



**ROCZNY FORMULARZ INFORMACYJNY  
ZA ROK ZAKOŃCZONY 31 GRUDNIA 2012 ROKU**

**1 kwietnia 2013 r.**

## SPIS TREŚCI

GLOSARIUSZ TERMINÓW .....	I
SKRÓTY .....	1
KONWERSJA MIAR .....	1
WALUTY I KURSY WYMIANY WALUT .....	3
INFORMACJE ODNOSZĄCE SIĘ DO PRZYSZŁOŚCI .....	3
STRUKTURA ORGANIZACYJNA SPÓŁKI .....	7
INFORMACJE OGÓLNE O ROZWOJU DZIAŁALNOŚCI .....	8
DZIAŁALNOŚĆ W 2013 ROKU .....	12
OPIS DZIAŁALNOŚCI .....	12
GŁÓWNE AKTYWA NAFTOWE I GAZOWE .....	16
OŚWIADCZENIE O STANIE REZERW I INNE INFORMACJE O ROPIE I GAZIE .....	38
DYWIDENDA .....	40
OPIS STRUKTURY KAPITAŁOWEJ .....	40
RYNEK PAPIERÓW WARTOŚCIOWYCH .....	40
WCZEŚNIEJSZE EMISJE .....	41
DYREKTORZY I CZŁONKOWIE KIEROWNICTWA .....	42
INFORMACJA O KOMITECIE AUDYTU .....	48
CZYNNIKI RYZYKA .....	50
POSTĘPOWANIA SĄDOWE I REGULACYJNE .....	80
UDZIAŁ KIEROWNICTWA I INNYCH OSÓB W ISTOTNYCH TRANSAKCJACH .....	80
AGENT TRANSFEROWY I PRZEDSTAWICIEL REJESTRU .....	82
ISTOTNE UMOWY .....	82
NIEZALEŻNOŚĆ EKSPERTÓW .....	83
INFORMACJA DODATKOWA .....	84
ZAŁĄCZNIK A:     FORMULARZ 51-101F1 – OŚWIADCZENIE O STANIE REZERW I INNE INFORMACJE O ROPIE I GAZIE	
ZAŁĄCZNIK B:     FORMULARZ 51-101F2 – RAPORT NIEZALEŻNEGO EKSPERTA Z OCENY REZERW	
ZAŁĄCZNIK C:     FORMULARZ 51-101F3 – RAPORT KIEROWNICTWA NT. UJAWNIONYCH INFORMACJI DOT. ROPY I GAZU	
ZAŁĄCZNIK D:     ZESTAWIENIE ZASOBÓW NAFTOWO-GAZOWYCH SPÓŁKI	
ZAŁĄCZNIK E:     ZAKRES KOMPETENCJI KOMITETU AUDYTU	

## GLOSARIUSZ TERMINÓW

Wszystkie terminy pisane wielką literą, które występują w niniejszym Rocznym Formularzu Informacyjnym („RFI”) i nie zostały inaczej zdefiniowane w tekście, mają znaczenie określone poniżej. Informacje zawarte w RFI dotyczą stanu na dzień 31 grudnia 2012 roku, o ile wyraźnie nie wskazano inaczej.

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

„**AED SEA**” oznacza AED Southeast Asia Limited, spółkę na prawie państwa Cypr, która jest podmiotem w 100% zależnym od KOV Cyprus;

„**Nabycie AED SEA**” oznacza nabycie przez KOV Cyprus wszystkich akcji AED SEA z dniem 5 grudnia 2011 roku;

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

„**Blok 9**” oznacza Blok 9 w Syrii;

„**Wspólna Umowa Operacyjna dotycząca Bloku 9**” oznacza wspólną umowę operacyjną z dnia 1 września 2010 roku dotyczącą Bloku 9 w Syrii zawartą pomiędzy Loon Latakia, MENA Syria a Ninnox;

„**Wspólna Umowa Operacyjna dotycząca Bloku L**” oznacza umowę operacyjną dotyczącą Bloku L z dnia 28 sierpnia 2006 roku zawartą pomiędzy Kulczyk Oil Brunei a QAF;

„**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 w Brunei, zgodnie z postanowieniami Umowy o podziale wpływów z wydobywania dla Bloku L w Brunei;

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

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

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

„**Umowa o podziale wpływów z wydobywania dla Bloku M w Brunei**” oznacza umowę o podziale wpływów z wydobywania dla Bloku M w Brunei, która wygasła w sierpniu 2012 r.;

„**Wytyczne COGE**” oznacza kanadyjskie wytyczne do oceny zasobów ropy naftowej i gazu (ang. *Canadian Oil & Gas Evaluation Handbook*);

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

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

„**Cub Energy**” oznacza Cub Energy Inc. (poprzednio 3P Energy International Energy Corp.), spółkę publiczną notowaną na TSX-V;

„**EBOR**” oznacza Europejski Bank Odbudowy i Rozwoju;

„**Kredyt EBOR**” oznacza kredyt w wysokości 40,0 mln USD udzielony KUB-Gas przez EBOR;

„**Gastek**” oznacza Gastek LLC, niepubliczną spółkę na prawie stanu Kalifornia, posiadającą 30% udziałów spółki KUBGAS Holdings i będącą podmiotem w 100% zależnym od Cub Energy;

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

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

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

„**Skrypt Dłużny KI**” oznacza zamienny niezabezpieczony skrypt dłużny na kwotę główną w wysokości do 20,0 mln USD, uprzednio wyemitowany przez Spółkę na rzecz KI;

„**Pożyczka KI**” oznacza dłużne finansowanie w wysokości 12,0 mln USD udzielone KOV przez KI zgodnie z Umową Pożyczki KI;

„**Umowa Pożyczki KI**” oznacza zmienioną umowę pożyczki z dnia 11 grudnia 2012 roku, zgodnie z którą KI udzielił KOV Pożyczkę KI;

„**Skrypty Dłużne KI/Radwan**” oznaczają niezabezpieczone zamienne skrypty dłużne w kwocie do 23,5 mln USD poprzednio wystawione przez Spółkę na rzecz KI i Radwan;

„**KOV Cypr**” oznacza Kulczyk Oil Ventures Limited, spółkę na prawie państwa Cypr, która jest podmiotem w 100% zależnym od Spółki;

„**KUB-Gas**” oznacza KUB-Gas LLC, spółkę na prawie państwa Ukraina, będącą podmiotem w 100% zależnym od KUBGAS Holdings, w którym Spółka posiada pośrednio 70% udziałów;

„**KUBGAS Holdings**” oznacza KUBGAS Holdings Limited (poprzednio Loon Ukraine Holding Limited), spółkę na prawie państwa Cypr, będącą podmiotem w 70% zależnym od KOV Cypr, do którego z kolei należy 100% udziałów w KUB-Gas;

„**Kulczyk Oil Brunei**” oznacza Kulczyk Oil Brunei Limited (poprzednio Loon Brunei Limited), spółkę na prawie państwa Cypr, która jest podmiotem w 100% zależnym od KOV Cypr;

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

„**Loon Corp**” oznacza spółkę Loon Energy Corporation. Loon Corp jest publiczną spółką notowaną na giełdzie TSX-V, utworzoną w ramach Przekształcenia;

„**Loon Latakia**” oznacza Loon Latakia Limited, spółkę na prawie państwa Cypr, która jest podmiotem w 100% zależnym od KOV Cypr;

„**MENA**” oznacza MENA Hydrocarbons Inc., spółkę publiczną notowaną na TSX-V;

„**MENA Syria**” oznacza MENA Hydrocarbons (Syria) Inc., podmiot zależny MENA;

„**Naftogaz**” oznacza NAK Naftohaz Ukrainy, przedsiębiorstwo państwowe podlegające Ministerstwu Paliw i Energii Ukrainy;

„**Neconde**” oznacza Neconde Energy Limited, nigeryjskie konsorcjum prowadzące działalność w obszarze poszukiwania i zagospodarowania złóż;

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

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

„**OML 42**” oznacza koncesję na wydobycie ropy naftowej Oil Mining Licence 42, obejmującą blok zawierający złoża węglowodorów w obszarze delty Nigru w Nigerii;

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

„**Radwan**” oznacza Radwan Investments GmbH, niepubliczną spółkę austriacką;

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

„**Raport RPS dotyczący Bloku L w Brunei**” oznacza raport RPS sporządzony wg stanu na dzień 31 lipca 2012 roku z dnia 1 września 2012 r., dotyczący oszacowania przez tę firmę potencjału zasobów dla Bloku L w Brunei;

„**Raporty RPS**” oznaczają łącznie Raport RPS dotyczący Bloku L w Brunei, Raport RPS dotyczący Bloku 9 w Syrii oraz Raport RPS nt. Ukrainy;

„**Raport RPS dotyczący Bloku 9 w Syrii**” oznacza raport RPS sporządzony wg stanu na dzień 31 lipca 2012 roku z dnia 1 września 2012 roku, dotyczący oszacowania przez tę firmę potencjału zasobów dla Bloku 9 w Syrii;

„**Raport RPS nt. Ukrainy**” oznacza raport RPS sporządzony wg stanu na dzień 31 grudnia 2012 roku z dnia 20 marca 2013 roku, dotyczący oszacowania przez tę firmę potencjału rezerw i zasobów KUB-Gas;

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

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

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

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

„**Umowa o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku 9 w Syrii**” oznacza umowę dotyczącą prac poszukiwawczych, zagospodarowania i wydobycia 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 „*Główne aktywa naftowe i gazowe - Syria*”;

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

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

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

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

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

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

„**Koncesje na Ukrainie**” lub „**Koncesje KUB-Gas**” oznacza specjalne zezwolenia na działalność poszukiwawczą i wydobywczą w obszarach pięciu koncesji należących do KUB-Gas na Ukrainie (Makiejewskoje, Olgowskoje, Krutogorowskoje, Wiergunskoje oraz Północne Makiejewskoje); oraz

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

## SKRÓTY

Ropa i kondensat		Gaz ziemny	
bbl	baryłka	Mcf	tysiąc stóp sześciennych
bbl/d	baryłek dziennie	MMcf	milion stóp sześciennych
Mbbl	tysiąc baryłek	Bcf	miliard stóp sześciennych
boe/d	baryłka ropy naftowej dziennie	Mcf/d	tysiąc stóp sześciennych dziennie
Boe	baryłka ekwiwalentu gazu ziemnego i ropy naftowej, o ile nie wskazano inaczej	MMcfd	milion stóp sześciennych dziennie
		GJ	gigadżule
Mboe	tysiąc boe	Tcf	trylion stóp sześciennych
MMboe	milion boe		
NGL	ciekle frakcje gazu ziemnego/kondensat	Mcfe	tysiąc stóp sześciennych ekwiwalentu gazu ziemnego
MMBtu	milion BTU ( <i>British Thermal Units</i> (brytyjska jednostka cieplna)	kPa	kilopaskale – jednostka ciśnienia
Stb	baryłki w warunkach powierzchniowych	psi	funt na cal kwadratowy – jednostka ciśnienia
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 („**Mcfe**”). Jednakże, określenie BOE lub Mcfe 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 Mcfe, 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

Konwersja z	Na	Mnożyć przez
stopy	metry	0,305
metry	stopy	3,281
mile	kilometry	1,609
kilometry	mile	0,621
akry	hektary	0,405
hektary	akry	2,471
kilogramy	funty	2,205
funty	kilogramy	0,454
Mcf	tysiące metrów sześciennych	0,028
tysiące metrów sześciennych	Mcf	35,494
bbl	metry sześciennie	0,159
metry sześciennie	bbl	6,29

Konwersja z	Na	Mnożyć przez
psi	kilopaskale	6,895
kilopaskale	psi	0,145

## WALUTY I KURSY WYMIANY WALUT

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

	Kurs <b>dolara kanadyjskiego</b> (CAD) do 1,00 USD Źródło danych: Bank of Canada ( <a href="http://www.bankofcanada.ca">www.bankofcanada.ca</a> )	Kurs <b>polskiego złotego</b> (PLN) do 1,00 USD Źródło danych: Narodowy Bank Polski ( <a href="http://www.nbp.pl">http://www.nbp.pl</a> )	Kurs <b>ukraińskiej hrywny</b> (UAH) do 1,00 USD Źródło danych: National Bank of Ukraine ( <a href="http://bank.gov.ua">http://bank.gov.ua</a> )
<b>2010:</b>			
Na koniec roku	1,0544	2,9641	7,9617
Średni	1,0299	3,0179	7,9433
Roczny najwyższy	1,0077	2,7449	7,8861
Roczny najniższy	1,0544	3,4916	8,0100
<b>2011:</b>			
Na koniec roku	1,0054	2,9641	7,9617
Średni	1,0054	3,0157	7,9356
Roczny najwyższy	0,9390	2,8518	7,8903
Roczny najniższy	1,0301	3,3571	8,0003
<b>2012:</b>			
Na koniec roku	1,0051	3,0996	7,9930
Średni	0,9996	3,2581	7,9911
Roczny najwyższy	0,9599	3,5777	7,9840
Roczny najniższy	1,0299	3,0690	7,9930

## INFORMACJE ODNOSZĄCE SIĘ DO PRZYSZŁOŚCI

Zgodnie z mającymi zastosowanie przepisami dotyczącymi papierów wartościowych, pewne stwierdzenia zawarte w niniejszym Rocznym Formularzu Informacyjnym („RFI”) są stwierdzeniami odnoszącymi się do przyszłości. Stwierdzenia odnoszące się do przyszłości często, lecz nie zawsze, oznaczone są poprzez użycie słów takich, jak „spodziewać się”, „sądzić”, „mógłby/mogłyby”, „szacować”, „oczekiwać”, „prognoza”, „dane orientacyjne”, „zamierzać”, „może”, „planować”, „przewidywać”, „prognozować”, „powinien/powinni/powinny”, „celować”, „będzie/będą” lub podobnych 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 RFI.

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

- planów w zakresie wierceń i testowania odwiertów oraz ich harmonogramu;
- wydajności produkcyjnej odwiertów, przewidywanych lub oczekiwanych poziomów produkcji oraz przewidywanych dat rozpoczęcia produkcji;

- zamiarów spółki w zakresie przeprowadzenia dodatkowych programów stymulowania złóż z wykorzystaniem technologii szczelinowania hydraulicznego oraz stosowania sprężarek na Ukrainie;
- 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;
- umów transportu i rynków dla ropy i/lub gazu ziemnego wydobywanego na obszarach koncesji Spółki;
- parametrów i charakterystyki aktywów naftowo-gazowych Spółki;
- wielkości rezerw i zasobów ropy i gazu ziemnego;
- planów inwestycji kapitałowych;
- podaży i popytu na ropę naftową i gaz ziemny oraz cen towarów;
- wpływu rozporządzenia rządowego na Spółkę w odniesieniu do innych spółek z branży naftowo-gazowej o podobnej wielkości;
- oczekiwanych poziomów stawek opłat koncesyjnych (royalty), kosztów operacyjnych, kosztów ogólnego zarządu, kosztów usług oraz innych kosztów i wydatków;
- oczekiwań dotyczących zdolności Spółki do pozyskania kapitału oraz do ciągłego zwiększania rezerw i zasobów poprzez nabycia, zagospodarowanie i poszukiwania;
- ujęcia 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 rezerwy i zasoby mogą być wydobywane i generować przychody w przyszłości. Zobacz „Oświadczenie o stanie rezerw i inne informacje o ropie i gazie”.

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

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

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

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

- konkurencję w przemyśle naftowo-gazowym w zakresie, między innymi, kapitału, pozyskiwania rezerw, niezagospodarowanych terenów oraz wykwalifikowanego personelu;
- rodzaje ryzyka związane ze środowiskiem oraz zagrożenia związane z sektorem naftowo-gazowym;
- niekorzystne warunki atmosferyczne w regionach, w których Spółka prowadzi działalność;
- wahania kursów wymiany walut i stóp procentowych;
- ryzyko dotyczące realizacji oczekiwanych korzyści z transakcji nabycia i zbycia;
- dostępność sprzętu i usług oraz możliwość ich pozyskania przez Spółkę;
- ryzyko polityczne, społeczne, fiskalne, prawne i gospodarcze w krajach, w których Spółka prowadzi działalność;
- wczesny etap działalności Spółki;
- ryzyko związane z działalnością poszukiwawczą, zagospodarowaniem i eksploatacją posiadanych przez Spółkę aktywów, w tym problemy geologiczne, techniczne, dotyczące wierceń i przetwarzania, a także inne trudności w eksploatacji rezerw oraz niemożność realizacji przewidywanych korzyści z działalności poszukiwawczej;
- skutki regulacji (także w zakresie ochrony środowiska) i zmian systemów regulacyjnych (w tym niedawne zmiany dotyczące systemu rejestracji korzystania z gruntów na Ukrainie) obowiązujących w krajach, w których Spółka prowadzi działalność;
- skutek sankcji, w tym sankcji nałożonych przez Unię Europejską, rząd Kanady i rząd Stanów Zjednoczonych dla udziałów Spółki w Syrii;
- ryzyko skutków niedopełnienia zobowiązań przewidzianych w warunkach umów o podziale wpływów z wydobywania zawieranych przez Spółkę oraz określonych przez regulatorów w krajach, w których Spółka prowadzi działalność;
- 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 ujęte w tej liście 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 RFI zostały opracowane zgodnie ze stanem na dzień niniejszego RFI, a Spółka nie przyjmuje żadnego zobowiązania, z wyjątkiem przypadków, gdy wymagają tego mające zastosowanie przepisy dotyczące papierów wartościowych, w zakresie publicznej aktualizacji lub wprowadzania poprawek do jakichkolwiek zawartych tu stwierdzeń odnoszących się do przyszłości, niezależnie od tego, czy byłoby to konieczne w wyniku otrzymania nowych informacji, wystąpienia przyszłych zdarzeń, czy z innych 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

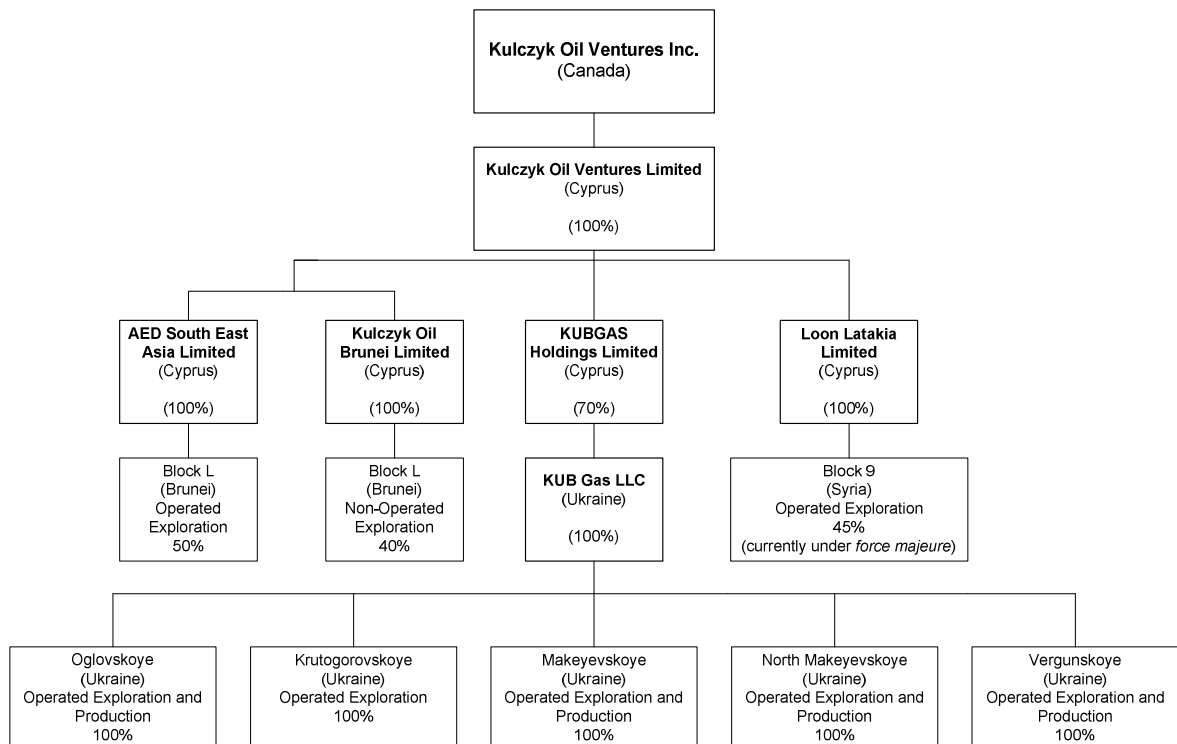
Spółka została utworzona w dniu 16 marca 1987 roku na mocy przepisów ABCA pod firmą Titan Diversified Holdings Ltd., jako publiczna spółka inwestycyjna notowana na giełdzie Alberta Stock Exchange, będącej poprzednikiem giełdy TSX-V. W dniu 18 sierpnia 1997 roku firma Spółki została zmieniona na Loon 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 AED SEA, oraz jedną spółkę pośrednio zależną w 70%, KUBGAS Holdings, która jest właścicielem 100% akcji KUB-Gas.

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



zawiązania, utworzenia lub organizacji danej spółki są wskazane w nawiasach pod jej nazwą.

Na powyższym wykresie przedstawiono podmioty zależne Spółki, z których każdy posiada aktywa przekraczające 10% całkowitych skonsolidowanych aktywów Spółki lub osiąga poziom sprzedaży i przychodów przekraczający 10% skonsolidowanej łącznej sprzedaży i przychodów Spółki, bądź też jest w opinii Spółki istotny dla zrozumienia działalności Spółki. Aktywa i przychody podmiotów zależnych Spółki, których nie wymieniono powyżej, nie przekraczały 20% skonsolidowanych aktywów Spółki lub całkowitej skonsolidowanej sprzedaży i przychodów według stanu na dzień 31 grudnia 2012 roku oraz za rok upływający tego dnia.

## INFORMACJE OGÓLNE O ROZWOJU DZIAŁALNOŚCI

### Trzyletnia historia Spółki

Spółka została utworzona w dniu 16 marca 1987 roku na mocy przepisów ABCA pod firmą Titan Diversified Holdings Ltd., jako publiczna spółka inwestycyjna notowana na giełdzie Alberta Stock Exchange, będącej poprzednikiem giełdy TSX-V. W dniu 18 sierpnia 1997 roku firma Spółki została zmieniona na Loon Energy Inc., a Spółka dokonała inwestycji w aktywa naftowe i gazowe na terenie Kanady. W 2001 roku Spółka rozpoczęła inwestowanie w aktywa z sektora naftowego i gazowego na rynkach międzynarodowych, a w 2006 roku zawarła Umowę o podziale wpływów z 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. Pod koniec 2008 roku, Spółka podjęła strategiczną decyzję, koncentrując swoje dalsze działania na poszukiwaniu i wydobywaniu ropy i gazu ziemnego w Azji i Europie i dążąc do wzrostu wartości Spółki poprzez przeprowadzenie szeregu transakcji wewnętrznych korporacyjnych, mających prowadzić do notowania Akcji Zwykłych na GPW. W grudniu 2008 roku, po zakończeniu 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 wewnętrznych korporacyjnych. W ramach Przekształceń, dr Jan Kulczyk i Dariusz Mioduski z KI weszli w skład Rady Dyrektorów, przy czym dr Kulczyk został mianowany Przewodniczącym Rady Dyrektorów – stanowisko to sprawował do chwili ustąpienia z Rady Dyrektorów z dniem 12 maja 2012 roku. Manoj Madhani z KI pozostał na stanowisku Dyrektora Spółki. Spółka nadal jest emitentem składającym informacje o swojej działalności w Prowincjach Alberta, Kolumbia Brytyjska i Ontario w Kanadzie.

### Skrypt Dłużny KI

W dniu 9 września 2009 roku KOV i KI, większościowy akcjonariusz Spółki, sfinalizowali porozumienie, na mocy którego KI udzielał KOV finansowania w wysokości do 8,0 mln USD, które umożliwiało Spółce wykonanie jej zobowiązań finansowych przed zamknięciem pierwszej oferty publicznej i jednoczesnym pozyskaniem kapitału w Polsce oraz wprowadzeniem Akcji Zwykłych do obrotu na GPW. W związku z tym porozumieniem KOV wyemitował Skrypt Dłużny KI – niezabezpieczony skrypt zamienny, przeznaczony dla KI. Oprocentowanie Skryptu Dłużnego KI wynosiło 7,16% w skali roku, z półroczną kapitalizacją odsetek. W listopadzie 2009 roku warunki Skryptu Dłużnego KI zmieniono w celu zwiększenia kwoty udzielonego finansowania do 11,0 mln USD, przy czym pozostałe warunki nie uległy zmianie. W styczniu 2010 roku warunki Skryptu Dłużnego KI ponownie zmieniono w celu zwiększenia kwoty udzielonego finansowania do 20,0 mln USD, przy czym pozostałe warunki nie uległy zmianie.

Dnia 25 maja 2010 roku, kiedy to Akcje Zwykłe były pierwszy raz w obrocie na GPW, Spółka wypłaciła kwotę 20,0 mln USD, zgodnie z warunkami Skryptu Dłużnego KI, zaś strony Skryptu Dłużnego KI uzgodniły konwersję około 14,4 mln USD kwoty głównej długu, wynikającego ze Skryptu Dłużnego KI, na 25.000.000 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.

*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 Nabycia Triton stanowiło 37,44% całkowitej liczby będących w obrocie Akcji Zwykłych na zasadzie całkowitego rozwodnienia, zgodnie z umową poprzedzającą nabycie z dnia 11 sierpnia 2009 roku pomiędzy Spółką a Triton. Głównym aktywem Triton był 36% udział w prawie użytkowania górniczego objętego Umową o podziale wpływów z wydobywania dla Bloku M w Brunei. W sierpniu 2012 roku dobiegł końca etap poszukiwawczy na warunkach Umowy o podziale wpływów z wydobywania dla Bloku M w Brunei.

W ramach ukończenia Nabycia Triton, Spółka wyemitowała Zamienny Skrypt Dłużny TIG – zabezpieczony podporządkowany zamienny skrypt dłużny w kwocie 10,01 mln USD na rzecz TIG, zamienny na Akcje Zwykłe po cenie 0,5767 USD za Akcję Zwykłą, zastępujący obligacje zamienne znajdujące się w posiadaniu TIG jako wierzyciela Triton. W dniu 1 sierpnia 2011 roku TIG sprzedał Zamienny Skrypt Dłużny TIG na rzecz podmiotu zależnego spółki Milet Wirtschaftsdaeten GesmbH („**MWG**”), niepowiązanego podmiotu zewnętrznego, za cenę równą wartości nominalnej 10,1 mln USD powiększonej o naliczone odsetki. W dniu 12 sierpnia 2011 roku MWG dokonała zamiany Zamiennego Skryptu Dłużnego TIG na 18.501.037 Akcji Zwykłych po cenie 0,5767 USD za Akcję Zwykłą. Więcej informacji na ten temat przedstawiono w punkcie „*Udział kierownictwa i innych osób w istotnych transakcjach - Obligacje TIG i Zamienny Skrypt Dłużny TIG*”.

Z chwilą zakończenia transakcji akcjonariusze Triton otrzymali łącznie 13.670.723 Akcje Uprzywilejowane Serii A Spółki, które po ich wykupieniu i umorzeniu przez Spółkę zostały zamienione na 50% akcji spółki Triton Petroleum Pte Ltd („**Triton Singapore**”), zaś Spółka zatrzymała pozostałych 50% akcji Triton Singapore. Ponadto Spółka zobowiązała się dokonać na rzecz Triton Singapore przeniesienia 20% udziału w prawie użytkowania górniczego dla Bloku 9 w Syrii. Triton Singapore jest niepubliczną spółką zarejestrowaną w Singapurze, którą zarządza dotychczasowa kadra kierownicza Triton.

W 2011 roku Ninnox Energy Pte Ltd („**Ninnox**”), niepubliczna spółka australijska, którą zarządza były członek kadry kierowniczej Triton, nabyła 100% akcji Triton Singapore w ramach transakcji wymiany akcji, w związku z czym po tej transakcji oraz innych emisjach akcji przeprowadzonych przez Ninnox, Spółka posiada obecnie około 1,61% akcji Ninnox.

#### **KUB-Gas**

W dniu 10 listopada 2009 roku Spółka, za pośrednictwem swoich podmiotów zależnych KOV Cyprus oraz KUBGAS Holdings, zawarła dwie umowy kupna-sprzedaży ze spółką Gastek, na podstawie których KOV nabyła pośrednio 70% akcji KUB-Gas („**Nabycie KUB-Gas**”) za łączną cenę 45,0 mln USD. W chwili nabycia KUB-Gas posiadała 100% udziału w czterech koncesjach w pobliżu Ługańska, miasta w północno-wschodniej części Ukrainy, a także pewne aktywa związane z obsługą odwiertów.

W wyniku szeregu transakcji, zakończonych w czerwcu 2010 roku - po dokonaniu przez Spółkę wpłaty pozostałej części ceny kupna, pomniejszonej o korekty, wkrótce po pierwszej ofercie publicznej Spółki w Polsce - KOV Cyprus jest obecnie właścicielem 70% akcji zwykłych KUBGAS Holdings, przy czym pozostałe 30% akcji KUBGAS Holdings należy do spółki Cub Energy (która przejęła Gastek w 2012 roku). KUBGAS Holdings jest właścicielem 100% kapitału zakładowego KUB-Gas. W styczniu 2011 roku KUB-Gas objęła 100% udziału w dodatkowej koncesji na tym samym obszarze, co pozostałe cztery koncesje, a w efekcie liczba koncesji należących do KUB-Gas zwiększyła się do pięciu. Obecnie w czterech z pięciu koncesji trwa wydobywanie gazu ziemnego i kondensatu. Trzy z czterech koncesji, gdzie trwa produkcja, to koncesje wydobywcze, przy czym dwie z nich przekształcono z koncesji poszukiwawczych na koncesje wydobywcze w lutym 2012 roku i w kwietniu 2012 roku. Pozostałe dwie koncesje to koncesje na działalność poszukiwawczą, przy czym w jednej z nich prowadzi się ograniczone wydobywanie w ramach testów. KUB-Gas to jeden z największych niepublicznych producentów gazu na Ukrainie. Sprzedaje gaz na rynku krajowym zarówno na rzecz podmiotów prowadzących obrót gazem, jak i do odbiorców przemysłowych.

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

Sprawy KUBGAS Holdings reguluje SHA. Więcej informacji na ten temat przedstawiono w punkcie „Główne aktywa naftowe i gazowe – Ukraina – Istotne umowy – Umowa akcjonariuszy”.

Zostało przeprowadzone oszacowanie rezerw i niektórych zasobów KUB-Gas, którego wyniki przedstawiono w Raporcie RPS nt. Ukrainy. Więcej informacji na ten temat przedstawiono w punkcie „Oświadczenie o stanie rezerw i inne informacje o ropie i gazie”.

#### *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 pod symbolem „KOV”. Cena emisyjna 166.394.000 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 93,0 mln USD). Akcje Zwykłe znalazły się w obrocie na GPW dnia 25 maja 2010 roku.

#### *Opcja Nigeryjska*

W dniu 6 maja 2011 roku Spółka ogłosiła, iż otrzymała opcję na nabycie 20% udziałów w Neconde Energy Limited („**Neconde**”) – nigeryjskim konsorcjum, które dnia 30 listopada 2011 roku sfinalizowało nabycie 45% udziału w koncesji na wydobycie ropy naftowej - Oil Mining Licence 42 („**OML 42**”), obejmującej duży blok, który zawiera odkryte wcześniej złoża węglowodorów w obszarze delty Nigru w Nigerii, za cenę nabycia w wysokości 585,0 mln USD. Pozostały 55% udział w OML 42 jest w posiadaniu Nigerian National Petroleum Company. KI, większościowy akcjonariusz Spółki, zapewnił Spółce pomostowe finansowanie udziału Spółki w kosztach nabycia koncesji OML 42 przez Neconde. Dnia 28 marca 2012 roku Spółka ogłosiła, iż wspólnie z KI uzgodniła, że przedłużenie opcji po terminie jej wygaśnięcia, przypadającym na dzień 31 marca 2012 roku, nie leży w interesie obu spółek, a własność 20% udziałów w Neconde przeniesiono na rzecz KI.

