA. Opcja Sprzedaży wygasa 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 dalszej rozbudowie i eksploatacji Aktywów KUB-Gas („Usługi Techniczne”). Usługi Techniczne mogą być świadczone bezpośrednio na rzecz właściwego kontrahenta przez usługodawcę, 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 Loon Ukraine („**Główna TSA**”). Zawarto ją dnia 13 stycznia 2011 roku, lecz obowiązuje od dnia 1 stycznia 2010 roku. Umowa ta określa Usługi Techniczne, jakie mają być realizowane dla Loon Ukraine na rzecz KUB-Gas. Loon Ukraine płaci za Usługi Techniczne na podstawie rozliczenia czasowo-kosztowego.

Druga TSA została zawarta pomiędzy Loon Ukraine a KUB-Gas („**Drugorzędna TSA**”). Umowę tę zawarto również dnia 13 stycznia 2011 roku i obowiązuje ona również 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 Loon Ukraine na mocy Głównej TSA są przekazywane KUB-Gas. Loon Ukraine może jednak również świadczyć Usługi Techniczne na rzecz KUB-Gas na mocy Drugorzędnej TSA niezależnie od usług świadczonych na rzecz Loon Ukraine 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:

Nr	Data podpisania	Nazwa odbiorcy (kontrahenta)	Data wygaśnięcia	Wolumen, min. liczba m <sup>3</sup> , marzec 2010	Cena <sup>(1)</sup> (UAH/miesiąc)
1-KF -2011	1 grudnia 2010 r.	LLC „SKHID AUTO-GAS”	31 grudnia 2011 r.	0,400	2793,12
2-KF -2011	1 grudnia 2010 r.	WYDZIERŻAWIONE PRZEDSIĘBIORSTWO „KOPALNIA IM. O.F. ZASIADKO”	31 grudnia 2011 r.	0,480	2793,12

<i>Nr</i>	<i>Data podpisania</i>	<i>Nazwa odbiorcy (kontrahenta)</i>	<i>Data wygaśnięcia</i>	<i>Wolumen, min. liczba m<sup>3</sup>, marzec 2010</i>	<i>Cena<sup>(1)</sup> (UAH/miesięc)</i>
3-KΓ -2011	30 grudnia 2010 r.	LLC „LUGANSK ADMINISTRATION OF ROAD CONSTRUCTION NO. 3” [„LUGANSKA ADMINISTRACJA BUDOWY DROGI NR 3”]	31 grudnia 2011 r.	0,010	2793,12
4-KΓ -2011	30 grudnia 2010 r.	OSOBA FIZYCZNA – GOLENKO GALINA MYKOLAIVNA	31 grudnia 2011 r.	0,010	2793,12
5-KΓ -2011	1 grudnia 2010 r.	LLC „YUG-GAS”	31 grudnia 2011 r.	4,300	2715,00
6-KΓ -2011	7 lutego 2011 r.	LLC „ALEX-A LTD.” <sup>(2)</sup>	31 grudnia 2011r.		
7-KΓ -2011	14 lutego 2011 r.	LLC „INTRUST COMPANY” <sup>(2)</sup>	31 grudnia 2011 r.		
8-KΓ -2011	23 lutego 2011 r.	LLC „UKREMERGOHOLDING” <sup>(2)</sup>	31 grudnia 2011 r.		

**Uwaga:**

(1) w tym VAT i inne należne podatki.

(2) Umowy z tymi odbiorcami chociaż zawarte, to nie mają jeszcze ustalonych wolumenów, harmonogramu dostaw i cen

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).

Ogłoszony przez Narodowy Bank Ukrainy kurs wymiany dolara amerykańskiego do ukraińskiej hrywny obowiązujący na koniec dnia 25 marca 2011 roku wyniósł 7,9710. Według tego kursu wymiany ceny za metr sześcienny ujęte w tabeli powyżej wynoszą nie więcej niż 350,41 USD (2.793,12 UAH) i nie mniej niż 340,61 USD (2.715,00 UAH), przy cenie maksymalnej 9,87 USD za Mcf i minimalnej USD 9,59 USD za Mcf.

## Syria

Loon Latakia, spółka pośrednio zależna od KOV, posiada 100% udział w Umowie o podziale wpływów z wydobywania 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 wydobywania ropy naftowej i gazu ziemnego z Bloku 9, o powierzchni 10.032 km<sup>2</sup> zlokalizowanego w północno-zachodniej Syrii. Do 100% udziału spółki Loon Latakia w Umowie o podziale wpływów z wydobywania dla Bloku 9 w Syrii mają zastosowanie poniżej opisane warunki ekonomiczne i udziały, do czasu formalnego zatwierdzenia przez syryjskie władze przeniesienia 20% i 30% udziałów prawie użytkowania górniczego objętych Umową o podziale wpływów z wydobywania dla Bloku 9 w Syrii na rzecz, odpowiednio, Triton Singapore i MENA Hydrocarbons (Syria) Limited. Transakcje i umowy dotyczące obu cesji opisano poniżej.

W pierwszej połowie 2010 roku sfinalizowano program badań sejsmicznych 3D. Dopuszczalna jest możliwość nabycia przez stronę trzecią 5% udziału w Bloku 9, pod warunkiem uzyskania zgody rządu Syrii.

Jeżeli każda z opisanych powyżej transakcji cesji dojdzie do skutku, spółka Loon Latakia będzie w posiadaniu 45% udziału w Bloku 9 w Syrii.

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<sup>2</sup> (2.478.876 akrów), jest perspektywiczny z punktu widzenia występowania ropy naftowej, gazu ziemnego i kondensatu.

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. Poza wyżej wymienionymi, nie istnieją tam żadne inne 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 wydobywania ropy i gazu*

Basen Palmirydów obejmuje 65 pól o szacowanych łącznych zasobach 2P 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 kondensatu (NGL). Blok 9 położony jest około 20 km na północ od niedawno odkrytych złóż ropy lekkiej i gazu w Mudawara. Zgodnie z doniesieniami, złoża w Mudawara zawiera ponad 5 MMboe w dolomitach triasowych Kurrachine. Na południowo-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 rowie tektonicznym El-Kabir, odkryto podczas kopania fundamentów pod nowy budynek złoża ropy naftowej na głębokości 16 m. Przez kilka miesięcy z terenu budowy wydobywano dziennie aż do 140 bopd o ciężarze właściwym od 26° do 30° API. Wydobywano tam ropę świeżą, bez oznak biodegradacji. Wstępne analizy geochemiczne wskazują na syryjskie 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 wydobywanie w ostatnim dziesięcioleciu gwałtownie wzrosło dzięki skutecznemu zastosowaniu metod wydobywania ropy naftowej drugiego i trzeciego rzędu w celu poprawy wydajności.

Początkowe prace poszukiwawcze Spółki będą 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 wschodnim regionie, 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 dokonanej niedawno ponownego przetworzenia danych 2D oraz sporządzonymi następnie przez KOV mapami 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 złoża ropy i gazu Mudawara leżące ok. 20 km na południe od obszaru Bloku 9, objętego pracami poszukiwawczymi. Obliczona na podstawie opróbkowania dobową wydajność odwiertu Mudawara wynosi 136 baryłek ropy (ropa o ciężarze właściwym od 28° do 31° API pochodząca z triasowo-jurajskich skał węglanowych) oraz 8 mln stóp sześciennych gazu ziemnego na dzień (MMcf/d). Operator Obszaru Koncesji obejmującego obszar Mudawara następnie przeprowadził badania sejsmiczne 3D złoża 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. Obliczona na podstawie opróbkowania wydajność odwiertu, dzięki któremu dokonano odkrycia, oraz odwiertu wykonanego w celu dokonania oceny wynosi 44 baryłki ropy dziennie (ropa pochodząca z permsko-karbońskich piaskowców Amanus) oraz 113 baryłek ropy dziennie o ciężarze właściwym 31,5° API (średniociężka ropa pochodząca z triasowych dolomitów Kurrachine). Obliczona na podstawie opróbkowania wydajność 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, wynosi 25 baryłek ropy dziennie, przy czym jest to ropa o ciężarze właściwym 20° API, pochodząca z piaskowcowych skał zbiornikowych z okresu kredy.

Podstawowym celem pierwszego etapu wierceń będzie ropa z ordowickich i permsko-karbońskich piaskowców. Piaskowce te znajdują się w basenie Palmirydów i charakteryzują się dobrymi właściwościami zbiornikowymi. 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 pułapka złożowa kluczowego rodzaju, 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.

#### *Zasoby Perspektywiczne*

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 wyceny potencjału Bloku 9 i dokonała obliczeń w zakresie zasobów perspektywicznych dla rozpoznanych obiektów poszukiwawczych na dzień 31 grudnia 2010 roku. Spółka zidentyfikowała dwa obiekty poszukiwawcze, Itheria i Bashaer, na podstawie danych sejsmicznych 3D oraz danych o warunkach geologicznych analizowanych przez personel techniczny Spółki. Oba obiekty położone są w południowo-wschodniej części obszaru Bloku 9 objętego głównymi pracami poszukiwawczymi.

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

<b>ZASOBY PERSPEKTYWICZNE<sup>(1)</sup> (udział 100%, bez uwzględnienia ryzyka)</b>				
<i>Obiekt poszukiwawczy</i>	<i>Kategoria zasobów</i>	<i>Najniższa wartość szacunkowa<sup>(2)</sup></i>	<i>Najlepsza wartość szacunkowa<sup>(3)</sup></i>	<i>Najwyższa wartość szacunkowa<sup>(4)</sup></i>
<b>Itheria</b>	Ropa naftowa (MMBLS)	80	300	677
	Gaz (BCF)	57	225	530
	<b>Razem MMBOE</b>	<b>90</b>	<b>338</b>	<b>765</b>
<b>Bashaer</b>	Ropa naftowa (MMBLS)	50	94	165
	Gaz (BCF)	25	47	82
	<b>Razem MMBOE</b>	<b>54</b>	<b>102</b>	<b>178</b>
<b>Razem<sup>(5)</sup></b>	Ropa naftowa (MMBLS)	146	400	819
	Gaz (BCF)	95	276	595
	<b>Razem MMBOE</b>	<b>162</b>	<b>446</b>	<b>919</b>

<b>ZASOBY PERSPEKTYWICZNE<sup>(1)</sup> (udział rzeczywisty KOV 45%, bez uwzględnienia ryzyka)</b>				
<i>Obiekt poszukiwawczy</i>	<i>Kategoria zasobów</i>	<i>Najniższa wartość szacunkowa<sup>(2)</sup></i>	<i>Najlepsza wartość szacunkowa<sup>(3)</sup></i>	<i>Najwyższa wartość szacunkowa<sup>(4)</sup></i>
<b>Itheria</b>	Ropa naftowa (MMBLS)	36	135	305
	Gaz (BCF)	25	101	239
	<b>Razem MMBOE</b>	<b>40</b>	<b>152</b>	<b>344</b>
<b>Bashaer</b>	Ropa naftowa (MMBLS)	22	42	74
	Gaz (BCF)	11	21	37
	<b>Razem MMBOE</b>	<b>24</b>	<b>46</b>	<b>80</b>
<b>Razem<sup>(5)</sup></b>	Ropa naftowa (MMBLS)	66	180	369
	Gaz (BCF)	43	124	268
	<b>Razem MMBOE</b>	<b>73</b>	<b>201</b>	<b>413</b>



#### Uwagi:

- (1) „Zasoby perspektywiczne” to oszacowana na dany dzień ilość ropy naftowej, która jest potencjalnie wydobywana z nieodkrytych akumulacji w ramach przyszłych przedsięwzięć dotyczących ich zagospodarowania. Zasoby perspektywiczne mają zarówno szansę odkrycia, jak i szansę rozwoju. Zasoby perspektywiczne w zależności od stopnia pewności ich odkrycia i możliwości rozwoju mogą być dalej dzielone na podstawie stopnia zaawansowania projektu.
- (2) „Najniższa wartość szacunkowa” uważana jest za ostrożny szacunek ilości zasobów, które będą faktycznie pozyskane. Jest wysoce prawdopodobne, że ilości pozyskane w rzeczywistości przekroczą oczekiwania. W kategoriach rachunku prawdopodobieństwa oznaczać to będzie co najmniej 90% prawdopodobieństwo (P90), że ilości pozyskane będą równe lub wyższe niż ostrożny szacunek.
- (3) „Najlepsza wartość szacunkowa” uważana jest za wyważony szacunek ilości zasobów, które będą faktycznie pozyskane. Jest wysoce 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 ostrożny szacunek.
- (4) „Najwyższa wartość szacunkowa” uważana jest za optymistyczny szacunek ilości zasobów, które będą faktycznie pozyskane. Jest mało prawdopodobne, że ilości pozyskane w rzeczywistości przekroczą oczekiwania. W kategoriach rachunku prawdopodobieństwa oznaczać to będzie co najmniej 10% prawdopodobieństwo (P10), że ilości pozyskane będą równe lub wyższe niż optymistyczny szacunek.
- (5) Najniższa, Najlepsza i Najwyższa wartość szacunkowa są zsumowane wg rachunku prawdopodobieństwa, a nie na zasadzie sumy arytmetycznej

Podstawą oszacowań była interpretacja badania sejsmicznego 3D oraz dostępne dane z odwiertu i pola, 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 poniżej zgodności formacji kredowej (Rutbah).
- Istnieje ryzyko erozji części macierzystych skał triasowych, a nawet łupkowego nakładu 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<sup>2</sup> 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 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, jaką dysponuje Spółka, budowy geologicznej tego obszaru, wyznaczono dwa obiekty poszukiwawcze. Oczekuje się, że rozpoczęcie odwiertu poszukiwawczego (Itheria-1), służącego ocenie pierwszego obiektu poszukiwawczego, nastąpi pod koniec drugiego kwartału lub na początku trzeciego kwartału 2011 roku. Drugi odwiert, Bashaer-1, rozpocznie się wkrótce po zakończeniu odwiertu Itheria-1.

## *Istotne umowy*

### (a) Umowa o podziale wpływów z wydobycia

Umowa o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku 9 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 zatwierdzenia przez SPC planu zagospodarowania Bloku 9 – do wydobycia ropy i gazu z Bloku 9, obejmującego 10.032 km<sup>2</sup> (2.478.876 akrów) w północno-zachodniej Syrii. Po zawarciu umowy udziały Spółki zostały przekazane na rzecz Loon Latakia.

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

W ramach wynagrodzenia z tytułu Przejęcia 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. Po uzyskaniu takiego zezwolenia udział opisany powyżej automatycznie wygaśnie. W przypadku odmowy wydania zezwolenia, Loon Latakia wyda Triton Singapore taką liczbę akcji Loon Latakia, która zapewni Triton Singapore tę samą pozycję ekonomiczną, którą uzyskałaby ona, gdyby rząd Syrii należycie zatwierdził cesję 20% udziału w Umowie o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku 9.

Triton Singapore i Loon Latakia ubiegają się obecnie o zezwolenie władz Syrii na formalną cesję 20% udziału w Bloku 9 na rzecz Triton Singapore.