#### *Kredyt EBOR*

W maju 2011 roku spółka KUB-Gas zawarła umowę kredytu z Europejskim Bankiem Odbudowy i Rozwoju („**EBOR**”) do kwoty 40,0 mln USD („**Kredyt EBOR**”). Środki z kredytu wykorzystane zostaną na sfinansowanie rozwoju Koncesji na Ukrainie. Finansowanie Kredytu EBOR jest oprocentowane według stopy zmiennej, której maksymalny poziom wynosi 19,0% w skali roku. Przewiduje się wykorzystanie środków z Kredytu EBOR w dwóch transzach, z których pierwsza w wysokości 23,0 mln USD została pobrana w roku 2011, a druga w wysokości 17,0 mln USD pozostaje obecnie niepobrana, ale jest do dyspozycji KOV od początku 2012 roku, od przekształcenia koncesji Olgowskoje i Makiejewskoje w koncesje wydobywcze. Spółka KOV, jako pośrednio większościowy akcjonariusz KUB-Gas, zobowiązała się do udzielania w wymaganych terminach gwarancji na zabezpieczenie pozostałej do spłaty kwoty Kredytu EBOR. Spłata Kredytu EBOR przewidywana jest w trzynastu równych ratach półrocznych, począwszy od spłaty w wysokości 1,8 mln USD w lipcu 2012 roku. Na dzień 31 grudnia 2012 roku wykorzystano całą pierwszą transzę w kwocie 23,0 mln USD. W dniu 8 stycznia 2013 roku Spółka ogłosiła, że dokonano przedterminowej spłaty Kredytu EBOR w wysokości 10,0 mln USD, a uwzględniając terminową spłatę przypadającą na dzień 15 stycznia 2013 roku w kwocie 1,8 mln USD, pozostały do spłaty kapitał Kredytu EBOR po tym terminie wynosi 9,5 mln USD.

#### *Skrypty Dłużne KI/Radwan*

W dniu 11 sierpnia 2011 roku Spółka zawarła nowe umowy niezabezpieczonego zamiennego skryptu dłużnego z KI oraz Radwan („**Skrypty Dłużne KI/Radwan**”). Łączna kwota dostępna na podstawie Skryptów Dłużnych KI/Radwan, o rocznym oprocentowaniu w wysokości 8,0% płatnym rocznie, wynosi 23,5 mln USD. Skrypty Dłużne KI/Radwan zawierają również klauzulę dodatkowego oprocentowania w wysokości 12,0% płatnego w akcjach KOV w momencie zamiany. Spółka otrzymała powiadomienie o zamianie Skryptów Dłużnych KI/Radwan przed ich terminem zapadalności z dniem 11 sierpnia 2012 roku, a niedługo potem pełną kwotę kapitałową w wysokości 23,5 mln USD wraz z naliczonymi odsetkami od Skryptów Dłużnych KI/Radwan zamieniono na Akcje Zwykłe po cenie wynoszącej około 0,43 USD za

każdą Akcję Zwykłą, w efekcie czego z dniem 14 sierpnia 2012 roku na rzecz KI i Radwan wyemitowano łącznie 60.499.029 Akcji Zwykłych.

#### *Nabycie AED SEA*

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

#### *Pożyczka KI*

W dniu 22 czerwca 2012 roku Spółka sfinalizowała z KI porozumienie w sprawie udzielenia KOV finansowania w kwocie do 12,0 mln USD („**Pożyczka KI**”) w celu sfinansowania bieżącego zapotrzebowania KOV na kapitał obrotowy. KI zobowiązała się udzielić finansowania w formie pożyczki na rzecz KOV w kwocie kapitału do 12,0 mln USD. Odsetki płatne są według oprocentowania 15,0% rocznie, a KOV może w każdej chwili dokonać wcześniejszej spłaty całości lub części pożyczki.

Umowa pożyczki została zmieniona („**Umowa Pożyczki KI**”) przez Spółkę i KI z dniem 11 grudnia 2012 roku, między innymi przedłużono termin pożyczki o jeden rok z 31 grudnia 2012 roku do 31 grudnia 2013 roku oraz zapisano, że należności z tytułu pożyczki będą zamienne na Akcje Zwykłe. Umowa Pożyczki KI przewiduje, że KOV dołoży wszelkich możliwych starań w celu przeprowadzenia pierwszej oferty publicznej nie później niż do 31 grudnia 2013 roku. Dla potrzeb Umowy Pożyczki KI „pierwszą ofertę publiczną” określa się jako: (a) pierwotną ofertę publiczną lub dopuszczenie Akcji Zwykłych do obrotu na rynku AIM prowadzonym przez Londyńską Giełdę Papierów Wartościowych (LSE); (b) przejęcie KOV przez podmiot notowany na uznanej giełdzie papierów wartościowych w zamian za papiery wartościowe takiego podmiotu; (c) przejęcie podmiotu notowanego na uznanej giełdzie papierów wartościowych przez KOV w zamian za papiery wartościowe KOV; lub (d) inną transakcję lub porozumienie, wskutek którego KOV będzie notowany (bezpośrednio lub pośrednio) na uznanej giełdzie papierów wartościowych innej niż GPW. W przypadku pierwszej oferty publicznej, Umowa Pożyczki KI przewiduje automatyczną zamianę niespłaconego kapitału Pożyczki KI wraz z naliczonymi od niego i niezapłaconymi odsetkami oraz wszelkimi innymi opłatami i kosztami należnymi KI od KOV w związku z Pożyczką KI. W przypadku emisji Akcji Zwykłych przez KOV w związku z pierwszą ofertą publiczną, cena zamiany Pożyczki KI będzie równa cenie za Akcję Zwykłą oferowanej w pierwszej ofercie publicznej bądź cenie emisyjnej za Akcję Zwykłą w pierwszej ofercie publicznej. W przypadku braku emisji Akcji Zwykłych przez KOV w związku z pierwszą ofertą publiczną, cena zamiany Pożyczki KI będzie równa ważonej wolumenem średniej cenie Akcji Zwykłych na GPW na ostatnich pięciu sesjach notowań przed terminem pierwszej oferty publicznej (wyłączając ten termin), bądź wskaźnikowi zamiany za Akcję Zwykłą w pierwszej ofercie publicznej. Zgodnie z warunkami Umowy Pożyczki KI, odsetki płatne miesięcznie pozostały na niezmienionym poziomie 15,0% rocznie.

W dniu 31 grudnia 2012 roku Spółka pobrała 10,0 mln USD zgodnie z warunkami Pożyczki KI. Na dzień niniejszego RFI 240.807.193 Akcje Zwykłe stanowiące około 49,99% Akcji Zwykłych znajduje się w posiadaniu KI. Zgodnie z raportem wczesnego sygnalizowania, opublikowanym przez KI w systemie SEDAR dnia 19 grudnia 2012 roku, KI i Radwan łącznie posiadają 267.435.553 Akcje Zwykłe stanowiące

około 55,52% Akcji Zwykłych. Z punktu widzenia kanadyjskich przepisów dotyczących papierów wartościowych w pewnych okolicznościach Radwan uznać można za podmiot współdziałający z KI.

## DZIAŁALNOŚĆ W 2013 ROKU

W roku 2013 Spółka nadal będzie koncentrować się na zwiększaniu wydobycia i przychodów z wydobycia w obecnych koncesjach na Ukrainie, prowadzeniu prac wiertniczych w ramach dwóch odwiertów w Bloku L w Brunei, jak również rozbudowywaniu portfela aktywów poprzez ocenę nowych możliwości inwestycyjnych.

## 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 jej udział w Aktywach na Ukrainie, Aktywach w Brunei oraz Aktywach w Syrii.

### Poszukiwanie i wydobycie ropy naftowej i gazu ziemnego

Spółka koncentruje się na zwiększaniu wydobycia gazu, a tym samym na zwiększaniu przychodów z wydobycia na Ukrainie, poszukiwaniu ropy naftowej i gazu ziemnego w Brunei, jak również na rozbudowywaniu portfela aktywów poprzez ocenę nowych możliwości inwestycyjnych. Działalność poszukiwawcza Spółki w Syrii jest obecnie w zawieszeniu ze względu na kryzys polityczny w tym kraju.

Aktywa na Ukrainie stanowią dla Spółki źródło bieżących przychodów z wydobycia gazu ziemnego i kondensatu, zaś wykorzystanie wiedzy Spółki przyczyniło się do stałego zwiększenia wielkości wydobycia w 2012 roku w wyniku optymalizacji działalności napowierzchniowej i podpowierzchniowej, a także odkrycia nowych zasobów. W lutym 2012 roku ukraińskie Ministerstwo Paliw i Energii oficjalnie zatwierdziło przekształcenie koncesji Olgowskoje z koncesji na działalność poszukiwawczą w dwudziestoletnią koncesję wydobywczą, natomiast przekształcenie koncesji Makiejewskoje z koncesji na działalność poszukiwawczą w koncesję wydobywczą sfinalizowano w kwietniu 2012 roku. Aktywa na Ukrainie obsługuje KUB-Gas, podmiot w 100% zależny od KUBGAS Holdings, którego 70% udziałów należy do Spółki.

W poniższej tabeli podano zestawienie przychodów Spółki z wydobycia gazu ziemnego i koncentratu z Aktywów na Ukrainie.

	2012		2011	
	Ogółem dla Spółki (w tys.)	Ogółem: Ukraina (na rzecz klientów spoza skonsolidowanej grupy Spółki)	Ogółem dla Spółki (w tys.)	Ogółem: Ukraina (na rzecz klientów spoza skonsolidowanej grupy Spółki)
Sprzedaż gazu ziemnego	USD 92.420	100%	USD 32.084	100%
Sprzedaż kondensatu	USD 7.168	100%	USD 3.143	100%
Ogółem skonsolidowane przychody	USD 99.588	100%	USD 35.227	100%

W Brunei prace poszukiwawcze w Bloku L są prowadzone przez podmioty zależne Spółki – AED SEA i Kulczyk Oil Brunei – w ramach partnerstwa typu joint venture z inną lokalną spółką. AED SEA wyznaczono jako operatora joint venture z programem prac przewidującym wykonanie dwóch odwiertów

w Bloku L w Brunei w 2013 roku. Zgodnie z programem wierceń na 2013 rok, prace wiertnicze na pierwszym odwiercie rozpoczną się w kwietniu 2013 roku.

Prace poszukiwawcze w Syrii, prowadzone przez podmiot zależny Spółki – Loon Latakia, pozostają na dzień niniejszego RFI w zawieszeniu. Prace nad pierwszym odwiertem poszukiwawczym w Bloku 9 w Syrii rozpoczęto w lipcu 2011 roku i zawieszono przed osiągnięciem docelowej głębokości w październiku 2011 roku. Z dniem 16 lipca 2012 roku Spółka działając jako operator Bloku 9 w Syrii ogłosiła wystąpienie zdarzenia o charakterze siły wyższej w związku z trudnymi warunkami operacyjnymi oraz ograniczeniami przepływów środków pieniężnych zarówno do kraju, jak i na jego terytorium, co łącznie stanowiło okoliczność uniemożliwiającą Spółce realizację jej zobowiązań określonych w Umowie o podziale wpływów z wydobywania dla Bloku 9 w Syrii. Spółka nadal monitoruje warunki operacyjne w Syrii w celu oceny, kiedy możliwe będzie wznowienie jej działalności operacyjnej w Syrii.

W przypadku odkrycia ropy naftowej lub gazu ziemnego w jednym lub więcej odwiertów wykonanych przez Spółkę oraz jej partnerów joint venture, a w przypadku Aktywów w Syrii – z chwilą ustąpienia warunków siły wyższej i wznowienia przez Spółkę działalności poszukiwawczej w Aktywach w Syrii, i jeżeli podmioty te ustalą, że odkryte zasoby nadają się do komercyjnej eksploatacji, przedstawią one plan zagospodarowania, zgodnie z wymogami Umowy o podziale wpływów z wydobywania dla Bloku L w Brunei lub Umowy o podziale wpływów z wydobywania dla Bloku 9 w Syrii. Po zawarciu umowy z PetroleumBRUNEI (w przypadku Brunei) oraz z SPC (w przypadku Syrii), 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.

### **Kluczowy personel**

Kierownictwo nad zarządzaniem Spółką sprawuje jej Prezes i Dyrektor Generalny - Timothy M. Elliott, oraz jej Wiceprezes i Wicedyrektor Generalny - 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 dla akcjonariuszy, jak również posiada bogate doświadczenie techniczne i międzynarodowe w sektorze naftowym i gazowym. Wyższa kadra kierownicza i kluczowy personel techniczny posiada dogłębną specjalistyczną wiedzę umożliwiającą ocenę potencjalnych możliwości inwestycyjnych, również pod kątem ewentualnych ryzyk handlowych i technicznych związanych z inwestycją, oraz udokumentowane sukcesy w działalności międzynarodowej związanej z ropą i gazem na Bliskim Wschodzie, w Azji, Europie oraz obu Amerykach.

### **Specjalistyczne umiejętności i wiedza**

Kierownictwo Spółki posiada bogatą wiedzę we wszystkich dyscyplinach zawodowych mających wpływ na międzynarodowe projekty w sektorze ropy naftowej i gazu i reprezentuje wspólnie ponad 218 lat doświadczeń w sektorze naftowo-gazowym oraz rozległe doświadczenie międzynarodowe, niezbędne do skutecznego opracowywania zróżnicowanego portfela aktywów naftowych i gazowych i zarządzania nim. Specjalistyczne umiejętności i wiedza kierownictwa to:

- potwierdzone osiągnięcia w zakresie realizacji wartości dla akcjonariuszy w segmencie poszukiwań i wydobywania ropy naftowej i gazu ziemnego (*upstream*), włączając w to pozyskiwanie możliwości i realizację programów poszukiwawczych oraz zwiększanie produkcji ropy i gazu, stosowanie nowoczesnych technologii w dostępnych aktywach, a także organizowanie odpowiedniego finansowania w celu zapewnienia środków na realizację koniecznych zobowiązań inwestycyjnych;
- doświadczenia w obu Amerykach, Europie, na Bliskim Wschodzie, w Azji Południowo-Wschodniej i w Afryce, a także rozbudowana sieć kontaktów w sektorze naftowym i gazowym na całym świecie, która może posłużyć eksploatacji obecnych aktywów oraz poszukiwaniu nowych możliwości skutecznego rozwoju;

- umiejętność sprawnego przeprowadzania transakcji, począwszy od wstępnego określenia zakresu transakcji, poprzez szczegółowe badanie *due diligence*, do doprowadzenia do zawarcia umowy; oraz
- wysoce efektywna ocena możliwości, zapewniająca optymalizację i przyspieszenie planów rozwoju i wydobywania, jak również efektywne wykorzystanie pracowników oraz zasobów technicznych i finansowych.

Kierownictwo KOV stoi na stanowisku, że jego doświadczenie międzynarodowe oraz doświadczenie z zakresu zarządzania w połączeniu ze skuteczną oceną możliwości, umiejętnościami w zakresie przeprowadzania transakcji oraz profesjonalizmem 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 zasądzaniu oraz zmian uwarunkowań politycznych.

Spółka musi czasem konkurować o nabywanie rezerw, 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 niższym ryzykiem, pozwoli w przyszłości maksymalizować przychody Spółki oraz zminimalizować ryzyko związane z poszukiwaniem i wydobywaniem ropy naftowej i gazu ziemnego.

W szczególności, rezerwy, wydobywanie i przepływy środków pieniężnych z działalności operacyjnej na Ukrainie odzwierciedlają możliwości w zakresie zagospodarowania, oceny i badania złóż. Od przejęcia Aktywów na Ukrainie w czerwcu 2010 roku, wydobywanie brutto wzrosło z 5,0 MMcfd do 25,3 MMcfd w grudniu 2012 roku, a przepływy środków pieniężnych netto z działalności operacyjnej wzrosły z 3,7 mln USD miesięcznie w czerwcu 2010 roku do 6,8 mln USD miesięcznie w grudniu 2012 roku. Spółka nadal poszerza swoją bazę wydobywczą na Ukrainie, wykonując dodatkowe odwierty produkcyjne i prowadząc stymulowania odwiertów, a także planując wykonanie odwiertów poszukiwawczych o potencjalnie większym oddziaływaniu na Ukrainie i w Brunei, co może zapewnić znaczne możliwości rozwoju.

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

#### *Zaangażowanie w transakcje*

Członkowie Kierownictwa KOV pracujący w Dubaju, i Calgary - głównych ośrodkach branży paliwowo-energetycznej, dzięki swym rozległym osobistym kontaktom w branży mają dostęp do nowych możliwości związanych z działalnością poszukiwawczą i wydobywczą. Ponadto, rozległa sieć biznesowa KI na rynkach rozwijających się oraz w Europie Środkowo-Wschodniej jest dla Spółki kolejnym potencjalnym źródłem nowych możliwości inwestycyjnych.

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

#### *Partnerstwo z lokalnymi spółkami*

Kierownictwo KOV stoi na stanowisku, że polityka partnerstwa z lokalnymi spółkami i partnerami z branży jest istotnym elementem poszukiwania i zabezpieczania nowych możliwości, dzięki korzyściom płynącym z dostępu do wiedzy takich partnerów na temat lokalnego rynku oraz ich kontaktów, co jednocześnie pomaga ograniczać ryzyko operacyjne związane z działalnością poszukiwawczą i wydobywczą w sektorze gazu ziemnego i ropy naftowej. Udział lokalnych partnerów w aktywach stwarza dodatkowy komfort i jest podstawą obopólnego uzgodnienia poziomu udziałów w rozwoju prowadzonej działalności. Z kolei lokalne spółki korzystają ze specjalistycznej wiedzy technicznej i doświadczenia biznesowego zespołu KOV.

KOV z sukcesem współpracuje z lokalnymi spółkami w każdym z krajów, w których działa Spółka, a jej kierownictwo stoi na stanowisku, że kontynuacja partnerstwa z lokalnymi spółkami zapewni Spółce stałe powodzenie w staraniach o pozyskanie nowych aktywów.

#### *Elastyczne finansowanie*

Kierownictwo KOV dąży do zapewnienia optymalnej struktury finansowania działalności operacyjnej Spółki, a w szczególności jej zobowiązań inwestycyjnych. Główne źródła finansowania Spółki obejmowały dotychczas i prawdopodobnie nadal obejmować będą instrumenty kapitałowe i dłużne oraz umowy typu farm-out. Na dzień 31 grudnia 2012 roku Spółka posiadała zadłużenie w łącznej kwocie 31,445 mln USD, w tym 21,445 mln USD wobec EBOR na warunkach Kredytu EBOR, a pozostałe 10,0 mln USD w ramach Pożyczki KI. Spółka obecnie posiada umowy typu farm-out dotyczące niektórych udziałów Spółki w Bloku 9 w Syrii.

#### *Wykorzystanie wiedzy specjalistycznej*

KOV będzie w dalszym ciągu wykorzystywała specjalistyczną wiedzę techniczną swojego doświadczonego 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, oraz będzie koncentrowała się na utrzymywaniu dobrze zbilansowanego portfela projektów związanych z działalnością poszukiwawczą i zagospodarowaniem złóż.

Kierownictwo KOV stoi na stanowisku, że powyższe przewagi konkurencyjne pozwolą Spółce wykorzystać nowe możliwości oraz osiągnąć wyznaczone cele strategiczne. Przedstawione powyżej informacje dotyczące przewag konkurencyjnych KOV zostały 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 surowców mają również wpływ na strukturę kosztową usług, co może mieć wpływ na zdolność Spółki do realizacji celów w zakresie wierceń, uruchomień wydobywania i sprzętu. 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. 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. W Brunei z powodu pory deszczowej pewne części należących do Spółki obszarów są niedostępne dla wierceń czy prowadzenia badań sejsmicznych przez określone części roku. Występujące w Syrii burze piaskowe mogą spowodować zakłócenia w prowadzeniu działalności w terenie, podobnie jak niskie temperatury w miesiącach zimowych.

## **Pracownicy**

Według stanu na dzień 31 grudnia 2012 roku Spółka miała 31 bezpośrednio zatrudnionych pracowników w swoich biurach w Calgary (18), Dubaju (2), Warszawie (3) i Brunei (8), zaś dalszych 412 osób zatrudniała bezpośrednio spółka KUB-Gas na Ukrainie. Na Ukrainie KOV działa pośrednio, w ramach 70% pośredniego udziału właścicielskiego w spółce KUB-Gas. Na dzień 31 grudnia 2012 roku działalność operacyjna Spółki w Syrii była zawieszona. Jednocześnie Loon Latakia zatrudnia nadal 2 pracowników. Przed zawieszeniem projektu i powołaniem się na siłę wyższą zgodnie z Umową o podziale wpływów z wydobywania dla Bloku 9 w Syrii, KOV (poprzez swój pośrednio w 100% zależny podmiot Loon Latakia) działał bezpośrednio, jako operator Aktywów w Syrii. W Brunei KOV jest operatorem koncesji w Bloku L (poprzez swój pośrednio w 100% zależny podmiot AED SEA).

## **GLÓWNE AKTYWA NAFTOWE I GAZOWE**

W niniejszym rozdziale RFI przedstawiono szczegółowe informacje dotyczące istotnych obszarów koncesji naftowych i gazowych Spółki oraz krajów, w których się one znajdują. W niniejszym rozdziale RFI, Spółka przedstawia również pewne informacje historyczne dotyczące zasobów, szacunki dotyczące wielkości zasobów, szacunki wydobywania, historyczne wielkości wydobywania oraz inne informacje dotyczące obszarów otaczających obszary Koncesji na Ukrainie, Bloku L w Brunei oraz Bloku 9 w Syrii, które to informacje są „analogicznymi informacjami” zgodnie z definicją podaną w mających zastosowanie przepisach dotyczących papierów wartościowych. Niniejsze informacje analogiczne pochodzą z publicznie dostępnych źródeł informacji, których charakter zdaniem Spółki jest w przeważającej mierze niezależny. Niektóre z danych poniżej nie zostały opracowane przez wykwalifikowanych rzeczoznawców do oceny rezerw bądź audytorów, zaś niektóre dane szacunkowe mogły nie być sporządzone w ścisłej zgodzie z Wytycznymi COGE. Jednocześnie 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 na Ukrainie, Bloku L w Brunei oraz Bloku 9 w Syrii będzie skuteczna w stopniu, w jakim okazała się skuteczna działalność w obszarach, których dotyczą informacje analogiczne, bądź też w ogóle.

## **Ukraina**

Na Ukrainie Spółka jest pośrednio właścicielem 70% udziału w spółce KUBGAS Holdings – niepublicznej spółce ukraińskiej, która posiada 100% akcji KUB-Gas. KUB-Gas jest jednym z największych niepublicznych producentów gazu na Ukrainie, prowadzącym jego sprzedaż na rzecz krajowych firm, prowadzących obrót gazem, a także na rzecz odbiorców przemysłowych. KUB-Gas posiada 100% udział w Koncesjach na Ukrainie, a także w urządzeniu wiertniczym, specjalistycznym urządzeniu do modernizacji odwiertów i innych aktywach usługowych, jak również 20 km gazociągu podłączonego do ukraińskiej infrastruktury przesyłu gazu. Pozostałe 30% udziału w KUBGAS Holdings należy do Gastek. W dniu 29 marca 2012 roku Gastek został przejęty przez Cub Energy – publiczną spółkę naftowo-gazową notowaną w Kanadzie na TSX-V. Stosunki pomiędzy KOV (za pośrednictwem KOV Cyprus) i Gastek reguluje Umowa akcjonariuszy (SHA), której najważniejsze warunki opisano poniżej w punkcie „*Główne aktywa naftowe i gazowe – Ukraina – Istotne umowy – Umowa akcjonariuszy*”.

Wszystkie pięć Koncesji na Ukrainie należących do KUB-Gas (Wiergunskoje, Olgowskoje, Krutogorowskoje, Makiejewskoje i Północne Makiejewskoje) znajduje się w obwodzie ługańskim, donieckim i charkowskim w północno-wschodniej części Ukrainy, w basenie dniewrowsko-donieckim stanowiącym wydłużony basen zorientowany w kierunku z północnego-zachodu na południowy-wschód, którego rozmiary i charakterystyka geologiczna podobne są do środkowego ryftu Morza Północnego. KUB-Gas zobowiązany jest do posiadania powyższych koncesji w celu prowadzenia swojej obecnej działalności wydobywczej gazu ziemnego i kondensatu na Ukrainie.

KOV nabyła pośrednio 70% udziału w KUB-Gas w czerwcu 2010 roku, a w lipcu 2010 roku – pierwszym pełnym miesiącem wydobycia po nabyciu – produkcja KUB-Gas z czterech koncesji, gdzie prowadzono wydobycie, wynosiła 4,877 MMcfd gazu ziemnego (3,414 MMcfd netto dla KOV). Wydobycie w lutym 2013 roku – ostatnim miesiącem, dla którego dostępne są dane na dzień publikacji niniejszego RFI – z czterech produkujących koncesji wynosiło 25,8 MMcfd gazu ziemnego (18,1 MMcfd netto dla KOV) oraz 205 bbl/d kondensatu (143 bbl/d netto dla KOV).

Na dzień nabycia KUB-Gas, spółka ta posiadała jedną dwudziestoletnią koncesję produkcyjną (Wiergunskoje) i trzy koncesje poszukiwawcze (Olgowskoje, Makiejewskoje i Krutogorowskoje). Koncesję poszukiwawczą dla obszaru Wiergunskoje, na którym eksploatację rozpoczęto w latach 70. XX wieku, przekształcono w dwudziestoletnie specjalne zezwolenie wydobywcze w 2009 roku. Koncesję poszukiwawczą dla obszaru Olgowskoje przekształcono w dwudziestoletnie specjalne zezwolenie wydobywcze w lutym 2012 roku. Specjalne zezwolenie dla obszaru Makiejewskoje zostało przekształcone w dwudziestoletnie specjalne zezwolenie wydobywcze w kwietniu 2012 roku. Kierownictwo wystąpiło z wnioskiem o zatwierdzenie przez regulatora i spodziewa się możliwości przekształcenia przez Spółkę pozostałego specjalnego zezwolenia poszukiwawczego dla obszaru Krutogorowskoje w dwudziestoletnie specjalne zezwolenie wydobywcze.

KUB-Gas uzyskał dodatkową koncesję poszukiwawczą (Północne Makiejewskoje) w grudniu 2010 roku. Obszar koncesji Północne Makiejewskoje ma powierzchnię 19.000 ha (47.000 akrów) i graniczy z obszarami Makiejewskoje i Olgowskoje. W ocenie Rady Dyrektorów, koncesja Północne Makiejewskoje jest perspektywiczna dla wydobycia gazu z licznych stref muskowitowej, baszkirskiej i serpuhowskiej sekcji sedymentacyjnej. W II kwartale 2011 roku zakończono 71 km<sup>2</sup> program badań sejsmicznych dla tej koncesji, a w czerwcu 2012 roku na tym samym obszarze zakończono drugi program badań sejsmicznych 3D, w ramach którego pozyskano 225 km<sup>2</sup> danych sejsmicznych 3D. Interpretacja danych sejsmicznych z obszaru Północne Makiejewskoje wskazała pięć dodatkowych strukturalnych obiektów poszukiwawczych, z których pierwszy zbadano poprzez wykonanie odwiertu poszukiwawczego Północne Makiejewskoje 2 („NM-2”). Odwiert został opuszczony w lutym 2013 roku, po tym jak osiągnął głębokość 3.150 m, a profilowanie otworowe i inne informacje uzyskane podczas wiercenia nie wykazały żadnych perspektywicznych stref.

Na każdej z czterech koncesji gdzie prowadzone jest wydobycie (Wiergunskoje, Olgowskoje, Krutogorowskoje i Makiejewskoje) istnieją własne rurociągi, łączące dany odwiert wydobywczy z centralną stacją przetwórczą zlokalizowaną na każdej z koncesji, gdzie gaz oddziela się od wody, kondensatu i innych zanieczyszczeń oraz poddaje przetworzeniu. Z centralnej stacji przetwórczej gaz przesyłany jest gazociągami do krajowej infrastruktury przesyłowej. Większość gazu sprzedawana jest odbiorcom hurtowym (podmiotom prowadzącym obrót gazem) po cenie podlegającej limitowi cen określonego przez Narodową Komisję Regulacji Elektryczności Ukrainy („NERCU”) w oparciu o cenę gazu importowanego z Rosji. Faktyczne ceny uzgodnione pomiędzy KUB-Gas a jego odbiorcami podlegają comiesięcznemu przeglądowi ze strony NERCU pod kątem przestrzegania limitu cen, przy czym ceny zmieniają się z miesiąca na miesiąc w zależności od warunków rynkowych. Niewielka część gazu sprzedawana jest bezpośrednio odbiorcom finalnym.

#### *Informacje ogólne*

Ukraina leży w Europie Wschodniej na północ od Morza Czarnego oraz Morza Azowskiego, od zachodu graniczy z Polską, Słowacją i Węgrami, od południa i południowego-zachodu z Rumunią i Mołdawią, od północy z Białorusią i Rosją, a od wschodu z Rosją. Główne surowce naturalne to rudy żelaza, węgiel kamienny i brunatny, mangan, gaz ziemny, ropa naftowa, sól, siarka, grafit, tytan, magnez, kaolinit, rtęć

oraz drewno. Ze względu na fakt, iż 54% powierzchni kraju stanowią grunty orne, ważnym elementem gospodarki Ukrainy jest rolnictwo. Ukraina uzyskała niepodległość w 1991 roku, odłączając się od Związku Radzieckiego po jego rozpadzie.

Wydobycie ropy naftowej na Ukrainie rozpoczęło 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. 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, Iskander Energy Corporation, Shelton Petroleum AB i Cadogan Petroleum plc. W styczniu 2013 roku spółka Royal Dutch Shell PLC ogłosiła podpisanie z rządem Ukrainy 50-letniej umowy o podziale wpływów z wydobywania w zakresie poszukiwań i odwiertów gazu ziemnego w formacjach skał łupkowych we wschodniej części kraju. Na Ukrainie działalność prowadzi również kilka niepublicznych spółek naftowych i gazowniczych, w tym KUB-Gas.

Na Ukrainie ceny dla krajowych odbiorców gazu ziemnego są ustalane przez Narodową Komisję Regulacji Elektryczności Ukrainy w oparciu o cenę gazu importowanego z Rosji. Ceny gazu ziemnego na Ukrainie znacznie wzrosły w 2012 roku w porównaniu z 2011 rokiem i 2010 rokiem ze względu na zmiany cen pobieranych przez Rosję na granicy Ukrainy. Ze względu na fakt, iż Ukraina w znacznym stopniu polega na dostawach źródeł energii z Rosji, cena gazu ziemnego dla krajowych odbiorców przemysłowych jest silnie powiązana z poziomem cen gazu importowanego z Rosji. Poziom ten, który przekłada się na ceny oferowane odbiorcom przemysłowym przez ukraińskich producentów, ustalany jest w ramach corocznych negocjacji pomiędzy rządami Ukrainy i Rosji. Stawki opłat eksploatacyjnych ustalane są co miesiąc przez rząd Ukrainy, głównie w oparciu o aktualne ceny rynkowe. Zobacz punkt „Czynniki ryzyka - Ryzyko kursowe i transakcje zabezpieczające”.

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 w grudniu 2012 roku wyniosła 11,64 USD za tys. stóp sześciennych („Mcf”) gazu ziemnego oraz 92,41 USD za baryłkę kondensatu. Średnia realizowana cena w ciągu lutego 2013 roku pozostała na poziomie 11,64 USD za Mcf gazu ziemnego oraz nieco wzrosła do poziomu 93,66 USD za baryłkę kondensatu. Należność za sprzedaż gazu ziemnego za dany miesiąc jest uiszczana z góry, do dziesiątego dnia tego miesiąca, w którym to terminie są również rozliczane wszelkie korekty za ubiegły miesiąc. Należności ze sprzedaży gazu ziemnego za luty 2013 roku spływały przez cały miesiąc, przy czym Spółka nie określiła jeszcze, czy zmiana ta ma charakter tymczasowy, czy też wynika z większej konkurencji na rynku sprzedaży gazu i będzie występować również w przyszłości.

W dłuższej perspektywie sukces Spółki na Ukrainie będzie zależny od jej 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. Zobacz punkt „Czynniki ryzyka - Przestrzeganie przepisów obowiązujących w zagranicznych systemach prawnych”.

#### *System licencji i regulacji 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 punkcie „Główne aktywa naftowe i gazowe - Aktywa spółki KUB-Gas”.

System regulacyjny dotyczący złóż węglowodorów na Ukrainie jest administrowany przez kilka organów rządowych, w tym przez Ministerstwo Energii i Górnictwa Węgla Ukrainy (poprzednio Ministerstwo Paliw i Energetyki Ukrainy), które odpowiada za strategię energetyczną oraz regulację energetyki, a także przez Ministerstwo Ekologii i Zasobów Naturalnych Ukrainy (poprzednio Ministerstwo Ochrony Środowiska Ukrainy) i Państwową Służbę Geologiczną, która odpowiada za przyznawanie specjalnych zezwoleń na prace poszukiwawcze i zagospodarowanie oraz specjalnych zezwoleń na wydobywanie (zwanym w niniejszym RFI „licencjami na prace poszukiwawcze i zagospodarowanie” oraz „licencjami na wydobywanie”).

Co do zasady, specjalne zezwolenia na korzystanie z podziemnych zasobów naturalnych są udzielane uprawnionym do tego podmiotom w drodze postępowania przetargowego. Jest to zwykle proces trzymiesięczny lub dłuższy. Po wydaniu zezwolenia, koncesjonariusz i Państwowa Służba Geologiczna zawierają również umowę o przyznaniu specjalnego zezwolenia, która stanowi integralną część specjalnego zezwolenia. Umowy o przyznaniu specjalnego zezwolenia na prace poszukiwawcze i zagospodarowanie obejmują zobowiązania w zakresie minimalnego programu prac, w tym: (i) przeprowadzenie badań sejsmicznych, (ii) wykonywanie odwiertów poszukiwawczych, (iii) modernizacja odwiertów, (iv) oszacowanie rezerw i wykonanie innych badań, (v) ocena oddziaływania na środowisko naturalne. Państwowa Służba Geologiczna może wprowadzić dodatkowe warunki specjalne, jak wymóg minimalnego wydobywania.

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 i przedstawi uzasadnienie konieczności przedłużenia terminu w celu ukończenia prac poszukiwawczych (tj. potwierdzenia rezerw). Z prawa tego skorzystać można nie więcej niż dwa razy, za każdym razem na 5 lat. W efekcie łączny okres obowiązywania licencji na prace poszukiwawcze (po dwukrotnym przedłużeniu) może wynosić do 15 lat.

Wydobywanie pilotażowe w ramach licencji na prace poszukiwawcze podlega zwykle ograniczeniu do 10% wcześniej oszacowanych rezerw z pewnymi wyjątkami.

Specjalne zezwolenie na komercyjne wydobywanie jest zwykle wydawane na 20 lat. Zezwolenie można przedłużyć, przy czym przepisy nie przewidują, ile razy można przedłużać dane zezwolenie. Podmiotowi korzystającemu ze specjalnego zezwolenia na prace poszukiwawcze w obszarze danego złoża przysługuje prawo pierwszeństwa umożliwiające wystąpienie o specjalne zezwolenie na wydobywanie poza postępowaniem przetargowym, pod warunkiem że podmiot korzystający ze specjalnego zezwolenia na prace poszukiwawcze spełni wszystkie zobowiązania wynikające z takiego zezwolenia.

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 oraz (ii) zezwolenia regionalnych departamentów Ministerstwa Ekologii i Zasobów Naturalnych 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 Ukrainy przydziału górniczego dla podmiotu korzystającego z podziemnych zasobów naturalnych; (ii) zatwierdzenie odpowiedniej podziemnej działki przeznaczonej na prowadzenie prac w zakresie komercyjnego wydobywania przez Ministerstwo Energii i Górnictwa Węgla Ukrainy; oraz (iii) przeznaczenia podziemnej działki na prowadzenie prac wydobywczych.

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

Podmiot korzystający z podziemnych zasobów naturalnych, który zamierza rozpocząć komercyjne 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 rezerw na podstawie wyników prac poszukiwawczych, otrzymanie zgody od Państwowej Komisji ds. Rezerw Zasobów Naturalnych oraz zarejestrowanie rezerw złoża); (ii) otrzymać zgodę od Energii i Górnictwa Węgla Ukrainy na komercyjne wydobywanie ze złoża; oraz (iii) rozpocząć komercyjne wydobywanie na terenie złoża.

W celu budowy gazociągów z odwiertów wydobywczych w ramach obszarów Koncesji na Ukrainie do ukraińskiej infrastruktury przesyłowej Spółka musi spełniać wymogi ukraińskiego systemu rejestracji użytkowania gruntów. Ostatnie wydarzenia związane z ukraińskim systemem rejestracji użytkowania gruntów, mogą powodować opóźnienia, bądź zwiększać koszt planowanego przez Spółkę podłączenia dodatkowych odwiertów wydobywczych do ukraińskiej infrastruktury przesyłowej, lub też mogą zmusić Spółkę do zawieszenia wydobywania gazu z niektórych odwiertów wydobywczych Koncesji na Ukrainie do czasu zakończenia budowy określonych rurociągów.

Szczegółowe informacje – zobacz punkt „Czynniki ryzyka - Przestrzeganie przepisów obowiązujących w zagranicznych systemach prawnych”.

#### *Aktywa KUB-Gas*

Aktywa KUB-Gas obejmują 100% udział rzeczywisty w prawie użytkowania górniczego w pięciu Koncesjach na Ukrainie: Wiergunskoje, Olgowskoje, Makiejewskoje, Północne Makiejewskoje oraz Krutogorowskoje w rejonie Ługańska we wschodniej Ukrainie, a także inne powiązane aktywa opisane szczegółowo poniżej. 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. Poniżej przedstawiono zestawienie informacji dotyczących poszczególnych Koncesji na Ukrainie należących do KUB-Gas.

Pole	Typ koncesji	Nr	Obwód	Powierzchnia (km <sup>2</sup> )	Ograniczenia	Data	
						przyznania	wygaśnięcia
Olgowskoje	Specjalne zezwolenie wydobywcze	5480	Ługański  Charkowski	79,72	Brak	06/02/06	06/02/32
Makiejewskoje	Specjalne zezwolenie wydobywcze	5506	Ługański  Doniecki	72,44	Brak	09/04/12	09/04/32
Wiergunskoje	Specjalne zezwolenie wydobywcze	4037	Ługański	17,00	Przypis 1	27/09/06	27/09/26
Krutogorowskoje	Specjalne zezwolenie poszukiwawcze	3596	Ługański	10,93	Brak	11/08/09	11/08/14
Północne Makiejewskoje	Specjalne zezwolenie poszukiwawcze	3915	Ługański	190,2	Brak	29/12/10	29/12/15

Przypisy:

- (1) Koncesja w obszarze Wiergunskoje ograniczona jest do głębokości do 1.000 m.

Na dzień niniejszego RFI na czterech z pięciu obszarów koncesyjnych (Makiejewskoje Olgowskoje, Krutogorowskoje oraz Wiergunskoje) prowadzone jest wydobywanie gazu ziemnego, a także prowadzono tam wydobywanie gazu ziemnego w trakcie roku obrotowego 2012. Koncesja Krutogorowskoje jest technicznie klasyfikowana jako specjalne zezwolenie poszukiwawcze, podlegające ograniczeniu wydobycia do maksymalnie 10% zasobów geologicznych (wydobycie dla celów opróbkowania złóż). W dniu 11 sierpnia 2009 roku to specjalne zezwolenie zostało przedłużone i poszerzone o nowe obszary koncesyjne. Zostało ono przyznane na okres 5 lat, po upływie którego może być przedłużone na kolejny pięcioletni okres. Spółka KUB-Gas posiada prawo pierwszeństwa do przekształcenia specjalnych zezwoleń „poszukiwawczych” po upływie okresu ich ważności w pełne dwudziestoletnie specjalne zezwolenia wydobywcze. Specjalne zezwolenie dla obszaru Wiergunskoje, na którym eksploatację rozpoczęto w latach 70. XX wieku, zostało przekształcone w dwudziestoletnie specjalne zezwolenie wydobywcze w 2009 roku. Specjalne zezwolenie dla obszaru Olgowskoje zostało przekształcone w dwudziestoletnie specjalne zezwolenie wydobywcze w lutym 2012 roku. Specjalne zezwolenie dla obszaru Makiejewskoje zostało przekształcone w dwudziestoletnie specjalne zezwolenie wydobywcze w kwietniu 2012 roku. Kierownictwo wystąpiło z wnioskiem o zatwierdzenie przez regulatora i spodziewa się możliwości przekształcenia przez Spółkę pozostałego specjalnego zezwolenia poszukiwawczego dla obszaru Krutogorowskoje w dwudziestoletnie specjalne zezwolenie wydobywcze.

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

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

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

### *Ogólne warunki geologiczne Aktywów KUB-Gas*

Większa część złóż węglowodorów na Ukrainie występuje w rejonie basenu dniewrowsko-donieckiego, zajmującego powierzchnię około 31.000 km<sup>2</sup> i dostarczającego 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. 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.

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

### *Potencjał gazu ziemnego i kondensatu*

Pochodzące z okresu karbonu skały zbiornikowe na obszarze Aktywów na Ukrainie to zarówno klastyczne piaskowce, jak i węglanowe skały wapienne, powstałe w warunkach zmieniających się od warunków płytkiego morza po warunki kontynentalne. Cały rejon rezerwuaru ma miąższość około 1.000 m i składa się z ułożonych piętrowo (ang. *stacked*) skał zbiornikowych o indywidualnej grubości wahającej się od 1 do 18 m, zamkniętych między uszczelniającymi warstwami łupku. Powstała formacja naprzemiennych wielopoziomowych (ang. *multi-stacked*) rezerwuarów i uszczelnień (ang. *seals*) sprawia, że w wielu strefach występuje akumulacja gazu ziemnego i kondensatu. Pułapki na polach Wiergunskoje, Olgowskoje, Makiejewskoje i Krutogorowskoje zostały trafnie zlokalizowane; zidentyfikowano do 35 stref (pojedynczych jednostek zbiornikowych) na obszarze pól. Każda z tych stref stanowi potencjalny zbiornik gazu, usytuowany jeden nad drugim, których eksploatację może prowadzić KUB-Gas. W celu przyspieszenia i zwiększenia wydobywania gazu ziemnego i kondensatu KUB-Gas stosuje i będzie stosować nowoczesne metody, a mianowicie wydobywanie 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 Spółka korzysta w celu lepszego określania, poszukiwania i zagospodarowywania Aktywów na Ukrainie. W I połowie 2011 roku spółka KUB-Gas przeprowadziła 120 km<sup>2</sup> badania sejsmicznego 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, wykonanym przez Spółkę w 2010 roku, możliwe było zidentyfikowanie klasycznej anomalii pola falowego typu „*bright spot*” w potencjalnych piaskowcach korytowych (ang. „*channel sands*”), a pod koniec 2010 roku wykonanie odwiertu Makiejewskoje 19 („**M-19**”), w którym znaleziono gaz. W lipcu 2011 roku rozpoczęto z odwiertu M-19 wydobywanie gazu w ilości ponad 5 MMcf/d (3,5 MMcf/d netto dla KOV). Interpretacja danych z badania 3D umożliwiła zidentyfikowanie anomalii, na jaką natrafił odwiert M-19, dzięki czemu w pierwszym kwartale 2012 roku wykonano zakończony sukcesem odwiert gazowy Makiejewskoje 21 („**M-21**”). W sierpniu 2012 roku wykonano odwiert Makiejewskoje 20 („**M-20**”) o całkowitej głębokości 2.000 m w celu dalszego zagospodarowania zbiornika Makiejewskoje R8, który odkryto dzięki odwiertowi M-19 pod koniec 2010 roku i konturowano odwiertem M-21. W czerwcu 2012 roku na koncesji Północne Makiejewskoje zakończono kolejny - 225 km<sup>2</sup> - program badań sejsmicznych 3D, który wskazał pięć dodatkowych strukturalnych obiektów poszukiwawczych. Pierwszy z tych obiektów zbadano poprzez wykonanie odwiertu NM-2 w południowej części bloku koncesyjnego Północne Makiejewskoje, 4 km na północ od stacji przetwórczej pola Makiejewskoje. Odwiert NM-2 został opuszczony w lutym 2013 roku, po tym jak osiągnął głębokość 3.150 m, a profilowanie otworowe i inne informacje uzyskane podczas wiercenia nie wykazały żadnych perspektywicznych stref.

### *Prace poszukiwawcze i w dziedzinie zagospodarowania*

Od Nabycia KUB-Gas w czerwcu 2010 roku wykonano 9 odwiertów, w tym 5 odwiertów w 2011 roku, 5 odwiertów w 2012 roku, a 1 odwiert był w trakcie wiercenia na dzień 31 grudnia 2012 roku. Na rok kalendarzowy 2013 planuje się 7 odwiertów. Początkowo program wierceń KOV koncentrował się na koncesjach Olgowskoje i Makiejewskoje, na które na dzień 31 grudnia 2012 roku przypadało łącznie 94% całego wydobywania. Program wierceń na 2012 rok przyspieszono poprzez najem większego i o większej mocy urządzenia wiertniczego do prac przy odwiercie Makiejewskoje 16 („**M-16**”) – najgłębszym odwiercie jaki wykonano na obszarze koncesji Makiejewskoje.

W celu wspomagania prac poszukiwawczych na obszarach koncesji Olgowskoje i Makiejewskoje, KUB-Gas przeprowadziła na terenie tych koncesji w I połowie 2011 roku badania sejsmiczne 3D. Przetwarzanie i interpretacja danych, zakończone w III kwartale 2011 roku, wskazały szereg potencjalnych lokalizacji do dalszych wierceń na obszarze obu tych koncesji. W szczególności wskazano potencjalny obszar nowej strefy gazonośnej o powierzchni około 6 km<sup>2</sup>, wykrytej podczas prac nad odwiertem M-19, a także określono dwie lokalizacje nowych odwiertów, a mianowicie Makiejewskoje 21 („**M-21**”), służącego dalszemu zagospodarowaniu strefy gazonośnej odkrytej dzięki odwierciowi M-19, a także M-16, służącego zwiększeniu wydobywania gazu z innych części koncesji Makiejewskoje.

Prace nad odwiertem M-21 rozpoczęto w lutym 2012 roku. Odwiert orurowano na całkowitą głębokość 2.210 m w marcu 2012 roku. W czerwcu 2010 roku odwiert próbkowano pod kątem wydobywania z formacji R8 przez jedną godzinę przy średnim przepływie 3 MMcf/d i ciśnieniu przy powierzchni („**FTHP**”) wynoszącym 9,185 kPa. Do chwili zamknięcia, z odwiertu M-21 wydobyto około 0,5 MMcf gazu i 100 litrów kondensatu bez wpływu wody. Ostatnio mierzone ciśnienie w wysokości 13.116 kPaa uważa się za reprezentatywne statyczne ciśnienie zbiornika na dzień testu. Ostatnio mierzony przepływ gazu wynosił 3 MMcf/d czyli 84,8 E3M3/d przy ciśnieniu 10.964 kPaa na dole otworu. W oparciu o testy ocenia się, że bezwzględny przepływ otwarty („**AOF**”) wynosi 8,91 MMcfd na dole otworu i 7,56 MMcf/d przy głowicy. Powyższe wyniki próbkowania nie muszą być reprezentatywne dla długofalowych wyników bądź ostatecznego uzysku z odwiertu M-21. Wydobywanie z odwiertu M-21 rozpoczęto w sierpniu. Na dzień 31 grudnia 2012 roku wydobywanie z odwiertu M-21 wynosiło około 400 Mcf/d, przy czym wydobywanie to było ograniczone przepływem na odwiertach M-19 i M-20, z których wydobywanie wynosiło ponad 6 MMcf/d na odwiert.

Odwiert NM-1 rozpoczęto wiercić w maju 2012 roku i orurowano do całkowitej głębokości 2.500 m w połowie czerwca w oczekiwaniu na dalsze testy. Odwiert jest obecnie zawieszony. Drugi odwiert w bloku koncesyjnym Północne Makiejewskoje – NM-2 został rozpoczęty w grudniu i porzucony w połowie lutego po osiągnięciu łącznej głębokości 3.150 m.

Odwiert M-20 rozpoczęto w lipcu 2012 roku, a orurowano na całkowitą głębokość 2.000 m w sierpniu. Odwiert M-20 został uzbrojony i włączony do komercyjnego wydobywania w IV kwartale, a na dzień 31 grudnia 2012 roku wydobywanie wynosiło ponad 6 MMcf/d.

Zakontraktowano u podmiotu zewnętrznego urządzenie wiertnicze do wykonania odwiertu M-16, w ramach przyspieszonego programu wierceń na 2012 rok, który był najgłębszym odwiertem wśród wykonanych dotychczas przez Spółkę na Ukrainie. Prace nad odwiertem rozpoczęto w sierpniu, a orurowano go do całkowitej głębokości 4.300 m w grudniu, po natrafieniu na 7 potencjalnych stref gazonośnych. Testu nastąpią w 2013 roku.

Prace nad odwiertem K-7 rozpoczęto we wrześniu, a orurowano go do pełnej głębokości 3.206 m w listopadzie. Profilowanie otworowe odwiertu i inne informacje uzyskane podczas wiercenia wskazały do 5 potencjalnych stref gazonośnych. Testy będą przeprowadzone w 2013 roku.

W październiku 2011 roku KUB-Gas rozpoczął program stymulowania zbiorników z wykorzystaniem technologii szczelinowania hydraulicznego. Pierwsze dwie operacje stymulowania, poprzez szczelinowanie odwiertów O-6 i O-8, dały pozytywny wynik. Odwiert O-6 włączono do komercyjnego wydobywania w lutym 2012 roku, a produkcja gazu z odwiertu O-6 w trakcie tego miesiąca wyniosła średnio 1,5 MMcfd (1,1 MMcfd netto dla KOV). Odwiert O-8 włączono do komercyjnego wydobywania w marcu 2012

roku, a produkcja gazu z odwiertu O-8 w trakcie tego miesiąca wyniosła średnio 1,0 MMcfd (1,7 MMcfd netto dla KOV).

Sukces programu z 2011 roku wskazuje, że gaz ziemny można wydobywać ze złóż uznawanych wcześniej za niekomercyjne poprzez zastosowanie nowoczesnej techniki stymulacji, zaś KUB-Gas zamierza prowadzić kolejne programy stymulacji w 2013 roku.

W czerwcu 2012 roku KUB-Gas zakończył drugi program badań sejsmicznych 3D na obszarze koncesji Północne Makiejewskoje, w ramach którego pozyskano 225 km<sup>2</sup> danych sejsmicznych 3D. Interpretacja danych sejsmicznych 3D z obszaru Północne Makiejewskoje wskazała pięć dodatkowych strukturalnych obiektów poszukiwawczych, przy czym interpretacja potencjalnych obiektów stratygraficznych jest w toku. Pierwszy z tych dodatkowych obiektów zbadano poprzez wykonanie odwiertu NM-2 na obszarze Północne Makiejewskoje-2. Odwiert NM-2 położony jest w południowej części koncesji Północne Makiejewskoje, 4 km na północ od stacji przetwórczej pola Makiejewskoje. Odwiert NM-2 został opuszczony w lutym 2013 roku, po tym jak osiągnął głębokość 3.150 m, a profilowanie otworowe i inne informacje uzyskane podczas wiercenia nie wykazały żadnych perspektywicznych stref.

KUB-Gas aktywnie analizuje możliwości optymalizacji urządzeń i zwiększenia produkcji. Chociaż większość takich działań koncentruje się na koncesjach Olgowskoje i Makiejewskoje, to przykład udanej inicjatywy optymalizacyjnej ma też koncesja Wiergunskoje. We wrześniu 2010 roku na dwóch odwiertach w obszarze koncesji Wiergunskoje (V-200 i V-201, odwierty wykonane przed Nabyciem KUB-Gas) zainstalowano przenośne sprężarki, dzięki czemu wydobyć zwiększono o niemal 100%. Sprężarki zwiększyły ciśnienie przepływowe w odwiertach, umożliwiając przepływ produkcji przez rurociągi przez cały rok. KOV wspomaga obecnie KUB-Gas w analizie zastosowania i wykorzystania kolejnych sprężarek na istniejących odwiertach.

W styczniu 2012 r. KUB-Gas na Ukrainie otrzymał wyprodukowane w Kanadzie specjalnie dla KUB-Gas urządzenie wiertnicze typu *snubbing unit* – specjalistyczne urządzenie usługowe, umożliwiające modernizację odwiertów bez wstrzymywania wydobywania z aktualnie eksploatowanej strefy. Urządzenie to umożliwia KUB-Gas wydobyć z dwóch horyzontów w niektórych odwiertach. Wydobyć z dwóch horyzontów odwiertu umożliwia jednoczesną eksploatację gazu ziemnego z dwóch odrębnych stref. W IV kwartale 2012 roku prowadzono operację uruchomienia wydobywania z dwóch horyzontów w odwiertach O-18 w obszarze koncesji Olgowskoje i M-21 – na koncesji Makiejewskoje.

Program prac na 2013 rok przewiduje przede wszystkim kontynuację eksploatacji pól Olgowskoje i Makiejewskoje, w tym wykonanie nowych odwiertów, przygotowanie do wydobywania z nowych stref w istniejących odwiertach, wydobyć z dwóch horyzontów, stymulację z wykorzystaniem nowoczesnych i technicznie zaawansowanych metod stosowanych powszechnie w innych częściach świata, a także zastosowanie sprężarek. W 2013 roku Spółka zamierza wykonać 5 – 6 nowych odwiertów na obszarze Koncesji na Ukrainie.

#### *Infrastruktura, przesył i sprzedaż*

Na każdej z czterech koncesji gdzie prowadzone jest wydobywanie (Olgowskoje, Makiejewskoje, Wiergunskoje i Krutogorowskoje) istnieją własne rurociągi, łączące dany odwiert produkcyjny z centralną stacją przetwórczą zlokalizowaną na każdej z koncesji, gdzie gaz oddziela się od wody, kondensatu i innych zanieczyszczeń oraz poddaje przetworzeniu. Z każdej centralnej stacji przetwórczej gaz przesyłany jest następnie rurociągiem do krajowej infrastruktury przesyłowej. Cztery stacje przetwórcze mają łącznie wydajność na poziomie 98,1 MMcfd gazu ziemnego i posiadają linie przesyłowe o łącznej długości ponad 40 km. Ponadto KUB-Gas jest właścicielem urządzenia wiertniczego, dwóch urządzeń do modernizacji odwiertów, urządzenia wiertniczego typu *snubbing unit*, urządzeń dodatkowych, magazynu części zamiennych, pojazdów pomocniczych i budynków.

Ostatnie wydarzenia, związane z ukraińskim systemem rejestracji użytkowania gruntów, mogą powodować opóźnienia, bądź zwiększać koszt planowanej przez Spółkę budowy gazociągów z jej odwiertów wydobywczych na obszarach Koncesji na Ukrainie do infrastruktury przesyłowej, lub też mogą zmusić Spółkę do zawieszenia wydobywania gazu z niektórych odwiertów wydobywczych Koncesji na

Ukrainie do czasu zakończenia budowy rurociągów. Zobacz punkt „Czynniki ryzyka - Przestrzeganie przepisów obowiązujących w zagranicznych systemach prawnych”.

KUB-Gas jest stroną różnych umów w sprawie dostaw gazu ziemnego i kondensatu zawartych z odbiorcami przemysłowymi i zakładami użyteczności publicznej na Ukrainie. Zgodnie z takimi umowami w sprawie dostaw gazu ziemnego i kondensatu, odbiorcy płacą za dostawy gazu ziemnego z góry (do dziesiątego dnia miesiąca dostawy gazu ziemnego), przy czym ostateczne rozliczenie następuje po podpisaniu protokołu dostawy i odbioru dostarczonego gazu (do dziesiątego dnia miesiąca następującego po miesiącu dostawy gazu ziemnego). Należności ze sprzedaży gazu ziemnego za luty 2013 roku spływały przez cały miesiąc, przy czym Spółka nie określiła jeszcze, czy zmiana ta ma charakter tymczasowy, czy też wynika z większej konkurencji na rynku sprzedaży gazu i będzie występować również w przyszłości.

#### *Istotne umowy*

##### (a) Umowa Akcjonariuszy („SHA”)

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

Zgodnie z SHA, KOV Cyprus oraz Gastek zobowiązują się, że KUBGAS Holdings będzie prowadzić działalność w sektorze 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 KUBGAS Holdings, druga strona może działać niezależnie. SHA została zmieniona porozumieniem z dnia 11 listopada 2011 roku („**Porozumienie**”) w celu wyłączenia niektórych obszarów z zastosowania tego wymogu.

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

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

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

SHA ustanawia także Komitet Zarządzający. Jego zadaniem jest przekazywanie bieżących rekomendacji KUBGAS Holdings 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 KUBGAS Holdings.

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 nieudzielenia pożyczki KUBGAS Holdings 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 KUBGAS Holdings prawo żądania samodzielnie od KUBGAS Holdings nakazania KUB-Gas prowadzenia określonych działań w sektorze gazowo-naftowym na zasadzie wyłączności (np. wówczas, gdy drugi akcjonariusz nie będzie zainteresowany, aby KUBGAS Holdings 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 KUBGAS Holdings od odpowiedzialności z tytułu wszelkich kosztów i zobowiązań związanych z prowadzeniem Działalności w Oparciu o Jednostronne Wytyczne; oraz
- (ii) otrzymuje 90% wszystkich wpływów netto uzyskanych z Działalności w Oparciu o Jednostronne Wytyczne do czasu uzyskania z tytułu Działalności w Oparciu o Jednostronne Wytyczne kwoty wynoszącej 200% nakładów poniesionych na nią zgodnie z pkt. (i).

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

(b) 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 KUBGAS Holdings („**Główna TSA**”). Umowa datowana jest na 13 stycznia 2011 roku, lecz obowiązuje od dnia 1 stycznia 2010 roku. Umowa ta określa Usługi Techniczne, jakie mają być realizowane dla KUBGAS Holdings na rzecz KUB-Gas. KUBGAS Holdings płaci za Usługi Techniczne na podstawie rozliczenia czasowo-kosztowego.

Druga TSA została zawarta pomiędzy KUBGAS Holdings a KUB-Gas („**Drugorzędna TSA**”). Umowa ta również jest datowana na 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 KUBGAS Holdings na mocy Głównej TSA są przekazywane KUB-Gas. KUBGAS Holdings może jednak również świadczyć Usługi Techniczne na rzecz KUB-Gas na mocy Drugorzędnej TSA niezależnie od usług świadczonych na rzecz KUBGAS Holdings na mocy Głównej TSA. KUB-Gas uiszcza płatności za Usługi Techniczne zrealizowane na mocy Drugorzędnej TSA w postaci stałej opłaty miesięcznej powiększonej o koszty zmienne.

Umowy TSA podlegają prawu angielskiemu.

## Brunei

Brunei jest trzecim pod względem wielkości wydobycia producentem ropy naftowej w Azji Południowo-Wschodniej, a także znaczącym producentem gazu płynnego (ang. *liquefied natural gas* – „**LNG**”). Brunei leży w północnej części wyspy Borneo u wybrzeży Morza Południowochińskiego, a od strony lądu

– wzdłuż liczącej 381 km granicy – sąsiaduje z malezyjskim stanem Sarawak. Na terytorium Brunei znajdują się rozległe złoża ropy naftowej i gazu ziemnego, którym Brunei zawdzięcza jeden z najwyższych w świecie wskaźników produktu krajowego brutto („PKB”) na mieszkańca, szacowany wg *The World Factbook* z 5 lutego 2013 roku na ponad 50.000 USD w 2012 roku. Ropa naftowa i płynny gaz LNG to główne towary eksportowe Brunei. Spółka poprzez swoje dwa pośrednio w 100% zależne podmioty, Kulczyk Oil Brunei i AED SEA, posiada 90% udział w prawie użytkowania górniczego w ramach Umowy o podziale wpływów z wydobywania dla Bloku L w Brunei, o czym mowa poniżej. Na dzień 31 grudnia 2011 roku Spółka posiadała 36% udział w prawie użytkowania górniczego w drugim bloku poszukiwawczym na lądzie w Brunei - Bloku M w Brunei. Umowa o podziale wpływów z wydobywania dla Bloku M w Brunei wygasła pod koniec sierpnia 2012 roku, kiedy operator Bloku M w Brunei nie dokonał w wyznaczonym terminie odwiertów wymaganych zgodnie z Umową o podziale wpływów z wydobywania dla Bloku M w Brunei. Zobacz punkt „Czynniki ryzyka – Istotna rola zewnętrznych operatorów”.

#### *Informacje ogólne o Bloku L*

Blok L w Brunei ma powierzchnię około 1.123 km<sup>2</sup> i obejmuje tereny podmorskie i lądowe w północnej części Brunei. Blok L w Brunei miał początkowo powierzchnię 2,200 km<sup>2</sup> i został zmniejszony o około 50% do obecnej wielkości w trakcie obowiązkowego procesu zwolnienia terenu w Pierwszym Etapie zgodnie z Umową o podziale wpływów z wydobywania dla Bloku L w Brunei.

Spółka poprzez swoje pośrednio w 100% zależne podmioty, Kulczyk Oil Brunei i AED SEA, posiada 90% udział w prawie użytkowania górniczego w ramach Umowy o podziale wpływów z wydobywania dla Bloku L w Brunei, która daje prawo do prowadzenia prac poszukiwawczych, a po spełnieniu pewnych warunków – do wydobywania ropy naftowej i gazu ziemnego na obszarze Bloku L w Brunei. Na udział KOV w Bloku L w Brunei składają się udziały Kulczyk Oil Brunei (40%) i AED SEA (50%). AED SEA została przejęta przez Spółkę w grudniu 2011 roku od AED Oil Limited, poprzednio spółki dominującej AED SEA, objętej dobrowolną likwidacją. AED SEA jest operatorem Bloku L w Brunei.

Stosunki pomiędzy Spółką a drugim udziałowcem Bloku L w Brunei reguluje Umowa operacyjna dotycząca Bloku L w Brunei. Drugą stroną Umowy o podziale wpływów z wydobywania dla Bloku L w Brunei jest QAF Brunei Sendirian Berhad („QAF”) (10%).

Umowę o podziale wpływów z wydobywania dla Bloku L w Brunei zawarto w sierpniu 2006 roku pomiędzy Kulczyk Oil Brunei a QAF, których udział wynosił wówczas odpowiednio 90% i 10%. Zgodnie z umową o wspólnym udziale w przetargu, zawartą pomiędzy KOV a QAF w związku ze złożeniem wniosku o zawarcie Umowy o podziale wpływów z wydobywania dla Bloku L w Brunei, uzgodniono, że KOV będzie finansować 100% zobowiązań pieniężnych zgodnie z Umową operacyjną dotyczącą Bloku L w Brunei do poziomu 25 mln USD, zaś KOV i QAF będą finansować odpowiednio 90% i 10% takich zobowiązań pieniężnych powyżej tego progu.

W 2010 roku AED Oil Limited nabyła 50% udział operacyjny w Bloku L w Brunei poprzez objęcie wszystkich udziałów AED SEA, która wcześniej zawarła umowę typu farm-in dotyczącą udziału w Bloku L w Brunei z Kulczyk Oil Brunei. W ramach wspomnianej umowy typu farm-in, AED SEA pokryła 100% pierwszych 20,5 mln USD zobowiązań pieniężnych zgodnie z Umową operacyjną dotyczącą Bloku L w Brunei.