### (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., prywatnej spółki zarejestrowanej w Kalifornii.

### (d) Umowa typu farm-out ze spółką MENA

W dniu 1 września 2010 roku Loon Latakia i MENA Hydrocarbons (Syria) Ltd. („**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 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. Spółka w dniu 17 marca 2011 roku 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.

### (e) Wspólna umowa operacyjna

W dniu 1 września 2010 roku Loon Latakia, MENA Syria i Triton Singapore zawarły Wspólną umowę operacyjną dotyczącą wspólnego przedsięwzięcia w zakresie poszukiwania 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 Triton Singapore i MENA Syria w Umowie o podziale wpływów z wydobywania dla Bloku 9 w Syrii i wymaga zgody władz Syrii na cesję bezpośrednich udziałów Triton Singapore i MENA Syria opisanych powyżej.

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 wydobywania dla Bloku 9 w Syrii.

(f) Gwarancja

Zgodnie z warunkami Umowy o podziale wpływów z wydobywania 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 2010 roku, wysokość gwarancji wynosiła 5.040.992 USD (31 grudnia 2009 r.: 6.758.241 USD). Z tej kwoty 1.750.000 USD wypłacono w styczniu 2011 roku, zaś kolejnych 250.000 USD ma zostać wypłacone w dalszej części roku 2011. 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 70% udziału w Umowie o podziale wpływów z wydobywania dla Bloku 9 w Syrii. Spółka zawarła porozumienia zobowiązujące ją do przekazania łącznie 25% udziału na rzecz osób trzecich, pod warunkiem uzyskania zgody władz Syrii. Jeżeli zgoda taka zostanie wydana, Spółka zachowa udział rzędu 45% w Bloku 9 w Syrii.

Jeżeli zatwierdzone zostaną wszystkie transakcje cesji, partnerami *joint venture* w ramach Bloku 9 w Syrii będą: KOV (operator): 45%; MENA Syria: 30%; Triton Singapore: 20%; oraz UME: 5%.

**Brunei**

Brunei jest trzecim pod względem wielkości wydobywania 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 2010 roku na ponad 48.000 USD. Ropa naftowa i płynny gaz LNG to główne towary eksportowe Brunei.

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

*Umowa o podziale wpływów z wydobywania dla Bloku L*

Kulczyk Oil Brunei, spółka pośrednio zależna w 100% od Spółki, posiada 40% udział w Umowie o podziale wpływów z wydobywania dla Bloku L 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 wydobywania ropy naftowej i gazu ziemnego na obszarze Bloku L, o powierzchni 2.220 km<sup>2</sup> (550.000 akrów). 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<sup>2</sup>. 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 Spółka partycypowała w dwóch

odwiertach poszukiwawczych, Lukut-1 i Lempuyang-1, które wykonano na Bloku L w 2010 roku. Oba odwierty wykazały obecność węglowodorów i zostały orurowane na całej długości do czasu przeprowadzenia dalszej oceny i testów.

Okolo 65% powierzchni Bloku L leży na lądzie. Podmorska część Bloku L leży w obszarze stosunkowo płytkich wód i obejmuje pas o szerokości 7 km ciągnący się wzdłuż północno-zachodniego brzegu oraz zasadniczo cały obszar Zatoki Brunei we wschodniej części. 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 r., 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<sup>2</sup> (700 do 1.400 akrów) 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 r. i leżącego w odległości mniej niż 3 km od granicy Bloku L, zakończy się do 2012 r. 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 Umowie 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 3.011 km<sup>2</sup> (744,000 akrów). 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<sup>2</sup>, 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<sup>2</sup> 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 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.

Obszar Bloku M jest na ogół porośnięty dżunglą i położony na małej wysokości nad poziomem morza, z wyjątkiem rejonów wyźwigniętych 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 obliczona na podstawie opróbkowania wydajność wydobycia 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 2009* (Przegląd Statystyczny 2009 – Energia na świecie) opublikowany przez BP informuje, że w obrębie Delt Baram na terytorium Brunei wydobyto 2,4 mld baryłek ropy naftowej oraz 5,9 bln stóp sześciennych gazu ziemnego, a zasoby potwierdzone tego regionu to 1,1 mld baryłek ropy naftowej oraz 12,4 bln stóp sześciennych gazu ziemnego. Ponadto, według szacunków USGS, na terytorium Brunei wciąż czekają na odkrycie zasoby ropy naftowej wielkości 1,6 mld baryłek oraz zasoby gazu ziemnego wielkości 11,3 bln stóp sześciennych.

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 oraz na terenie na zachód od Jerudong, leżącym pod płytkimi wodami, który był objęty przez aktualne badanie sejsmiczne 3D, oraz
- (d) poszukiwań (obciążonych średnim ryzykiem) gazu ziemnego w strukturach zalegających pod wodami Zatoki Brunei.

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) obciążonych średnim lub wysokim ryzykiem struktur nasunięciowych na przedłużeniu antykliny Belait, oraz
- (d) obciążonych wysokim ryzykiem akumulacji ropy i gazu ziemnego w strukturalnych spiętrzeniach, 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 gazu skupionych w rejonie Simbatang. BSP wykonało osiem płytkich odwiertów poszukiwawczych w rejonie tego skupiska w latach 1914–1918. We wszystkich tych odwiertach przewiercono 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* - Obiekt poszukiwawczy Lempuyang to duże zaburzone trzema uskokami zamknięcie z anomaliami amplitudy sejsmicznej, które mogą wskazywać na obecność ropy lub gazu w każdym ograniczonym uskokami bloku w obrębie obiektu. Główny cel poszukiwań zalega na głębokości 7.900 stóp (2.400 m) w osadach deltowych. Sekcja ta została przewiercona w odwiercie Birau-2, w

strukturalnie niższej pozycji w jednym z ograniczonych uskokami bloków w obrębie obiektu. We wspomnianym odwiercie stwierdzono porowate sekwencje piaskowcowe pochodzenia deltowego, o grubości ziarna rosnącej w kierunku powierzchni. Sekwencje te obejmują potencjalną sekcję skały zbiornikowej obiektu poszukiwawczego Lempuyang. Oprócz stwierdzenia obecności skały zbiornikowej, w odwiercie napotkano również cechy wyraźnie wskazujące na obecność gazu oraz niewielką fluorescencję charakterystyczną dla ropy naftowej i odnotowaną w wynikach pomiarów węglowodorów w płucze wiertniczej i końcowym raporcie z odwiertu. O istnieniu obiektu poszukiwawczego Lempuyang świadczy również nagromadzenie anomalii amplitudy występujących w pozycji strukturalnie wyższej niż odwiert Birau-2 i wykazujących znaczne dopasowanie do struktury.

- Prace nad Lempuyang-1 rozpoczęło się w połowie lipca 2010 roku i 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 ciągle 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 przewiercona w żadnym z odwiertów zlokalizowanych w obrębie Bloku L, chociaż w odwiercie BL-18 w obrębie Bloku M, położonym na południe od omawianego obiektu, dowieziono 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 głębokości średniej, ok. 2.000 m w formacji Belait. Sekcja ta została przewiercona w licznych odwiertach zlokalizowanych na obszarze, w którym stwierdzono objawy występowania 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 głębokości płytkiej lub średniej, od ok. 1.600 m do ok. 2.000 m w formacji Belait. Sekcja ta została przewiercona w licznych odwiertach zlokalizowanych na obszarze, w którym stwierdzono objawy ropy naftowej i gazu ziemnego. Skupisko wycieków w obrębie obiektu poszukiwawczego Simbatang leży na północnym skraju obiektu.
- Prace nad Lukut-1 rozpoczęły się w drugim kwartale 2010 roku. Ostateczna głębokość odwiertu wyniosła 2.366 m. Oznaki występowania gazu ziemnego, wskazania obecności węglowodorów w zwiercinach z wielu sekcji odwiertu oraz interpretacja rejestrów z odwiertów wskazały na dziesięć potencjalnych stref zalegania węglowodorów. Odwiert został orurowany na całej długości do czasu dalszej oceny. Według wstępnych planów testy odwiertu odbędą się w 2011 roku, po zakończeniu programu testów odwiertu Lempuyang-1.

Poniżej opisano pozostałe obiekty poszukiwawcze, zidentyfikowane w obrębie Bloku L na podstawie profili 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 uskoki bloku, który obejmował produkcyjne odwierty Jerudong-2, Jerudong-9 i Jerudong-6. Złożona, zaburzona trzema uskoki pałapka złożowa zawiera zasoby o znanej objętości z opróbkowanym horyzontem złożowym.
- *Binturan* - Obiekt poszukiwawczy Binturan to ograniczone trzema uskoki poprzecznymi zamknięcie przebiegające pod dnem morskim zgodnie z kierunkiem kompleksu naftowo-gazowego Scout Rock wzdłuż grzbietu strukturalnego biegnącego równoległe do antykliny o rdzeniu łupkowym rozciągającej się od pola Champion, przez obiekt poszukiwawczy Point Punyit, do obszaru obiektu poszukiwawczego Jerudong.
- *Point Punyit* - Obiekt poszukiwawczy Point Punyit leży pod dnem morskim, w odległości od 3-5 km od obszaru Jerudong, wzdłuż tego samego grzbietu o rdzeniu łupkowym, który tworzy ogromne pole Champion. Omawiany obiekt poszukiwawczy, częściowo objęty badaniem sejsmicznym 3D, leży na wschodnim skrzydle antykliny, zaś pałapka złożowa możliwa jest w miejscu poprzecznego zaburzenia uskokiego.
- *East Maura* - Obiekt poszukiwawczy East Maura, położony w Zatoce Brunei, to struktura, która została już opróbkowana. Obiekt jest ograniczoną czterema uskoki poprzecznymi antykliną, przeobrażoną w wyniku inwersji, w obrębie skrzydła wiszącego dużego uskoku nasuniętego, w którym stwierdzono obecność gazu ziemnego.
- *Skupisko obiektów poszukiwawczych w Zatoce Brunei* – Pięć strukturalnych obiektów poszukiwawczych leży na północny-wschód, południowy-zachód oraz w kierunku zgodnym z odkrytym złożem gazu East Maura. Zespół struktur ograniczonych czterema lub trzema uskoki leży wzdłuż skrzydła wiszącego tego samego dużego uskoku nasuniętego, który doprowadził do powstania kulminacji East Maura.

#### *Blok M*

Charakteryzująca się dużą wydajnością antykлина 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). Antykлина 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 synkлина Belait, która rozszerza się i pogłębia w kierunku północnym, a zanika w kierunku południowym. Antykлина Belait jest ograniczona od zachodu uskoki Belait o wergencji zachodniej, który jest dużym uskoki odwróconym ze znacznym zrzutem, oraz serią odwróconych uskoki kulisowych z wergencją wschodnią, na zachodnim skrzydle synkliny Belait.

Geometrię pałapek złoża Belait można określić jako ostro pofałdowaną antyklinę o strukturze uskokiej. Powierzchnia złoża wynosi niemal 122 km<sup>2</sup> (30.000 akrów). Zgodnie z interpretacją, jest to nasunięta struktura wyciśnięta spoczywająca na pokazywanym zespole uskoki przesuwczych. Zespół dzieli się prawdopodobnie na dużą liczbę odrębnych form uskokiej, 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 węgla i węgla brunatnych. Formacja Belait została osadzona na zerodowanej powierzchni formacji Temburong. Sekwencja fluwialna przechodzi ku górze w transgresyjną sekwencję płytkomorską, w której skład wchodzi 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<sup>2</sup>, 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 grawimetrycznego i magnetycznego przeprowadzonego na tych obszarach w 2008 roku, przed badaniem aerograwitacyjnym, oraz na podstawie analizy przeprowadzonej przez pracowników technicznych KOV dotyczącej danych z odwiertów wykonanych uprzednio na terenie Bloku M:

- *Merawan* – ten obiekt poszukiwawczy będzie testował potencjalnie gazo- i roponośne 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 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 2009 3D.
- *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. Potencjalna pułapka znajduje się na północnozachodnim krańcu obszaru 2009 3D i rozciąga się na nowy obszar 2010 3D.
- *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 2009 3D. 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 2009 3D. 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.

### *Zasoby Perspektywiczne*

#### *Blok L*

Nie przygotowano jeszcze aktualnej oceny zasobów perspektywicznych dla Bloku L.

#### *Blok M*

Firmie RPS zlecono przygotowanie oceny zasobów – pm perspektywicznych i warunkowych zasobów na obszarze Bloku M. Na dzień sporządzenia niniejszego dokumentu nie otrzymano jeszcze raportu końcowego.

### *Działalność poszukiwawcza i plany na przyszłość*

#### *Programy sejsmiczne*

##### *Blok L*

Program pozyskania 350 km<sup>2</sup> danych sejsmicznych 3D w Bloku L, wspomagający proces oceny potencjału południowo-wschodniej części Bloku L - najbliższej polu naftowemu Seria – zakończono dnia 8 maja 2009 roku dla obszaru Tutong. Przetwarzanie pozyskanych danych zakończono na jesieni 2009 roku, zaś ich interpretacja przez specjalistów technicznych KOV pomogła zidentyfikować pięć obiektów poszukiwawczych, które w opinii kierownictwa KOV, mogą zawierać węglowodory. W dwóch z tych obiektów poszukiwawczych w 2010 roku wykonano odwierty. Na 2011 rok wstępnie planuje się zgromadzić zestaw danych sejsmicznych 2D z obszaru Lempuyang/Lukut, a możliwe, że i dane sejsmiczne 3D z obszaru Jerudong. Program sejsmiczny na 2011 rok zakończy realizację zobowiązań Drugiego Etapu w zakresie badań sejsmicznych Bloku L.

##### *Blok M*

Partnerzy dla Bloku M pozyskali w 2009 roku dane sejsmiczne 3D łącznie z 118 km<sup>2</sup>, gdzie wcześniej odkryto złoża gazu ziemnego Belait, dane dla 33 km z badania 2D 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 pozwoliły określić dwie lokalizacje odwiertów, uwzględnione w programie odwiertów na 2010 rok. W drugim i trzecim kwartale 2010 roku zakończono gromadzenie 136 km<sup>2</sup> 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.

Dalsze działania w Bloku M będą uzależnione od wyników analiz dodatkowych danych sejsmicznych oraz rezultatów programu odwiertów na 2010 rok.

#### *Programy lotniczych pomiarów grawimetrycznych i magnetycznych*

##### *Blok L*

W 2010 roku łącznie 3.037 km (liniowo) objęto pomiarami grawimetrycznymi oraz magnetycznymi dla Bloku L, zaś raport końcowy przedstawiono w styczniu 2011 roku.

### Blok M

W 2008 roku w ramach programu wykonywania powietrznych pomiarów grawimetrycznych i magnetycznych Bloku M pozyskano dane dla 3.745 km (liniowo). Przetwarzanie danych zakończono w styczniu 2009 roku, a ostateczny raport sporządzono w marcu 2009 roku.