Okres prac poszukiwawczych w Bloku L w Brunei wynosił początkowo 6 lat od dnia zawarcia Umowy o podziale wpływów z wydobywania dla Bloku L w Brunei czyli od dnia 28 sierpnia 2006 roku, w podziale na Etap 1 i Etap 2, które mogły przebiegać jednocześnie. W 2010 roku w ramach zobowiązań do prowadzenia prac w Etapie 1, strony umowy dotyczącej Bloku L w Brunei wykonały dwa odwierty w Bloku L w Brunei: Lukut-1 i Lempuyang-1. W obu odwiertach natrafiono na węglowodory, ale strony umowy postanowiły wówczas nie testować odwiertów. W sierpniu 2010 roku strony umowy dotyczącej Bloku L w Brunei podjęły decyzję o przystąpieniu do realizacji Etapu 2 prac poszukiwawczych.

Stronom umowy dotyczącej Bloku L w Brunei udało się uzyskać przedłużenie okresu Etapu 2 prac poszukiwawczych do dnia 27 sierpnia 2013 roku oraz zmianę zobowiązań do przeprowadzenia prac, dostosowując je do bieżącego planu prac. Zmienione minimalne zobowiązania w ramach Etapu 2

obejmują: (i) pozyskanie i przetworzenie 13 km danych sejsmicznych 2D z obszarów lądowych; (ii) pozyskanie i przetworzenie co najmniej 130 km<sup>2</sup> danych sejsmicznych 3D; (iii) pozyskanie i przetworzenie 13,5 km<sup>2</sup> danych sejsmicznych 3D z badania typu *swath* na terenach lądowych; (iv) pozyskanie i przetworzenie co najmniej 34,5 km<sup>2</sup> danych sejsmicznych 3D z terenów lądowych; oraz (v) wykonanie co najmniej dwóch odwiertów poszukiwawczych na terenach lądowych, każdy na głębokość co najmniej 2.000 m. Strony umowy dotyczącej Bloku L w Brunei zobowiązane są zainwestować co najmniej 16,0 mln USD w ramach Etapu 2, przy czym zobowiązania do prowadzenia prac muszą zostać zrealizowane w okresie Etapu 2. Strony umowy zrealizowały swoje zobowiązania w zakresie minimalnych inwestycji w ramach Etapu 2, zaś KOV planuje rozpocząć wiercenie pierwszego z dwóch odwiertów w II kwartale 2013 roku.

Zgodnie z warunkami Umowy o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku L, Kulczyk Oil Brunei złożył gwarancje bankowe na rzecz PetroleumBRUNEI, dotyczące wykonania przez Kulczyk Oil Brunei pewnych zobowiązań w ramach Etapu 1 i Etapu 2. Na dzień niniejszego RFI, gwarancje bankowe dotyczące zarówno Etapu 1 jak i Etapu 2 wygasły, zaś Kulczyk Oil Brunei nie posiada żadnych dalszych zobowiązań z tytułu takich gwarancji.

#### *Odwierty i poszukiwania*

W 2010 roku wykonano dwa odwierty poszukiwawcze: Lukut-1 i Lempuyang-1. W obu odwiertach natrafiono na węglowodory w wielu horyzontach. W odwiercie Lukut-1 istnieje 10 potencjalnych stref o łącznej potencjalnej miąższości od 19 m do 47 m. Dwie główne potencjalne strefy o łącznej miąższości 56,4 metrów odkryto w trakcie prac nad odwiertem Lempuyang-1. W I kwartale 2011 r. rozpoczęto testy dwóch stref w obrębie odwiertu Lempuyang-1. Pomimo wypływu gazu na powierzchnię, wskutek utrzymujących się problemów o charakterze mechanicznym, ostatecznie skrócono program testów w II kwartale 2011 roku, ze względu na zagrożenie dla bezpieczeństwa, w związku ze strumieniem gazu wpływającego do odwiertu. Odwiert Lempuyang-1 zawieszono. Odwiert Lukut-1 orurowano na pełną głębokość i również zawieszono do czasu ewentualnego testowania. Na dzień niniejszego RFI nie prowadzono żadnych testów tego odwiertu.

W 2010 roku strony joint venture w Bloku L w Brunei przeprowadziły badanie aerograwitacyjne i aeromagnetyczne w Bloku L w Brunei na obszarze około 3.000 km<sup>2</sup>. Etap 1 został zakończony, a jednocześnie zrealizowano wszystkie minimalne zobowiązania w zakresie prac i inwestycji w ramach Etapu 1 prac poszukiwawczych, zgodnie z Umową o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku L w Brunei.

Na początku czerwca 2012 roku strony umowy dotyczącej Bloku L w Brunei ukończyły program badań sejsmicznych, w ramach którego pozyskano 191,8 km<sup>2</sup> danych sejsmicznych 3D na obszarze West Jerudong i Updip Lukut, 16,2 km<sup>2</sup> danych sejsmicznych 3D z badania typu *swath* oraz dodatkowo 14 km danych sejsmicznych 2D w Bloku L w Brunei. Zrealizowano całość zobowiązań w zakresie badań sejsmicznych i powiązanych inwestycji, zgodnie z określonymi w Umowie o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku L w Brunei wymogami Etapu 2 programu prac poszukiwawczych. Program rozpoczęto od pozyskania pierwszych danych 2D pod koniec grudnia 2011 roku, natomiast ostatnia część programu pozyskiwania danych 3D zakończyła się z dniem 29 maja 2012 roku. Projekt pochłonął łącznie 2,5 mln roboczogodzin, a realizowało go średnio około 1.000 robotników.

Dane sejsmiczne 3D podlegają obecnie przetwarzaniu i interpretacji. W efekcie strony umowy dotyczącej Bloku L w Brunei planują wykonanie dwóch kolejnych odwiertów na obszarze Bloku L w Brunei. KOV planuje rozpocząć w kwietniu 2013 roku wiercenie pierwszego z tych dwóch odwiertów.

#### *Uwarunkowania geograficzne i geologiczne*

Blok L w Brunei obejmuje tereny zarówno lądowe, jak i podwodne. Podmorska część Bloku L w Brunei leży w obszarze stosunkowo płytkich wód i obejmuje pas o szerokości 7 kilometrów wzdłuż północno-zachodniej linii brzegowej i zasadniczo całość Zatoki Brunejskiej w kierunku wschodnim. Roponośne pole Seria leży około 12 km od Bloku L w Brunei w kierunku południowo-zachodnim, a złoża gazu ziemnego Bubut, 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 w Brunei, pod dnem płytkiego morza. Zgodnie z techniczną dokumentacją BSP z 2008 roku, wyniki badań odwiertu Bubut-2, znajdującego się w odległości 400-500 m od granicy Bloku L w Brunei, świadczą o obecności węglowodorów w sekwencji mioceńskich piasków zbiornikowych o miąższości przekraczającej 190 m. Dokonane ostatnio przez KOV interpretacje danych sejsmicznych sugerują, że część struktury Bubut o powierzchni 3-6 km<sup>2</sup> (700–1.400 akrów) może się znajdować na terenie Bloku L w Brunei. BSP poinformowało oficjalnie, że do 2012 roku będzie prowadzone jednoczesne zagospodarowywanie złoża Bubut oraz złoża ropy naftowej i gazu ziemnego Danau, odkrytego w 1970 roku i leżącego w odległości mniej niż 3 km od granicy Bloku L w Brunei. Ze złóż tych będzie wydobywany gaz ziemny, który następnie będzie przetwarzany na płynny gaz LNG z przeznaczeniem na eksport.

#### *Potencjalne ponowne pozyskanie obszarów, których się zrzeczono*

Strony umowy dotyczącej Bloku L w Brunei wystąpiły do PetroleumBRUNEI z wnioskiem o ponowne przywrócenie niektórych obszarów Bloku L w Brunei, które uwolniono po zakończeniu Etapu 1 zgodnie z warunkami Umowy o podziale wpływów z wydobywania dla Bloku L w Brunei. Ponadto Spółka rozważa możliwości dotyczące Bloku M w Brunei, w tym prowadząc rozmowy z PetroleumBRUNEI. Udział KOV w Bloku M w Brunei wygaś z dniem 27 sierpnia 2012 roku. Na dzień niniejszego RFI nie podjęto żadnych decyzji i nie zawarto żadnych umów dotyczących powyższych kwestii.

#### *Potencjał ropy naftowej i gazu ziemnego*

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

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

- (i) 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;
- (ii) poszukiwań ropy naftowej i/lub gazu ziemnego (obciążonych średnim lub wysokim ryzykiem) w strukturalnym uskoku przy odwiercie Lukut-1, gdzie mogą one znajdować się w pułapce skał łupkowych;
- (iii) 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; oraz
- (iv) możliwości zagospodarowania i eksploatacji (obciążonych średnim ryzykiem) zasobów zarówno ropy, jak i gazu na lądowym polu Jerudong umożliwiającym komercyjne wydobywanie.

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 znaczne skupiska wycieków ropy naftowej i gazu ziemnego połączone z podstawowym mapowaniem geologicznym i interpretacją grawimetryczną, zapewniły pierwszym poszukiwaczom sukces w postaci odkrycia pól Miri, Seria, Jerudong i Belait. Na obszarze objętym niedawno wykonanym badaniem sejsmicznym 3D w obrębie Bloku L, na przedłużeniu antykliny Belait, występuje ponad 50 wycieków ropy i gazu, skupionych w rejonie Simbatang. BSP wykonało osiem płytkich odwiertów poszukiwawczych w rejonie tego skupiska w latach 1914–1918. We wszystkich tych odwiertach przewiercono piaskowcowe skały zbiornikowe o dobrej jakości, wykazujące obecność gazu i ropy, jednak ich wydobycie uznano wówczas za nieopłacalne ekonomicznie.

#### *Działalność bieżąca i planowana*

##### Programy sejsmiczne

Program pozyskania 350 km<sup>2</sup> danych sejsmicznych 3D w Bloku L zakończono dnia 8 maja 2009 roku dla obszaru Tutong. W czerwcu 2012 roku ukończono kolejny program zbierania 191,8 km<sup>2</sup> danych sejsmicznych 3D, 16,2 km<sup>2</sup> danych z badania 3D typu *swath* oraz 14 km danych sejsmicznych 2D. Nowe dane sejsmiczne połączono z danymi 3D z badań sejsmicznych przeprowadzonych w 2009 roku w celu lepszego rozpoznania strukturalnej charakterystyki Bloku L. Główny cel programu badań sejsmicznych w 2011 i 2012 roku to pełna ocena potencjału występowania węglowodorów w strukturalnie złożonym obszarze obiektu poszukiwawczego Jerudong, obniżenie ryzyka obiektu poszukiwawczego Lukut Updip oraz zidentyfikowanie innych potencjalnych obiektów poszukiwawczych.

##### Wiercenia i testy

W 2010 roku wykonano dwa odwierty w lokalizacjach określonych w ramach programu badań sejsmicznych w rejonie Tutong. Prace nad odwiertem Lukut-1 rozpoczęły się dnia 2 maja 2010 roku. Ostateczna głębokość odwiertu wyniosła 2.366 m. 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 stref z potencjałem, w czerwcu 2010 roku odwiert uzbrojono na całej długości, a prace zawieszono w oczekiwaniu na testy.

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

W Bloku L planuje się wykonanie dwóch odwiertów do sierpnia 2013 roku. Pierwszy odwiert na uskoku powyżej odwiertu Lukut-1, ma być realizowany od kwietnia 2013 roku. Następny odwiert zostanie wykonany w rejonie Luba, na południowy-zachód od odwiertu Lempuyang-1. W dniu 13 lutego 2013 roku Spółka ogłosiła podpisanie z PT Energi Tata Persada – firmą wiertniczą z siedzibą w Dżakarcie (Indonezja) kontraktu na wykorzystanie należącego do tej firmy urządzenia wiertniczego do prac w Bloku L.

### *Przyszłe potencjalne uzgodnienia i rynki przesyłu*

W przypadku gdy KOV uzna, że złoża ropy naftowej i gazu ziemnego odkryte w Bloku L w Brunei nadają się do komercyjnego wydobywania w Bloku L w Brunei, KOV i partnerzy KOV będą zobowiązani powiadomić PetroleumBRUNEI o odkryciu oraz wystąpić do PetroleumBRUNEI z wnioskiem o zatwierdzenie planu oceny złoża, planu sprzedaży gazu oraz planu zagospodarowania. Z zastrzeżeniem, że zostanie uzyskane zatwierdzenie takich planów przez PetroleumBRUNEI, partnerzy zamierzają wykonać odwierty eksploatacyjne i podłączyć je za pomocą rurociągów znajdujących się na terenie pól wydobywczych do centralnej stacji przetwórczej, gdzie następować będzie oddzielanie ropy naftowej, gazu ziemnego, wody i innych zanieczyszczeń oraz ich przetwarzanie.

W przypadku zagospodarowania złóż ropy naftowej, partnerzy zamierzają początkowo transportować ropę naftową ciężarówkami do rafinerii lub instalacji eksportowych w mieście Seria na wybrzeżu Brunei. Odległość od pól naftowych do Serii zależy będzie od umiejscowienia pól naftowych w Bloku L w Brunei, ale najprawdopodobniej wyniesie od 20 do 40 km. W przypadku zagospodarowania złóż gazu ziemnego, partnerzy zamierzają zbudować gazociąg z centralnej stacji przetwórczej do istniejącej elektrowni w rejonie Gadong w północnej części Bloku L w Brunei bądź do istniejącego zakładu przetwórstwa metanolu lub LNG, które znajdują się w Lumut na wybrzeżu Brunei, niedaleko granicy Bloku L w Brunei. Francuska spółka naftowo-gazowa Total – jedyny oprócz Shell producent ropy naftowej i gazu w Brunei – płaci firmie Shell opłatę za przetwarzanie jej ropy naftowej i gazu ziemnego w należących do Shell zakładach w Serii i Lemut.

### *Istotne umowy*

#### (a) Umowa o podziale wpływów z wydobywania dla Bloku L w Brunei

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

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

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

W styczniu 2012 roku przedłużono obowiązywanie Umowy o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku L w Brunei, przesuwając termin pełnej realizacji minimalnych zobowiązań w zakresie prac z dnia 27 sierpnia 2012 roku na dzień 27 sierpnia 2013 roku. Spółka planuje wykonanie dwóch odwiertów w Bloku L w I połowie 2013 roku.

(b) Umowa operacyjna dotycząca Bloku L w Brunei

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

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

Zgodnie z umową cesji, przejęcia i zmiany Umowy operacyjnej dotyczącej Bloku L z dnia 12 maja 2008 roku („**Umowa zmieniająca**”), Kulczyk Oil Brunei dokonała cesji na rzecz AED SEA niepodzielonych 50% z należącego do niej niepodzielonego 90% udziału w Umowie operacyjnej dotyczącej Bloku L (które następnie ponownie nabyła w grudniu 2011 roku). Ponadto, zgodnie z warunkami Umowy zmieniającej, spółka Kulczyk Oil Brunei zrezygnowała z pełnienia roli Operatora, a AED SEA została wyznaczona jako operator ze skutkiem od dnia 23 maja 2008 roku. W związku z ponownym nabyciem AED SEA przez Spółkę w grudniu 2011 roku, jest ona obecnie – poprzez swój pośrednio w 100% zależny podmiot AED SEA – operatorem w Bloku L. Spółka nie posiada wiedzy o jakimkolwiek naruszeniu postanowień Umowy operacyjnej dotyczącej Bloku L przez którąkolwiek ze stron. Umowa operacyjna dotycząca Bloku L została zawarta na czas trwania Umowy o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku L w Brunei.

(c) Ugoda

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

**Syria (stan siły wyższej)**

Spółka rozpoczęła pracę nad pierwszym odwiertem poszukiwawczym w Bloku 9 w Syrii – Itheria-1 – w lipcu 2011 roku, a w październiku 2011 roku zawiesiła odwiert po osiągnięciu głębokości 2.072 m. W lipcu 2012 roku Spółka działając jako operator Bloku 9 w Syrii ogłosiła wystąpienie zdarzenia o charakterze siły wyższej zgodnie z warunkami Umowy o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku 9 w Syrii w związku z trudnymi warunkami operacyjnymi w kraju oraz brakiem możliwości finansowania działalności operacyjnej w kraju ze względu na sankcje, co uniemożliwiało Spółce realizację jej zobowiązań określonych w

Umowie o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku 9 w Syrii. Na dzień niniejszego RFI, działalność operacyjna Spółki w obszarze Aktywów w Syrii pozostaje w zawieszeniu. KOV nadal monitoruje warunki operacyjne w Syrii w celu oceny, czy i kiedy możliwe będzie wznowienie jej działalności operacyjnej w Syrii. W przypadku występowania zdarzenia o charakterze siły wyższej przez okres dłuższy niż rok, stronom umowy przysługuje prawo do odstąpienia od swoich zobowiązań zgodnie z Umową o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku 9 w Syrii w terminie 90 dni po przekazaniu powiadomienia bez żadnych dalszych zobowiązań.

KOV poprzez swój podmiot w 100% zależny Loon Latakia posiada 50% udział w Umowie o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku 9 w Syrii, zgodnie z którą KOV i innym udziałowcom Bloku 9 w Syrii przysługuje prawo do prowadzenia działalności poszukiwawczej, a po spełnieniu określonych warunków – wydobycia ropy naftowej i gazu ziemnego na obszarze Bloku 9 w Syrii – bloku o powierzchni około 10.039 km<sup>2</sup>, znajdującym się na południe od miasta Aleppo i bezpośrednio na wschód od miasta Latakia w Syrii.

W dniu 20 września 2007 roku rząd Syryjskiej Republiki Arabskiej, SPC i KOV zawarły Umowę o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku 9 w Syrii, zgodnie z którą rząd Syryjskiej Republiki Arabskiej przyznał KOV prawo do prowadzenia prac poszukiwawczych i do wydobycia ropy i gazu z Bloku 9 w Syrii. Umowa o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku 9 w Syrii weszła w życie w dniu 29 listopada 2007 roku. W dniu 28 kwietnia 2008 roku KOV dokonała cesji całości swojego udziału w Umowie o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku 9 w Syrii na rzecz swojego zależnego w 100% podmiotu Loon Latakia. Następnie, zgodnie z umową typu farm-out („**Umowa MENA**”) datowaną na 1 września 2010 roku i zatwierdzoną przez władze syryjskie w marcu 2011 r., Loon Latakia dokonała cesji 30% udziałów w Bloku 9 w Syrii na rzecz MENA Syria ze skutkiem od dnia 17 czerwca 2010 roku. W zamian za cesję, MENA Syria zobowiązała się pokryć: (i) 30% nakładów poniesionych przez Loon Latakia do dnia zawarcia umowy ze spółką MENA, czyli 3,1 mln USD; (ii) 30% wartości gwarancji bankowej na dzień 17 czerwca 2010 roku, czyli 2,0 mln USD oraz (iii) 60% zatwierdzonego kosztu wykonania pierwszego odwiertu poszukiwawczego. Wszystkie kwoty należne od MENA Syria z tytułu Umowy MENA zostały już wpłacone. W dniu 17 marca 2011 roku Spółka powzięła informację, że władze Syrii zatwierdziły cesję 30% udziału w Bloku 9 w Syrii na rzecz MENA Syria. W związku z powyższym MENA Syria posiada obecnie bezpośredni 30% udział w Bloku 9 w Syrii. W lipcu 2011 roku władze syryjskie wydały urzędową zgodę na dokonanie przez Loon Latakia cesji dodatkowo 20% udziału w Umowie o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku 9 w Syrii na rzecz Ninnox.

AnSCO – niepowiązany podmiot zewnętrzny – posiada prawo nabycia 5% udziału w Bloku 9 w Syrii od Loon Latakia pod warunkiem uzyskania zgody Ministerstwa Ropy Naftowej i Zasobów Mineralnych oraz GPC. W związku z tym Loon Latakia posiada 45% ekonomiczny udział w Bloku 9 w Syrii. Loon Latakia wystawiła początkowo gwarancję na kwotę 7,5 mln USD – kwota ta odpowiada minimalnemu poziomowi nakładów na prace poszukiwawcze w ramach Etapu 1 określonego w Umowie o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku 9 w Syrii. Na dzień 30 czerwca 2012 roku gwarancja opiewała na około 5,0 mln USD. Z dniem 6 lipca 2012 roku pełna kwota gwarancji została zwrócona KOV.

Blok 9 w Syrii funkcjonuje jako niezarejestrowane joint venture Loon Latakia, MENA (30%) i Ninnox (20%) na warunkach Wspólnej umowy operacyjnej dla Bloku 9. Loon Latakia jest operatorem Bloku 9 w Syrii.

Umowa o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku 9 w Syrii przewiduje dziewięcioletni okres prac poszukiwawczych poczynając od dnia 29 listopada 2007 roku, obejmujący trzy etapy – odpowiednio cztero-, trzy- i dwuletni. Początkowy czteroletni okres prac poszukiwawczych Umowy o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku 9 w Syrii przedłużono w listopadzie 2011 roku o 11 miesięcy do dnia 27 października 2012 roku. Okres prac poszukiwawczych może zostać dalej przedłużony w przypadku zdarzenia o charakterze siły wyższej. Przedłużenie było uwarunkowane wznowieniem gwarancji bankowej wystawionej z tytułu zobowiązań stron określonych w Umowie o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku 9 w Syrii. Loon Latakia nie wznowiła tej gwarancji i nie jest w stanie jej wznowić wskutek rygorystycznych sankcji nałożonych na Syrię przez niektóre rządy. W związku z tym istnieje ryzyko nieskuteczności przedłużenia niezależnie od powołania się przez Loon Latakia na zdarzenie o charakterze siły wyższej na warunkach Umowy o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku 9 w Syrii. Zobacz punkt „Czynniki ryzyka - Niestabilność polityczna w Syrii i sankcje wobec 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 w Syrii 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.

#### *Informacje ogólne o Boku 9 w Syrii*

Blok 9 w Syrii 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 węglowodory. Blok ten jest perspektywiczny z punktu widzenia występowania ropy naftowej, gazu ziemnego i kondensatu. W bezpośrednim pobliżu obszaru początkowych prac poszukiwawczych, w południowo-wschodniej części Bloku 9 w Syrii przebiegają ważniejsze gazociągi i ropociągi.

Przed wykonaniem przez Loon Latakia w 2011 roku odwiertu Itheria-1, 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 w pobliżu miasta Latakia. Pozostałe dwa odwierty to Al Ghab-1, wykonany w 1995 roku w środkowej części bloku, i Khanasser-1, wykonany w 1975 roku na północ od Itheria-1. Poza wyżej wymienionymi, nie istnieją tam żadne inne wcześniejsze odwierty.

#### *Potencjał ropy naftowej i gazu ziemnego*

Basen Palmirydów obejmuje 65 pól o szacowanych łącznych zasobach potwierdzonych i prawdopodobnych rzędu 1,4 mld boe (baryłek ekwiwalentu ropy naftowej). Amerykańska agencja U.S. Geological Survey („USGS”), będąca niezależnym od Spółki źródłem informacji, szacuje, że pozostały potencjał lądowych zasobów Syrii na rok 2000 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 raportem rocznym INA Industrija Nafta, d.d. („INA”) za 2011 rok, testy odwiertu Beer As Sib-1 znajdującego się na obszarze Mudawara, około 25 km na południe od Bloku 9, wykazały występowanie złoża ropy naftowej w ilościach do komercyjnego wydobywania. Na południowy-wschód, wschód i północny-wschód od Bloku 9 odkryto złoża węglowodorów odpowiednio w kompleksach Harbaja, Habari, Tel Allied i Safayeh-Wahab. Spółka nie potwierdziła, czy USGS jest wykwalifikowanym rzeczoznawcą do oceny rezerw bądź audytorem zgodnie z Wytocznymi COGE.

Ropę z powierzchniowych wycieków 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. Kilka lat temu, w odległości kilku kilometrów na zachód od Bloku 9, w miejscu syryjskiego projektu budowlanego realizowanego w nadmorskim mieście Latakia, położonym w rowie tektonicznym El-Kabir, podczas kopania fundamentów pod nowy budynek odkryto ropę na głębokości 16 m. Przez kilka miesięcy z terenu budowy wydobywano dziennie aż do 140 boe/d o ciężej właściwym od 26° do 30° API. Wydobywano tam ropę świeżą, bez oznak biodegradacji. Wstępne analizy geochemiczne wskazują na sylurskie źródło pochodzenia ropy, niemal identyczne z ropą wydobywaną na południu Turcji. Może to wskazywać na potencjalną obecność nowej rozległej pułapki paleozoicznej w zachodniej części Bloku. Na obszarze Bloku 9, w rowie

tektonicznym El-Kabir, odwierty Fido-1 i Latakia-1 wykonane w oparciu o dane sejsmiczne 2D na początku lat osiemdziesiątych wskazywały na obecność licznych węglowodorów, mimo że odwierty te nie były zlokalizowane w strukturze jednoznacznie określonej pod względem sejsmicznym. W roku 2010 KOV przeprowadziła badania mające na celu zgromadzenie materiału wyciekowego, przeprowadzenie jego analizy geochemicznej oraz określenie geologicznych korelacji ze znajdującymi się na terenie tego basenu skałami macierzystymi.

Basen sedymentacyjny Palmirydów, w którym szacowana miąższość osadu wynosi do 9.000 m, jest jednym z podstawowych obszarów występowania węglowodorów na terenie Syrii. Istotnych odkryć, takich jak złoża Cherrife, Ash Shaer i Abu Rabah, dokonano w środkowej części basenu Palmirydów w dolomitowej pułapce fałdowo-nasuwczej z triasu. Wzdłuż południowo-wschodniego zbocza basenu dokonano ważnych odkryć w permo-karbońskich piaskowcach Arak, Al Heil, Doubayat i Soukhneh. Na północny-wschód od Bloku 9 dominuje ciężka ropa (o gęstości 15-16° API), a 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 koncentrowały się na południowo-wschodniej krawędzi Bloku 9, gdzie na północno-zachodnim zboczu basenu Palmirydów zidentyfikowano pokąźną 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 przeprowadzonego niedawno ponownego przetworzenia danych 2D oraz wykonane następnie przez KOV mapowanie 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 około 20 km na południe od obszaru Bloku 9 objętego pracami poszukiwawczymi. Zgodnie z raportem INA na temat historii odwiertu z 1992 roku, stanowiącym niezależne od Spółki źródło informacji, obliczona na podstawie opróbkowania dobowo 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 koncesji obejmującej obszar Mudawara przeprowadził następnie badania sejsmiczne 3D złoża, w celu ułatwienia jego zagospodarowania. Około 20 km na południowy-wschód od Bloku 9 oraz około 20 km na wschód od Mudawara znajduje się odkrycie Harbaja z 2004 roku. Zgodnie z raportem SPC z 2004 roku na temat historii odwiertu, stanowiącym niezależne od Spółki źródło informacji, obliczona na podstawie opróbkowania wydajność odwiertu poszukiwawczego i rozpoznawczo-ocennego wynosi odpowiednio 44 baryłki ropy dziennie (ropa pochodząca z permsko-karbońskich piaskowców Amanous) oraz 113 baryłek ropy dziennie o ciężarze właściwym 31,5° API (średniociężka ropa pochodząca z triasowych dolomitów Kurrachine). Zgodnie z raportem SPC z 1976 roku na temat historii odwiertu, stanowiącym niezależne od Spółki źródło informacji, obliczona na podstawie opróbkowania wydajność odwiertu Habari-2, znajdującego się na wschodzie, w dolnej części struktury kompleksu strukturalnego Harbari, około 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. Spółka nie potwierdziła, czy powyższe źródła informacji są wykwalifikowanym rzeczoznawcą do oceny rezerw bądź audytorem zgodnie z Wytocznymi COGE.

Podstawowym celem pierwszego etapu wierceń była ropa z ordowickich i permsko-karbońskich piaskowców oraz położonych głębiej kambryjskich utworów węglanowych. Piaskowce te znajdują się w całym basenie Palmirydów i charakteryzują się dobrymi właściwościami zbiornikowymi. Kambryjskie utwory węglanowe Burj nie były przewiercone w tej części Syrii. Depresja Homs leży tuż przy południowo-zachodniej granicy Bloku 9 i zawiera sekcję sedymentacyjną o długości 6-9 km. Duża struktura zidentyfikowana na obszarze Bloku 9, leży na ścieżce bezpośredniej migracji węglowodorów z depresji, gdzie według interpretacji zarówno bogata sylurska skała macierzysta Tanuf - główne źródło lekkich węglowodorów w regionie Bliskiego Wschodu/Afryki Północnej, jak i permsko-triasowe łupki Amanous - źródło ciężkiej ropy w kompleksie Safayeh-Wahab, znajdują się w fazie generowania ropy naftowej. Podstawowy cel to pułapka złożowa kluczowego typu, na południowo-wschodnim zboczu basenu Palmirydów (złoża ropy Akkas, Arak, Al Heil, Doubayat i 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.

#### *Działalność bieżąca i planowana*

W październiku 2011 roku działalność operacyjną w Syrii zawieszono, zaś z dniem 16 lipca 2012 roku Spółka działając jako operator Bloku 9 w Syrii ogłosiła wystąpienie zdarzenia o charakterze siły wyższej, zgodnie z warunkami Umowy o podziale wpływów z wydobywania dla Bloku 9 w Syrii, w związku z trudnymi warunkami operacyjnymi w kraju oraz brakiem możliwości finansowania działalności operacyjnej w kraju ze względu na sankcje, co uniemożliwiało Spółce realizację jej zobowiązań określonych w Umowie o podziale wpływów z wydobywania dla Bloku 9 w Syrii. Na dzień niniejszego RFI, działalność operacyjna Spółki w obszarze Aktywów w Syrii pozostaje w zawieszeniu. KOV nadal monitoruje warunki operacyjne w Syrii w celu oceny, czy i kiedy możliwe będzie wznowienie jej działalności operacyjnej w Syrii. W przypadku występowania zdarzenia o charakterze siły wyższej przez okres dłuższy niż rok, stronom umowy przysługuje prawo do odstąpienia od swoich zobowiązań, zgodnie z Umową o podziale wpływów z wydobywania dla Bloku 9 w Syrii, w terminie 90 dni po przekazaniu powiadomienia, bez żadnych dalszych zobowiązań.

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

Wykonywanie pierwszego z odwiertów poszukiwawczych, tj. Itheria-1, rozpoczęto dnia 22 lipca 2010 roku. Zgodnie z planem odwiert miał osiągnąć całkowitą głębokość 3.256 metrów i posłużyć do zbadania dużej formacji – czterokierunkowego spadku skalnego – zidentyfikowanej przez badanie sejsmiczne 3D na obszarze znajdującym się około 200 km na wschód od miasta Latakia. Główny cel badań to piaskowce z epoki ordowiku oraz głębiej położone węglany kambryjskie. Udział Spółki w kosztach wykonania odwiertu Itheria-1, po wejściu w życie umowy typu farm-out z MENA, wynosi 20%. W dniu 17 października 2011 roku Spółka ogłosiła, iż wstrzymano program wierceń na głębokości 2.072 m. Pierwszy napotkany obiekt, tj. piaskowiec Affendi pochodzący z ordowiku, został spenetrowany na głębokości około 1.470 m i nie wykazał odpowiedniej porowatości ani przepuszczalności, by można go było zakwalifikować jako potencjalne złożo. Przypuszcza się, że pozostałe dwa rezerwuary: piaskowiec Khanasser z ordowiku oraz węgiel Burj ze środkowego kambryjskiego, zalegają prawdopodobnie poniżej głębokości zawieszonych prac. Trudne otoczenie operacyjne oraz ograniczenia nałożone na przelewy finansowe uniemożliwiły dalszą działalność operacyjną i skutkowały bezterminowym zawieszeniem prac poszukiwawczych. Początkowy czteroletni okres poszukiwawczy Umowy o podziale wpływów z wydobywania dla Bloku 9 w Syrii przedłużono w listopadzie 2011 roku o 11 miesięcy, do dnia 27 października 2012 roku. Okres prac poszukiwawczych może zostać dalej przedłużony w przypadku zdarzenia o charakterze siły wyższej. Przedłużenie było uwarunkowane wznowieniem gwarancji bankowej wystawionej z tytułu zobowiązań stron określonych w Umowie o podziale wpływów z wydobywania dla Bloku 9 w Syrii. Loon Latakia nie wznowiła tej gwarancji i nie jest w stanie jej wznowić wskutek rygorystycznych sankcji nałożonych na Syrię przez niektóre rządy. W związku z tym istnieje ryzyko nieskuteczności przedłużenia, niezależnie od powołania się przez Loon Latakia na zdarzenie o

charakterze siły wyższej na warunkach Umowy o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku 9 w Syrii. Zobacz punkt „Czynniki ryzyka - Niestabilność polityczna w Syrii i sankcje wobec Syrii”.

Zgodnie z postanowieniami Umowy o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku 9 w Syrii, okres obowiązywania Umowy o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku 9 w Syrii przedłuża się o okres, w którym nie jest ona realizowana, bądź w którym występuje opóźnienie, spowodowane zdarzeniem o charakterze siły wyższej, wraz z okresem koniecznym dla naprawy szkód odniesionych wskutek takiego opóźnienia.

Na dzień 31 grudnia 2011 roku KOV dokonała oceny sytuacji w Syrii, w tym eskalacji kryzysu w kraju oraz coraz poważniejszych sankcji nakładanych przez rządy Stanów Zjednoczonych, Kanady, Unii Europejskiej i krajów Ligi Arabskiej, i uznała wystąpienie przesłanek utraty wartości. W konsekwencji KOV dokonała pełnego odpisu utraty wartości aktywów poszukiwawczych w Syrii oraz inwestycji finansowych w Ninox Energy Pte Ltd, która posiada 20% udział w Umowie o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku 9 w Syrii poprzez swój podmiot zależny Ninox. Utratę wartości aktywów poszukiwawczych w kwocie 8,7 mln USD oraz odpis na inwestycję w kwocie 1,5 mln USD zaksięgowano na dzień 31 grudnia 2011 roku.

#### *Przyszłe potencjalne umowy transportu i rynki*

W bezpośrednim sąsiedztwie południowo-wschodniej części Bloku 9 w Syrii, w którym koncentrują się początkowe prace poszukiwawcze Spółki, przebiegają większe gazociągi i rurociągi. W przypadku, gdy Spółka uzna, że złoża ropy naftowej i gazu ziemnego odkryte w Bloku 9 w Syrii nadają się do komercyjnego wydobycia, wykonane zostaną dodatkowe odwierty produkcyjne, które zostaną podłączone za pomocą rurociągów znajdujących się na terenie pól produkcyjnych do centralnej stacji przetwórczej, gdzie następować będzie oddzielanie ropy naftowej, gazu ziemnego, wody i innych zanieczyszczeń oraz ich przetwarzanie. W przypadku zagospodarowania złóż gazu ziemnego, zostanie wybudowany gazociąg z centralnej stacji przetwórczej do istniejącego gazociągu, przebiegającego w odległości 10 km od obszaru, na którym Spółka wykonała pierwszy odwiert poszukiwawczy. W przypadku zagospodarowania złóż ropy naftowej, ropa naftowa będzie transportowana ciężarówkami do rafinerii lub do pobliskiej instalacji magazynowania ropy naftowej.

#### *Istotne umowy*

##### (a) Umowa o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku 9 w Syrii

Umowa o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku 9 w Syrii została zawarta pomiędzy rządem Syryjskiej Republiki Arabskiej, reprezentowanym przez Ministerstwo Ropy Naftowej i Zasobów Mineralnych, SPC a Spółką w dniu 20 września 2007 roku i weszła w życie w dniu 29 listopada 2007 roku. Umowa o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku 9 w Syrii 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 obszar 10.032 km<sup>2</sup> (2.478.876 akrów) w północno-zachodniej Syrii. Po zawarciu Umowy o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku 9 w Syrii udziały Spółki zostały przekazane na rzecz Loon Latakia. Pierwszy etap prac poszukiwawczych w ramach Umowy o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku 9 w Syrii przedłużono o jedenaście miesięcy, do dnia 28 października 2013 roku, co potwierdzono w piśmie Ministra Ropy Naftowej i Zasobów Mineralnych Syryjskiej Republiki Arabskiej, które wpłynęło do Loon Latakia w listopadzie 2011 roku. Zobacz punkt „Główne Aktywa Naftowe i Gazowe – Syria (stan siły wyższej) – Działalność bieżąca i planowana”.

##### (b) Umowa konsultingowa

W dniu 20 kwietnia 2006 roku Spółka podpisała umowę konsultingową z niepubliczną spółką syryjską Uniconsult Middle East („UME”). Na mocy umowy Spółka zobowiązała się korzystać z usług UME w przypadku, jeżeli uzyska prawo do prowadzenia prac poszukiwawczych i wydobycia ropy i gazu z Bloku 9, oraz zobowiązała się przyznać UME prawo nabycia 5% udziału w Bloku 9 („Prawo UME”) pod warunkiem uzyskania zgody Ministerstwa Ropy Naftowej i Zasobów Mineralnych oraz SPC. W dniu 2

czerwca 2007 roku, za zgodą KOV, UME dokonała cesji Prawa UME na rzecz Ansco Inc. („**Ansco**”), niepublicznej spółki zarejestrowanej w Kalifornii (USA).

(c) Wspólna umowa operacyjna dotycząca Bloku 9

W dniu 1 września 2010 roku Loon Latakia, MENA Syria i Triton Singapore (obecnie Ninox) zawarły Wspólną umowę operacyjną dotyczącą wspólnego przedsięwzięcia w zakresie poszukiwania, zagospodarowania i wydobywania 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 obowiązuje w odniesieniu do udziału Ninox i MENA Syria w Umowie o podziale wpływów z wydobywania dla Bloku 9 w Syrii.

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

(d) Gwarancja dla Bloku 9 w Syrii

Zgodnie z warunkami Umowy o podziale wpływów z wydobywania dla Bloku 9 w Syrii, Spółka wystawiła gwarancję bankową, zabezpieczającą jej zobowiązania z tytułu planowanych prac, w kwocie 7,5 mln USD. Na dzień 31 grudnia 2011 roku wysokość gwarancji wynosiła 3,185 mln USD. Obniżenie kwoty gwarancji bankowej wynika z wykonania w Syrii prac objętych zobowiązaniem oraz z zawarcia umowy farm-out z MENA Syria, na mocy której MENA Syria zobowiązała się sfinansować 30% gwarancji bankowej. Na dzień 31 grudnia 2012 r. wysokość gwarancji spadła praktycznie do zera, ponieważ wszystkie środki pieniężne przekazane przez Spółkę na zabezpieczenie gwarancji zwrócono Spółce po stwierdzeniu, że w obliczu różnych sankcji nie ma możliwości przedłużenia gwarancji.

*Partnerzy w ramach Bloku 9 w Syrii*

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

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

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

### Rezerwy

Zgodnie z wymogami określonymi w Zarządzeniu Krajowym NI 51-101 firma RPS – niezależny wykwalifikowany rzeczoznawca do oceny rezerw i audytor – sporządziła raport pt. „Ocena rezerw i zasobów gazu ziemnego na Ukrainie na dzień 31 grudnia 2012 roku” (ang. *Evaluation of Natural Gas Reserves and Resources in Ukraine as of 31<sup>st</sup> December, 2012*) datowany na 20 marca 2013 roku („**Raport RPS nt. Ukrainy**”).

Oprócz Raportu RPS nt. Ukrainy, KOV wcześniej zlecił RPS przygotowanie Raportu RPS dotyczącego Bloku L w Brunei oraz Raportu RPS dotyczącego Bloku 9 w Syrii, w których przedstawiono oszacowanie potencjału zasobów w Bloku L w Brunei i Bloku 9 w Syrii (łącznie z Raportem RPS nt. Ukrainy - „**Raporty RPS**”). Wszystkie dane przekazane RPS przez Spółkę w związku z przygotowywaniem Raportów RPS przyjęto zgodnie ze stanem przedstawionym. Raporty RPS przygotowano zgodnie z definicjami i wytycznymi zawartymi w Wytycznych COGE oraz zgodnie z wymogami NI 51-101, które między innymi wprowadziło dla spółek naftowo-gazowych system ciągłego składania informacji oraz określiło

standardowe wymogi sprawozdawcze i informacyjne dla spółek zajmujących się poszukiwaniem i wydobywaniem ropy naftowej i gazu ziemnego, będących raportującymi emitentami. NI 51-101 zobowiązuje emitentów składających informacje do stosowania Wytycznych COGE, które mogą ulegać zmianom.

Raport RPS nt. Ukrainy przedstawia ocenę rezerw NGL i rezerw gazu ziemnego spółki KUB-Gas na dzień 31 grudnia 2012 roku. Spółka posiada 70% udziałów w spółce KUB-Gas. Całość zasobów Spółki 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, wydobywania gazu, kosztów historycznych działalności operacyjnej i zagospodarowania, cen produktów, umów dotyczących bieżącej i przyszłej działalności operacyjnej, sprzedaży wydobywania oraz innych odpowiednich danych na dzień 31 grudnia 2012 roku.

W przyszłości rezerwy będą rosły wraz z zagospodarowywaniem zasobów warunkowych i perspektywicznych określonych w Raporcie RPS nt. Ukrainy oraz z dalszym zagospodarowywaniem wszystkich pól.

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

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

## **Zasoby**

Raporty RPS zawierają następujące informacje dotyczące zasobów naftowo-gazowych Spółki:

- Raport RPS nt. Ukrainy przedstawia ocenę warunkowych zasobów gazu ziemnego i perspektywicznych zasobów gazu ziemnego znajdujących się na obszarze objętym Koncesjami na Ukrainie. Raport RPS nt. Ukrainy datowany jest na 20 marca 2013 roku i zawiera informacje sporządzone na lub do dnia 31 grudnia 2012 roku w zakresie szacowanych zasobów oraz projekcji przychodów na dzień 31 grudnia 2012 roku.
- Raport RPS dotyczący Bloku 9 w Syrii przedstawia ocenę perspektywicznych zasobów ropy naftowej i gazu ziemnego znajdujących się na obszarze Bloku 9 w Syrii. Raport RPS dotyczący Bloku 9 w Syrii datowany jest 29 marca 2012 roku i zawiera informacje sporządzone na lub do dnia 31 grudnia 2011 roku w zakresie szacowanych zasobów na dzień 31 grudnia 2011 roku.
- Raport RPS dotyczący Bloku L w Brunei przedstawia ocenę warunkowych i perspektywicznych zasobów ropy naftowej i gazu ziemnego znajdujących się na obszarze Bloku L w Brunei. Raport RPS dotyczący Bloku L w Brunei datowany jest na 29 marca 2012 roku i zawiera informacje sporządzone na lub do dnia 31 grudnia 2011 roku w zakresie szacowanych zasobów na dzień 31 grudnia 2011 roku.

**W Załączniku D przedstawiono zestawienie zasobów naftowo-gazowych Spółki.**

## **DYWIDENDA**

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

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

## **OPIS STRUKTURY KAPITAŁOWEJ**

Zgodnie ze Statutem, Spółka może emitować nieograniczoną liczbę Akcji Zwykłych i nieograniczoną liczbę akcji uprzywilejowanych, w seriach. Na dzień niniejszego RFI istniało 481.756.729 Akcji Zwykłych i nie istniały żadne Akcje Uprzywilejowane Spółki.

### **Akcje Zwykłe**

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

### **Akcje Uprzywilejowane**

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

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

## **RYNEK PAPIERÓW WARTOŚCIOWYCH**

### **Kurs akcji i wielkość obrotów**

Akcje Zwykłe Spółki znajdują się w obrocie na GPW. W poniższej tabeli przedstawiono informacje na temat obrotów Akcjami Zwykłymi na GPW w ujęciu miesięcznym, za każdy miesiąc ostatniego zakończonego roku obrotowego Spółki oraz za każdy miesiąc lub część miesiąca do dnia niniejszego RFI.

	Kurs zamknięcia (w PLN)		Kurs zamknięcia (w CAD)		Wielkość obrotów na sesję		Średnia miesięczna
	Najwyższy	Najniższy	Najwyższy	Najniższy	Najwyższa	Najniższa	
<b>2013</b>							
marzec	1,44	1,29	0,47	0,41	1.635.476	252.606	652.072
luty	1,47	1,36	0,48	0,44	3.637.833	207.920	1.110.415
styczeń	1,39	1,31	0,44	0,42	4.774.995	161.978	1.196.891
<b>2012</b>							
grudzień	1,34	1,22	0,42	0,39	2.544.264	287.177	1.087.754
listopad	1,32	1,22	0,41	0,38	4.361.857	204.111	965.784
październik	1,42	1,27	0,44	0,40	4.609.193	200.831	1.385.024
wrzesień	1,36	1,28	0,42	0,39	2.295.071	295.958	978.242
sierpień	1,52	1,23	0,46	0,37	7.741.391	444.398	1.901.445
lipiec	1,43	1,19	0,43	0,35	6.364.851	620.216	2.483.167
czerwiec	1,27	1,08	0,38	0,32	7.820.068	610.316	2.351.839
maj	1,54	1,19	0,46	0,36	4.115.150	774.319	1.629.389
kwiecień	1,66	1,28	0,52	0,40	7.306.747	1.039.420	2.871.824
marzec	1,89	1,49	0,60	0,47	22.925.960	478.318	4.548.087
luty	1,62	1,39	0,51	0,44	19.164.763	723.115	3.375.015
styczeń	1,43	1,22	0,43	0,37	7.455.573	760.715	2.664.047

#### WCZEŚNIEJSZE EMISJE

W poniższej tabeli przedstawiono informacje dotyczące emisji Akcji Zwykłych przez Spółkę w ciągu roku obrotowego zakończonego z dniem 31 grudnia 2012 roku oraz do dnia niniejszego RFI.

	Liczba Akcji Zwykłych	Wartość (w tys.)	Cena za akcję	Data Emisji
Stan na 31 grudnia 2011 r.	420.804.367	USD 205.445		
Wykonane opcje na akcje	453.333	277	USD 0,40	27.03.2012
Emisja w ramach zamiany Skryptu Dłużnego KI/Radwan	60.499.029	25.794	USD 0,43	11.08.2012
Stan na 31 grudnia 2012 r.	481.756.729	USD 231.516		

Spółka przyznała opcje kupna Akcji Zwykłych członkom kierownictwa wyższego szczebla i dyrektorom, pracownikom oraz niektórym konsultantom z ceną wykonania równą lub wyższą od wartości godziwej Akcji Zwykłych na dzień przyznania opcji. Po wykonaniu opcji zostaną one rozliczone w nowo emitowanych Akcjach Zwykłych. Prawa z opcji nabywane są zwykle w okresie dwóch lat, a opcje zachowują ważność przez pięć lat. Na dzień niniejszego RFI istnieje możliwość wyemitowania 41.294.000 Akcji Zwykłych po wykonaniu istniejących opcji Spółki w cenie od 0,38 USD za Akcję Zwykłą do 0,69 USD za Akcję Zwykłą.

W roku obrotowym zakończonym 31 grudnia 2012 roku Spółka przyznała 5.190.000 opcji na akcje, uprawniających do nabycia 5.190.000 Akcji Zwykłych. Podsumowanie zawiera poniższa tabela:

<b>Data przyznania</b>	<b>Liczba i rodzaj wyemitowanych papierów wartościowych</b>	<b>Cena wykonania (w USD)</b>
16 stycznia 2012 r.	930.000 opcji	0,38 USD
20 stycznia 2012 r.	250.000 opcji	0,40 USD
12 marca 2012 r.	120.000 opcji	0,51 USD
7 maja 2012 r.	710.000 opcji	0,49 USD
1 sierpnia 2012 r.	900.000 opcji	0,41 USD
13 sierpnia 2012 r.	2.100.000 opcji	0,43 USD
17 września 2012 r.	60.000 opcji	0,42 USD
18 listopada 2012 r.	120.000 opcji	0,40 USD
<b>Razem:</b>	<b>5.190.000 opcji</b>	

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 punkcie „Wynagrodzenie Kierownictwa” w ramach Memorandum Informacyjnego z dnia 18 kwietnia 2012 roku, opublikowanego w związku ze Zgromadzeniem Akcjonariuszy, które odbyło się w dniu 16 maja 2012 roku.

Z dniem 11 sierpnia 2012 roku Spółka otrzymała powiadomienie dotyczące konwersji Skryptów Dłużnych KI/Radwan – niezabezpieczonych zamiennych skryptów dłużnych wystawionych przez Spółkę w sierpniu 2011 roku na rzecz KI i Radwan. Łączna kwota dostępna na podstawie Skryptów Dłużnych KI/Radwan, o rocznym oprocentowaniu w wysokości 8,0% płatnym rocznie, wynosiła 23,5 mln USD. Skrypty Dłużne KI/Radwan zawierały również klauzulę dodatkowego oprocentowania w wysokości 12,0% płatnego w akcjach KOV w momencie konwersji. W sierpniu 2012 roku kwotę główną 23,5 mln USD wraz z naliczonymi odsetkami od Skryptów Dłużnych KI/Radwan zamieniono na 60.499.029 Akcji Zwykłych.

## **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 niniejszego RFI. Każdy z Dyrektorów został wybrany lub powołany do sprawowania funkcji do czasu kolejnego Zwyczajnego Zgromadzenia Akcjonariuszy lub do momentu wyboru lub powołania następcy, z zastrzeżeniem postanowień Statutu i Regulaminów Spółki. Spółka posiada ośmiu członków kierownictwa wyższego szczebla („Członkowie Kierownictwa Wyższego Szczebla”) zatrudnionych w Dubaju, Calgary i Warszawie. Każdy z Członków Kierownictwa Wyższego Szczebla na bieżąco bierze czynny udział w działalności Spółki. Nie wyznaczono określonego terminu kadencji Członków Kierownictwa Wyższego Szczebla. Z zastrzeżeniem warunków i postanowień umów o pracę, Rada Dyrektorów może w każdej chwili rozwiązać stosunek pracy z Członkiem Kierownictwa Wyższego Szczebla.

<b>Imię i nazwisko</b>	<b>Miejscowość / kraj rezydencji</b>	<b>Stanowisko w Spółce</b>	<b>Data powołania</b>	<b>Główne obowiązki zawodowe</b>
Dariusz Mioduski	St. Moritz, Szwajcaria	Przewodniczący Rady Dyrektorów	Przewodniczący Rady Dyrektorów od 16 maja 2012 r.;  Dyrektor od 10 grudnia 2008 r.	Dariusz Mioduski jest Prezesem Zarządu oraz Dyrektorem Generalnym Kulczyk Investments S.A. od grudnia 2007 r., a także Prezesem Zarządu Kulczyk Holding S.A., niepublicznej inwestycyjnej spółki holdingowej od maja 2007 r. Przedtem od listopada 1997 r. sprawował funkcję executive partner w CMS Cameron McKenna, międzynarodowej kancelarii prawnej w Warszawie i kierował pracami Departamentu Projektów Energetycznych i Infrastruktury.
Timothy M. Elliott	Dubaj, Zjednoczone Emiraty Arabskie	Prezes i Dyrektor Generalny; Dyrektor	Prezes i Dyrektor Generalny od 10 lutego 2006 r.; Dyrektor od 10 kwietnia 2001 r.	Timothy M. Elliott jest Prezesem i Dyrektorem Generalnym Spółki od lutego 2006 r.
Norman W. Holton	Calgary, Alberta, Kanada	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 10 grudnia 2008 r. Uprzednio był Prezesem Wykonawczym Spółki od maja 2007 r. oraz Przewodniczącym i Dyrektorem Generalnym Spółki od 1995 do lutego 2006 r.
Helmut J. Langanger <sup>(3)</sup>	Wiedeń, Austria	Dyrektor	9 listopada 2011 r.	Od 1974 do 2010 roku Helmut J. Langanger pracował w austriackiej spółce OMV jako Wiceprezes i Wicedyrektor Generalny Grupy, członek Rady Wykonawczej i Dyrektor Zarządzający ds. Upstreamu. Po przejściu na emeryturę w 2010 r. Helmut J. Langanger

Imię i nazwisko	Miejscowość / kraj rezydencji	Stanowisko w Spółce	Data powołania	Główne obowiązki zawodowe
Gary R. King <sup>(1)(2)(3)</sup>	Dubaj, Zjednoczone Emiraty Arabskie	Dyrektor	25 października 2007 r.	pracował jako dyrektor w różnych spółkach.  Gary R. King jest niezależnym konsultantem od 5 marca 2009 r. Wcześniej od 1 września 2008 r. był Dyrektorem Generalnym Dubai Natural Resources World, niepublicznego funduszu inwestycyjnego, którego właścicielem jest rząd Dubaju. Wcześniej był Dyrektorem Generalnym Dubai Mercantile Exchange od grudnia 2005 r. do sierpnia 2008 r.
Manoj N. Madnani <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, zajmującej się bezpieczeństwem energetycznym państwa i globalnymi inwestycjami w branży energetycznej (od lipca 2005 r. 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.
Stephen C. Akerfeldt <sup>(1)</sup>	Toronto, Ontario, Kanada	Dyrektor	16 marca 2011 r.	Stephen C. Akerfeldt jest od 1999 r. Prezesem Zarządu i dyrektorem Ritz Plastics Inc., niepublicznej

<b>Imię i nazwisko</b>	<b>Miejscowość / kraj rezydencji</b>	<b>Stanowisko w Spółce</b>	<b>Data powołania</b>	<b>Główne obowiązki zawodowe</b>
				spółki produkującej części z tworzyw sztucznych, głównie dla potrzeb branży motoryzacyjnej, w procesie formowania wtryskowego. Wcześniej, tj. od czerwca 2007 r. do lutego 2011 r., był Prezesem Zarządu i dyrektorem Firstgold Corp., spółki poszukującej złota, a także Dyrektorem Generalnym Firstgold Corp. od stycznia 2008 r. do lipca 2009 roku.
Jock M. Graham	Dubaj, Zjednoczone Emiraty Arabskie	Wiceprezes i Wicedyrektor Generalny	28 maja 2007 r.	Jock M. Graham jest Wicedyrektorem Generalnym Spółki od lutego 2006 r., a wcześniej był konsultantem Spółki od marca 2005 r.
Edwin A. Beaman	Calgary, Alberta, Kanada	Wiceprezes ds. Operacyjnych i Inżynierii	23 października 2007 r.	Edwin A. Beaman jest Wiceprezesem ds. Operacyjnych i Inżynierii Spółki od października 2007 r. Upřednio był konsultantem Spółki od kwietnia 2007 r., a wcześniej Wiceprezesem ds. Produkcji TUSK Energy Corporation od listopada 2004 r.
Jakub J. Korczak	Warszawa, Polska	Wiceprezes ds. Relacji Inwestorskich, Dyrektor Operacji w Europie Środkowo-Wschodniej	25 maja 2010 r.	Przed dołączeniem do KOV jako Prokurent i szef Relacji Inwestorskich w styczniu 2010 r., Jakub Korczak pracował m.in. w Banku Pocztowym jako Dyrektor Finansowy i członek zarządu (2009-2010), a także w BRE Banku jako koordynator ds. strategii i dyrektor relacji inwestorskich (2005-2009).
Dr. Trent A. Rehill	Calgary, Alberta, Kanada	Wiceprezes ds. Geologii i Geofizyki	25 maja 2010 r.	Zanim dr Trent A. Hill dołączył do Spółki w marcu 2009 r., pracował na stanowisku Starszego Geologa dla Artumas Group, zajmując się

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

Uwagi:

- (1) Członek Komitetu Audytu.
- (2) Członek Komitetu ds. Wynagrodzeń i Ładu Korporacyjnego.
- (3) Członek Komitetu ds. Rezerw.

Na dzień niniejszego RFI dyrektorzy i członkowie kierownictwa wyższego szczebla KOV łącznie byli faktycznymi właścicielami lub kontrolowali, bezpośrednio bądź pośrednio, 252.427.461 Akcji Zwykłych stanowiących około 52,4% wszystkich nierozwodnionych Akcji Zwykłych. Spółka nie dysponuje sama 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**

Żaden z dyrektorów i członków kierownictwa wyższego szczebla Spółki:

- (a) nie sprawuje, ani w okresie ostatnich 10 lat do dnia niniejszego RFI nie sprawował, funkcji członka organów zarządzających lub nadzorczych, dyrektora generalnego lub finansowego w spółce, która w czasie sprawowania przez niego funkcji:
  - (i) została objęta zakazem prowadzenia obrotu, zakazem podobnym do zakazu prowadzenia obrotu lub postanowieniem, z mocy którego odmówiono jej prawa skorzystania z jakiegokolwiek zwolnienia na podstawie prawa papierów wartościowych, które zostało wydane w czasie sprawowania przez niego funkcji

członka organów zarządzających lub nadzorczych, dyrektora generalnego lub finansowego; lub

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

z następującymi wyjątkami:

- w dniu 22 lipca 2009 roku Komisja Papierów Wartościowych Ontario (*Ontario Securities Commission*) wydała zakaz prowadzenia obrotu wobec osób posiadających informacje, kierownictwa, pracowników i członków organów zarządzających i nadzorczych spółki Firstgold Corp., w tym Stephena C. Akerfeldta, w związku z niezłożeniem szeregu materiałów objętych bieżącym wymogiem sprawozdawczym w przepisowym terminie zgodnie z prawem papierów wartościowych Ontario. Wszystkie zaległe materiały objęte bieżącym wymogiem sprawozdawczym zostały następnie złożone, a zakaz prowadzenia obrotu wygaś z dniem 10 października 2009 roku.
- W sierpniu 2002 roku w spółce Proprietary Industries Inc. („**Proprietary**”) (obecnie Jura) ze względu na pewne problemy rachunkowe i regulacyjne ówczesna Rada Dyrektorów dobrowolnie przyjęła zakaz prowadzenia obrotu. Komisja Papierów Wartościowych 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 roku. Stephen C. Akerfeldt został dyrektorem Proprietary w styczniu 2003 roku, zaś ASC i Proprietary zawarli porozumienie w sprawie kwestii mających miejsce przed sierpniem 2002 roku. Zarzuty regulacyjne wobec Proprietary wyjaśniono, a zakaz prowadzenia obrotu akcjami Proprietary zniesiono w maju 2004 roku;
- (b) nie sprawuje, ani w okresie ostatnich 10 lat do dnia niniejszego RFI nie sprawował, funkcji członka organów zarządzających lub nadzorczych, ani dyrektora generalnego w spółce, która w czasie sprawowania przez niego funkcji lub w ciągu roku od zaprzestania sprawowania przez niego funkcji została postawiona w stan upadłości, złożyła wniosek na podstawie dowolnych przepisów prawa dotyczących upadłości lub niewypłacalności, stała się przedmiotem lub wszczęła jakiegokolwiek postępowanie z wierzycielami, zainicjowała układ lub ugodę z wierzycielami, była przedmiotem zarządu przymusowego, zarządu komisyjnego lub ustanowiono syndyka dla jej majątku z następującym wyjątkiem:
- W styczniu 2010 roku Firstgold Corp. wystąpiła o ochronę zgodnie z przepisami Chapter 11 w Stanach Zjednoczonych. W momencie składania wniosku Stephen C. Akerfeldt był dyrektorem Firstgold Corp.; oraz
- (c) w okresie ostatnich 10 lat do dnia niniejszego RFI nie został postawiony w stan upadłości, nie złożył wniosku na podstawie dowolnych przepisów prawa dotyczących upadłości lub niewypłacalności, ani nie stał się przedmiotem, ani nie wszczął jakiegokolwiek postępowania, nie zainicjował układu lub ugody z wierzycielami, ani jego majątek nie został objęty zarządem przymusowym lub komisyjnym i nie ustanowiono syndyka dla majątku proponowanego dyrektora.

Wobec żadnego dyrektora ani członka kierownictwa wyższego szczebla:

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

### **Konflikt interesów**

Na dzień niniejszego RFI, KI posiada 49,99% Akcji Zwykłych Spółki, a dwóch dyrektorów Spółki (Dariusz Mioduski i Manoj N. 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 37,5% jest własnością Timothy M. Elliotta, członka kierownictwa wyższego szczebla i dyrektora Spółki, świadczy określone usługi kadrowe i ogólne oraz usługi księgowe i administracyjne na rzecz Spółki w biurach w Dubaju na podstawie podziału kosztów. Opłaty za rok zakończony z dniem 31 grudnia 2012 roku wyniosły 712.224 USD (na dzień 31 grudnia 2011 roku: 624.780 USD). Na dzień 31 grudnia 2012 roku kwota zobowiązań wobec Nemmoco wynosiła 25.538 USD (na dzień 31 grudnia 2011 roku: 52.065 USD).

### **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) nadzór nad pracą audytora zewnętrznego; (c) wstępne zatwierdzenie usług niezwiązanych z badaniem sprawozdań finansowych; (d) przegląd 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 RFI jako Załącznik F.

#### *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 roku. Przedtem od września 1981 roku do grudnia 2002 roku był Starszym Partnerem w McVea, Shook, Wickham & Bishop, kancelarii prawnej zajmującej się praktyką ogólną oraz Associate Counsel w tej firmie od stycznia 2003 roku do czerwca 2004 roku 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 roku. Michael A. McVea był dyrektorem TKE Energy Trust od listopada 2004 roku do listopada 2005 roku. 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, 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 roku. Wcześniej od 1 września 2008 roku 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 roku do sierpnia 2008 roku, Starszym Wiceprezesem Macquarie Bank od lipca 2005 roku do grudnia 2005 roku oraz Dyrektorem Zarządzającym Matrix Commodities, niepublicznej spółki handlowej, od listopada 2004 roku do lipca 2005 roku. Gary R. King był Dyrektorem Regionalnym Standard Bank London z siedzibą w Dubaju, Zjednoczone Emiraty Arabskie od marca 2001 roku do sierpnia 2004 roku. Wcześniej pracował w Emirates National Oil Company, ostatnio jako Doradca w Biurze Dyrektora Generalnego Grupy od lipca 2002 roku do sierpnia 2004 roku, a na początku jako Dyrektor Generalny - Zarządzanie Ryzykiem od stycznia 1999 roku do marca 2001 roku. Przedtem Gary R. King zdobył doświadczenie pracując w Dragon Oil PLC, międzynarodowej spółce zajmującej się poszukiwaniem i wydobywaniem ropy i gazu, TransCanada International Petroleum (Asia Pacific PTE LTD), międzynarodowej spółce zajmującej się poszukiwaniem i wydobywaniem ropy i gazu, Morgan Stanley and Neste Oy, krajowej spółce naftowo-energetycznej w 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 roku. 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 roku Prezesem Zarządu i dyrektorem Ritz Plastics Inc., niepublicznej spółki produkującej części z tworzyw sztucznych, głównie dla potrzeb branży motoryzacyjnej, w procesie formowania wtryskowego. Wcześniej, tj. od 2007 roku do lutego 2011 roku, był Prezesem Zarządu i dyrektorem Firstgold Corp., spółki poszukującej złota, a także Dyrektorem Generalnym Firstgold Corp. od stycznia 2008 roku do lipca 2009 roku. W 1990 roku Stephen C. Akerfeldt założył Grayker Corporation, niepubliczną spółkę posiadającą dużą sieć pralni chemicznych, którą prowadził wraz z partnerem aż do jej zbycia w 2003 roku. Jeszcze wcześniej w latach 1987 – 1990 był Wiceprezesem Zarządu i Dyrektorem Finansowym Magna International Inc. Stephen C. Akerfeldt w 1965 roku podjął pracę w Coopers & Lybrand (obecnie PriceWaterhouseCoopers), gdzie pracował do 1987 roku. W 1969 roku został biegłym rewidentem, a w 1974 roku – partnerem. Stephen C. Akerfeldt ukończył University of Waterloo w Waterloo, Ontario, Kanada w 1966 roku. Obecnie jest dyrektorem Jura oraz Armistice Resources, spółek publicznych, notowanych 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.