### *Odwierty i badania*

#### Blok L

W 2010 roku spółka KOV zaangażowana była w wykonanie dwóch odwiertów poszukiwawczych w obrębie Bloku 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<sub>1</sub> do C<sub>5</sub>) na głębokości od 1.745 m do 2.230 m. Interpretacja rejestrów z odwiertów umożliwiła identyfikację 10 potencjalnych stref zasobów, 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 maj 2011 roku.

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 zostały w pełni spenetrowane. Interpretacja rejestrów z odwiertu umożliwiła wskazanie potencjalnych z stref gazonośnych w każdym z trzech najniższych 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. Spodziewane jest ponowne rozpoczęcie testów w kwietniu 2011 roku.

#### Blok M

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 miocenńskiego. W połowie września odwiert osiągnął ostateczną głębokość 1.292 m, a interpretacja informacji z odwiertu wraz z danymi z rejestrów sugerowała, że w pierwszej warstwie docelowej (Ridan Sandstone) napotkano warstwę gazu ziemnego o miąższości 25 m w złożu Ridan zalegającą na głębokości 1.005 m. Niżej położona druga warstwa (Rampayoh Series) wskazywała na obecność węglowodorów w obszarze cięcia i ścianach bocznych w przewarstwionej sekwencji piaskowo-lupkowej. 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 uskoki 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 mogą zostać wstrzymane aż do zakończenia wierceń Drugiego Etapu programu poszukiwawczego.

*Blok L*

(a) Umowa o podziale wpływów z wydobywania

W dniu 28 sierpnia 2006 r. Kulczyk Oil Brunei oraz QAF zawarły z PetroleumBRUNEI Umowę o podziale wpływów z wydobywania dla Bloku L, 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 - wydobywania ropy i gazu ziemnego w Bloku L. Według stanu na dzień podpisania Umowy o podziale wpływów z wydobywania dla Bloku L, Kulczyk Oil Brunei posiadała udział w prawie użytkowania górniczego (ang. *working interest*) na poziomie 90%, a QAF posiadał pozostały, 10% udział w prawie użytkowania górniczego w ramach Umowy o podziale wpływów z wydobywania dla Bloku L. W późniejszym terminie Spółka dokonała cesji - na rzecz AED South East Asia Ltd. - 50% udziałów w prawie użytkowania górniczego w ramach Umowy o podziale wpływów z wydobywania dla Bloku L. Umowa o podziale wpływów z wydobywania dla Bloku L została zawarta na 30 lat. W sierpniu 2010 r. Spółka i jej partnerzy joint venture w Bloku L podjęli decyzję o przystąpieniu do drugiego etapu programu poszukiwawczego zgodnie z Umową o podziale wpływów z wydobywania dla Bloku L.

Zgodnie z Umową o podziale wpływów z wydobywania dla Bloku L, 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 wydobywania dla Bloku L. W przypadku, gdy PetroleumBRUNEI wykona Prawo Odkupu w Bloku L w okresie poszukiwań zgodnie z Umową o podziale wpływów z wydobywania dla Bloku L, 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 r. 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 wydobywaniem 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 wydobywania dla Bloku L, w tym wspólnych poszukiwań, szacowania, rozwoju infrastruktury, wydobywania 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 wydobywania dla Bloku L.

Zgodnie z umową cesji, przejęcia i zmiany umowy operacyjnej z dnia 12 maja 2008 r. („**Umowa zmieniająca**”), Kulczyk Oil Brunei dokonała cesji na rzecz AED South East Asia niepodzielonych 50% z należącego do niej niepodzielonego 90% udziału w Umowie operacyjnej dotyczącej Bloku L. Ponadto, zgodnie z warunkami Umowy zmieniającej, spółka Kulczyk Oil Brunei zrezygnowała z pełnienia roli Operatora, a AED South East Asia została wyznaczona jako Operator ze skutkiem od dnia 23 maja 2008 r. Spółka nie posiada wiedzy o jakimkolwiek naruszeniu postanowień Umowy o podziale wpływów z wydobywania dla Bloku L przez którąkolwiek ze stron. Umowa operacyjna dotycząca Bloku L została zawarta na czas trwania Umowy o podziale wpływów z wydobywania dla Bloku L.

(c) Umowa opcji

W dniu 23 kwietnia 2007 r., Kulczyk Oil Brunei podpisała umowę opcyjną („**Umowa opcji**”) ze spółką AED South East Asia, podmiotem w pełni zależnym od Nations Petroleum Company Ltd., prywatnej międzynarodowej spółki naftowo-gazowniczej. Na mocy Umowy opcji, AED South East Asia uzyskała prawo nabycia od Kulczyk Oil Brunei 50% udziału w Umowie o podziale wpływów z wydobywania dla Bloku L („**Opcja AED South East Asia**”). W zamian za przyznanie przez Spółkę Opcji AED South East Asia, ta ostatnia zobowiązała się zapłacić na rzecz Kulczyk Oil Brunei kwotę równą środkom wydatkowanym przez Kulczyk Oil Brunei w związku z Umową o podziale wpływów z wydobywania dla Bloku L w okresie od dnia 28 sierpnia 2006 r. 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<sup>2</sup> 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 r. AED South East Asia zawiadomiła o decyzji wykonania Opcji AED South East Asia i, na mocy umowy cesji z dnia 23 maja 2008 r., AED South East Asia uzyskała 50% udział w prawie użytkowania górniczego (ang. *working interest*) w Bloku L, co spowodowało zmniejszenie udziału KOV w Umowie o podziale wpływów z wydobywania dla Bloku L do 40%.

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

W dniu 6 listopada 2008 r. spółka PetroleumBRUNEI formalnie potwierdziła, że AED South East Asia jest Operatorem dla Bloku L w ramach Umowy o podziale wpływów z wydobywania dla Bloku L.

(d) Ugoda

W 2007 r. Spółka zawarła ugodę („**Ugoda**”) z Bumico Sendirin Berhad oraz Integra Mining (B) Sendirin Berhad, dwoma prywatnymi spółkami z Brunei oraz ich udziałowcami, w związku z zakwestionowaniem w sądzie prawnego tytułu spółki do Umowy o podziale wpływów z wydobywania dla Bloku L. 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 poniżej). 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 wydobywania dla Bloku L. Ostatnia kwartalna płatność została dokonana w dniu 7 maja 2009 r. Na dzień zatwierdzenia niniejszego Rocznego Formularza Informacyjnego wszystkie kwoty należne w ramach Ugody zostały zapłacone, z wyjątkiem ewentualnych kwot płatnych z tytułu udziału Spółki w ropie stanowiącej zysk z tytułu Umowy o podziale wpływów.

(e) Gwarancja

W dniu 28 sierpnia 2006 r., na mocy postanowień Umowy o podziale wpływów z wydobywania dla Bloku L, Spółka zobowiązała się zagwarantować wykonanie przez Kulczyk Oil Brunei wszystkich zobowiązań tej spółki wynikających z Umowy o podziale wpływów z wydobywania dla Bloku L. Ponadto Spółka wystawiła gwarancję bankową w wysokości 6,83 mln USD na rzecz PetroleumBRUNEI. Zgodnie z warunkami Umowy opcji, spółka AED South East Asia zastąpiła tę gwarancję i zwolniła Spółkę z zobowiązań wynikających z gwarancji, po zatwierdzeniu w maju 2008 r. cesji 50% udziałów w Umowie o podziale wpływów z wydobywania dla Bloku L.

## Blok M

### (a) Umowa o podziale wpływów z wydobywania

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 r. z PetroleumBRUNEI Umowę o podziale wpływów z wydobywania dla Bloku M, 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 wydobywania ropy i gazu ziemnego w Bloku M. Według stanu na dzień zawarcia Umowy o podziale wpływów z wydobywania dla Bloku M, 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 wydobywania została zawarta na 30 lat. Realizacja umowy przebiega zgodnie z założonym w niej harmonogramem.

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

Zgodnie z warunkami Umowy o podziale wpływów z wydobywania dla Bloku M, 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 r. PetroleumBRUNEI poinformowało Spółkę, że nie skorzysta z przysługującego mu prawa nabycia.

Zgodnie z Umową o podziale wpływów z wydobywania dla Bloku M, 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 wydobywania dla Bloku M. W przypadku, gdy PetroleumBRUNEI wykona Prawo Odkupu w Bloku M w okresie poszukiwań zgodnie z Umową o podziale wpływów z wydobywania dla Bloku M, 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 styczniu 2011 r. Spółka i jej partnerzy joint venture w Bloku M podjęli decyzję o przystąpieniu do Drugiego Etapu Programu Poszukiwawczego, zgodnie z Umową o podziale wpływów z wydobywania dla Bloku M.

### (b) Wspólna umowa operacyjna

Spółka KOV Borneo podpisała umowę operacyjną w sierpniu 2006 r. („**Umowa operacyjna dotycząca Bloku M**”) z China Oil i Jana. Spółka Tap uzyskała, na drodze cesji, niepodzielony 39% udział w niepodzielnym 60% udziale China Oil w Umowie operacyjnej dotyczącej Bloku M, na mocy umowy zmieniającej z dnia 19 lutego 2008 r. Zgodnie z warunkami cesji, Tap została wyznaczona do pełnienia roli Operatora w ramach Umowy operacyjnej dotyczącej Bloku M. Na mocy drugiej umowy zmieniającej z dnia 11 sierpnia 2008 r. 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 wydobywaniem 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 wydobywania dla Bloku M, w tym wspólnych poszukiwań, szacowania, rozwoju infrastruktury, wydobywania 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 wydobywania dla Bloku M.

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 o podziale wpływów z wydobywania dla Bloku M przez którąkolwiek ze stron. Umowa operacyjna dotycząca Bloku M została zawarta na czas trwania Umowy o podziale wpływów z wydobywania dla Bloku M.

(c) Umowa poddzierżawy

Zgodnie z Umową Poddzierżawy z dnia 5 maja 2008 r. 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 wydobywania dla Bloku M („**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 poniżej) przypadających na pozostałe 4% udziału Jana w prawie użytkowania górniczego, do chwili osiągnięcia minimalnej kwoty nakładów wymaganych na mocy Umowy o podziale wpływów z wydobywania 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 wydobywania 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 r. Po spełnieniu pozostałych warunków zawieszających, Uzyskany udział, stanowiący 11% udział w prawie użytkowania górniczego z tytułu Umowy o podziale wpływów z wydobywania dla Bloku M, 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 wydobywania dla Bloku M do 36%.

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

(d) Płatność zysku netto

Na mocy umowy zmieniającej z dnia 19 lutego 2008 r. zawartej pomiędzy China Oil, Tap, KOV Borneo, Jana oraz HHD, spółka KOV Borneo zgodziła się wносить 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, 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 Zasobów Eksploatacyjnych ropy naftowej i gazu ziemnego, ich zagospodarowania oraz uzyskania przychodów netto z wydobywania.

(e) Gwarancja

W dniu 11 sierpnia 2008 r. Triton zawarł umowę z PetroleumBRUNEI, gwarantującą wykonanie przez Triton Brunei wszystkich zobowiązań wynikających z Umowy o podziale wpływów z wydobywania dla Bloku M.

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 zatwierdzenia niniejszego Rocznego Formularza Informacyjnego nie istnieje gwarancja bankowa wystawiona dla Bloku M w Brunei.

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

### Zasoby

Zgodnie z wymogami określonymi w Zarządzeniu Krajowym NI 51-101 firma RPS sporządziła raport pt. „Ocena eksploatacyjnych i niepotwierdzonych jako eksploatacyjne zasobów gazu ziemnego na Ukrainie na dzień 1 stycznia 2011 r.” (ang. *Evaluation of Natural Gas Reserves and Resources in Ukraine as of 1<sup>st</sup> January, 2011*, **“Raport RPS nt. Ukrainy”**). Data sporządzenia Raportu RPS o Ukrainie to 9 lutego 2011 r. Ocenę zasobów i prognozę przychodów w Raporcie RPS nt. Ukrainy sporządzono na dzień 31 grudnia 2010 r. Raport RPS nt. Ukrainy przedstawia ocenę zasobów NGL i gazu ziemnego spółki KUB-Gas na koniec roku obrotowego 2010. Spółka posiada 70% udziałów spółki KUB-Gas. Całość zasobów KUB-Gas znajduje się na terytorium Ukrainy.

Sporządzając Raport RPS o Ukrainie, 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 2010 r.

Wszystkie informacje zaczerpnięte z Raportu RPS o Ukrainie i opublikowane w niniejszym Rocznym Formularzu Informacyjnym zostały zweryfikowane i zatwierdzone przez RPS.

**W Załączniku A do niniejszego Rocznego Formularza Informacyjnego przedstawiono „Oświadczenie o stanie zasobów i inne informacje o ropie i gazie”. Formularz 51-101F2 „Raport niezależnego eksperta z oceny zasobów” 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 Rocznego Formularza Informacyjnego 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, w tym łącznie 13.670.723 Akcji Uprzywilejowanych Serii A. Na dzień zatwierdzenia niniejszego Rocznego Formularza Informacyjnego istniało 402.303.330 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 głose 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 KOV, 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.

Spółka wyemitowała łącznie 13.670.723 Akcji Uprzywilejowanych Serii A dla byłych akcjonariuszy Triton w związku z Transakcją Przejęcia Triton na potrzeby wymiany za wykupywane akcje Triton Singapore. Na dzień zatwierdzenia niniejszego Rocznego Formularza Informacyjnego wszystkie te Akcje Uprzywilejowane Serii A zostały wykupione i umorzone przez Spółkę. Patrz: „Istotne przejęcia – Triton Hydrocarbons Pty Ltd.”

## RYNEK PAPIERÓW WARTOŚCIOWYCH

### Kurs akcji i wielkość obrotów

Akcje Zwykłe Spółki znajdują się w obrocie na Giełdzie Papierów Wartościowych w Warszawie. W poniższej tabeli przedstawiono informacje na temat obrotów Akcjami Zwykłymi na GPW od miesiąca rozpoczęcia obrotów Akcjami Zwykłymi na GPW do daty zatwierdzenia niniejszego Rocznego Formularza Informacyjnego.

	Kurs zamknięcia (w USD na Akcję Zwykłą)		Wielkość obrotów		
	Najwyższy	Najniższy	Najwyższa	Najniższa	Średnia miesięczna
<b>2011 r.</b>					
marzec (1-25)	0,66	0,60	8.966.694	546.286	2.177.085
luty	0,76	0,62	20.002.351	9.898.757	15.858.917
styczeń	0,58	0,52	8.169.453	366.838	2.162.771
<b>2010 r.</b>					
grudzień	0,55	0,49	9.862.096	308.316	1.424.567
listopad	0,60	0,55	2.494.308	146.117	663.076
październik	0,63	0,55	5.183.891	126.621	1.253.159
wrzesień	0,57	0,48	5.175.665	579.396	1.452.926
sierpień	0,60	0,51	3.000.613	186.148	697.476
lipiec	0,60	0,52	2.694.370	123.246	754.730
czerwiec	0,68	0,49	13.811.418	298.036	2.560.836
maj (25-31)	0,61	0,57	5.331.894	888.159	3.336.181



## WCZEŚNIEJSZE EMISJE

W poniższej tabeli przedstawiono informacje dotyczące emisji Akcji Zwykłych przez Spółkę w ciągu roku obrotowego zakończonego z dniem 31 grudnia 2010 r. oraz do daty zatwierdzenia niniejszego Rocznego Formularza Informacyjnego.