### *Nadzór sprawowany przez Komitet Audytu*

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

### *Wstępna akceptacja polityki i procedur*

Komitet Audytu dokonuje wstępnej akceptacji w zakresie 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 zakończony z dniem 31 grudnia</b>	<b>2012</b>	<b>2011</b>
Honoraria za badanie sprawozdań finansowych <sup>(1)</sup>	425.837 USD	294.039 USD
Honoraria za usługi podatkowe <sup>(2)</sup>	98.694 USD	185.177 USD
Inne kwoty <sup>(3)</sup>	763.920 USD	379.670 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 przegląd śródrocznej kwartalnej informacji finansowej.
- (2) Honoraria za usługi podatkowe obejmują kwoty związane z usługami planowania podatkowego i przestrzegania przepisów w zakresie podatku dochodowego i innych podatków.
- (3) Inne kwoty obejmują kwoty zapłacone w związku z potencjalnym notowaniem Akcji Zwykłych na rynku giełdowym AIM w Londynie (Wielka Brytania) oraz ogólnym doradztwem rachunkowym w różnych kwestiach rachunkowych.

## **CZYNNIKI RYZYKA**

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

### **Ryzyko 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 dodatknych przychodów netto, będzie uzależniony od jej zdolności od zlokalizowania, pozyskania, zagospodarowania i prowadzenia na skalę komercyjną wydobywania rezerw ropy naftowej i gazu ziemnego.

W szczególności, przyszła wartość przedsiębiorstwa Spółki jest uzależniona od pomyślnego wyniku działalności Spółki, której zasadniczym celem jest dalsze prowadzenie działań poszukiwawczych, rozpoznanie i zagospodarowanie aktywów Spółki na Ukrainie, w Brunei i Syrii. Na dzień niniejszego RFI nie stwierdzono żadnych potwierdzonych ani prawdopodobnych rezerw związanych z aktywami Spółki w Brunei lub Syrii, co wynika z wczesnego etapu zagospodarowywania tych aktywów. Nie ma żadnej

gwarancji, że nastąpi odkrycie rezerw ropy i gazu w ramach tych aktywów, ani że w przypadku odkrycia takich rezerw, Spółka będzie w stanie eksploatować je zgodnie z zamierzeniami. Obecnie w Brunei i Syrii Spółka ma prawo prowadzić działania poszukiwawcze oraz – po spełnieniu określonych warunków – wydobyć ropy naftowej i gazu ziemnego, po ich ewentualnym odkryciu. Istnieje możliwość, że Spółka nie będzie w stanie uzgodnić z rządem lub narodowym koncernem naftowym planu zagospodarowania w Brunei i w Syrii, co jest niezbędne do rozpoczęcia prac wydobywczych w tych krajach.

System regulacyjny dotyczący zasobów węglowodorów na Ukrainie jest administrowany przez kilka organów rządowych, w tym przez Ministerstwo Energii i Górnictwa Węgla Ukrainy (poprzednio Ministerstwo Paliw i Energetyki Ukrainy), które odpowiada za strategię energetyczną oraz regulację energetyki, a także przez Ministerstwo Ekologii i Zasobów Naturalnych Ukrainy (poprzednio Ministerstwo Ochrony Środowiska Ukrainy) i Państwową Służbę Geologiczną, która odpowiada za przyznawanie specjalnych zezwoleń na działalność poszukiwawczą i zagospodarowanie oraz specjalnych zezwoleń na wydobyć (zwanym w niniejszym RFI „licencjami na prace poszukiwawcze i zagospodarowanie” oraz „licencjami na wydobyć”).

Szczegółowe prawa i obowiązki Spółki są zawarte w warunkach Koncesji na Ukrainie, w Umowie o podziale wpływów z wydobyć dla Bloku L w Brunei oraz w Umowie o podziale wpływów z wydobyć dla Bloku 9 w Syrii. Prace wykonywane przez Spółkę zgodnie z warunkami Koncesji oraz umowami o podziale wpływów z wydobyć podzielone są na dwa etapy – pierwszy dotyczący fazy poszukiwawczej i drugi dotyczący wydobyć. W przypadku stwierdzenia, że odkryte aktywa naftowe i gazowe będą zdolne do generowania stałego strumienia dodatnich przepływów pieniężnych z wydobyć 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 oraz eksploatacja rezerw ropy naftowej i gazu ziemnego opierają się na przypuszczeniach i są obarczone poważnym ryzykiem. W dłuższej perspektywie, sukces komercyjny Spółki będzie uzależniony od jej zdolności od zlokalizowania, pozyskania, zagospodarowania i prowadzenia na skalę komercyjną wydobyć rezerw ropy naftowej i gazu ziemnego w ramach aktywów Spółki na Ukrainie, w Brunei i w Syrii oraz w innych krajach, w których może ona pozyskać aktywa.

Spółka musi stale poszukiwać, zagospodarowywać lub pozyskiwać nowe rezerwy, by zastępować istniejące rezerwy, wyczerpujące się w miarę wydobyć. Przyszły wzrost rezerw Spółki zależeć będzie nie tylko od zdolności Spółki do prowadzenia działalności poszukiwawczej i zagospodarowania jej obecnych aktywów na Ukrainie, w Brunei i Syrii, ale również od jej zdolności do wyboru i pozyskania nowych aktywów. Z wielu powodów Spółka może nie mieć możliwości wyszukania lub przejęcia rezerw ropy naftowej i gazu ziemnego, bądź ich zagospodarowania dla potrzeb komercyjnie opłacalnej produkcji. Na przykład Spółka może nie być w stanie wynegocjować komercyjnie zasadnych warunków nabycia, poszukiwania, zagospodarowania i wydobyć z aktywów. Takie czynniki, jak niekorzystne warunki pogodowe, klęski żywiołowe, niedobór sprzętu lub usług, opóźnienia w zamówieniach, bądź trudności wynikające z politycznych, środowiskowych lub innych warunków występujących na obszarach, gdzie umiejscowione są rezerwy lub przez które przebiega transport produktów Spółki, mogą zwiększać koszty i powodować nieekonomiczność zagospodarowania potencjalnych rezerw. Bez skutecznego dalszego zagospodarowania, poszukiwania i nabywania złóż, rezerwy Spółki, jej poziom wydobyć i przychodów nie wzrosną, zaś istniejące rezerwy Spółki będą się z czasem kurczyć, w miarę wyczerpywania się rezerw wskutek wydobyć. Nie ma żadnej gwarancji, że Spółka odkryje, nabędzie i dokona zagospodarowania kolejnych złóż ropy naftowej i gazu ziemnego na skalę komercyjną.

Nie wszystkie obszary koncesji, na których Spółka prowadzi działania poszukiwawcze, mogą zostać ostatecznie przekształcone w nowe rezerwy. Jeżeli na którymkolwiek etapie Spółka zostanie pozbawiona obecnie istniejących możliwości dalszego realizowania swoich programów poszukiwawczych i zagospodarowania złóż w Brunei i w Syrii lub dalszego zagospodarowania aktywów spółki KUB-Gas na Ukrainie, lub jeśli programy te z innych przyczyn nie będą kontynuowane, może to wyrzucić poważny niekorzystny wpływ na działalność, sytuację finansową oraz wyniki działalności operacyjnej Spółki, a tym samym na cenę Akcji Zwykłych. Przyszłe rezerwy ropy naftowej i gazu ziemnego Spółki oraz bieżąca działalność w zakresie pozyskiwania ropy naftowej i gazu ziemnego z tychże rezerw, a tym samym jej

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

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 szkodami środowiskowymi mogą znacznie zwiększyć koszty działalności, a uwarunkowania panujące w miejscu prowadzenia działań mogą niekorzystnie wpłynąć na wydobywanie z odwiertów produkcyjnych. Do uwarunkowań tych należą: opóźnienia w uzyskiwaniu zezwoleń i zgód rządowych, ograniczenie wydobywania z poszczególnych odwiertów z uwagi na ekstremalne warunki pogodowe, niewystarczającą pojemność składowania lub przepustowość przesyłu oraz inne warunki geologiczne lub mechaniczne.

Aktywa Spółki na Ukrainie obejmują czynne instalacje wydobywcze gazu ziemnego i kondensatu. Działalność w zakresie wydobywczym jest obciążona szeregiem ryzyk towarzyszących zwykle takiemu wydobywaniu gazu i kondensatu, w tym m.in. ryzykiem napotkania niespodziewanych formacji lub ciśnień, przedwczesnego sčerpywania się złóż oraz przedostania się wód do formacji produkcyjnych. Choć 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. Ponadto Spółka może być zmuszona do zmniejszenia lub wstrzymania wydobywania w jednym lub kilku punktach wydobywania gazu ziemnego ze względu na ograniczenia w przepustowości infrastruktury przesyłowej i magazynowej, co może mieć również niekorzystny wpływ na poziom przychodów i przepływów środków pieniężnych. Straty wynikające z wystąpienia któregośkolwiek z omawianych czynników ryzyka mogą mieć istotny niekorzystny wpływ na przyszłe wyniki działalności, płynność oraz sytuację finansową Spółki, a tym samym niekorzystnie wpłynąć na cenę Akcji Zwykłych.

#### *Ryzyko odwiertu negatywnego*

Na wielu obszarach, w których Spółka prowadzi działalność poszukiwawczą, występują liczne obiekty poszukiwawcze, mogące prowadzić do odkrycia ropy naftowej i gazu ziemnego. W przypadku, gdy Spółka rozpocznie prace wiertnicze w danym obszarze geograficznym, ale nie odkryje ropy naftowej ani gazu ziemnego (odwiert negatywny – ang. *dry well*), może to prowadzić do obniżenia oceny potencjalnej wartości koncesji lub danej umowy o podziale wpływów z wydobywania, jak też ewentualnie innych koncesji lub umów o podziale wpływów z wydobywania w tym samym basenie geologicznym, zaś Spółka może wówczas stwierdzić, że sukces działalności poszukiwawczej w przypadku pozostałych obiektów poszukiwawczych na danym obszarze geograficznym jest dużo mniej prawdopodobny, co może obniżyć wartość aktywów Spółki. W takim przypadku, po realizacji minimalnych zobowiązań do prowadzenia prac, określonych dla danej koncesji lub w umowie o podziale wpływów z wydobywania, Spółka może zrzec się swojego udziału w danej koncesji lub umowie o podziale wpływów z wydobywania, a wówczas nie będzie posiadać żadnych dalszych praw do działalności poszukiwawczej, mimo ewentualnej identyfikacji pewnej liczby dodatkowych obiektów poszukiwawczych.

W przypadku odwiertu negatywnego, Spółka może również potrzebować znacznie wyższych środków finansowych, jeśli zdecyduje się kontynuować prace poszukiwawcze i wykonać dalsze odwierty wykraczające poza istniejące minimalne zobowiązania Spółki do prowadzenia prac. Takie finansowanie może nie być dostępne, bądź też może być ono dostępne na niekorzystnych warunkach, co może

spowodować pogorszenie się sytuacji finansowej Spółki. W przypadku odwiertu negatywnego, Spółka może również nie być w stanie odzyskać kosztów poniesionych na wykonanie danego odwiertu, ani uzyskać zwrot ze swojej inwestycji, co może powodować konieczność odpisania znacznych kosztów na działalność poszukiwawczą. Powyższe okoliczności mogą mieć istotny niekorzystny wpływ na działalność, perspektywy rozwoju, sytuację finansową i wyniki działalności Spółki.

#### *Dodatkowe potrzeby finansowe*

Działalność Spółki znajduje się na wczesnym etapie rozwoju. W obrębie obiektów poszukiwawczych Spółki w Brunei i Syrii nie potwierdzono istnienia rezerw, a na dzień niniejszego RFI z posiadanych obiektów poszukiwawczych nie wygenerowano dochodów. Podobnie jak inne spółki na tym samym etapie rozwoju działające w obszarze poszukiwań i wydobywania ropy naftowej i gazu ziemnego, Spółka dokonała znacznych inwestycji kapitałowych, przy czym pozyskiwane fundusze inwestuje się w działalność poszukiwawczą, ocenę, zagospodarowanie i utrzymanie aktywów naftowo-gazowych. Spółka posiada skonsolidowany kapitał obrotowy w wysokości 1.217 mln USD na dzień 31 grudnia 2012 roku (na dzień 31 grudnia 2011 roku – 0,533 mln USD), w tym środki pieniężne i ekwiwalenty w kwocie 35,553 mln USD (na dzień 31 grudnia 2011 roku – 12,962 mln USD). W ocenie Spółki jej zasoby pieniężne na dzień 31 grudnia 2012 roku są wystarczające do sfinansowania działalności operacyjnej i zaplanowanych nakładów kapitałowych przewidzianych na następnych 12 miesięcy. Dodatkowe finansowanie może być uzyskane poprzez podwyższenie kapitału lub podjęcie działań związanych z ograniczeniem lub przełożeniem obecnie planowanych nakładów kapitałowych i/lub zbyciem aktywów, co podlegać będzie ocenie i realizacji w zależności od potrzeb przez kierownictwo Spółki. Dalsza działalność Spółki jest uzależniona od dostępności środków dla potrzeb finansowania nakładów kapitałowych i innej działalności Spółki.

Spółka finansuje swoje nakłady kapitałowe, w tym prace poszukiwawcze i zagospodarowanie złóż, głównie w postaci finansowania dłużnego i kapitałowego oraz poprzez umowy typu farm-out z partnerami joint venture, którzy pokrywają całość lub część wydatków Spółki w zamian za część udziałów własnościowych w danych aktywach. Działalność Spółki wymaga w przewidywalnej przyszłości znaczących nakładów kapitałowych na pozyskanie, prace poszukiwawcze, zagospodarowanie i eksploatację rezerw ropy naftowej i gazu ziemnego w chwili obecnej i w przyszłości. Spółka będzie potrzebować dodatkowych środków finansowych na realizację działań obejmujących pozyskiwanie, poszukiwanie i zagospodarowanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego, a takie planowane nakłady kapitałowe zamierza finansować z dostępnego zadłużenia, poprzez umowy typu farm-out i z przepływów środków pieniężnych z działalności operacyjnej, a w dłuższej perspektywie – w postaci nowego finansowania dłużnego i/lub kapitałowego. Spółka ma względnie krótką historię działalności operacyjnej, na podstawie której można by oceniać jej przyszłe spodziewane wyniki, co jest źródłem niepewności odnośnie do sukcesu bieżącej działalności Spółki. Niezależnie od szybkiego wzrostu dodatknych przepływów środków pieniężnych Spółki, nie ma żadnej gwarancji, że w dłuższej perspektywie Spółka utrzyma rentowność, bądź dodatnie przepływy środków pieniężnych z działalności operacyjnej.

Nie ma również pewności, że nowe finansowanie dłużne lub kapitałowe będzie dostępne, lub wystarczające do zaspokojenia zapotrzebowania Spółki na nakłady kapitałowe w dłuższej perspektywie, a nawet jeśli finansowanie dłużne lub kapitałowe okaże się dostępne, to że zostaną uzyskane na warunkach rynkowych akceptowalnych dla Spółki. Zdolność Spółki do uzyskania przyszłego finansowania, jak też także ogólnie koszt finansowania, zależą od wielu czynników, w tym ogólnie od warunków gospodarczych i warunków na rynkach kapitałowych, od ogólnego zaufania inwestorów do sektora ropy naftowej i gazu ziemnego, a w szczególności w krajach, w których Spółka prowadzi działalność, od wyników działalności Spółki oraz od zmian regulacyjnych i politycznych. Ponadto poziom zadłużenia Spółki może okresowo ograniczać możliwości pozyskania przez Spółkę dodatkowego finansowania w przyszłości i może narażać Spółkę na bardziej rygorystyczne klauzule finansowania.

W przypadku pozyskania dodatkowych środków poprzez emisję Akcji Zwykłych lub papierów wartościowych zamiennych lub wymiennych na Akcje Zwykłe, może nastąpić rozproszenie obecnego akcjonariatu Spółki. Chociaż KI, największy akcjonariusz KOV, tradycyjnie zapewniał Spółce różne źródła finansowania, w tym poprzez nabycie zamiennych instrumentów dłużnych (później zamienianych na Akcje Zwykłe), zapisy na Akcje Zwykłe i udzielanie pożyczek, to KI nie jest zobowiązany do zapewnienia dalszego finansowania, w związku z czym nie ma żadnej gwarancji, że KI w przyszłości zapewni

finansowanie. W przypadku, gdy KI zapewni dalsze finansowanie w postaci instrumentów kapitałowych, bądź instrumentów zamiennych lub wymiennych na instrumenty kapitałowe, spowoduje to zwiększenie poziomu udziałów kapitałowych KI w Spółce.

Niepowodzenia Spółki w zawieraniu umów typu farm-out, zmniejszających jej udział w danych aktywach, mogą oznaczać, że w przypadku danych aktywów Spółka podejmować będzie wyższe ryzyko działalności poszukiwawczej i zagospodarowania złóż (a stąd również ryzyko finansowe), co może uniemożliwić Spółce wykorzystanie innych możliwości w zakresie działalności poszukiwawczej i zagospodarowania złóż. Chociaż Spółka i kierownictwo wyższego szczebla Spółki jest doświadczona w zawieraniu umów typu farm-out, nie ma żadnej gwarancji, że Spółce uda się w przyszłości zawrzeć umowy typu farm-out zmniejszające jej udział w aktywach, w tym również udział Spółki w Bloku L w Brunei.

Wykonanie zobowiązań umownych dotyczących prac, przewidzianych w zawartej przez Spółkę Umowie o podziale wpływów z wydobywania dla Bloku L w Brunei i Umowie o podziale wpływów z wydobywania dla Bloku 9 w Syrii, 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. Faktyczne nakłady mogą przekroczyć nakłady planowane i mogą wymagać dodatkowego kapitału ze strony Spółki. Działalność Spółki jest ze swej natury obciążona ryzykiem, a wyników przyszłych działań poszukiwawczych i w zakresie zagospodarowania nie da się określić na obecnym etapie. Jeżeli prowadzone w Brunei i Syrii odwierty poszukiwawcze zakończą się pomyślnie i zostaną odkryte złoża ropy naftowej lub gazu ziemnego, wówczas będą wymagane dodatkowe nakłady, aby ustalić zasięg występowania oraz jakość nowo odkrytych rezerw i podjąć ich zagospodarowanie i wydobywanie. Charakter i rodzaj wymaganych prac, a tym samym wysokość przyszłych kosztów związanych z ich wykonaniem, będą w dużej mierze zależały od rozmiarów i charakterystyki nowo odkrytych rezerw. Czynnikiem tych nie sposób przewidzieć przed zakończeniem wierceń poszukiwawczych. Ponadto, jeśli wiercenia poszukiwawcze zakończą się odkryciem, które Spółka uzna za komercyjne, wówczas - do uruchomienia wydobywania oraz do transportu ropy naftowej lub gazu do odbiorcy - niezbędne będą urządzenia i instalacje produkcyjne. Także i w tym przypadku istnieje wiele czynników, które wpływają na rodzaj i lokalizację wymaganych instalacji 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.

Czasowy lub zupełny brak dostępności wystarczającego dodatkowego kapitału lub niepozyskanie wystarczających środków finansowych, w wyniku odłożenia planowanych nakładów i/lub sprzedaży aktywów dla potrzeb finansowania działalności operacyjnej i planowanych nakładów kapitałowych, może mieć istotny niekorzystny wpływ na sytuację finansową, wyniki działalności lub potencjał przyszłego wzrostu aktywów Spółki, może zmusić Spółkę do odłożenia działań poszukiwawczych, oceny i zagospodarowania aktywów, które mogłyby przynosić dochody, powodować utratę udziału Spółki w aktywach, utratę możliwości nabyć, nadmierną ekspozycję w odniesieniu do niektórych aktywów, ograniczenie lub zaprzestanie działalności operacyjnej Spółki.

#### *Ryzyko w zakresie bezpieczeństwa i higieny oraz ochrony środowiska*

Zagospodarowywanie zasobów i rezerw ropy naftowej i gazu ziemnego dla potrzeb komercyjnego wydobywania wiąże się z wysokim poziomem ryzyka. Prowadzone przez Spółkę wiercenia, działalność poszukiwawcza i wydobywcza oraz powiązane działania podlegają wszystkim czynnikom ryzyka typowym dla tej branży. Takie zagrożenia i ryzyka to, między innymi, możliwość natrafienia na nietypowe lub niespodziewane formacje skalne lub ciśnienie geologiczne, niepewność geologiczna, ruchy sejsmiczne, erupcje, wyciek ropy naftowej, niekontrolowany wypływ ropy naftowej, gazu ziemnego lub cieczy z odwiertu, eksplozja, pożar, niewłaściwy montaż lub obsługa sprzętu oraz uszkodzenie lub awaria sprzętu.

W przypadku wystąpienia takiego zdarzenia, może ono powodować szkody w środowisku naturalnym, uszkodzenie ciała lub utratę życia, a także niemożność wydobywania ropy naftowej lub gazu ziemnego na

skalę komercyjną. Może również powodować znaczne opóźnienia w realizacji programu wierceń, częściowe lub całkowite wstrzymanie działalności operacyjnej, znaczne uszkodzenia sprzętu Spółki i urządzeń należących do osób trzecich oraz roszczenia wobec Spółki z powodu uszkodzeń ciała i utraty życia. Zdarzenia takie mogą również powodować powstanie ryzyka dla niektórych, bądź wszystkich koncesji Spółki lub jej umów o podziale wpływów z wydobywania, dzięki którym Spółka może prowadzić wydobywanie, a także mogą powodować poniesienie przez Spółkę znacznych kosztów roszczeń z tytułu odpowiedzialności cywilnej, istotnych opłat karnych, jak również ewentualnych sankcji karnych wobec Spółki i/lub jej pracowników. W przypadku wystąpienia takich zdarzeń, Spółka może być również zmuszona do ograniczenia lub wycofania się z danej działalności.

Chociaż Spółka posiada ubezpieczenie obejmujące wiele z powyższych ryzyk, to wystąpienie wyżej wspomnianego zdarzenia może mieć istotny i niekorzystny wpływ na działalność, perspektywy rozwoju, sytuację finansową i wyniki działalności Spółki.

#### *Ryzyko polityczne, społeczne i gospodarcze*

Obecna działalność Spółki w zakresie poszukiwań i zagospodarowywania złóż jest zlokalizowana na terytorium Ukrainy, Brunei i Syrii. W związku z tym Spółka funkcjonuje w szeregu różnych systemów politycznych, społecznych, gospodarczych, regulacyjnych i podatkowych, podlegających znacznym i czasami szybkim zmianom, które mogą mieć istotny niekorzystny wpływ na działalność, wyniki działalności oraz sytuację finansową Spółki. W tych krajach ryzyko polityczne, społeczne, fiskalne, prawne i gospodarcze jest wyższe niż na rynkach bardziej rozwiniętych. W związku z tym inwestorzy powinni ze szczególną starannością oceniać ryzyka związane z inwestycją w Spółkę i muszą samodzielną decyzję, czy w świetle tych ryzyk ich inwestycja jest odpowiednia. Ogólnie, inwestycje na rynkach wschodzących i rozwijających się są odpowiednie wyłącznie dla doświadczonych inwestorów, którzy w pełni rozumieją znaczenie występujących ryzyk.

Spółka prowadzi działalność w obszarach, gdzie narażona jest na ponadprzeciętne ryzyko niekorzystnych działań władz państwowych, włączając w to bezpośrednie lub skuteczne wywłaszczenie bądź nacjonalizację majątku, również w krajach, których rząd wcześniej dokonywał wywłaszczenia majątku innych spółek zlokalizowanych w jego jurysdykcji, bądź członkowie rządu publicznie wysuwali propozycje podjęcia takich działań. Względnie wysokie ceny towarów i inne czynniki spowodowały w ostatnich latach intensyfikację nacjonalizacji zasobów w niektórych krajach, gdzie rządy wymawiały lub renegocjowały umowy zawarte ze spółkami prowadzącymi wydobywanie w tych krajach i wywłaszczały ich majątek. W niektórych krajach ropę naftową i gaz ziemny uważa się za zasoby strategiczne. Rządy takich krajów mogą podejmować decyzje o niehonorowaniu wcześniejszych porozumień, jeżeli uznają, że nie leżą one już w interesie narodowym. Rządy mogą również wprowadzać kontrolę eksportu towarów uważanych za strategiczne (jak ropa naftowa czy gaz ziemny), bądź nakładać ograniczenia na zagraniczną własność lub korzystanie z aktywów strategicznych. Wywłaszczenie majątku, renegocjowanie lub unieważnienie istniejących umów, najmu lub zezwoleń przez rządy krajów, w których Spółka prowadzi działalność, w szczególności na Ukrainie, mogłoby mieć istotny niekorzystny wpływ na działalność, wyniki działalności oraz sytuację finansową Spółki.

Z dniem 16 lipca 2012 roku Spółka działając jako operator Bloku 9 w Syrii ogłosiła wystąpienie zdarzenia o charakterze siły wyższej w związku z powstaniem, zamieszkami, protestami pracowniczym i innymi okolicznościami uniemożliwiającymi Spółce realizację jej zobowiązań określonych w Umowie o podziale wpływów z wydobywania dla Bloku 9 w Syrii. Spółka nadal monitoruje warunki operacyjne w Syrii w celu oceny, kiedy możliwe będzie wznowienie jej działalności operacyjnej w Syrii. Zobacz punkt „Czynniki ryzyka – Niestabilność polityczna w Syrii i sankcje wobec Syrii”.

Ryzyka związane z niestabilnością polityczną i społeczną mają, między innymi, następujące konsekwencje:

- ryzyko wojny, ataków terrorystycznych lub powstańczych, zamieszek lokalnych, działań partyzanckich, represji wojskowych, rozruchów cywilnych i przestępczości;

- wysoki poziom korupcji we władzach i w działalności gospodarczej, a także inna działalność przestępcza;
- niestabilność zatrudnienia;
- zmiany w polityce władz lub regulacjach;
- śmierć lub niedyspozycja przywódców politycznych, bądź zmiana partii rządzącej;
- niewykonalność praw umownych;
- ograniczenia importowe i eksportowe;
- zamrożenie funduszy i zasobów gospodarczych; oraz
- niekorzystne zmiany prawa (powszechnie stosowanego, bądź innego) lub jego interpretacji.

Wskaźniki gospodarek 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, jak działalność w zakresie poszukiwań i zagospodarowywania złóż ropy naftowej i gazu ziemnego, lub od 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. Działania takie mogą poważnie wpłynąć na ceny papierów wartościowych, ograniczyć możliwości Spółki w zakresie transferu aktywów lub dochodu Spółki, bądź w inny sposób wpłynąć na działalność Spółki. Na działalność Spółki wpływ może mieć również niestabilność gospodarcza i fiskalna charakteryzująca kraje, w których prowadzi ona działalność. Niestabilność gospodarcza i finansowa może narażać Spółkę na następujące czynniki ryzyka:

- sankcje gospodarcze lub inne sankcje nakładane przez inne kraje lub organy międzynarodowe;
- zmiany w polityce podatkowej, orzecznictwie lub interpretacjach (w tym nowe lub podwyższone podatki lub opłaty koncesyjne - royalty, bądź wprowadzenie podatku od zysków nadzwyczajnych);
- skrajne wahania kursów wymiany walut lub wysoka inflacja;
- ograniczenia wymiany walut lub kontrola walutowa;
- zakaz lub znaczne ograniczenia inwestycji zagranicznych na rynkach kapitałowych lub w niektórych sektorach;
- dewaluacja waluty krajowej; oraz
- regulacje rządowe, preferujące wykonawców krajowych lub wymagające udzielania im zamówień, bądź zobowiązujące wykonawców zagranicznych do zatrudniania obywateli konkretnej jurysdykcji lub do pozyskiwania w niej dostaw.

Spółka planuje działalność i zobowiązania w zakresie poszukiwania i zagospodarowania złóż w oparciu o ocenę otoczenia regulacyjnego w danym kraju na dzień planowania takich działań. Późniejsze zmiany w otoczeniu regulacyjnym lub sposobie interpretacji lub wdrażania wymogów regulacyjnych mogą mieć istotny niekorzystny wpływ na zdolność Spółki do prowadzenia zaplanowanych działań w zakresie poszukiwania i zagospodarowania złóż i mogą powodować ich nieekonomiczność.

W przypadku wystąpienia ryzyka geopolitycznego, społecznego lub gospodarczego, związanego z działalnością w regionach i krajach, w których Spółka prowadzi działalność, może ono mieć wpływ na zdolność Spółki do zarządzania aktywami, bądź utrzymania w nich udziału, oraz ryzyka te mogą mieć istotny niekorzystny wpływ na rentowność, możliwość finansowania i – w skrajnych przypadkach – opłacalność poszczególnych aktywów. Niektóre z tych ryzyk zostały omówione szczegółowo poniżej. Chociaż aktywa Spółki są geograficznie zdywersyfikowane na trzy kraje, to tylko w ramach działalności na Ukrainie Spółka prowadzi obecnie wydobywanie ropy naftowej i gazu ziemnego, generując przychody. W związku z tym każdy z tych czynników i im podobnych może mieć istotny niekorzystny wpływ na działalność, wyniki działalności lub sytuację finansową Spółki, szczególnie jeśli w istotnym stopniu zmniejszą lub ograniczą one zdolność Spółki do wydobycia ropy naftowej i gazu ziemnego na Ukrainie.

#### *Partnerzy strategiczni i w projektach joint venture*

Spółka korzystała i będzie w przyszłości korzystać z partnerstwa lub projektów joint venture ze spółkami lokalnymi i międzynarodowymi, poprzez które prowadzi się działalność poszukiwawczą, zagospodarowanie złóż i działalność operacyjną w ramach poszczególnych aktywów. Korzyści obejmują możliwość wyszukania i zabezpieczenia nowych możliwości, wykorzystanie znajomości rynków ze strony partnerów lokalnych oraz ich kontaktów (w szczególności w krajach lub regionach, w których Spółka nie prowadziła wcześniej działalności bądź prowadziła ograniczoną działalność), częściowe obniżenie ryzyka finansowego, związanego z działalnością poszukiwawczą i zagospodarowywaniem aktywów naftowo-gazowych, poprzez umowy typu farm-out i podobne porozumienia, a także uzgodnienie poziomu udziałów. Pogorszenie stosunków lub spory z obecnymi partnerami, bądź niemożność znalezienia odpowiednich partnerów może mieć niekorzystny wpływ na obecną działalność Spółki lub wpływać na jej zdolność do rozwoju prowadzonej działalności.

#### *Szacowanie rezerw i zasobów*

Podane w Raportach RPS i w niniejszym RFI ilości rezerw i zasobów w ramach aktywów posiadanych przez Spółkę są wyłącznie eksperckim oszacowaniem ilości takich rezerw i zasobów ze strony RPS. Szacunkowa ocena ilości rezerw i zasobów jest z natury przybliżona, zaś dokładność szacunków zależy od wiarygodności dostępnych danych, interpretacji inżynierskich i geologicznych, ocen, prognoz wydobycia, kapitału na działalność i zagospodarowanie oraz innej niepewności towarzyszącej szacowaniu ilości ropy naftowej i gazu ziemnego dostępnych do wydobycia. W efekcie nie ma żadnej gwarancji, że możliwe będzie wydobycie szacowanej ilości i jakości ropy naftowej i gazu ziemnego, zgodnie z informacjami opublikowanymi w Raportach RPS i w niniejszym RFI.

Podane ilości węglowodorów to dane szacunkowe, opierające się na profesjonalnej ocenie i podlegające dalszym zmianom – zwiększeniom lub zmniejszeniom – ze względu na przyszłą działalność lub pojawienie się dodatkowych informacji. Raporty RPS przygotowała RPS – zewnętrzna spółka inżynierska, specjalizująca się w ocenie aktywów naftowo-gazowych. RPS przygotowała Raporty RPS zgodnie z definicjami i wytycznymi zawartymi w Wytycznych COGE dotyczących rezerw. Wytyczne COGE przewidują, że zasoby warunkowe – choć już odkryte – są z zasady niepewne co do ich domniemanej ilości, zaś zasoby perspektywiczne mają charakter spekulacyjny, co do ich domniemanej obecności (tj. nie zostały jeszcze odkryte) i niepewny, co do ich domniemanej ilości.

Choć Spółka nie jest w stanie przewidzieć, czy działania poszukiwawcze i badawcze doprowadzą do odkrycia nowych rezerw, to w przypadku ich powodzenia Spółka będzie miała możliwość rozpoczęcia wydobycia ropy naftowej i gazu z nowoodkrytych rezerw. Jeżeli nastąpi rozpoczęcie prac wydobywczych, rzeczywista ilość wydobywanej przez Spółkę ropy naftowej i gazu ziemnego, jej przychody, nakłady na rozwój i działalność operacyjną, związane z szacowanymi rezerwami i zasobami, mogą się różnić od wartości szacunkowych. Ponadto, szacowana wartość przyszłych przychodów netto, zgodnie z informacjami opublikowanymi w Raportach RPS i w niniejszym RFI, 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.

### *Przestrzeganie przepisów obowiązujących w zagranicznych systemach prawnych*

W większości krajów, również na Ukrainie, w Brunei i Syrii, 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 należności koncesyjne (ang. *royalties*), mechanizmy kontroli cen, mechanizmy kontroli eksportu, wyłączenie i zrzeczenie, marketing, wycenę, transport i magazynowanie ropy i gazu, ochronę środowiska naturalnego oraz zasady bezpieczeństwa i higieny pracy. Regulacje obowiązujące Spółkę wywodzą się zarówno z krajowych, jak i lokalnych przepisów prawa oraz z umów o podziale wpływów z wydobywania i umów koncesyjnych, regulujących udziały Spółki w prawie użytkowania górniczego. W związku z tym Spółka może sprawować ograniczoną kontrolę nad charakterem i harmonogramem działań poszukiwawczych i zagospodarowania złóż ropy naftowej i gazu ziemnego, w których Spółka posiada bądź planuje objąć udziały. Nie ma żadnej gwarancji, że Spółka nie poniesie w przyszłości kosztów demontażu i usunięcia aktywów, ponieważ władze samorządowe lub państwowe mogą wymagać przeprowadzenia demontażu i usunięcia aktywów w okolicznościach, gdy nie ma takowego jednoznacznie określonego obowiązku, a zwłaszcza gdy w rachubę wchodzi przyszłe wznawianie koncesji.

W krajach, w których Spółka prowadzi działalność, m.in. na Ukrainie, w Brunei i Syrii, państwo jest co do zasady właścicielem surowców mineralnych i sprawuje kontrolę nad poszukiwaniem i wydobywaniem rezerw węglowodorów (a w wielu przypadkach uczestniczy w tych pracach). Tym samym, rządy państw-gospodarzy mogą wywierać istotny wpływ na działalność Spółki poprzez opłaty koncesyjne (*royalties*), podatki od eksportu oraz regulacje dotyczące eksportu, dopłaty, podatki od wartości dodanej, 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 istnieć mogą podobne uwarunkowania.

Spółka może potrzebować koncesji lub zezwoleń od różnych organów na prowadzenie planowanych działań poszukiwawczych, zagospodarowanie złóż oraz działalność wydobywczą. 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. Zakończenie kontraktów lub koncesji Spółki, na mocy których przyznano jej prawa dotyczące obszarów koncesji, miałyby istotny wpływ na Spółkę, w tym na jej sytuację finansową.

Na przykład w sierpniu 2012 roku pomimo starań partnerów joint venture o uzyskanie przedłużenia obowiązywania Umowy o podziale wpływów z wydobywania dla Bloku M w Brunei, zawarta z PetroleumBRUNEI Umowa o podziale wpływów z wydobywania dla Bloku M w Brunei wygasła w odniesieniu do Bloku M w Brunei. W związku z wygaśnięciem Umowy o podziale wpływów z wydobywania dla Bloku M w Brunei, w III kwartale 2012 roku Spółka zaksięgowała odpisy na utratę wartości aktywów poszukiwawczych w Bloku M w Brunei w wysokości 85,1 mln USD, w tym 6,0 mln USD na udział Spółki w opłacie karnej po wygaśnięciu Umowy o podziale wpływów z wydobywania dla Bloku M w Brunei, w związku ze zobowiązaniami do przeprowadzenia prac.

Nie ma żadnej gwarancji, że Spółka będzie w stanie uzyskać wszystkie niezbędne koncesje i zezwolenia w odpowiednim czasie. W szczególności ostatnie wydarzenia związane z ukraińskim systemem rejestracji użytkowania gruntów mogą powodować opóźnienia, bądź zwiększać koszt planowanej przez Spółkę budowy gazociągów z jej odwiertów wydobywczych na obszarach Koncesji na Ukrainie do infrastruktury przesyłowej, lub też mogą zmusić Spółkę do zawieszenia wydobywania gazu z niektórych odwiertów wydobywczych na Koncesjach na Ukrainie, do czasu zakończenia budowy rurociągów. Na Ukrainie wprowadzono szereg zmian w systemie rejestracji użytkowania gruntów w toku przygotowań i wdrażania systemu prywatnej własności gruntu oraz starań o zrównoważenie tradycyjnej państwowej własności gruntu prawami prywatnych właścicieli ziemskich. W 2012 roku wdrożono nowy system rejestracji użytkowania gruntów w celu zwiększenia integracji, spójności i wydajności ukraińskiego sektora

nieruchomości. Z dniem 1 stycznia 2013 roku umowy dotyczące użytkowania gruntu i inne postanowienia umowne, zawarte pomiędzy podmiotami komercyjnie zagospodarowującymi złoża gazu ziemnego i kondensatu a właścicielem prywatnej działki, takie jak porozumienia dotyczące służebności gruntowej w zakresie budowy gazociągu na terenie działek prywatnych, podlegają obowiązkowi rejestracji w nowo wprowadzonym systemie rejestracji użytkowania gruntów prowadzonym przez władze państwowe.

Jednocześnie w celu zarejestrowania takich umów dotyczących użytkowania gruntu w nowym ukraińskim systemie rejestracji użytkowania gruntów, działki objęte daną umową w sprawie użytkowania gruntu również należy zarejestrować w systemie rejestracji użytkowania gruntów. Ostatnie zmiany prawne na Ukrainie zwiększyły zakres procedur administracyjnych i wymogów informacyjnych w przypadku rejestracji działek. W niektórych przypadkach informacje niezbędne do zarejestrowania działki bądź przepisy określające typ dokumentów, które muszą być złożone w procesie rejestracji, są po prostu niedostępne, bądź nie zostały jeszcze przyjęte lub opracowane. W innych przypadkach właściciel działki zobowiązany jest do podjęcia na własny koszt szeregu czynności administracyjnych, jak pozyskanie dokumentacji technicznej w celu ponownego wyznaczenia granic działki, czy spełnienie różnych wymogów rejestracyjnych i informacyjnych, których władze państwowe prowadzące system rejestracji użytkowania gruntów jednoznacznie nie określiły.

Powyższe kwestie dotyczące ukraińskiego systemu rejestracji użytkowania gruntów mogą powodować opóźnienia, bądź zwiększać koszt planowanej przez Spółkę budowy gazociągów z jej odwiertów wydobywczych na obszarach Koncesji na Ukrainie do ukraińskiej infrastruktury przesyłowej, lub też mogą zmusić Spółkę do zawieszenia wydobywania gazu z niektórych odwiertów wydobywczych na Koncesjach na Ukrainie, do czasu zakończenia budowy dodatkowych rurociągów. KUB-Gas aktywnie współpracuje z różnymi agencjami rządowymi na Ukrainie w odniesieniu do wyżej opisanych zmian w celu uzyskania wyjaśnień i zapobieżenia potencjalnym opóźnieniom i dodatkowym kosztom związanym z takimi zmianami.

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 może podjąć działalność w przyszłości, nie będą miały istotnego niekorzystnego wpływu na działalność lub sytuację finansową Spółki, a co za tym się wiąże, cenę Akcji Zwykłych.

#### *Ryzyko kursowe i transakcje zabezpieczające*

Charakter działalności Spółki naraża ją na wahania kursów wymiany walut. Ceny ropy naftowej i gazu ziemnego na rynkach światowych podawane są w dolarach amerykańskich, zaś wahania kursów wymiany dolara amerykańskiego na inne waluty, w których Spółka prowadzi działalność, mogą mieć pozytywny lub negatywny wpływ na ceny otrzymywane przez Spółkę. Wahania kursów wymiany walut mają wpływ na podawaną wartość rezerw ropy naftowej i gazu ziemnego i/lub przychody z wydobywania. Spółka jest narażona na ryzyko wynikające z wahań kursów wymiany dolara kanadyjskiego („CAD”), polskiego złotego, hrywny ukraińskiej („UAH”), funta syryjskiego, dolara brunejskiego i dolara amerykańskiego.

Poniższa tabela zawiera zestawienie ryzyka kursowego Spółki dla poszczególnych walut:

(w tys.)	31 grudnia 2012 r.		31 grudnia 2011 r.	
	CAD	UAH	CAD	UAH
Środki pieniężne i ekwiwalenty	124	127.488	249	71.655
Należności	267	11.759	424	3.579
Czynne rozliczenia międzyokresowe	248	2.796	16	5.837
Zobowiązania	(422)	(92.943)	(435)	(26.867)

	31 grudnia 2012 r.		31 grudnia 2011 r.	
Ekspozycja na ryzyko kursowe netto	217	49.100	254	54.204
Wartość w USD wg kursu wymiany na koniec okresu	218 USD	6.143 USD	249 USD	6.683 USD

Za rok zakończony dnia 31 grudnia 2012 roku, w oparciu o ekspozycję na ryzyko kursowe netto na koniec okresu, zakładając wzmocnienie lub osłabienie dolara kanadyjskiego o 10% w stosunku do dolara amerykańskiego przy wszystkich pozostałych zmiennych na stałym poziomie, strata netto po opodatkowaniu byłaby niższa lub wyższa o około 10.000 USD (w 2011 roku – 25.000 USD). Wahania kursu hrywny ukraińskiej nie mają wpływu na poziom zysków, ponieważ dodatnie i ujemne różnice kursowe uwzględnia się w skumulowanych innych całkowitych dochodach (stratach).

Czynniki ekonomiczne wpływające na przepływy pieniężne Spółki dla potrzeb działalności operacyjnej i działalności inwestycyjnej, zgodnie ze skonsolidowanym sprawozdaniem z przepływów pieniężnych Spółki, zawierają wahania kursów wymiany walut. Dotychczas Spółka pozyskiwała fundusze kapitałowe denominowane w dolarach kanadyjskich oraz polskich złotych, jednak wydatki na poszukiwanie złóż ponoszone są głównie w dolarach amerykańskich, a więc kursy walut miały ciągły wpływ na przepływy pieniężne Spółki. Wskutek wahań kursów wymiany dolara amerykańskiego, dolara kanadyjskiego i złotego polskiego, za rok zakończony dnia 31 grudnia 2012 roku zrealizowano ujemne różnice kursowe na poziomie 0,343 mln USD (w 2011 roku – ujemne różnice kursowe na poziomie 0,354 mln USD).

Spółka jest narażona na ryzyko wynikające z wahań cen gazu ziemnego na Ukrainie, na które wpływ ma między innymi dostępność gazu ziemnego importowanego z Rosji oraz cena określana przez rosyjskich eksporterów. Spółka może okresowo zawierać umowy określające stałą cenę wydobywanej ropy naftowej i gazu ziemnego w celu zabezpieczenia ryzyka strat w poziomie przychodów w przypadku spadku cen towarów, przy czym w przypadku wzrostu cen towarów powyżej progu określonego w takich umowach, Spółka nie będzie mogła skorzystać z takiego wzrostu.

Na dzień niniejszego RFI, Spółka nie jest stroną umów dotyczących zabezpieczenia transakcji towarowych i nie była stroną takich umów w ciągu ostatnich 3 lat.

#### *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 salda należności Spółki składają się w przeważającej części kwoty należne od partnerów joint venture, które - jak się zakłada - zostaną rozliczone z przyszłymi nakładami inwestycyjnymi. Dodatkowo Spółka posiada należności z tytułu sprzedaży produktów na Ukrainie, należności z tytułu podatków od towarów podlegających zwrotowi przez kanadyjski rząd federalny, a także odsetki od depozytów pieniężnych o ograniczonej możliwości dysponowania, dla których ryzyko kredytowe oceniane jest jako niskie, ponieważ środki zdeponowano w wiodących instytucjach finansowych.

Na Ukrainie w stosunku do wszystkich klientów, którym ma być przyznany kredyt w kwocie przewyższającej określony limit, przeprowadzana jest ocena zdolności kredytowej. Spółka nie wymaga zabezpieczenia w zakresie aktywów finansowych. Zdaniem kierownictwa, poziom 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. Taka praktyka płatności z góry za sprzedaż gazu ziemnego wydaje się zmieniać w 2013 roku, w miarę wzrostu konkurencji na rynku sprzedaży gazu. Kierownictwo KUB-Gas obecnie prowadzi analizę ewentualnych dodatkowych działań, jakie należałoby podjąć w zakresie oceny zdolności kredytowej. Ryzyko kredytowe Spółki wynikające z ewentualnego naruszenia warunków umów o sprzedaż gazu w najgorszym przypadku ograniczać się będzie do jednomiesięcznej sprzedaży.

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

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

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

Zgodnie z praktyką międzynarodową, umowy o podziale wpływów zawarte przez Spółkę zawierają, a umowy podziale wpływów, które Spółka może zawrzeć w przyszłości, mogą zawierać 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 obszaru i jego lokalizacji, takie zrzeczenie się może wywrzeć istotny niekorzystny wpływ na wyniki działalności oraz perspektywy Spółki. Przyszłe rezerwy oraz wydobywanie 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 rezerw ropy naftowej i gazu ziemnego w ramach posiadanych aktywów. Ponadto, Spółka może być zobowiązana do spełnienia pewnych warunków dotyczących likwidacji odwiertów i rekultywacji gruntów, których się zrzeknie.

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

*Znaczenie kluczowego personelu kierowniczego*

Sukces Spółki jest w dużej mierze zależny od jej kluczowego personelu, do którego należą członkowie kadry kierowniczej wyższego szczebla i inni ważniejsi pracownicy. Wkład tych osób w działalność Spółki będzie odgrywać kluczową rolę. Zdolność Spółki do utrzymania swojej pozycji konkurencyjnej i wdrażania strategii biznesowej zależy w dużej mierze od usług kadry kierowniczej i personelu technicznego Spółki. Ze względu na niewielką liczbę profesjonalistów w branży naftowo-gazowej, istnieje ostra konkurencja o członków kadry kierowniczej wyższego szczebla i personel techniczny posiadający odpowiednią wiedzę i znajomość najlepszych międzynarodowych praktyk, co może wpływać na zdolność Spółki do utrzymania obecnych członków kadry kierowniczej i personelu technicznego oraz do pozyskania dodatkowego wykwalifikowanego personelu. Utrata lub niezdolność do pozyskania i utrzymania dodatkowych członków kadry kierowniczej wyższego szczebla i personelu technicznego może mieć istotny niekorzystny wpływ na działalność, sytuację finansową, wyniki działalności i perspektywy rozwoju Spółki. Nie ma pewności, że Spółka nadal będzie w stanie pozyskiwać i utrzymać wszystkich pracowników, niezbędnych dla rozwoju i prowadzenia działalności przez Spółkę.

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

Spółka prowadzi działalność w zakresie poszukiwań i zagospodarowania złóż w krajach o różnych systemach prawnych. Przepisy, regulacje i zasady prawne mogą się różnić zarówno w zakresie prawa materialnego, jak kwestiach 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 będącego miejscem 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:

- większe trudności w uzyskaniu skutecznego odszkodowania w sądzie przedmiotowej jurysdykcji, czy to w związku z naruszeniem przepisów prawa, czy sporu dotyczącego tytułu własności;
- większa uznaniowość ze strony organów administracji rządowej;
- niepewność co do konstytucyjności, ważności lub wykonalności przepisów, zwłaszcza gdy te zasady i przepisy są wynikiem ostatnich zmian legislacyjnych lub zostały niedawno wprowadzone;
- brak wytycznych w orzecznictwie lub wytycznych administracyjnych co do interpretacji właściwych zasad i przepisów, zwłaszcza gdy te zasady i przepisy są wynikiem ostatnich zmian legislacyjnych lub zostały niedawno wprowadzone;
- postanowienia przepisów i regulacji sformułowane niejednoznacznie lub niekonkretnie, co prowadzi do trudności we wdrażaniu lub interpretacji;
- brak wzajemnej spójności lub występowanie sprzeczności pomiędzy różnymi ustawami, regulacjami, rozporządzeniami, nakazami i uchwałami;
- upolitycznienie sądów;
- względny brak doświadczenia judykatury i sądów w takich sprawach lub nadmierny formalizm judykatury; oraz
- korupcja w wymiarze sprawiedliwości.

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. Działania organów administracji państwowej mogą ujemnie wpływać na kontrakty, przedsięwzięcia joint venture, licencje, wnioski o udzielenie licencji lub inne umowy Spółki oraz na 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.

Ogólnie, 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 niekorzystne skutki dla Spółki i jej działalności.

### Ukraina

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

sytuacjach, korupcja w wymiarze sprawiedliwości i wysoki poziom uznaniowości władz rządowych przy podejmowaniu decyzji, co może skutkować ich arbitralnością.

Ponadto część podstawowych uregulowań prawnych została przyjęta na Ukrainie dopiero niedawno lub wciąż oczekuje na rozpatrzenie i przyjęcie przez tamtejszy Parlament. Przykładowo, w 2005 roku i 2004 roku na Ukrainie przyjęto nowy kodeks cywilny, nowy kodeks handlowy, nowe kodeksy postępowania cywilnego i administracyjnego, ustawę o państwowym rejestrze praw własności nieruchomości, nową ustawę Prawo prywatne międzynarodowe, nowe ustawy o zabezpieczeniach finansowych i nową ustawę o podatku dochodowym od osób fizycznych. Ostatnie wydarzenia, związane z ukraińskim systemem rejestracji użytkowania gruntów, mogą powodować opóźnienia bądź zwiększać koszt związany z planami Spółki, lub też mogą zmusić Spółkę do zawieszenia wydobycia gazu z niektórych odwiertów wydobywczych na Koncesjach na Ukrainie do czasu zakończenia budowy rurociągów. Dodatkowe informacje na temat tych zmian przedstawiono w punkcie „Czynniki ryzyka - Przestrzeganie przepisów obowiązujących w zagranicznych systemach prawnych”.

Stosunkowo krótki okres obowiązywania większości ukraińskich ustaw, brak zgody co do zakresu, treści i tempa reform gospodarczych i politycznych oraz szybka ewolucja ustroju prawnego Ukrainy, nie zawsze zbieżna z rozwojem gospodarczym, są źródłem niepewności w zakresie egzekwowania przepisów i ich zgodności z konstytucją, co może powodować dwuznaczności, niespójności i anomalie. Poza tym, w wielu przypadkach ukraińskie ustawy wymagają przepisów wykonawczych, które nie zostały jeszcze implementowane.

## Brunei

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

Ustawa o Arbitrażu z 1944 roku (ang. *Arbitration Act of 1944*) umożliwia skuteczne stosowanie konwencji nowojorskiej o uznawaniu i wykonywaniu zagranicznych orzeczeń arbitrażowych z 1958 roku. Stowarzyszenie Arbitrażu Brunei Darussalam (ang. *Arbitration Association Brunei Darussalam* – „AABD”) jest instytucją arbitrażową w Brunei. Jego działalność obejmuje pomoc w rozwijaniu i zapewnianiu wsparcia w formie porad i pomocy w dziedzinie arbitrażu. Aby zapewnić zachowanie najwyższych standardów przez członków stowarzyszenia i międzynarodowego składu arbitrów, stowarzyszenie zrzesza wielu wiodących międzynarodowych arbitrów, z których większość nie jest obywatelami Brunei. AABD pomaga krajowym 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)*), zgodnie z prawem Brunei, zawiera ustalenia w zakresie wzajemnego egzekwowania orzeczeń, obowiązujące w stosunku do pewnych krajów.

## Syria

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

Orzeczenia sądów zagranicznych mogą być wykonane w Syrii tylko wtedy, jeśli dotyczą spraw z zakresu sporów cywilnych lub gospodarczych, i to za zgodą sądu pierwszej instancji tej guberni, w której wyrok

ma być wykonany. W przypadku braku umowy dwustronnej o wzajemnym uznawaniu orzeczeń z danym państwem, sąd syryjski ponownie rozpatruje sprawę i analizuje opinię sądu zagranicznego. Jeśli obowiązuje właściwa umowa dwustronna, sąd syryjski ogranicza swoją analizę do naruszeń syryjskiej polityki publicznej.

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

Podsumowując, tak na Ukrainie, w Brunei lub Syrii, 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 niekorzystne skutki dla Spółki i jej działalności.

#### *Brak osiągnięcia oczekiwanych korzyści z przejęć i sprzedaży*

Spółka dokonywała i zamierza w toku zwykłego zarządu dokonywać przejęć i sprzedaży podmiotów oraz aktywów. Nie ma żadnej gwarancji, że Spółce uda się z powodzeniem zrealizować oczekiwane korzyści z jakiegokolwiek przejęcia lub zbycia. Nakład kosztów i czasu konieczny do realizacji oczekiwanych korzyści z planowanych przejęć i sprzedaży 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. 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*) aktywów przed ich pozyskaniem, to analizy takie są z definicji niepełne. Przeprowadzenie pełnej analizy każdego obszaru w ramach danego nabycia jest, co do zasady, niemożliwe. Zazwyczaj Spółka koncentruje swoją uwagę na obszarach o wyższej wartości, pozostawiając jedynie wyrywkowo. Jednak nawet gruntowna analiza wszystkich koncesji i dokumentacji niekoniecznie musi wykazać wszystkie istniejące lub potencjalne problemy z nimi związane, jak również nie pozwoli nabywcy na wystarczające zapoznanie się z tymi aktywami, pozwalające w pełni rozpoznać ich braki i potencjał. Nie każdy z odwierców 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 zobowiązań, w tym zobowiązań związanych z ochroną środowiska, i może nabywać udziały w koncesjach „w ich aktualnym stanie”. O tego rodzaju zobowiązaniach, o ile będą istniały, Spółka uzyska informacje w wyniku przeprowadzonych badań *due diligence*. Zobowiązania te wpłyną na uzgodnioną cenę nabycia lub odpowiednio ją skorygują. Ponadto, konkurencja przy nabywaniu perspektywicznych aktywów jest wyjątkowo intensywna, co może zwiększyć koszty każdego potencjalnego nabycia.

Istnieje ostra konkurencja o nabycie perspektywicznych aktywów, co może zwiększać koszty potencjalnego nabycia. Spółka prowadzi działalność w zakresie prac poszukiwawczych i zagospodarowania złóż głównie na Ukrainie, w Brunei i Syrii. Ograniczona obecność Spółki w innych regionach może ograniczać jej zdolność do wyszukania i nabycia koncesji w innych regionach geograficznych.

Zobacz także punkt „Czynniki ryzyka – KUB-Gas może nie uzyskać spodziewanych korzyści”.

#### *Zobowiązania w zakresie demontażu i usunięcia aktywów*

Spółka, w ramach swoich udziałów koncesyjnych i udziałów w umowach o podziale wpływów z wydobywania, podjęła pewne zobowiązania dotyczące demontażu i usunięcia swoich aktywów, w tym

powiązanej z nimi infrastruktury i spodziewa się podjąć dodatkowe zobowiązania dotyczące demontażu i usunięcia aktywów w swojej przyszłej działalności. Zobowiązania takie wynikają z wymogów prawnych i regulacyjnych dotyczących zakończenia eksploatacji odwiertów i infrastruktury produkcyjnej, przy czym Spółka jest zobowiązana do utworzenia rezerw i/lub zabezpieczenia kosztów demontażu i usunięcia aktywów. Każdy istotny wzrost faktycznych lub szacunkowych kosztów demontażu i usunięcia aktywów ponoszonych przez Spółkę może mieć niekorzystny wpływ na wyniki działalności i sytuację finansową Spółki.

#### *Tytuł prawny do obszarów koncesji*

Niezależnie od podjęcia przez Spółkę badania typu due diligence, tytuł prawny może okazać się dotknięty wadami, które wpłyną na umowy o podziale wpływów z wydobywania, umowy koncesyjne lub inne dokumenty prawne (np. specjalne zezwolenia na korzystanie z podziemnych zasobów naturalnych, stosowane na Ukrainie) dotyczące koncesji Spółki, gdzie prowadzona jest działalność wydobywcza, i które tym samym mogą niekorzystnie wpłynąć na Spółkę. Nie ma żadnej 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 niekorzystny sposób wpłynąć na Spółkę, w tym zmniejszyć poziom przychodów Spółki.

#### *Wysoka przestępczość i korupcja w administracji rządowej lub gospodarce*

Spółka prowadzi działalność gospodarczą w krajach lub regionach charakteryzujących się wysoką przestępczością i wysokim poziomem korupcji w administracji rządowej lub gospodarce.

Spółka zobowiązana jest przestrzegać obowiązujących przepisów prawa antykorupcyjnego, w tym kanadyjskiej Ustawy w sprawie przeciwdziałania korupcji zagranicznych urzędników publicznych (ang. *Corruption of Foreign Public Officials Act*) i amerykańskiej Ustawy w sprawie przeciwdziałania zagranicznym praktykom korupcyjnym (ang. *Foreign Corrupt Practices Act*), jak również przepisów krajowych we wszystkich krajach, w których Spółka prowadzi działalność. W szczególności na Ukrainie obowiązuje szereg przepisów dotyczących przeciwdziałania praniu pieniędzy i korupcji. Należą do nich między innymi przepisy dotyczące monitorowania transakcji finansowych i określenia zasad zapobiegania i ścigania przestępstw korupcyjnych, w tym szereg restrykcji i zabezpieczeń. Jednocześnie nie ma żadnej gwarancji, że takie przepisy będą skuteczne w wykrywaniu i zapobieganiu praniu pieniędzy i korupcji.

Niepowodzenie dalszych wysiłków rządów krajów, w których Spółka prowadzi działalność, na rzecz zwalczania korupcji bądź postrzegania ryzyka korupcji, może mieć istotny niekorzystny wpływ na gospodarkę krajową. Wszelkie oskarżenia o korupcję w takich krajach lub dowody na pranie pieniędzy mogą mieć niekorzystny wpływ na zdolność tych krajów do pozyskania inwestycji zagranicznych, a tym samym mogą mieć niekorzystny wpływ na ich gospodarkę, co z kolei może mieć istotny niekorzystny wpływ na działalność, jej wyniki, sytuację finansową i perspektywy rozwoju Spółki.

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, jej 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 niekorzystny wpływ na jej sytuację finansową i wyniki działalności. Ponadto, fakt zarzucanego lub faktycznego uczestnictwa w praktykach korupcyjnych lub innych bezprawnych działaniach przez operatorów niektórych koncesji lub licencji naftowo-gazowych Spółki, wspólników joint

venture Spółki lub inne podmioty, z którymi Spółka prowadzi współpracę gospodarczą, mógłby również znacznie zaszkodzić reputacji Spółki i jej działalności gospodarczej oraz wywrzeć istotny niekorzystny wpływ na sytuację finansową i wyniki działalności Spółki.

#### *Zarządzanie rozwojem*

Spółka dokonała znacznego rozwoju w dość krótkim czasie, w szczególności poprzez nabycie aktywów na Ukrainie. Spółka nie ma długiej historii działalności w obecnej formie, w tym pod kątem wielkości i obecności geograficznej, a jej zdolność do zarządzania obecną działalnością i jej przyszłym rozwojem zależy od szeregu czynników, w tym od zdolności Spółki do:

- skutecznego rozwijania własnych systemów zarządczych, operacyjnych i finansowych oraz kontroli w obliczu rosnącej złożoności, zakresu i obszaru geograficznego działalności Spółki;
- zatrudniania, szkolenia i utrzymania wykwalifikowanych pracowników w celu zarządzania i prowadzenia rozwijającej się działalności Spółki;
- precyzyjnego określania i oceny obowiązków i zobowiązań - umownych, finansowych, regulacyjnych, w zakresie ochrony środowiska itp. - związanych z międzynarodowymi nabyciami i inwestycjami Spółki;
- wdrażania nadzoru finansowego i wewnętrznej kontroli ryzyka finansowego oraz innych zasad kontroli w zakresie nabyć i inwestycji Spółki oraz zapewnienia terminowego sporządzania sprawozdań finansowych, zgodnie z polityką rachunkową Spółki i jej zasadami kontroli;
- precyzyjnej oceny dynamiki rynku, zmian demograficznych, potencjału rozwoju oraz otoczenia konkurencyjnego;
- skutecznego określania, oceny i zarządzania ryzykiem i niepewnością przy wejściu na nowe rynki i nabywaniu nowych spółek w oparciu o badanie due diligence i inne procesy, w szczególności w obliczu podwyższonego poziomu ryzyka na rynkach wschodzących; oraz
- utrzymania i pozyskania niezbędnych zezwoleń, koncesji, częstotliwości i zgód władz i agencji rządowych i regulacyjnych.

Niezdolność Spółki do kontrolowania swojego rozwoju może skutkować jej niezdolnością do realizacji korzyści oczekiwanych w przypadku takiego rozwoju i może wywrzeć istotny niekorzystny 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 koncesji naftowo-gazowych.

Udziały Spółki w koncesjach naftowo-gazowych i innych umowach w zakresie prowadzenia poszukiwań i zagospodarowania aktywów, które administracja rządowa lub organy administracji publicznej przyznały lub zawarły, podlegają określonym wymogom i nakładają obowiązki w zakresie wypełniania pewnych zobowiązań. Jeśli Spółka nie spełni tych wymogów oraz zobowiązań i dojdzie do istotnego naruszenia powyższych umów, umowy te, w pewnych okolicznościach, mogą ulec rozwiązaniu. Rozwiązanie jakiegokolwiek umowy Spółki, na podstawie której udzielono jej praw do koncesji, wywarłoby istotny niekorzystny wpływ na Spółkę, w tym na jej sytuację finansową.

### *Istotna rola zewnętrznych operatorów*

W sektorze naftowo-gazowym typową praktyką jest tworzenie przedsięwzięć partnerskich lub joint venture, w ramach których spółki prowadzą poszukiwania, zagospodarowanie i eksploatację poszczególnych aktywów. W takich przypadkach w ramach partnerstwa czy joint venture wszystkie strony danej umowy uzgadniają i wyznaczają jedną ze spółek, która zarządza czy „prowadzi” partnerstwo czy joint venture. Operator stanowi pierwszy punkt kontaktowy dla narodowego koncernu naftowego lub rządu i odpowiada zwykle za realizację prac w terenie, czyli zawiera umowy z różnymi podwykonawcami, którzy dostarczają sprzęt do wierceń i inne urządzenia oraz usługi niezbędne do prowadzenia poszukiwań i wydobywania, a ponadto odpowiada za decyzje dotyczące harmonogramu i wysokości nakładów kapitałowych, dobór technologii oraz politykę zarządzania ryzykiem i politykę zgodności. Ponadto operator odpowiada zwykle za przekazywanie pozostałym partnerom informacji operacyjnych, finansowych i innych informacji dotyczących danych aktywów.

W stopniu, w jakim Spółka lub jej dana spółka zależna nie jest operatorem danych aktywów, Spółka będzie uzależniona od kompetencji, wiedzy, ocen i zasobów finansowych operatora, pod warunkiem przestrzegania przez operatora warunków konkretnych postanowień umownych, i – w zależności od postanowień umowy – Spółka może mieć ograniczoną zdolność wywierania wpływu na działalność operacyjną w ramach danych aktywów lub powiązane z nią koszty, bądź możliwość kontrolowania jakości otrzymywanych informacji dotyczących takich aktywów, co może mieć niekorzystny wpływ na działalność, perspektywy rozwoju i wyniki finansowe Spółki. Ponadto, spółki w partnerstwie mogą ponosić wspólną proporcjonalną do ich udziału odpowiedzialność z tytułu ewentualnych roszczeń i zobowiązań, które mogą powstać w wyniku prowadzenia przez operatora działalności dla partnerstwa. W przypadku zobowiązań podjętych przez operatora, Spółka może odpowiadać za proporcjonalną część takich zobowiązań. Działania i decyzje podejmowane przez operatora, zaniechanie bądź brak działania operatora oraz podjęcie zobowiązań przez operatora, mogą mieć niekorzystny wpływ na działalność, perspektywy rozwoju i wyniki finansowe Spółki, a w efekcie potencjalnie prowadzić do strat z danych aktywów.