	<i>Liczba Akcji Zwykłych</i>		<i>Wartość</i>		<i>Cena za akcję</i>	<i>Data Emisji</i>
Stan na 31 grudnia 2009 r.	200.491.549	USD	84.727.754			
Emisja w ramach pierwotnej oferty publicznej (w Warszawie)	166.394.000		93.052.866	USD	0,56	25.05.2010
Emisja w ramach Skryptu Dłużnego KI – I transza	25.000.000		14.418.676	USD	0,57	25.05.2010
Emisja w ramach Skryptu Dłużnego KI – II transza	11.086.842		5.581.324	USD	0,57	09.07.2010
Wykonane opcje na akcje	750.000		240.840	USD	0,12	01.09.2010
Wykonane opcje na akcje	600.000		256.897	USD	0,16	11.11.2010
Stan na 31 grudnia 2010 r.	402.103.330	USD	192.519.634			
Wykonane opcje na akcje	200.000		34.000	USD	0,17	08.01.2011
Stan na 31 marca 2011 r.	402.303.330	USD	192.553.634			

W roku obrotowym zakończonym 31 grudnia 2010 r. Spółka przyznała 16.356.000 opcji na akcje, uprawniających do nabycia 16.356.000 Akcji Zwykłych. Podsumowanie zawiera poniższa tabela:

<i>Data przyznania</i>	<i>Liczba i rodzaj wyemitowanych papierów wartościowych</i>	<i>Cena wykonania (w USD)</i>
25 maja 2010 r.	15.834.000 opcji	0,62
8 października 2010	522.000 opcji	0,62
<b><u>RAZEM</u></b>	<b><u>16.356.000 opcji</u></b>	

Nota:

- (1) 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 28 lipca 2010 r. opublikowanego w związku ze Zgromadzeniem Akcjonariuszy, które odbyło się w dniu 7 września 2010 r.

W ramach wynagrodzenia z tytułu dokonanej transakcji przejęcia Triton, Spółka wyemitowała na rzecz TIG zabezpieczony zamienny skrypt dłużny o wartości 10.010.000 USD w zamian za zamienny skrypt dłużny, który TIG posiadał uprzednio w Triton. Wyemitowany skrypt dłużny 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”

## 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 oraz główne obowiązki zawodowe w ciągu ostatnich pięciu lat każdego z Dyrektorów i Członków Kierownictwa Wyższego Szczebla Spółki na dzień zatwierdzenia niniejszego Rocznego Formularza Informacyjnego. 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 Szczębla („Członkowie Kierownictwa Wyższego Szczębla”) zatrudnionych w Dubaju, Calgary i Warszawie. Każdy z Członków Kierownictwa Wyższego Szczębla na bieżąco bierze czynny udział w działalności Spółki. Nie wyznaczono określonego terminu kadencji Członków Kierownictwa Wyższego Szczębla. Przy zastrzeżeniu warunków i postanowień umów o pracę, Rada Dyrektorów może w każdej chwili rozwiązać stosunek pracy Członka Kierownictwa Wyższego Szczębla.

<i>Imię i nazwisko</i>	<i>Miejscowość / kraj rezydencji</i>	<i>Stanowisko w Spółce</i>	<i>Data powołania</i>	<i>Główne obowiązki zawodowe</i>
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. Na dzień zatwierdzenia niniejszego Roczego Formularza Informacyjnego sprawuje funkcję Przewodniczącego Rady Nadzorczej następujących spółek: (i) Kulczyk Holding S.A., niepubliczna spółka inwestycyjna, od czerwca 1997 r.; (ii) Autostrada Wielkopolska S.A., niepubliczna spółka infrastrukturalna, od 1992 r.; (iii) Skoda Auto Polska S.A., publiczny dystrybutor i importer samochodów, od 1994 r.; oraz (iv) AWSA Holland II BV, niepubliczna spółka infrastrukturalna, od listopada 2000 r. W ciągu ostatnich pięciu lat dr Jan J. Kulczyk był Przewodniczącym Rady Nadzorczej w następujących spółkach: (i) Autostrada Eksploatacja S.A., niepubliczna spółka zarządzająca autostradami, od października 2000 r. do lutego 2006 r.; (ii) Towarzystwo Ubezpieczeń i Reasekuracji WARTA S.A., publiczna spółka ubezpieczeniowa, od grudnia 1993 r. do czerwca 2006 r.; (iii) Kompania Piwowarska S.A., niepubliczna spółka piwowarska, od 1999 r. do 2009 r., Lech Browary Wielkopolska S.A., niepubliczna spółka piwowarska, od 1999 r. do 2009 r.; oraz (iv) Telekomunikacja Polska S.A., publiczna spółka telekomunikacyjna, od października 2000 r. do kwietnia 2006 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. oraz Dyrektorem Spółki od kwietnia 2001 r. Wcześniej był dyrektorem i członkiem grupy zarządzającej Nemmoco Petroleum Corporation, niepublicznej międzynarodowej spółki naftowo-gazowej z siedzibą w Dubaju, Zjednoczone Emiraty Arabskie (od stycznia 1998 r.).
Norman W. Holton	Calgary, Alberta, Kanada	Wiceprzewodniczący Rady Dyrektorów	Wiceprzewodniczący 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. Upřednio był Prezesem Wykonawczym Spółki od maja 2007 r. oraz Przewodniczącym i Dyrektorem Generalnym Spółki od 1995 do lutego 2006 r. Norman W. Holton był założycielem i Przewodniczącym TUSK Energy Corporation, kanadyjskiej publicznej spółki naftowo-gazowej od listopada 2004 r. do grudnia 2006 r. oraz jej Dyrektorem Generalnym od listopada 2005 r. do grudnia 2006 r. Przedtem był założycielem i Przewodniczącym oraz Dyrektorem Generalnym TKE Energy Trust, kanadyjskiego

<i>Imię i nazwisko</i>	<i>Miejscowość / kraj rezydencji</i>	<i>Stanowisko w Spółce</i>	<i>Data powołania</i>	<i>Główne obowiązki zawodowe</i>
				publicznego trustu naftowo-gazowego od listopada 2004 r. do listopada 2005 r., a jeszcze wcześniej przez ponad 10 lat był założycielem, Prezesem i Dyrektorem Generalnym TUSK Energy Inc., kanadyjskiej publicznej spółki naftowo-gazowej.
Gary R. King <sup>(1)(2)(3)</sup>	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., Starszym Wiceprezesem Macquarie Bank od lipca 2005 r. do grudnia 2005 r. oraz Dyrektorem Zarządzającym Matrix Commodities, niepublicznej spółki handlowej, od listopada 2004 do lipca 2005 r.
Manoj N. Madnani <sup>(2)</sup>	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 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 <sup>(1)(2)(3)</sup>	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 <i>executive partner</i> w CMS Cameron McKenna, międzynarodowej kancelarii prawnej w Warszawie i kierował pracami Departamentu Projektów Energetycznych i Infrastruktury. Obecnie Dariusz Mioduski jest: (i) Przewodniczącym Rady Nadzorczej Polenergia S.A., spółki niepublicznej zajmującej się przesyłem i obrotem energią i gazem ziemnym, od października 2007 r.; (ii) Przewodniczącym Rady Nadzorczej spółki PEKAES S.A., publicznej spółki z branży transportowej i logistycznej, od września 2009 (od czerwca 2009 r. do września 2009 r. był członkiem Rady Nadzorczej tej spółki); (iii) członkiem Rady Nadzorczej spółki Autostrada Wielkopolska S.A., od lipca 2007 r.; (iv) członkiem Rady Nadzorczej Autostrada Eksploatacja S.A., spółki infrastrukturalnej, od lipca 2007 r.; oraz (v) członkiem rady dyrektorów Aurelian Oil &

<i>Imię i nazwisko</i>	<i>Miejscowość / kraj rezydencji</i>	<i>Stanowisko w Spółce</i>	<i>Data powołania</i>	<i>Główne obowiązki zawodowe</i>
				Gas PLC, od marca 2009 r.
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 posiada uprawnienia Zawodowego Geologa oraz jest członkiem <i>Alberta Association of Professional Engineers, Geologists and Geophysicists</i> . 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 Zawodowym Inżynierem oraz członkiem <i>Alberta Association of Engineers, Geologists and Geophysicists</i> . Edwin A. Beaman jest Wiceprezesem ds. Operacyjnych i Inżynierii Spółki od października 2007 r. Upřednio był konsultantem Spółki od kwietnia 2007 r., a wcześniej Wiceprezesem ds. Produkcji TUSK Energy Corporation od listopada 2004 r.
Christopher M. Flynn	Dubaj, Zjednoczone Emiraty Arabskie	Wiceprezes ds. Rozwoju Biznesu i Radca Prawny	16 marca 2011 r.	Christopher M. Flynn został powołany jako radca prawny do palestry Sądu Najwyższego Anglii i Walii oraz Sądu Najwyższego Nowej Południowej Walii, a do palestry Sądu Najwyższego Australii został powołany jako adwokat i radca prawny. Prowadzi praktykę od czerwca 2000 r. Przed dołączeniem do Spółki jako Radca Prawny, Christopher M. Flynn doradzał Spółce przy licznych transakcjach od połowy 2009 r.  Poprzednio pracował jako członek wyższego szczebla zespołu ds. ropy i gazu w londyńskim biurze Ashurst LLP, jednej z wiodących firm prawniczych (Spółka była jednym z jego klientów). Swoją karierę prawniczą rozpoczął w biurach w Sydney i Bangkoku firmy Allens Arthur Robinson, wiodącej firmy Azji Pacyfiku.
Jakub J. Korczak	Warszawa, Polska	Wiceprezes ds. Relacji Inwestorskich, Dyrektor Operacji w Europie Środkowo-Wschodniej	25 maja 2010 r.	Jakub Korczak ukończył studia z zakresu rachunkowości i zarządzania finansowego na Uniwersytecie Łódzkim (1997) oraz podyplomowe studia dla wyższej kadry kierowniczej (AMP) na IESE Business School w Barcelonie (2008). Posiada ponad 15-letnie doświadczenie w finansach i bankowości inwestycyjnej. Wcześniej pracował m.in. w Banku Pocztowym - jako CFO i członek zarządu (2009-2010), w BRE Banku jako koordynator ds. strategii i dyrektor relacji inwestorskich (2005-2009) oraz Unicredit CA-IB jako współzarządzający analizami sektora

<i>Imię i nazwisko</i>	<i>Miejscowość / kraj rezydencji</i>	<i>Stanowisko w Spółce</i>	<i>Data powołania</i>	<i>Główne obowiązki zawodowe</i>
				bankowego w regionie EMEA (2000 – 2005).
Trent A. Rehill	Calgary, Alberta, Kanada	Wiceprezes ds. Geologii i Geofizyki	25 maja 2010 r.	Dr Rehill jest geologiem, członkiem Amerykańskiego Stowarzyszenia Geologów Naftowych ( <i>American Association of Petroleum Geologists</i> (AAPG)) oraz jest certyfikowanym Rzeczoznawcą ds. Oceny Zasobów przez Wydział Spraw Zawodowych Amerykańskiego Stowarzyszenia Geologów Naftowych. Zanim dołączył do Spółki w marcu 2009 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 Woodside Energy w Trypolisie w Libii, a zanim objął stanowisko w Woodside, dr Rehill pracował na stanowisku Starszego Specjalisty ds. Poszukiwawczych dla Murphy Oil w Kuala Lumpur w Malezji, gdzie odpowiadał za prowadzenie prac poszukiwawczych na różnych terenach rozciągających się od podmorskiego terenu Malezji do północno – wschodnich obszarów Brunei.
Paul H. Rose	Calgary, Alberta, Kanada	Dyrektor Finansowy	27 kwietnia 2007 r.	Paul H. Rose posiada uprawnienia Biegłego Rewidenta i pełni funkcję Dyrektora Finansowego Spółki od kwietnia 2007 r. Paul H. Rose sprawuje również funkcję Dyrektora Finansowego Jura zgodnie z umową o wspólne korzystanie z usług, zawartą pomiędzy Spółką a Jura. Przed powołaniem Paula H. Rose do Jura w styczniu 2007 r., od stycznia 2005 r. Paul H. Rose był Wiceprezesem ds. Finansowych i Dyrektorem Finansowym w Canyon Services Group Inc., spółce publicznej notowanej na TSX.

**Uwagi:**

- (1) Członek Komitetu Audytu.
- (2) Członek Komitetu ds. Wynagrodzeń i Ładu Korporacyjnego.
- (3) Członek Komitetu ds. Zasobów.
- (4) Akcje posiadane za pośrednictwem spółki Kulczyk Investments S.A., w której dr Kulczyk jest jednym z ostatecznych faktycznych właścicieli.

Na dzień zatwierdzenia niniejszego Rocznego Formularza Informacyjnego Dyrektorzy i Członkowie Kierownictwa Wyższego Szczebla KOV łącznie byli faktycznymi właścicielami lub kontrolowali, bezpośrednio bądź pośrednio, 212.651.224 Akcje Zwykłe stanowiące ok. 52,9% 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 Rocznym Formularzu Informacyjnym, żaden z dyrektorów i członków kierownictwa wyższego szczebla Spółki:

- (a) nie sprawuje ani w okresie ostatnich 10 lat do dnia zatwierdzenia niniejszego Rocznego Formularza Informacyjnego 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 r. Komisja Papierów Wartościowych Ontario (*Ontario Securities Commission*) wydała zakaz prowadzenia obrotu wobec osób posiadających informacje, kierownictwa, pracowników i członków organów zarządzających i nadzorczych spółki Firstgold Corp., w tym Stephen C. Akerfeldta, w związku z niezłożeniem szeregu materiałów objętych bieżącym wymogiem sprawozdawczym w przepisowym terminie zgodnie z prawem papierów wartościowych Ontario. Wszystkie zaległe materiały objęte bieżącym wymogiem sprawozdawczym zostały następnie złożone, a zakaz prowadzenia obrotu wygaś z dniem 10 października 2009 r.
  - W sierpniu 2002 r. w spółce Proprietary Industries Inc. („**Proprietary**”) (obecnie Jura Energy Corporation) ze względu na pewne problemy rachunkowe i regulacyjne ówczesna Rada Dyrektorów dobrowolnie przyjęła zakaz prowadzenia obrotu. Komisja Papierów Wartościowych Alberta (*Alberta Securities Commission*, „**ASC**”) przeprowadziła postępowanie wyjaśniające w sprawie pewnych transakcji zrealizowanych przez Proprietary zgodnie z dyspozycją ówczesnych członków kierownictwa Proprietary w latach 1998-2002. Wspomniani członkowie kierownictwa zostali odwołani ze stanowiska w sierpniu 2002 r. Stephen C. Akerfeldt został dyrektorem Proprietary w styczniu 2003 r., zaś ASC i Proprietary zawarli porozumienie w sprawie kwestii mających miejsce przed sierpniem 2002 r. Zarzuty regulacyjne wobec Proprietary wyjaśniono, a zakaz prowadzenia obrotu akcjami Proprietary zniesiono w maju 2004 r.;
- (b) nie sprawuje ani w okresie ostatnich 10 lat do dnia zatwierdzenia niniejszego Rocznego Formularza Informacyjnego 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 funkcji przez proponowanego kandydata na dyrektora 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 komisarzyckiego lub ustanowiono syndyka dla jej majątku z następującym wyjątkiem:
- W styczniu 2010 r. 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 zatwierdzenia niniejszego Rocznego Formularza Informacyjnego 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 komisarzyckim i nie ustanowiono syndyka dla majątku proponowanego dyrektora.

Wobec 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 zatwierdzenia niniejszego Roczego Formularza Informacyjnego KI posiada 49,8% Akcji Zwykłych Spółki, a trzech dyrektorów Spółki (dr Kulczyk, pan Mioduski, pan Madnani) sprawuje stanowiska kierownicze wyższego szczebla w KI. Działalność KI jest zróżnicowana i obejmuje inwestycje w spółki surowcowe poza KOV, 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 udostępniania pracowników oraz usługi księgowe i administracyjne na rzecz Spółki w biurach w Dubaju na podstawie podziału kosztów. Opłaty za rok zakończony z dniem 31 grudnia 2010 r. wyniosły 523.032 USD (na dzień 31 grudnia 2009 r.: 343.200 USD). Na dzień 31 grudnia 2010 r. ani na dzień 31 grudnia 2009 r. z tytułu takich usług administracyjnych nie istniały wobec Nemmoco żadne należności.

### **INFORMACJA O KOMITECIE AUDYTU**

Zgodnie z Zarządzeniem Krajowym NI 52-110 „*Komitety Audytu*” („**Zarządzenie Krajowe 52-110**”), Spółka określiła regulamin pracy Komitetu Audytu obejmujący następujące kwestie: (a) procedura powołania zewnętrznego audytora i zarekomendowanie jego wynagrodzenia; (b) przegląd pracy audytora zewnętrznego; (c) wstępne zatwierdzenie usług niezwiązanych z badaniem sprawozdań finansowych; (d) analiza sprawozdania finansowego, omówienie i analiza sytuacji finansowej i części finansowych innych raportów urzędowych wymagających zatwierdzenia Rady Dyrektorów; (e) procedura udzielania odpowiedzi na skargi dotyczące księgowości, wewnętrznych kontroli księgowych czy kwestii audytorskich oraz procedury dotyczące poufnego, anonimowego przekazywania przez pracowników niepokojących informacji dotyczących wątpliwych kwestii księgowych i audytorskich; oraz (f) rewizja polityki zatrudniania Spółki w stosunku do obecnych i byłych pracowników oraz partnerów obecnego lub byłego zewnętrznego audytora Spółki. Regulamin Komitetu Audytu został załączony do niniejszego Roczego Formularza Informacyjnego jako Załącznik D.

#### *Skład Komitetu Audytu*

W skład Komitetu Audytu wchodzi 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 i 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, wydobywania 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 do lipca 2005 r. Gary R. King był Dyrektorem Regionalnym Standard Bank London z siedzibą w Dubaju, Zjednoczone Emiraty Arabskie od marca 2001 do sierpnia 2004. Wcześniej pracował w Emirates National Oil Company, na koniec jako Doradca w Biurze Dyrektora Generalnego Grupy od lipca 2002 do sierpnia 2004 i na początku jako Dyrektor Generalny, Zarządzanie Ryzykiem od stycznia 1999 do marca 2001. Przedtem Gary R. King zdobył doświadczenie pracując w Dragon Oil PLC, międzynarodowej spółce wydobywania i produkcji ropy i gazu, TransCanada International Petroleum (Asia Pacific PTE LTD), międzynarodowej spółce wydobywania i produkcji nafty 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 wydobywania 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 i 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 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. 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 Energy Corporation, spółki publicznej notowanej na TSX. Pełniąc te funkcje, Stephen C. Akerfeldt zdobył doświadczenie i 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 całociowemu lub częściowemu wynikającemu z części 8 (*Wyłączenia*) Zarządzenia Krajowego 52-110.

Spółka podlega wyłączeniu określonymu w Zarządzeniu Krajowym 52-110 3.2(2) – *Pierwsza oferta publiczna* za okres, w którym Dyrektorem był pan Smith. Wyłączenie to pozwala Spółce na posiadanie jednego Drektora, który nie jest niezależny, w składzie Komitetu Audytu przez okres do jednego roku od złożenia dokumentu dotyczącego kwalifikacji dystrybucji papierów wartościowych.

### *Nadzór sprawowany przez Komitet Audytu*

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



### *Wstępna akceptacja polityki i procedur*

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

### *Honoraria za usługi zewnętrznych audytorów (według kategorii)*

<b>Rok obrotowy</b>	<b>2010</b>	<b>2009</b>
Honoraria za badanie sprawozdań finansowych <sup>(1)</sup>	408.552 USD	338.909 USD
Honoraria związane z badaniem sprawozdań finansowych <sup>(2)</sup>	115.270 USD	129.909 USD
Honoraria za usługi podatkowe <sup>(3)</sup>	447.012 USD	344.005 USD
Inne kwoty <sup>(4)</sup>	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 zatwierdzenia niniejszego Rocznego Formularza Informacyjnego, 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, nieznanne Spółce na dzień zatwierdzenia niniejszego Rocznego Formularza Informacyjnego lub uważane przez nią za nieistotne w dniu zatwierdzenia niniejszego Rocznego Formularza Informacyjnego, 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 wydobywaniem*

Spółka prowadzi działalność w branży naftowo-gazowej. Działalność w tym sektorze jest obarczona wieloma czynnikami ryzyka, których nawet połączenie doświadczenia, wiedzy i wnikliwej oceny może nie być w stanie wyeliminować. W dłuższej perspektywie, sukces komercyjny Spółki, czyli zdolność do generowania dodatnich przychodów netto, będzie uzależniony od jego zdolności od zlokalizowania, pozyskania, zagospodarowania i prowadzenia na skalę komercyjną wydobywania Zasobów Eksploatacyjnych 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 zatwierdzenia niniejszego Rocznego Formularza Informacyjnego nie stwierdzono żadnych potwierdzonych ani prawdopodobnych zasobów 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 - działania wydobywcze.

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 koncesji poszukiwawczych, obejmujących zagospodarowanie, oraz koncesji

wydobywczych. Szczegółowe prawa i obowiązki Spółki są zawarte w Umowie o podziale wpływów z wydobywania dla Bloku 9 w Syrii, Umowie o podziale wpływów z wydobywania dla Bloku L w Brunei oraz Umowie o podziale wpływów z wydobywania dla Bloku M w Brunei. Prace wykonywane przez Spółkę, zgodnie z umowami o podziale wpływów z wydobywania podzielone są na dwa etapy – pierwszy dotyczący fazy poszukiwawczej i drugi dotyczący wydobywania. W przypadku stwierdzenia, że odkryte aktywa naftowe i gazowe będą zdolne do generowania stałego strumienia dodatnich przepływów pieniężnych z wydobywania 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 prace wydobywcze bez konieczności spełnienia innych warunków.

Działania poszukiwawcze, rozpoznanie i zagospodarowywanie Zasobów Eksploatacyjnych ropy naftowej i gazu ziemnego opierają się na przypuszczeniach i są obarczone poważnym ryzykiem. Nie ma gwarancji, że poszukiwanie lub rozpoznanie potencjalnych złóż ropy i gazu na Ukrainie, w Syrii i Brunei doprowadzi do odkrycia złóż o Charakterze Komercyjnym lub, że w przypadku odkrycia takich złóż, 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 prac wydobywczych.

Nie wszystkie Obszary Koncesji, na których Spółka prowadzi działania poszukiwawcze, mogą zostać ostatecznie przekształcone w nowe Zasoby Eksploatacyjne. Jeżeli na którymkolwiek etapie Spółka zostanie pozbawiona obecnie istniejących możliwości dalszego realizowania swoich programów poszukiwawczych i zagospodarowania złóż w Brunei i w Syrii lub późniejszego 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 Zasoby Eksploatacyjne ropy naftowej i gazu ziemnego Spółki oraz bieżąca działalność w zakresie pozyskiwania ropy naftowej i gazu ziemnego z tychże zasobów, a tym samym jego zdolność do generowania przepływów pieniężnych i zysków, są w wysokim stopniu uzależnione od nieustannego zagospodarowywania istniejących złóż ropy naftowej i gazu ziemnego lub pozyskiwania przez Spółkę nowych Zasobów Eksploatacyjnych ropy naftowej i gazu ziemnego. Bez stałego poszerzania Zasobów Eksploatacyjnych ropy naftowej i gazu ziemnego, wszystkie istniejące zasoby ropy naftowej i gazu ziemnego posiadane w danym okresie przez Spółkę, a także ilość ropy naftowej i gazu ziemnego pozyskiwanych z tych zasobów, będą się stopniowo wyczerpywały w miarę eksploatacji. Ewentualne zwiększenie bazy Zasobów Eksploatacyjnych Spółki w przyszłości będzie uzależnione nie tylko od jej zdolności przeprowadzenia działań poszukiwawczych i zagospodarowania posiadanych w danym czasie Obszarów Koncesji, ale także od tego, czy uda jej się wybrać i pozyskać odpowiednie Eksploatacyjne Obszary Koncesji 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 wydobywczych, 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 uszkodzeniami środowiskowymi mogą znacznie zwiększyć koszty działalności, a uwarunkowania panujące w miejscu prowadzenia działań mogą niekorzystnie wpłynąć na wydobywanie z odwiertów wydobywczych. Do uwarunkowań tych należą: opóźnienia w uzyskiwaniu zezwoleń i zgód rządowych, ograniczenie wydobywania 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, które Spółka obecnie eksploatuje. Działalność w zakresie wydobywania ropy naftowej i gazu ziemnego jest obciążona szeregiem ryzyk, w tym m.in. ryzykiem napotkania niespodziewanych formacji lub ciśnień, przedwczesnego wyczerpywania się złóż oraz przedostania się wód do formacji eksploatacyjnych. Chociaż staranny nadzór nad odwiertami i ich skuteczna obsługa eksploatacyjno-ruchowa mogą w dłuższej perspektywie czasu przyczynić się do zmaksymalizowania poziomu wydobywania, to nie da się wyeliminować opóźnień w wydobywaniu i spadku jego 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 któregośkolwiek 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 Zwycięłych.

#### *Wczesny etap działalności*

Spółka została utworzona w 1987 r., a od 2001 r. prowadzi obecną działalność w zakresie międzynarodowych przedsięwzięć w sektorze naftowo-gazowym. W tym okresie, Spółka dokonywała oceny oraz nabywała udziały w różnych aktywach naftowo-gazowych, przy czym aktywa nabyte w Syrii i Brunei są w fazie przedprodukcyjnej, co oznacza, iż żadne z aktywów wydobywczych Spółki nie generuje zysków z wydobycia bądź sprzedaży ropy naftowej i gazu ziemnego. Poprzez swoje 70% udziałów w KUB-Gas, Spółka generuje dochody netto z działalności wydobywczej na Ukrainie. Spółka obecnie nie wypracowuje znaczących zysków w swojej działalności na Ukrainie, a 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. Spółka może mieć przez pewien okres ujemne przepływy pieniężne i nie ma pewności, iż osiągnie i utrzyma rentowność lub dodatnie przepływy pieniężne z działalności operacyjnej. Niewygenerowanie dodatnich przepływów pieniężnych może doprowadzić do konieczności pozyskania przez Spółkę dalszego kapitału na prowadzenie działalności do czasu zrealizowania przez nią wartości, jaką – jej zdaniem – reprezentują posiadane przez nią Obszary Koncesji, a emisja takich dodatkowych papierów wartościowych może doprowadzić do rozwodnienia dotychczasowego akcjonariatu.

#### *Dodatkowe potrzeby finansowe*

Działalność Spółki znajduje się na wczesnym etapie rozwoju. W obrębie obiektów poszukiwawczych Spółki w Syrii i Brunei nie potwierdzono istnienia zasobów, które na obecnym etapie można sklasyfikować jako Zasoby Eksploatacyjne, a na dzień zatwierdzenia niniejszego Roczego Formularza Informacyjnego z posiadanych obiektów poszukiwawczych nie wygenerowano dochodów. Dalsza działalność inwestycyjna Spółki jest uzależniona od uzyskania przez nią dostępu do wystarczającego kapitału, który umożliwi zakończenie działań poszukiwawczych i zagospodarowywanie złóż oraz zidentyfikowanie Zasobów Eksploatacyjnych ropy naftowej i gazu ziemnego o Charakterze Komercyjnym.

Spółka planuje dokonać znaczących nakładów kapitałowych na pozyskanie złóż, prace poszukiwawcze, zagospodarowanie i eksploatację złóż 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 złóż, 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 dalsze nakłady w celu zagospodarowania obszarów ukraińskich koncesji, przy czym według oczekiwań takie nakłady przekroczą wysokość środków pieniężnych generowanych w ramach działalności. 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 środki, aby ustalić zasięg występowania oraz jakość nowo odkrytych zasobów 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 złóż. Czynnikiem 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 obiekty wydobywcze 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. Czynnikiem tych nie da się przewidzieć przed odkryciem złóż. Może być również odwrotnie: wykonanie odwiertu negatywnego może skutkować decyzją Spółki o niekontynuowaniu 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 4.341.059 USD na dzień 31 grudnia 2010 r. (niedobór kapitału obrotowego w wysokości 9.998.867 USD na dzień 31 grudnia 2009 r.) i dodatkowo kaucję pieniężną w wysokości 3.040.992 USD z tytułu gwarancji bankowej w związku z Syrią (6.758.241 USD na dzień 31 grudnia 2009 r.). W ocenie Spółki jej zasoby pieniężne na dzień 31 grudnia 2010 r. 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 podlegać będzie ocenie i realizacji w zależności od potrzeb.

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 wydobywania i opłaty eksploatacyjne, mechanizmy kontroli cen, mechanizmy kontroli eksportu, wyłączenie 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 wydobywania 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 wydobywaniem węglowodorów (a w wielu przypadkach uczestniczy w tych pracach). Tym samym, rządy państw-gospodarzy mogą wywierać istotny wpływ na działalność Spółki poprzez opłaty eksploatacyjne, podatki od eksportu oraz regulacje dotyczące eksportu, dopłaty, podatki od towarów i usług, premie wydobywcze oraz innego rodzaju obciążenia w zakresie większym aniżeli miałyby 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 istnieją podobne uwarunkowania.

Sposób prowadzenia przez Spółkę działań w zakresie poszukiwań i zagospodarowywania złóż jest zdeteminowany 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 koncesji poszukiwawczych, obejmujących zagospodarowanie, oraz koncesji wydobywczych. Wydanie specjalnej zgody na prowadzenie prac poszukiwawczych (w tym na pilotażowe wydobywanie) lub na komercyjne wydobywanie 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 wydobywania ropy naftowej i gazu jest także uzależnione od następujących czynników: (i) wydanie przez Państwowy Komitet ds. Bezpieczeństwa Przemysłowego, Ochrony Pracy i Nadzoru Górnictwa przydziału górniczego dla podmiotu korzystającego z podziemnych zasobów naturalnych; (ii) zatwierdzenie odpowiednich działek przeznaczonych na prowadzenie prac w zakresie komercyjnego wydobywania przez Ministerstwo Paliw i Energii; oraz (iii) przeznaczenie podziemnej działki na prowadzenie prac wydobywczych.

Działalność Spółki w Syrii podlega głównie Umowie o podziale wpływów z wydobywania 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, 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 zezwoleń na pracę pracownikom 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 znaczne opóźnienia. W ramach lokalnych wymogów obowiązujących zagranicznych pracowników starających się 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 dojazdu (ang. *bridging*) podczas przeprowadzania badań sejsmicznych lub na potrzeby budowy miejsc 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 r. 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 rządami 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 zgodnie z praktyką branżową audyt (ang. *due diligence*) Obszarów Koncesji 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 Obszarów Koncesji i dokumentacji, niekoniecznie musi wykazać wszystkie istniejące lub potencjalne problemy z nimi związane, jak również nie pozwoli Spółce na wystarczające zapoznanie się z tymi obszarami, pozwalające w pełni rozpoznać ich braki i potencjał. Nie każdy z odwiertów może zostać poddany kontroli, 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 niektórych zobowiązań związanych z ochroną środowiska, i może nabywać udziały w Obszarach Koncesji „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 Obszarów Koncesji 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 na 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 zasobów eksploatacyjnych i zasobów niesklasyfikowanych obecnie jako eksploatacyjne*

Podane w niniejszym Rocznym Formularzu Informacyjnym szacunkowe ilości Zasobów Eksploatacyjnych i zasobów niesklasyfikowanych obecnie jako eksploatacyjne w ramach aktywów posiadanych przez Spółkę oraz obszarów, na których aktywa te są zlokalizowane, są wyłącznie ilościami szacunkowymi i nie można zapewnić, że wskazane poziomy wydobywania zostaną zrealizowane. Szacunkowa ocena ilości Zasobów Eksploatacyjnych i niesklasyfikowanych na obecnym etapie jako eksploatacyjne w dużym stopniu zależy od wiarygodności dostępnych danych geologicznych, danych inżynierskich, a także ich ilości. Ilość danych geologicznych i inżynierskich dotyczących Obszarów Koncesji na wczesnym etapie prac poszukiwawczych i rozpoznania jest zazwyczaj ograniczona. Dane geologiczne i inżynierskie 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.

Szacunkowe ilości Zasobów Eksploatacyjnych i zasobów niesklasyfikowanych obecnie jako eksploatacyjne mogą także wymagać weryfikacji pod względem rzeczywistego doświadczenia wydobywczego, które może być efektem pomyślnego zagospodarowania istniejących Obszarów Koncesji, prowadzenia dalszych odwiertów oraz innych czynników. Liczby te zostały ustalone w oparciu o warunki różnych umów koncesyjnych i szacunkowe wskaźniki wydajności i wydobywania. Wszystkie szacowane wartości są do pewnego stopnia niepewne, a klasyfikacje szacunkowych ilości Zasobów Eksploatacyjnych i zasobów niesklasyfikowanych obecnie jako eksploatacyjne stanowią jedynie próbę określenia stopnia związanej z nimi niepewności. Z tych przyczyn, szacunkowe oceny ilości Zasobów Eksploatacyjnych i niesklasyfikowanych obecnie jako eksploatacyjne, nadających się do opłacalnego wydobywania, 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 zasobów, to w przypadku ich powodzenia, Spółka będzie miała możliwość rozpoczęcia wydobywania ropy naftowej i gazu z nowo odkrytych Zasobów Eksploatacyjnych. 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 Zasobami Eksploatacyjnymi i zasobami niesklasyfikowanymi obecnie jako eksploatacyjne mogą się różnić od wartości szacunkowych. Ponadto, szacowana wartość przyszłych przychodów netto z 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 z kapitału dłużnego, 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 dla dalszej działalności. 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 może ograniczyć możliwości terminowego uzyskania przez Spółkę dodatkowego finansowania w przyszłości, niezbędnego do wykorzystania pojawiających się możliwości biznesowych.

#### *Zabezpieczenie Zamiennego Skryptu Dłużnego TIG*

W ramach transakcji przejęcia Triton, KOV wyemitował zabezpieczone zamienne skrypty dłużne o wartości 10.010.000 USD na rzecz TIG w zamian za obligacje zamienne o wartości 10.010.000 USD, które TIG wcześniej posiadał w spółce Triton. Zamienny skrypt dłużny jest zabezpieczony zastawem na całym obecnym majątku Spółki oraz jej majątku po przejęciu. Jeżeli Spółka nie będzie mogła spłacić obciążeń z tytułu zadłużenia lub w inny sposób nie wywiąże się z warunków skryptu, TIG może wykonać swoje prawa ze skryptu w celu zajęcia lub sprzedaży majątku Spółki. Wszelkie wpływy z tej sprzedaży zostaną przeznaczone na spłatę kwot należnych TIG i innym wierzycielom i jedynie ewentualna pozostała kwota może być dostępna dla Spółki. Zabezpieczenie udzielone TIG może zmniejszyć zdolność Spółki do uzyskania dodatkowego finansowania w przyszłości w sposób terminowy.

#### *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:

#### Ryzyko zmian stóp procentowych

Spółka utrzymuje środki pieniężne i inne aktywa pieniężne w instrumentach płatnych na żądanie bez ponoszenia kar, co zmniejsza jego 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.

#### 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 2010 r. składają się 4.158.993 USD należne od MENA oraz salda należności, na które składają się w przeważającej części kwoty należne od partnerów we wspólnym przedsięwzięciu, które zakłada się, że zostaną rozliczone z przyszłymi nakładami inwestycyjnymi. Dodatkowo Spółka posiada należności z tytułu sprzedaży produktów na Ukrainie, podatków od towarów podlegających zwrotowi od kanadyjskiego rządu federalnego, a także odsetki od depozytów pieniężnych o ograniczonej możliwości dysponowania, dla których ryzyko kredytowe oceniane jest jako niskie.

Na Ukrainie w stosunku do wszystkich klientów nie będących podmiotami powiązаныmi, 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 narażenia 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 narażenia na ryzyko kredytowe jest monitorowany indywidualnie i na bieżąco w odniesieniu do wszystkich istotnych klientów.

Maksymalny poziom narażenia 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 2010 r. główne ekspozycje Spółki na ryzyko walutowe dotyczyły dolara kanadyjskiego i hrywny ukraińskich. W ciągu roku, w szczególności w terminie realizacji wpływów z pierwszej oferty publicznej, Spółka narażona była w znaczącym stopniu na wahania kursu dolara amerykańskiego do złotego polskiego. Na dzień 31 grudnia 2010 r. 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 zasobów ponoszone są głównie w dolarach amerykańskich, a więc kursy walut miały ciągły wpływ na przepływ pieniężny Spółki. Wskutek wahań kursów wymiany dolara amerykańskiego, dolara kanadyjskiego i złotego polskiego, za rok zakończony dnia 31 grudnia 2010 r. zrealizowano dodatnie różnice kursowe na poziomie 122.482 USD.

Na dzień 31 grudnia 2009 r. główne ekspozycje Spółki dotyczą kapitału obrotowego denominowanego w dolarach kanadyjskich oraz sald środków pieniężnych.

	<i>31 grudnia 2010 r.</i>				<i>31 grudnia 2009 r.</i>	
	<b>CDN</b>		<b>UAH</b>		<b>CDN</b>	
Środki pieniężne i inne aktywa pieniężne	USD	122.551	USD	562.491	USD	105.340
Należności	USD	101.094	USD	601.136	USD	147.199
Przedpłaty i inne bieżące aktywa	USD	-	USD	367.629	USD	39.000
Zobowiązania i rozliczenia międzyokresowe bierne	USD	(744.083)	USD	(6.598.032)	USD	(137.805)
Ekspozycja netto na ryzyko kursowe	USD	(520.438)	USD	(5.066.776)	USD	153.734
Kurs wymiany waluty względem USD	USD	0,9946	USD	7,8605	USD	1,0510

W latach zakończonych 31 grudnia 2010 r. biorąc pod uwagę ekspozycję netto na ryzyko kursowe walut na koniec okresu, w wypadku umocnienia się lub osłabienia dolara kanadyjskiego o 10% względem dolara amerykańskiego (przy założeniu, że inne czynniki pozostają bez zmiany), strata netto po opodatkowaniu spadłaby lub wzrosłaby odpowiednio o kwotę 52.000 USD. Na poziom zysków nie wpływają wahania kursu hrywny ukraińskiej, ponieważ zyski i straty z przeliczenia walut ujmowane są w innych całkowitych dochodach/(stratach).

### 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 na wypadek spadku cen surowców. Jednakże, jeżeli ceny surowców wzrosną ponad poziom wskazany w takich umowach, Spółka nie uzyska korzyści z takiego wzrostu.

Na dzień zatwierdzenia niniejszego Rocznego Formularza Informacyjnego 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 w zakresie działalności poszukiwawczej na Obszarach Koncesji 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 do dodatkowego finansowania w terminie i / lub w formule efektywnej kosztowo oraz ryzyko, że koszty poszukiwań przekroczą planowany poziom. Przepływy środków pieniężnych z działalności operacyjnej były dotychczas i nadal są ujemne i obejmują przychody netto z wydobywania 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 zatwierdzenia niniejszego Rocznego Formularza Informacyjnego stroną żadnych umów zabezpieczających przed ryzykiem kursowym ani nie była stroną takich umów w ciągu ostatnich trzech lat, Spółka może uznać za celowe zawarcie transakcji z udziałem instrumentów pochodnych, aby ograniczyć ciążące na nim 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 chwiejność zysków (strat) netto, odnotowywanych przez Spółkę, i nie wyklucza ryzyka poniesienia strat w wyniku wahań kursów wymiany walut.

### *Tytuł prawny do Obszarów Koncesji*

Zgodnie z przyjętą praktyką Spółki, przy nabywaniu istotnych Obszarów Koncesji lub udziałów w takich Obszarach Koncesji, Spółka przeprowadza pełne badanie tytułu prawnego do udziału przysługującego na mocy kluczowych umów, na podstawie których Spółka uzyskała prawa do prowadzenia poszukiwań. Spółka korzysta zazwyczaj z miejscowych lub międzynarodowych doradców prawnych, o ile uzna to za konieczne do przeprowadzenia audytu w zakresie niezbędnym do potwierdzenia tytułu prawnego do Obszarów Koncesji. Niezależnie od podjęcia przez Spółkę szczegółowej kontroli w tym zakresie, tytuł prawny może okazać się

dotknięty wadami, które wpłyną na umowy koncesyjne (ang. *concession and licence agreements*) dotyczące części Obszarów Koncesji 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 zajdą zmiany przepisów prawa lub ich interpretacji lub też wydarzenia polityczne, które uniemożliwią lub przeszkodzą w dochodzeniu przez Spółkę roszczeń dotyczących posiadanych Obszarów Koncesji, co może w istotny negatywny sposób wpłynąć na Spółkę, w tym jej kondycję finansową.

#### *Sankcje nałożone przez administrację rządową Stanów Zjednoczonych Ameryki*

Spółka, za pośrednictwem swojej 100% spółki zależnej Loon Latakia, posiada udział w umowie o podziale wpływów z wydobywania, dający jej prawo do poszukiwania i wydobywania ropy naftowej i gazu ziemnego z bloku znajdującego się w Syrii. W maju 2004 r. 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 w międzynarodowej branży naftowej i gazowej, mogą nie być dostępne na terytorium Syrii. Analogicznie, skorzystanie na terytorium Syrii z usług świadczonych w branży naftowej i gazowej przez podmioty z siedzibą lub prowadzące istotną działalność na terytorium Stanów Zjednoczonych Ameryki może nie być możliwe. Wskutek powyższych sankcji i wynikającego z nich ograniczenia dostępności produktów, elementów wyposażenia i usług, niektóre produkty, elementy wyposażenia lub usługi niezbędne Spółce na potrzeby prowadzonej działalności mogą w ogóle nie być dostępne, bądź być dostępne po wyższych cenach niż w przypadku braku takich sankcji.

#### *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. Jakiegokolwiek 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 wyrzucić 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 wyrzucić 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 Obszarami Koncesji 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 wyrzucić 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 koniecznością znalezienia i utrzymania przez Spółkę w odpowiednim czasie właściwie wykwalifikowanego personelu, czy też stworzeniem wystarczających zasobów ludzkich do zarządzania i prowadzenia dużej spółki. Obecnie istniejące w Spółce systemy i metody sterowania 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 wyrzucić istotny negatywny wpływ na jej przedsiębiorstwo, działalność 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 eksploatację Obszarów Koncesji.

Udziały Spółki w Koncesjach i innych umowach dotyczących wydobycia ropy naftowej i gazu ziemnego, udzielonych przez administrację rządową lub organy administracji publicznej, bądź z nimi zawartych w zakresie prowadzenia poszukiwań i zagospodarowania Obszarów Koncesji, 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, ulegną rozwiązaniu. Rozwiązanie jakiegokolwiek umowy Spółki, na podstawie której udzielono jej praw dotyczących Obszarów Koncesji, 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 faz poszukiwań i wystąpienia pewnych zdarzeń. Łącznie doprowadzą one do znacznego zmniejszenia obszaru, na którym Spółka będzie prowadzić poszukiwania złóż ropy naftowej i gazu ziemnego, o ile nie zostaną one w jakiś inny sposób zrekompensowane. W zależności od wielkości i lokalizacji terenu, takie zrzeczenie się może wyrzucić istotny negatywny wpływ na wyniki działalności oraz perspektywy Spółki. Przyszłe Zasoby Eksploatacyjne 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 eksploataowania ropy naftowej i gazu ziemnego na jej Obszarach Koncesji. 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 stanowią problemu.

### *Znaczenie kluczowego personelu kierowniczego*

Sukces Spółki będzie w dużej mierze zależny od jej kluczowego personelu, do którego należy Dyrektor Generalny, Wiceprzewodniczący Rady Dyrektorów, Wicedyrektor Generalny, Wiceprezes ds. Operacyjnych i Inżynierii, Wiceprezes ds. Geologii i Geofizyki oraz Dyrektor Finansowy. Wkład tych osób w działalność Spółki będzie odgrywać kluczową rolę. Utrata 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 Obszarów Koncesji. W takich przypadkach umowa partnerska czy *joint venture* określa, która ze spółek zarządza czy „prowadzi” partnerstwo czy *joint venture*. operatora w ramach partnerstwa czy *joint venture* wyznaczają wszystkie strony danej umowy. 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, rury i inne urządzenia oraz usługi niezbędne do dokonywania odwiertów i prowadzenia działalności gazowej i naftowej. 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 dla partnerstwa czy *joint venture*. Ponadto, pokrywają one przypadające na nie koszty działalności, wynikające z udziału w prawie użytkowania górniczego. Eksploatacja Obszarów Koncesji w Brunei, w których Spółka posiada udziały, prowadzona jest przez inne spółki, które nie są podmiotami powiązanymi ze Spółką. W związku z powyższym, Spółka może mieć ograniczone możliwości wywierania wpływu na eksploatację tych aktywów lub związane z tym koszty, co może z kolei mieć negatywny wpływ na wyniki finansowe Spółki. Z tego względu, powodzenie i

terminy działań Spółki dotyczących aktywów, których eksploatacja prowadzona jest przez te inne spółki, będą uzależnione od szeregu czynników, mogących pozostawać poza kontrolą Spółki, takich jak: terminy i wysokość dokonywanych nakładów kapitałowych, umiejętności podmiotu prowadzącego eksploatację i jego zasoby finansowe, zgoda innych uczestników, wybór technologii i sposób zarządzania ryzykiem. W zakresie, w jakim Spółka nie jest operatorem swoich Obszarów Koncesji, polega ona na umiejętnościach technicznych i zasobach finansowych operatorów, w zakresie przestrzegania warunków umów, na podstawie których Spółka posiada udziały w tych Obszarach Koncesji, oraz w zakresie terminów wykonywania czynności dotyczących tych Obszarów Koncesji.

#### *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 r. Spółka i KI zawarły Umowę Licencji („**Umowa Licencji**”) o korzystanie z firmy i znaków towarowych. Zgodnie z warunkami Umowy Licencji, KI udzielił Spółce ograniczonej, niewyłącznej, niezbywalnej i odwoływalnej 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, jakkolwiek 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 lub reputację Spółki.

#### *Ograniczona Gwarancja Loon Peru*

Spółka ponosi odpowiedzialność prawną za gwarancję udzieloną przez podmiot dominujący („**Gwarancja Loon**”) w sierpniu 2007 r. rządowi Peru w związku z udzieleniem kontraktu koncesyjnego dawnej spółce zależnej Loon Peru Limited. Spółka nie posiada obecnie, pośrednio ani bezpośrednio, żadnych udziałów Loon Peru Limited po przeprowadzeniu Przekształceń, w wyniku których 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 podjął działania niezbędne do zastąpienia Gwarancji Loon gwarancją własnego podmiotu dominującego, co wymaga formalnej zgody rządu Peru. Proces zastępowania Gwarancji Loon nową gwarancją wystawioną przez Loon Corp nie został na dzień zatwierdzenia niniejszego Roczno Formularza Informacyjnego zakończony. Choć Loon Corp i Spółka zawarły umowę w sprawie ochrony przed odpowiedzialnością, w której Loon Corp zobowiązuje się chronić Spółkę przed wszelkimi zobowiązaniami z tytułu Gwarancji Loon, to nie ma pewności, że Loon Corp będzie w stanie skutecznie zastąpić Gwarancję Loon. Dopóki Spółka jest stroną Gwarancji Loon, Spółka będzie ponosić odpowiedzialność z tytułu Gwarancji Loon.

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

Spółka prowadzi działalność w zakresie poszukiwań i zagospodarowania złóż ropy naftowej i gazu ziemnego 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 wydobywania 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 uzyskaniu skutecznego 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 interpretacji przyjętej w odniesieniu do takich przepisów 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 sądowego, 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 ewoluje 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, dekretyami 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 r. i 2004 r. 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 implementacji przepisów wprowadzających, które nie zostały jeszcze implementowane.

### Syria

System sądowy 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 szariatu, 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 r. obowiązują w Brunei w zakresie, w jakim pozwalają na to warunki lokalne, z zastrzeżeniem miejscowych zwyczajów i okoliczności.

Ustawa o Arbitrażu z 1944 r. (ang. *Arbitration Act of 1944*) umożliwia skuteczne stosowania konwencji nowojorskiej o uznawaniu i wykonywaniu zagranicznych orzeczeń arbitrażowych z 1958 r. 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 i 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)*), jako źródło prawa w 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.

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

Mając na uwadze charakter działalności prowadzonej przez KUB-Gas, będącej spółką prowadzącą działalność wydobywczą w branży 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 w pełni spodziewanych korzyści w związku z tą inwestycją. Powyższe może zostać spowodowane przez:

- ryzyka i niepewności dotyczące bezpośrednio KUB-Gas: (a) ewentualne sankcje związane z brakiem wniosku do ukraińskiego organu ochrony konkurencji w związku z nabyciem w 2005 r. 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 Koncesji udzielonych KUB-Gas; (e) niemożność uzyskania, utrzymania lub odnowienia niezbędnych Koncesji i pozwoleń lub niemożność spełnienia przez KUB-Gas wymogów tych Koncesji, pozwoleń 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, prawa wynikające z leasingu, związane z wykonywaniem obowiązków w zakresie ochrony środowiska i gospodarki odpadami niebezpiecznymi; albo
- ryzyka właściwe dla branży gazu: (a) ukraińskie regulacje dotyczące kontroli cen, po których wydobywany gaz ziemny może być sprzedawany; (b) konkurencyjny charakter branży ropy naftowej i gazu ziemnego na Ukrainie; (c) niewystarczająca infrastruktura przesyłowa Ukrainy mogąca mieć wpływ na przesył wydobywanego 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,
  - wywłaszczenia którejkolwiek z Koncesji lub akcji KUB-Gas,
  - skutków równoważnych wywłaszczeniu którejkolwiek z Koncesji 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 Obszarów Koncesji w tym do kwestionowania tytułów do władania gruntem i do przeprowadzania prac poszukiwawczych.

Wystąpienie któregoś 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 wykorzystania z podziemnych zasobów naturalnych. Umowa taka określa podstawowe warunki dotyczące prowadzenia badań, eksploatacji, dokonywania odwiertów i wydobywania 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 wydobywania gazu ziemnego, kondensatu i ropy naftowej ze złóż określonych w tych Koncesjach. Zgodnie z tymi Koncesjami, KUB-Gas obowiązany jest spełniać określone w nich szczegółowe 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 gruntu niezbędnych do przeprowadzenia pomiarów geologicznych i wdrożenia pilotażowego wydobywania na Obszarach Koncesji. Niewykonanie któregoś 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*

W dniu 11 listopada 2009 r. każdy z trzech akcjonariuszy Gastek („**Poręczyciele**”), KOV Cyprus i Loon Ukraine zawarli Akt Gwarancji, w ramach którego Poręczyciele osobiście, bezwarunkowo i nieodwołalnie udzielają solidarnie poręczenia za zobowiązania Gastek w ramach Umów kupna-sprzedaży, SHA, Opcji Sprzedaży (datowane 13 listopada 2009) i Porozumienia Dodatkowego (*Side Letter* – datowany 25 lutego 2010 r.) w związku z przejściem aktywów ukraińskich. Na mocy Poręczenia, wszystkie zobowiązania Gastek wynikające z umowy nabycia oraz stałe zobowiązanie Gastek do sfinansowania 30% udziału w działaniach poszukiwawczych i w zakresie zagospodarowania złóż jest gwarantowane osobiście przez Poręczycieli. Jeżeli Gastek nie wykona swoich zobowiązań, a Poręczyciele nie wywiążą się z kolei z ich zobowiązań wynikających z Aktu Gwarancji, wówczas 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*

Eksploracja złóż ropy naftowej i gazu ziemnego jest działalnością wysoce konkurencyjną na wszystkich jej etapach i obciążoną istotnym ryzykiem. Spółka konkuruje z wieloma podmiotami w poszukiwaniu i pozyskiwaniu Obszarów Koncesji 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 rozmiaru eksploatowanych zasobów ropy naftowej i gazu ziemnego będzie uzależniona nie tylko od jej umiejętności w zakresie prowadzenia prac poszukiwawczych i zagospodarowania obecnie posiadanych Obszarów Koncesji, ale także od tego, czy uda jej się pozyskać stosowne aktywa produkcyjne lub obiekty poszukiwawcze w celu wykonania odwiertów poszukiwawczych. Czynniki mające istotne znaczenie dla umocnienia konkurencyjnej pozycji na rynku dystrybucji i sprzedaży ropy naftowej i gazu ziemnego obejmują: dostępność odpowiedniej infrastruktury transportowej, ceny transportu oraz niezawodność dostawców. Spółka podejmuje decyzje o nabyciu bądź eksploataowaniu Obszarów Koncesji, licząc na osiągnięcie zysków z późniejszej sprzedaży nowoodkrytych zasobów ropy naftowej i gazu ziemnego, przewyższających niezbędnie poniesione nakłady kapitałowe na prace poszukiwawcze i zagospodarowanie Obszarów Koncesji. Niezdolność Spółki do skutecznego konkutowania o nabycie nowych aktywów z branży ropy naftowej i gazu ziemnego 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 wyższej 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 Eksploatacyjnych Obszarów Koncesji mogą ulec podwyższeniu w takich okresach. W okresach niższej cen, ceny 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 niepewności inwestorów, co do sytuacji światowej gospodarki na rynki kapitałowe. 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 złóż 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 Obszarów Koncesji, planowanego poziomu nakładów na działania poszukiwawcze i zagospodarowanie złóż oraz na poziom Zasobów Eksploatacyjnych. 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 Obszarów Koncesji. Zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej, skapitalizowane koszty netto Obszarów Koncesji nie mogą przekroczyć pewnego „górnego limitu”, który ustala się częściowo w oparciu o szacowane przyszłe przepływy pieniężne z Zasobów Eksploatacyjnych. 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.

#### *Międzynarodowe ryzyko ekonomiczne*

Wskaźniki gospodarek rynków rozwijających się, w tym Ukrainy, Syrii i Brunei, takie jak: produkt krajowy brutto, wskaźnik reinwestowania 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 wpływ wydarzeń na arenie dyplomatycznej, nałożenie sankcji ekonomicznych na dany kraj lub kraje, zmiany w przyjętych formach handlu międzynarodowego, bariery handlowe oraz inne środki o charakterze protekcyjnym 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, wyłączenie aktywów lub nałożenie podatków o charakterze szikanującym. Ponadto, rządy niektórych krajów mogą zabraniać lub nakładać ograniczenia dotyczące dokonywania inwestycji przez podmioty zagraniczne w ich rynki kapitałowe lub 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-gazowniczym 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 naftowo-gazowniczą. Przepisy te wymagają zazwyczaj, aby odwierty i miejsca prowadzenia prac wydobywczych 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 grzywny lub kar, których wysokość może być w niektórych przypadkach znaczna. Tendencją w skali międzynarodowej jest obostrzenie przepisów prawa ochrony środowiska poprzez wprowadzanie surowszych norm oraz podwyższenie sankcji nakładanych na podmioty naruszające te normy. Takie obostrzenie przepisów skutkuje koniecznością poniesienia przez przedsiębiorców większych nakładów inwestycyjnych w celu zapewnienia ich przestrzegania. Uwalnianie ropy naftowej, gazu ziemnego lub innych zanieczyszczeń do powietrza, gleby lub wody, może powodować odpowiedzialność Spółki wobec rządów i stron trzecich oraz wymagać od Spółki poniesienia kosztów usunięcia skutków takiego wycieku. Spółka przestrzega 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 badawczej, 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 i 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 go 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 r. *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 zatwierdzenia niniejszego Roczego Formularza Informacyjnego, w Brunei nie obowiązują żadne szczególne przepisy prawa ochrony środowiska naturalnego, w tym żadne przepisy regulujące 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, mające na celu 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 (regulujące odpowiedzialność cywilną i odszkodowanie za zanieczyszczenie ropą naftową) z 2008 r. (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 r. (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 konturujących, zbrojenie odwiertów, budowa obiektów wydobywczych i rurociągów oraz pozyskiwanie danych sejsmicznych. Niskie temperatury i obfite opady śniegu mogą powodować opóźnienia w planowanych działaniach na Ukrainie. Występujące w Syrii burze piaskowe oraz duże rozpiętości temperatury, stanowią główne czynniki pogodowe występujące na obszarze działalności Spółki, 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 nabycia wystarczającej przepustowości w gazociągach dostarczających gaz ziemny na rynki handlowe. Jej dostępność dla nowych klientów (takich jak np. Spółka) uzależniona jest przede wszystkim od wielkości nabytej przepustowości oraz od czasu, na jaki zostały zawarte umowy pomiędzy operatorem gazociągów a istniejącymi klientami. Wpływ na działalność Spółki mogą mieć także czynniki takie jak (a) niepewność, co do możliwości zrealizowania dostaw, związana z odległościami eksploatowanych złóż od infrastruktury przesyłowej oraz zakładów przetwarzania, (b) problemy związane z eksploatacją takich rurociągów i zakładów, jak również (c) szeroki zakres regulacji rządowych w zakresie cen, podatków, opłat eksploatacyjnych, dzierżawy gruntu, dopuszczalnego wydobycia, eksportu ropy naftowej i gazu ziemnego oraz w zakresie wielu innych aspektów działalności w sektorze naftowo-gazowym. Na ceny surowców może także wpłynąć rozwój alternatywnych paliw i źródeł energii.

Zmienność cen ropy naftowej i gazu ziemnego utrudnia oszacowanie wartości Obszarów Koncesji wydobywczych na potrzeby ich pozyskiwania oraz często destabilizuje rynek takich transakcji dotyczących Obszaru Koncesji, z uwagi na to, że strony transakcji dotyczących Obszarów Koncesji napotykają trudności w uzgodnieniu wartości przedmiotu transakcji. Zmienność cen utrudnia także ustalanie budżetu oraz prognozowanie zwrotu z pozyskiwanych Obszarów Koncesji, ich zagospodarowania i eksploatacji.

Rentowność i przyszły rozwój Spółki oraz wartość księgowa posiadanych przez nią Obszarów Koncesji 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 rządowe, 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 wydobywania. Każdy znaczący i wydłużony w czasie spadek cen ropy naftowej i gazu ziemnego może mieć negatywny wpływ na wartość księgową Zasobów Potwierdzonych 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 i hrywny. Zmiany kursów walut wpływają na podawaną wartość Zasobów Eksploatacyjnych ropy naftowej i gazu ziemnego oraz na przychody z wydobywania. Istotne zmiany wartości USD mogą mieć poważny wpływ na Spółkę, a przyszłe zmiany kursów USD mogą również wpłynąć na przyszłą wartość Zasobów Eksploatacyjnych Spółki i przychodów z wydobywania, określaną przez niezależnych ekspertów.

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 kosztów finansowania 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 dostarczenia sprzętu wiertniczego oraz innego rodzaju urządzeń i wyspecjalizowanych usług związanych z wierceniem, opróbkowaniem, zbrojeniem i wykonywaniem 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, związane zazwyczaj z tego rodzaju działalnością, do których należą zagrożenia: pożarem, eksplozją, niekontrolowaną erupcją, uwolnieniem lub wyciekami gazu, a każde z tych zdarzeń może spowodować poważne uszkodzenia odwiertów ropy naftowej i gazu ziemnego, obiektów wydobywczych oraz innego rodzaju majątku, szkody w środowisku naturalnym lub szkody osobowe. Udział Spółki w poszukiwaniu i zagospodarowywaniu jej Obszarów Koncesji 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 fizycznych szkód w aktywach, 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, Spółka zapewnia 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 wymiaru 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. Operatorami są odpowiednio

AED South East Asia dla Bloku L w Brunei i Tap Energy (Borneo) Pty. Ltd. dla Bloku M w Brunei. Spółka posiada aktywa w Syrii i uzyska dla nich potrzebne ubezpieczenia działalności, która ma być rozpoczęta. Zgodnie z prawem ukraińskim, spółki sektora naftowo-gazowego zajmujące się poszukiwaniem i wydobywaniem gazu i ropy naftowej mają obowiązek ubezpieczyć swoją działalność w zakresie pewnych ryzyk. Spółka w ramach przeprowadzonej analizy due diligence upewniła się, że KUB-Gas posiada wymagane ubezpieczenia. 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. 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, wskutek decyzji Spółki o nieobjęciu 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 rządami, krajowymi spółkami naftowymi oraz stronami trzecimi i może podlegać ekonomicznym i politycznym uwarunkowaniom, takim jak: ryzyko wojny, akty terrorystyczne lub działania rebeliantów, niepokoje społeczne, wyłączenie, 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 r. rynki kapitałowe cechowała duża chwiejność spowodowana globalnym kryzysem finansowym. 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 papierów wartościowych Spółki.

### **Ryzyka związane z posiadaniem Akcji Zwykłych**

#### *Kontrolujący Akcjonariusz posiada znaczną kontrolę nad działalnością Spółki*

Na dzień zatwierdzenia niniejszego Roczego Formularza Informacyjnego 200.358.212 Akcji Zwykłych stanowiących około 49,80% 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 zatwierdzenia niniejszego Roczego Formularza Informacyjnego 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 zatwierdzenia niniejszego Rocznego Formularza Informacyjnego 200.358.212 Akcji Zwykłych stanowiących około 49,80% 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, często bez konieczności uzyskania zgody Akcjonariuszy. Ponadto, na dzień zatwierdzenia niniejszego Rocznego Formularza Informacyjnego, istnieje możliwość wyemitowania 35.309.333 Akcji Zwykłych w związku z wykonaniem istniejących Opcji na akcje Spółki, po cenach od 0,42 USD 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 przejęć 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 głosów dotychczasowych inwestorów ulegać będą rozwodnieniu, które może dotyczyć także zysków na Akcję Zwykłą.

## **POSTĘPOWANIA SĄDOWE I REGULACYJNE**

Z wyjątkiem przypadków opisanych poniżej, Spółka nie jest i nie była stroną, zaś majątek Spółki nie był i nie jest przedmiotem postępowania sądowego od początku roku obrotowego zakończonego z dniem 31 grudnia 2010 r.

### **Geocan Energy (Private) Limited**

W dniu 19 grudnia 2008 r. spółka Geocan Energy (Private) Limited („**Geocan**”) złożyła pozew przeciwko Spółce, między innymi w sądzie Queen's Bench of Alberta, Judicial District of Calgary, w sprawie:

- (a) ustalenia prawa Geocan do 2,5% udziału w określonych przedsięwzięciach zlokalizowanych na terenie Pakistanu, w tym w przedsięwzięciach nie związanych z Obszarami Koncesji, takimi jak elektrownie,
- (b) zasądzenia kwoty 750.000 USD od Spółki,
- (c) wydania nakazu, aby zamiast wydania dochodzonego 2,5% udziału pozwani, w tym Spółka, wykupili przedmiotowy 2,5% udział od Geocan za kwotę nie uwzględniającą udziału w złożach. Kwota wykupu nie została dotychczas ustalona,
- (d) zasądzenia innych odszkodowań, które mogą zostać ustalone w postępowaniu (kwota odszkodowań nie została dotychczas ustalona), oraz
- (e) zasądzenia odsetek i zwrotu kosztów.

Spółka złożyła odpowiedź na pozew i wniosek o ustanowienie zabezpieczenia na poczet kosztów postępowania. Dnia 18 marca Spółka otrzymała decyzję wzywającą Geocan do wpłaty zabezpieczenia na poczet kosztów najpóźniej do dnia 18 maja 2010 r. Jeśli tego nie uczyni sprawa zostanie oddalona. Geocan wniósł zabezpieczenie w terminie, tj. do dnia 18 maja 2010 r. Spółka ocenia, że roszczenie jest bezpodstawne w zakresie, w jakim dotyczy aktywów i działalności Spółki, oraz że prawdopodobieństwo poniesienia przez Spółkę odpowiedzialności finansowej w wyniku rozstrzygnięcia dotyczącego tego roszczenia jest bardzo niskie.

### **Koncesje KUB-Gas**

KUB-Gas poinformował Spółkę, że Ukraińskie Ministerstwo Ochrony Środowiska, w ramach ogólnych procesów mających zastosowanie do wielu koncesjariów na Ukrainie, wszczęło postępowania mające na celu ostateczne ustalenie ważności Koncesji Makiejewskiej, Olgowskiej i Krutogorowskiej. Spółka rozumie, że proces ten wynika z pewnych wewnętrznych procedur w Ministerstwie Ochrony Środowiska i nie odzwierciedla żadnych szczególnych wątpliwości Ministerstwa w stosunku do tych Koncesji. KUB-Gas poinformował Spółkę, że takie procesy w stosunku do Koncesji Wiergunskiej nie mogą zostać, ani także do tej pory nie zostały wszczęte.

Spółka została zawiadomiona przez KUB-Gas, że Naczelny Sąd Administracyjny Ukrainy wydał korzystną dla KUB-Gas decyzję w każdym z powyższych postępowań.

## **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 kontrolującymi 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 finansowych lub w bieżącym roku finansowym, mających znaczny wpływ lub mogących mieć znaczny wpływ na Spółkę.

### **KI Private placement**

W dniu 12 lipca 2007 r., Spółka przeprowadziła niepubliczną ofertę (private placement) 25.000.000 Akcji Zwykłych po cenie emisyjnej 0,95 USD (1,00 CAD) za Akcję skierowaną do KI, spółki posiadającej udział w kapitale zakładowym Spółki oraz posiadającej przedstawiciela w Radzie Dyrektorów Spółki w okresie, w którym przeprowadzona była emisja Akcji Zwykłych.

W dniu 10 grudnia 2008 r., Spółka przeprowadziła kolejną niepubliczną ofertę (private placement) 48.000.000 Akcji Zwykłych po cenie emisyjnej 0,20 USD (0,25 CAD) za Akcję, skierowaną do KI. Również w okresie przeprowadzania tej emisji Akcji Zwykłych, KI posiadała akcje Spółki oraz posiadała przedstawiciela w Radzie Dyrektorów KOV.

### **Skrypt Dłużny KI**

W dniu 9 września 2009 r. Spółka i KI sfinalizowali porozumienie, na mocy którego KI – główny 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 r. W związku z tym porozumieniem Spółka wyemitowała niezabezpieczony skrypt dłużny zamienny na akcje o wartości nominalnej do 8 mln USD, przeznaczony dla KI, z terminem zapadalności w dniu 31 sierpnia 2010 r. Oprocentowanie skryptu dłużnego wynosiło 7,16% w skali roku, z półroczną kapitalizacją odsetek. Z dniem 9 listopada 2009 r. i ponownie z dniem 10 stycznia 2010 r. 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 r. Spółka zaciągnęła zobowiązanie w wysokości 20 mln USD zgodnie z warunkami Skryptu Dłużnego KI. W dniu 25 maja 2010 r., pierwszym dniu obrotu akcjami Spółki na GPW, strony Skryptu Dłużnego KI zgodziły się na konwersję około 14,4 mln USD z pozostałej kwoty Skryptu Dłużnego KI na 25,0 mln akcji. W dniu 8 lipca 2010 r. 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.

## Usługi KI

W ciągu roku zakończonego z dniem 31 grudnia 2010 r. 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 zamiennego skryptu dłużnego w kwocie 616.857 USD. Spółka zawarła umowy dotyczące bieżącego świadczenia usług korporacyjnych i doradczych na rzecz Spółki przez Kulczyk Holdings S.A. („KH”) oraz KI. W ciągu 2010 r. Spółka zapłaciła KI łącznie 210.000 USD (w miesięcznych ratach) jako wynagrodzenie z tytułu świadczonych usług, a wynagrodzenie dla KH z tego tytułu (płatne w miesięcznych ratach) zamknęło się łączną kwotą 90.000 USD, w każdym przypadku zgodnie z postanowieniami umów o usługach, które wygasają w czerwcu 2011 r. Spółka nie miała żadnych należności wobec KI lub KH na dzień 31 grudnia 2010 r. ani na dzień 31 grudnia 2009 r.

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

W dniu 6 listopada 2008 r. Spółka i KI zawarły Umowę Licencji („**Umowa Licencji**”). Zgodnie z warunkami Umowy Licencji, KI udzielił Spółce ograniczonej, niewyłącznej, niezbywalnej i odwoływalnej 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. KOV nie ponosi kosztów w związku z licencją o korzystanie z firmy i znaków towarowych. Licencja ta wygaśnie z chwilą zakończenia Umowy Licencji. Umowa Licencji nie nakłada na Spółkę żadnych zobowiązań do dokonania płatności na rzecz KI, i Spółka nie dokonała żadnych płatności tego typu. Szczegółowe informacje znajdują się w rozdziale „*Umowy zawarte poza zwykłym tokiem działalności – Umowa licencji*”.

## Obligacje TIG i Zamienny skrypt dłużny TIG

W dniu 11 sierpnia 2009 r. KOV zawarła umowę z TIG, na podstawie której KOV zobowiązał się nabyć od TIG (bezpośrednio lub poprzez podmiot powiązany), a TIG zobowiązała się sprzedać KOV wszystkie swoje prawa, tytuły i udziały w zamiennych niezabezpieczonych obligacjach własnych Triton 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 KOV o wartości 10.010.000 USD z oprocentowaniem wynoszącym 7,16%.

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 r. 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 po wezwaniu ogłoszonym w celu nabycia przez KOV 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 r. 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 r. („**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 Skryptu Dłużnego TIG w całości w przypadku zamiaru TIG przeniesienia Skryptu Dłużnego TIG. Skrypt Dłużny TIG jest zamienny w każdym czasie po dniu 25 maja 2010 r. (zakończenie pierwszej oferty publicznej i rozpoczęcie notowań na Giełdzie Papierów Wartościowych SA w Warszawie) i przed datą wymagalności po cenie konwersji odpowiadającej niższej z podanych kwot: 0,692 USD za jedną Akcją Zwykłą i ceny pa jakiej Akcje Zwykłe zostały zaoferowane w maju 2010 r. w związku z notowaniem akcji Spółki na GPW. W efekcie cenę konwersji określono na poziomie 0,5767 USD za jedną Akcją Zwykłą, co znalazło się w zapisach Umowy Zmieniającej z dnia 16 sierpnia 2010 r. We wrześniu 2010 r. Spółka zapłaciła w gotówce 729.545 USD odsetek.

## AGENT TRANSFEROWY I PRZEDSTAWICIEL REJESTRU

Agentem rejestrowym, 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. *Continuous Disclosure Obligations*), obowiązujących na dzień zatwierdzenia niniejszego Rocznego Formularza Informacyjnego, 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 informację o części niniejszego Rocznego Formularza Informacyjnego, w której omówiono daną umowę. Egzemplarz każdej z poniższych istotnych umów znajduje się na stronie [www.SEDAR.com](http://www.SEDAR.com).

### 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*
- *Uгода*
- *Gwarancja*
- *Umowa o wspólnym udziale w przetargu*
- *Umowa o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku M*
- *Umowa operacyjna dla Bloku M*
- *Umowa poddzierżawy 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*



### ***Umowa licencji***

W dniu 6 listopada 2008 r. KOV i KI zawarły Umowę Licencji. Zgodnie z warunkami Umowy Licencji, KI udzielił Spółce ograniczonej, niewyłącznej, niezbywalnej i odwoływalnej 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. KOV nie ponosi kosztów w związku z licencją na 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 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, rozładnianiem (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 ograniczonych przypadkach 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”.

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

#### ***Umowa TIG i Skrypt Dłużny TIG***

Przed jego nabyciem przez KOV Triton miał zobowiązania w wysokości 15.015.000 USD wynikające z nieumorzonych obligacji („**Obligacje TIG**”) posiadanych przez TIG. Jednocześnie z podpisaniem Umowy Przedwstępnej Przejęcia Triton Spółka zawarła z TIG umowę, zgodnie z którą Spółka zobowiązała się zakupić od TIG Obligacje TIG. Jedną trzecią Obligacji TIG nabył KI za gotówkę i zamienił je następnie na akcje Triton. Pozostałe dwie trzecie Obligacji TIG zostały zastąpione Skryptem Dłużnym TIG (na kwotę 10.010.000 USD) wystawionym przez KOV. Dodatkowe informacje na ten temat Skryptu Dłużnego TIG znajdują się w rozdziale: „*Udział kierownictwa i innych osób w istotnych transakcjach*”.

#### ***Skrypt Dłużny KI***

W dniu 9 września 2009 r. Spółka i KI sfinalizowali porozumienie, na mocy którego KI – główny akcjonariusz Spółki – ma udzielić KOV finansowania umożliwiającego Spółce wykonanie jej zobowiązań finansowych przed zamknięciem Oferty Akcji Zwykłych na GPW w maju 2010 r. W związku z tym porozumieniem Spółka wyemitowała Skrypt Dłużny przeznaczony dla KI. Dodatkowe informacje o Skrypcie Dłużnym KI zawiera rozdział „*Interesy kierownictwa i innych osób związane z istotnymi transakcjami – Skrypt Dłużny KI*”.

### **NIEZALEŻNOŚĆ EKSPERTÓW**

KPMG LLP, Chartered Accountants (audytor Spółki) sporządził raport biegłego rewidenta na temat skonsolidowanego bilansu Spółki na dzień 31 grudnia 2010 r. oraz skonsolidowanego rachunku wyników i przepływów środków pieniężnych za rok zakończony z dniem 31 grudnia 2010 r., który to raport biegłego rewidenta dotyczy ostatniego zakońzonego roku obrotowego Spółki. Na dzień 16 marca 2011 r. 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 zasobów warunkowych związanych z aktywami KUB-Gas na Ukrainie, a także potwierdzonych, prawdopodobnych i możliwych zasobów Spółki na Ukrainie oraz zasobów perspektywicznych Spółki w Bloku 9 w Syrii, przedstawione w niniejszym Rocznym Formularzu Informacyjnym, zostały ocenione przez RPS jako zewnętrzną wykwalifikowaną osobę dokonującą oceny zasobów. RPS. Według wiedzy Spółki, na dzień zatwierdzenia niniejszego Rocznego Formularza Informacyjnego, 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](http://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 28 lipca 2010 r. wydanym w związku z walnym zgromadzeniem akcjonariuszy w dniu 7 września 2010 r. 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 2010 r.