W sierpniu 2012 roku, pomimo starań partnerów joint venture o uzyskanie przedłużenia obowiązywania Umowy o podziale wpływów z wydobywania dla Bloku M w Brunei, zawarta z PetroleumBRUNEI Umowa o podziale wpływów z wydobywania dla Bloku M w Brunei wygasła w odniesieniu do Bloku M w Brunei. W związku z wygaśnięciem Umowy o podziale wpływów z wydobywania dla Bloku M w Brunei, w III kwartale 2012 roku Spółka zaksięgowwała odpisy na utratę wartości aktywów poszukiwawczych w Bloku M w Brunei w wysokości 85,1 mln USD, w tym 6,0 mln USD na udział Spółki w opłacie karnej po wygaśnięciu Umowy o podziale wpływów z wydobywania dla Bloku M w Brunei, w związku ze zobowiązaniami do przeprowadzenia prac.

### *Zobowiązania finansowe związane z Aktywami na Ukrainie*

W dniu 20 maja 2011 roku KUB-Gas zawarł z EBOR umowę Kredytu EBOR w wysokości do 40 mln USD. Umowa Kredytu EBOR przewiduje szeroki zakres oświadczeń i zobowiązań ze strony KUB-Gas, w tym zobowiązania finansowe dotyczące poziomu zadłużenia, dźwigni finansowej i wskaźnika krótkoterminowych aktywów/zobowiązań. Przestrzeganie tych klauzul ogranicza sposób rozdysponowania przez KUB-Gas środków finansowych, które KOV mógłby wykorzystać na finansowanie innych obszarów swojej działalności.

W szczególności KUB-Gas nie może rozdysponować środków pieniężnych, jeśli takie działanie zagrażałoby zobowiązaniom finansowym. Ponieważ klienci KUB-Gas płacą za gaz ziemny i ropę naftową z góry, to Spółka utrzymuje zwykle niskie lub ujemne saldo kapitału obrotowego, w związku z czym wskaźnik finansowy krótkoterminowych aktywów/zobowiązań, którego obecnie wymagany poziom wynosi 1:1, ogranicza wartość środków pieniężnych, które KUB-Gas może wypłacić w formie dywidendy. To z kolei ogranicza zdolność Spółki do wykorzystania środków pieniężnych ze swojej działalności wydobywczej na Ukrainie w celu finansowania swojej działalności poszukiwawczej i zagospodarowania złóż w innych regionach.

Chociaż na dzień niniejszego dokumentu KUB-Gas spełnia wymogi klauzul określonych w umowie Kredytu EBOR, bądź uzyskał zwolnienie w przypadkach, kiedy takie klauzule zostały lub zostaną naruszone, włączając w to zobowiązania finansowe, to nie ma żadnej gwarancji, że okoliczności się nie zmieniają, a takie zmiany mogą powodować w przyszłości naruszenie takich klauzul przez KUB-Gas, co może prowadzić do przyspieszenia spłaty zadłużenia. KUB-Gas może nie dysponować wystarczającymi środkami pieniężnymi lub aktywami dla potrzeb wywiązania się ze swoich zobowiązań płatniczych w przypadku przyspieszenia spłaty zadłużenia, a nawet jeśli byłby w stanie zrefinansować zadłużenie w przypadku naruszenia zobowiązań, to warunki nowych umów dotyczących zadłużenia mogą być mniej korzystne dla KUB-Gas. Ponadto naruszenie zobowiązań może prowadzić do utraty przez Spółkę kluczowych aktywów i/lub udziałów w KUB-Gas, które zastawiono jako zabezpieczenie takiego zadłużenia.

Powyższe zdarzenia mogą mieć istotny niekorzystny wpływ na sytuację finansową i wyniki działalności Spółki.

#### *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 należących do Państwowego Funduszu Złóż Mineralnych, wykonywana jest na podstawie koncesji udzielanych oddzielnie na każdą z tych czynności. Ponadto, zgodnie z prawem ukraińskim, na korzystanie z każdego rodzaju podziemnych zasobów naturalnych konieczne jest uzyskanie koncesji. Udzieleniu każdej z powyższych koncesji towarzyszy zawarcie umowy, określającej warunki korzystania z podziemnych zasobów naturalnych. Umowa taka określa podstawowe warunki dotyczące prowadzenia badań geologicznych, poszukiwań, 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, podejmowanych przez 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. Niespełnienie któregośkolwiek z wymogów wskazanych w koncesji może stanowić podstawę do anulowania koncesji udzielonej KUB-Gas. Powyższe mogłoby wywrzeć istotny niekorzystny wpływ na działalność KUB-Gas, jak również na działalność i sytuację finansową Spółki.

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

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

#### *Niestabilność polityczna w Syrii i sankcje wobec Syrii*

Niedawne wydarzenia na Bliskim Wschodzie i w Afryce Północnej (zwłaszcza niestabilna sytuacja w Syrii, Libii i Bahrajnie) wywarły i mogą w dłuższej perspektywie wywierać istotny wpływ na działalność komercyjną Spółki w Syrii. Ze względu na bieżące trudne otoczenie operacyjne w Syrii, działalność poszukiwawcza KOV w obszarze Bloku 9 w Syrii jest obecnie w zawieszeniu i nie była prowadzona od października 2011 roku, przy czym w lipcu 2012 roku oficjalnie ogłoszono wystąpienie zdarzenia o charakterze siły wyższej, zgodnie z Umową o podziale wpływów z wydobywania dla Bloku 9 w Syrii. W przypadku występowania zdarzenia o charakterze siły wyższej przez okres dłuższy niż rok, stronom umowy przysługuje prawo do odstąpienia od swoich zobowiązań, zgodnie z Umową o podziale wpływów z wydobywania dla Bloku 9 w Syrii, w terminie 90 dni po przekazaniu powiadomienia, bez żadnych dalszych zobowiązań. KOV będzie nadal monitorować warunki operacyjne w Syrii w celu oceny, czy i kiedy możliwe będzie wznowienie jej działalności operacyjnej w Syrii. Jednocześnie nie ma żadnej gwarancji,

czy i kiedy możliwe będzie wznowienie działalności operacyjnej. Dokonano odpisu na utratę pełnej wartości aktywów poszukiwawczych Spółki w Syrii.

Dalsze zawieszenie działalności operacyjnej Spółki w Syrii, które może skutkować bądź też nie skutkować nieważnością lub rozwiązaniem Umowy o podziale wpływów z wydobywania dla Bloku 9 w Syrii, powoduje opóźnienie prac poszukiwawczych Spółki i zagospodarowania tego obszaru, i może mieć istotny niekorzystny wpływ na sytuację finansową i/lub wyniki działalności Spółki. W przypadku, gdy Spółka będzie mogła wznowić działalność operacyjną w Syrii, nie ma żadnej gwarancji, że nowe otoczenie społeczne, polityczne i gospodarcze nie będzie miało niekorzystnego wpływu na działalność Spółki lub jej zdolność do rozszerzania działalności.

W maju 2011 roku Kanada nałożyła na poszczególnych członków rządu Syrii sankcje, zgodne z przepisami przyjętymi na podstawie kanadyjskiej Ustawy o specjalnych środkach ekonomicznych (ang. *Special Economic Measures Act*). Sankcje te wielokrotnie zwiększano na drodze różnych przepisów zmieniających.

Ujednolicone przepisy obowiązujące na dzień niniejszego RFI wprowadzają zamrożenie aktywów i zakaz prowadzenia transakcji w przypadku licznych osób fizycznych i prawnych związanych z reżimem Assada. Sankcje zakazują również osobom znajdującym się na terytorium Kanady oraz obywatelom Kanady znajdującym się poza granicami Kanady świadczenia lub nabywania usług finansowych lub powiązanych z nimi od państwa Syria lub osób znajdujących się na terytorium Syrii, dla nich, na ich rzecz, na ich polecenie lub zlecenie, dla potrzeb ułatwiania wywozu, zakupu, nabywania, przewozu lub wysyłki ropy naftowej lub produktów naftowych, za wyjątkiem gazu ziemnego, z Syrii. Obowiązuje również zakaz dokonywania inwestycji w Syrii, w zakresie nieruchomości będących własnością państwa Syria lub podmiotów działających w jego imieniu, osób znajdujących się na terytorium Syrii lub obywateli Syrii, którzy nie mają miejsca stałego zamieszkania w Kanadzie, a także zakaz świadczenia i nabywania usług finansowych lub powiązanych z nimi od państwa Syria lub osób znajdujących się na terytorium Syrii, dla nich, na ich rzecz, na ich polecenie lub zlecenie.

W maju 2004 roku Stany Zjednoczone wprowadziły sankcje gospodarcze wobec Syrii, zgodnie z Ustawą o odpowiedzialności Syrii (ang. *Syria Accountability Act*). Sankcje obejmują zakaz eksportu produktów USA do Syrii za wyjątkiem żywności i leków. W związku z tym wiele produktów i urządzeń, które powszechnie stosuje się w międzynarodowej branży naftowo-gazowej, a które są produkowane w USA, może nie być dostępne w Syrii. Podobnie usługi powszechnie świadczone w branży ropy naftowej i gazu ziemnego przez firmy czy spółki z siedzibą w USA, lub prowadzące tam znaczną część działalności, mogą nie być dostępne w Syrii.

W maju 2011 roku Unia Europejska wprowadziła podobnie dalekosiężne środki wobec Syrii, które następnie uzupełniano i zmieniano w świetle pogarszającej się sytuacji politycznej i położenia ludności cywilnej.

Sankcje wprowadzone przez Kanadę, UE i USA, ograniczające zakres produktów, urządzeń, usług i zasobów finansowych, które byłyby w innym przypadku dostępne, mogą skutkować zupełną niedostępnością takich produktów, urządzeń, usług i zasobów finansowych koniecznych Spółce do prowadzenia działalności, bądź ich dostępnością po kosztach dużo wyższych niż sytuacji, w której takie sankcje nie zostałyby wprowadzone.

#### *Wspólny znak towarowy i nazwa handlowa*

Spółka używa znaku towarowego i nazwy handlowej „KOV” wspólnie z KI oraz wieloma podmiotami stowarzyszonymi KI. KI, główny akcjonariusz Spółki, to międzynarodowa spółka holdingowa wywodząca się z Polski, która wzięła nazwę od nazwiska dr Jana J. Kulczyka, polskiego przedsiębiorcy prowadzącego działalność na skalę międzynarodową, posiadającego udziały głównie w branży infrastrukturalnej, motoryzacyjnej i browarniczej. Dnia 6 listopada 2008 roku Spółka i KI zawarły umowę licencji o korzystanie z firmy i znaków towarowych („**Umowa Licencji**”). Zgodnie z warunkami Umowy Licencji, KI udzielił Spółce ograniczonej, niewyłącznej, odwoływalnej i niezbywalnej licencji na korzystanie z firmy i znaku towarowego „Kulczyk” w związku z prowadzoną przez Spółkę działalnością, a także w

nazwach domen związanych z działalnością Spółki. Zgodnie z Umową Licencji, Spółka używa obecnie - 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 niekorzystny 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 roku 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 akcji Loon Peru Limited.

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

#### *KUB-Gas 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, w szczególności: (a) ewentualne sankcje związane z brakiem wniosku do ukraińskiego organu ochrony konkurencji w związku z nabyciem w 2005 roku KUB-Gas przez Gastek; (b) możliwe działania mające na celu podważenie tytułów prawnych KUB-Gas do nieruchomości oraz praw wynikających ze stosunku najmu; (c) możliwe działania mające na celu podważenie tytułów prawnych KUB-Gas do pewnych obiektów posadowionych na gruncie oraz odwiertów gazowych; (d) możliwe spory dotyczące specjalnych zezwoleń udzielonych KUB-Gas; (e) niemożność uzyskania, utrzymania lub odnowienia niezbędnych koncesji i specjalnych zezwoleń lub niemożność spełnienia przez KUB-Gas wymogów tych koncesji, zezwoleń lub właściwych przepisów prawa; (f) krótkoterminowy charakter umów sprzedaży gazu ziemnego z odbiorcami; oraz (g) potencjalne pozwy podważające tytuł prawny KUB-Gas do jego aktywów, prawa do gruntu, prawa wynikające ze stosunku najmu, związane z wykonywaniem obowiązków w zakresie ochrony środowiska i gospodarki niebezpiecznymi odpadami;
- ryzyka właściwe dla branży gazu: (a) ukraińskie regulacje dotyczące kontroli cen, po których wydobywany gaz ziemny i inne produkty mogą być sprzedawane; (b) konkurencyjny charakter branży ropy naftowej i gazu ziemnego na Ukrainie; oraz (c) niewystarczająca infrastruktura 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; oraz

- podjęcie jakichkolwiek działań o charakterze regulacyjnym lub administracyjnym, zainicjowanie sporu, wszczęcie postępowania sądowego, zgłoszenie pozwu, roszczenia, wydanie nakazu lub podjęcie innego działania zmierzającego do:
  - zawieszenia, odwołania, anulowania lub cofnięcia którejkolwiek z Koncesji na Ukrainie,
  - wyłączenia któregoś z specjalnych zezwoleń, koncesji lub udziałów KUB-Gas,
  - skutków równoważnych wyłączeniu którejkolwiek z Koncesji na Ukrainie lub udziałów KUB-Gas,
  - żądania zmiany kontroli nad KUB-Gas lub jakąkolwiek jego częścią, lub
  - cofnięcia, ograniczenia, unieważnienia lub zakwestionowania określonych praw KUB-Gas do nieruchomości, w tym zakwestionowanie 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.

## **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 rezerw ropy naftowej i gazu ziemnego będzie uzależniona nie tylko od jej umiejętności w zakresie prowadzenia prac poszukiwawczych i zagospodarowania obecnie posiadanych aktywów, ale także od tego, czy uda jej się pozyskać stosowne aktywa produkcyjne lub obiekty poszukiwawcze w celu wykonania odwiertów poszukiwawczych. Niezdolność Spółki do skutecznego konkutowania o nabycie nowych aktywów z branży ropy naftowej i gazu ziemnego może mieć istotny niekorzystny wpływ na cenę Akcji Zwykłych.

Czynniki mające istotne znaczenie dla umocnienia pozycji konkurencyjnej na rynku dystrybucji i sprzedaży ropy naftowej i gazu ziemnego obejmują bliskość i dostępność odpowiedniej infrastruktury transportowej, ceny transportu oraz niezawodność dostawców.

W przyszłości może się zaostrzyć konkurencja o koncesje poszukiwawcze i wydobywcze oraz inne możliwości inwestycji lub nabyć w regionie. Może to powodować zwiększenie się kosztów prowadzenia działalności Spółki i ograniczać dostępne możliwości rozwoju. Niezdolność Spółki do skutecznego konkutowania może mieć niekorzystny wpływ na wyniki operacyjne i sytuację finansową Spółki.

### *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 wyższych 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 poszukiwawczo-rozpoznawczych projektów naftowo-gazowych oraz produkcyjnych aktywów mogą ulec podwyższeniu w takich okresach. W okresach niższych 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 na rynki kapitałowe niepewności inwestorów co do sytuacji światowej gospodarki. Konkurencyjny charakter sektora naftowo-gazowego sprawia, że możliwości pozyskania finansowania kapitałowego są ograniczone, wobec czego niektóre spółki zmuszone będą pokrywać koszty prowadzonych programów poszukiwawczych i zagospodarowywania 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 niekorzystny wpływ na przychody Spółki, dochód z działalności operacyjnej, przepływy pieniężne oraz zdolność kredytową i może wymagać obniżenia wartości księgowej posiadanych przez Spółkę aktywów, planowanego poziomu nakładów na poszukiwania i zagospodarowanie złóż oraz poziomu rezerw. Nie ma pewności, że ceny surowców utrzymają się na poziomie, który zapewni rentowność działalności Spółki.

Każdy istotny spadek cen ropy naftowej lub gazu ziemnego może wymagać od Spółki dokonania odpisu skapitalizowanych kosztów niektórych posiadanych przez nią aktywów naftowo-gazowych. Zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej, skapitalizowane koszty netto aktywów naftowo-gazowych nie mogą przekroczyć pewnego „górnego limitu”, który ustala się częściowo w oparciu o szacowane przyszłe przepływy pieniężne z rezerw. Jeżeli skapitalizowane koszty przewyższą ten limit, Spółka musi pokryć taką nadwyżkę z zysków. Przy spadku cen ropy naftowej i gazu ziemnego, skapitalizowane koszty netto Spółki mogą zbliżać się lub przekroczyć limit kosztów, powodując tym samym odpis z zysków. Wprawdzie sam odpis nie ma bezpośredniego wpływu na przepływy pieniężne, jednak pomniejszenie zysków mogłoby się spotkać z negatywnym odbiorem na rynku, tym samym niekorzystnie wpływając na cenę Akcji Zwykłych, lub ograniczyć możliwości zaciągnięcia przez Spółkę kredytu lub wywiązania się ze zobowiązań wynikających z przyszłych umów kredytowych lub innych instrumentów dłużnych.

W ciągu roku zakończonych dnia 31 grudnia 2012 roku Spółka zaksięgowwała odpisy na utratę wartości odzwierciedlające wygaśnięcie Umowy o podziale wpływów z wydobywania dla Bloku M w Brunei w sierpniu 2012 roku. Spółka dokonała odpisów na utratę pełnej wartości aktywów poszukiwawczych w Syrii oraz inwestycji finansowej w Ninox w 2011 roku. Z dniem 16 lipca 2012 roku Spółka, działając jako operator Bloku 9 w Syrii, ogłosiła wystąpienie zdarzenia o charakterze siły wyższej w związku z trudnymi warunkami operacyjnymi oraz ograniczeniami przepływów środków pieniężnych zarówno do kraju, jak i na jego terytorium, co łącznie stanowiło okoliczność uniemożliwiającą Spółce realizację jej zobowiązań określonych w Umowie o podziale wpływów z wydobywania dla Bloku 9 w Syrii. Spółka nadal monitoruje warunki operacyjne w Syrii w celu oceny, kiedy możliwe będzie wznowienie jej działalności operacyjnej w Syrii.

Ponadto tendencją w skali międzynarodowej jest taka zmiana przepisów prawa ochrony środowiska, która prowadzić będzie do surowszych norm i ich egzekwowania, podwyższenia kar i odpowiedzialności oraz potencjalnego wzrostu nakładów inwestycyjnych i kosztów operacyjnych. Spółka może podlegać nowym szeroko zakrojonym przepisom, regulacjom lub nadzorowi, bądź też być zobowiązana do bardziej rygorystycznego stosowania istniejących regulacji w zakresie wierceń, zwłaszcza w obszarach szczególnie chronionych i/lub dotychczas niedostępnych dla prac wiertniczych.

W dłuższej perspektywie na zdolność Spółki do prowadzenia prac poszukiwawczych mogą mieć wpływ takie zaostrzone regulacje, zaś warunki koncesji i zezwoleń mogą obejmować bardziej rygorystyczne wymogi w zakresie ochrony środowiska i/lub bezpieczeństwa i higieny. Pozyskanie koncesji poszukiwawczych, na zagospodarowanie złóż i wydobywanie, umów o podziale wpływów z wydobywania lub

kontraktów w sprawie podziału wpływów z wydobycia ropy naftowej i gazu ziemnego, zwłaszcza w przypadku wierceń na terenach morskich, może być trudniejsze bądź doznawać opóźnień ze względu na prowadzone przez władze państwowe, regionalne lub lokalne konsultacje, udzielane zgody lub inne czynniki bądź wymogi.

Ponadto Spółka może być zobowiązana do poniesienia dodatkowych nakładów, bądź do najmu lub nabycia dodatkowych urządzeń w celu przestrzegania nowych regulacji dotyczących działalności operacyjnej, ochrony środowiska i/lub bezpieczeństwa i higieny. Skutkiem takich regulacji lub wymogów może być ograniczenie długofalowego wydobycia ropy naftowej i gazu ziemnego przez Spółkę oraz ograniczenie kontroli Spółki nad charakterem i harmonogramem jej działalności poszukiwawczej, oceny i zagospodarowania złóż, wydobycia i innych działań, jak też może to mieć istotny niekorzystny wpływ na ogólną zdolność Spółki do podjęcia takich działań, również w konsekwencji znacznych opóźnień lub istotnego zwiększenia kosztów. Takie dodatkowe koszty, przerwy i opóźnienia mogą mieć niekorzystny wpływ na działalność, perspektywy rozwoju, sytuację finansową i wyniki działalności Spółki.

Nieprzestrzeganie przez Spółkę obowiązujących wymogów prawnych lub uznanych norm międzynarodowych może prowadzić do powstania istotnych zobowiązań.

#### *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, wywłaszczenie aktywów lub nałożenie podatków o charakterze szykanującym. 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 niekorzystnie 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 wykonalnością korzystnych 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 sposób określony przez odpowiednie organy regulacyjne. Przestrzeganie tego rodzaju przepisów może wiązać się z koniecznością poniesienia znaczących nakładów, a naruszenie tych przepisów może skutkować koniecznością zapłacenia grzywn lub kar, których wysokość może być w niektórych przypadkach znaczna. Tendencją w skali międzynarodowej jest taka zmiana przepisów prawa ochrony środowiska, która prowadzić będzie do surowszych norm i ich egzekwowania, podwyższenia kar i odpowiedzialności oraz potencjalnego wzrostu nakładów inwestycyjnych i kosztów operacyjnych. 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. W opinii Spółki przestrzega ona regulacji środowiskowych obecnie obowiązujących w krajach, w których prowadzi działalność, i nie posiada informacji oraz nie została powiadomiona o naruszeniu takich regulacji. Jednakże nie ma pewności, że odmienna interpretacja lub sposób egzekwowania przestrzegania przepisów w zakresie ochrony środowiska w poszczególnych jurysdykcjach, w których działa Spółka, nie doprowadzi do ograniczenia wydobycia lub znaczącego wzrostu kosztów wydobycia, zagospodarowywania lub działalności poszukiwawczej, bądź w inny sposób nie wpłynie niekorzystnie 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 roku *Ustawę nr 50 o Ochronie Środowiska* (ang. *Law No. 50 on the Protection of the Environment*) („**Ustawa nr 50**”). Ustawa nr 50 określa podstawowe zasady ochrony środowiska naturalnego w Syrii i procedury, które powinny być przestrzegane przez podmioty prowadzące działalność w każdej gałęzi przemysłu, która może powodować powstanie szkód w środowisku naturalnym Syrii.

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

Rząd Brunei podjął aktywne działania, 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 roku (ang. *Merchant Shipping (Civil Liability and Compensation for Oil Pollution) Order, 2008*) wdraża postanowienia Międzynarodowej konwencji o odpowiedzialności cywilnej za zanieczyszczenia ropą naftową z 1992 roku (ang. *International Convention on Civil Liability for Oil Pollution Damage of 1992*) oraz Międzynarodowej konwencji o utworzeniu międzynarodowego funduszu odszkodowań za szkody spowodowane zanieczyszczeniami ropą naftową z 1992 roku (ang. *International Convention on the Establishment of an International Fund for the Compensation of Oil Pollution Damage of 1992*). Organem odpowiedzialnym za kwestie ochrony środowiska w Brunei jest Departament Parków i Rekreacji w Ministerstwie Rozwoju.

#### *Czynniki pogodowe*

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

## 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. Zobacz punkt „Czynniki ryzyka - Przestrzeganie przepisów obowiązujących w zagranicznych systemach prawnych” w odniesieniu do ostatnich wydarzeń związanych z ukraińskim systemem rejestracji użytkowania gruntów, które mogą powodować opóźnienia, bądź zwiększać koszt planowanej przez Spółkę budowy gazociągów z jej odwiertów wydobywczych na Koncesjach na Ukrainie do infrastruktury przesyłowej. W Brunei i Syrii, gdzie Spółka nie prowadzi obecnie wydobywania ropy naftowej ani gazu ziemnego, możliwości przyszłej sprzedaży ropy naftowej i gazu ziemnego przez Spółkę będą uzależnione od nabycia wystarczającej przepustowości w gazociągach dostarczających ropę naftową i gaz ziemny na rynki sprzedaży. Dostępność przepustowości w gazociągach dla nowych klientów 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:

- niepewność co do możliwości zrealizowania dostaw, związana z odległością eksploatowanych rezerw od infrastruktury przesyłowej oraz stacji przetwarzania,
- sankcje ekonomiczne i inne sankcje, wprowadzające między innymi zakaz eksportu ropy naftowej i produktów naftowych pochodzących z krajów, w których działa Spółka;
- problemy związane z eksploatacją takich rurociągów i stacji, jak również
- szeroki zakres regulacji rządowych w zakresie cen, podatków, opłat koncesyjnych (ang. *royalty*), dzierżawy gruntu, dopuszczalnego wydobywania, 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.

Rentowność i przyszły rozwój Spółki oraz wartość księgowa posiadanych przez nią aktywów naftowo-gazowych są w znaczącym stopniu uzależnione od aktualnych cen ropy naftowej i gazu ziemnego. Zdolność Spółki do 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, w tym niekonwencjonalnych zasobów ropy naftowej i naturalnych akumulacji gazu ziemnego. W szczególności na Ukrainie Spółka narażona jest na ryzyko związane z wahaniami ceny gazu ziemnego, na którą wpływ mają warunki gospodarcze na Ukrainie, zalecenia Międzynarodowego Funduszu Walutowego oraz dostępność gazu ziemnego importowanego z Rosji i cena określona przez rosyjskich eksporterów. Zarówno konflikty, jak i procesy pokojowe zachodzące w różnych regionach świata, gdzie wydobywa się znaczące ilości ropy naftowej i gazu ziemnego, mogą mieć istotny wpływ na ceny ropy naftowej i gazu ziemnego, każde zaś jednostkowe negatywne zdarzenie może skutkować poważnym spadkiem cen, a tym samym zmniejszeniem przychodów netto Spółki z wydobywania.

Każdy znaczący spadek cen ropy naftowej i gazu ziemnego miałby istotny niekorzystny wpływ na przychody, zysk operacyjny, przepływy pieniężne i zdolność kredytową Spółki i może wymagać obniżenia wartości księgowej aktywów Spółki, planowanego poziomu wydatków na działalność poszukiwawczą i zagospodarowanie złóż oraz poziomu rezerw Spółki. Nie ma żadnej gwarancji, że ceny towarów utrzymają się na poziomie umożliwiającym Spółce prowadzenie rentownej działalności.

Każdy znaczący spadek cen ropy naftowej i/lub gazu ziemnego może również powodować konieczność dokonania przez Spółkę odpisu skapitalizowanych kosztów niektórych aktywów naftowo-gazowych. 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.

#### *Ryzyka związane z systemem podatkowym / opłatami koncesyjnymi na Ukrainie*

Spółka płaci na Ukrainie różnego rodzaju podatki, w tym ogólny podatek od osób prawnych, podatek od wynagrodzeń, VAT, opłaty koncesyjne (ang. *royalty*) za wydobycie gazu ziemnego i ropy naftowej, których stawki są różne w przypadku ropy naftowej i gazu ziemnego. System podatkowy na Ukrainie podlega częstym zmianom. Ryzyka podatkowe na Ukrainie są dużo wyższe niż zwykle w krajach o bardziej rozwiniętym systemie podatkowym, co znacznie zwiększa ryzyko prowadzenia działalności i inwestycji Spółki na Ukrainie. Ukraińskie prawo podatkowe obowiązuje od 1 stycznia 2011 roku i podlega ciągłym zmianom i poprawkom. W efekcie brak jest stabilnej praktyki stosowania tego prawa, a orzecznictwo nadal jest ograniczone. Często istnieją rozbieżne opinie dotyczące interpretacji prawa, zarówno pomiędzy ministerstwami i organami władz, jak i w ich ramach, w tym również w administracji podatkowej, co prowadzi do powstania niepewności i sprzeczności. Chociaż nowy ukraiński kodeks podatkowy, który wszedł w życie z dniem 1 stycznia 2011 roku, uznawany jest przez władze za znaczny krok naprzód we wdrażaniu reformy podatków, mającej unowocześnić i uprościć ukraiński system podatkowy, to przyjęcie ukraińskiego kodeksu podatkowego może mieć niekorzystny wpływ na działalność Spółki na Ukrainie. Ponadto egzekwowanie przepisów podatkowych w przypadku ich naruszeń na Ukrainie może obejmować stosowanie kar i sankcji, w tym postępowania karnego i administracyjnego, o znacznie wyższej wadze niż zwykle w krajach o bardziej rozwiniętym systemie podatkowym. Ponadto trzyletni okres przedawnienia ograniczający uprawnienia kontrolne władz skarbowych może nie być przestrzegany lub może zostać przedłużony w określonych okolicznościach, zaś fakt przeprowadzenia kontroli za dany okres nie zwalnia z dalszej kontroli za ten sam okres, ani z kontroli deklaracji podatkowych dotyczących tego okresu.

#### *Dostępność sprzętu i usług*

Działalność w zakresie poszukiwania i zagospodarowywania złóż ropy naftowej i gazu ziemnego jest uzależniona od dostępności specjalistycznego sprzętu wiertniczego oraz innego rodzaju urządzeń, a także usług wykonawców zewnętrznych w zakresie dostarczenia takiego sprzętu i wyspecjalizowanych usług związanych z wierceniem, opróbkowaniem, zbrojeniem i eksploataowaniem odwiertów ropy naftowej i gazu ziemnego w rejonach prowadzenia takiej działalności. Ograniczona dostępność sprzętu i usług lub trudności w ich pozyskaniu mogą wpływać na dostępność i/lub koszt takiego sprzętu i usług dla Spółki, i mogą opóźnić prace badawcze i zagospodarowanie złóż lub zwiększać koszty działalności Spółki w zakresie poszukiwania, zagospodarowywania złóż i wydobycia.

Ograniczona dostępność i wyższe ceny mogą w szczególności wynikać ze znacznej intensyfikacji działalności poszukiwawczej i zagospodarowywania złóż w danym regionie, co z kolei może wynikać z rosnących lub stale wysokich cen ropy naftowej i gazu ziemnego. Na obszarach, na których Spółka prowadzi działalność, może występować duże zapotrzebowanie na urządzenia wiertnicze oraz innego rodzaju sprzęt i usługi, przy czym zapotrzebowanie na nie może rosnąć i spadać z upływem czasu, w zależności od ogólnego poziomu aktywności w branży. Niezdolność terminowego zabezpieczenia przez Spółkę niezbędnego sprzętu i usług może opóźniać, ograniczać lub obniżać rentowność i opłacalność działalności Spółki i niekorzystnie wpłynąć na działalność, wyniki działalności operacyjnej lub sytuację finansową Spółki.

#### *Nowa technologia*

Sektor ropy naftowej i gazu ziemnego charakteryzuje szybki i znaczny rozwój technologiczny oraz wprowadzanie nowych produktów i usług korzystających z nowych technologii. Inne spółki naftowo-gazowe mogą posiadać większe zasoby finansowe, techniczne i kadrowe, umożliwiające im wykorzystanie postępu technologicznego, a w przyszłości pozwalające im na wdrożenie nowych technologii wcześniej niż Spółka lub w okolicznościach, w których Spółka nie będzie do tego zdolna. Nie ma żadnej gwarancji, że Spółka będzie w stanie reagować na taką presję konkurencyjną i wdrażać takie technologie w odpowiednim czasie i przy akceptowalnym poziomie kosztów. Poszczególne technologie stosowane obecnie przez Spółkę lub wdrażane w przyszłości mogą stać się przestarzałe. W przypadku,

gdy Spółka nie będzie w stanie wykorzystać najbardziej zaawansowanej, dostępnej komercyjnie technologii, może to mieć istotny niekorzystny wpływ na działalność, sytuację finansową, wyniki działalności i perspektywy rozwoju Spółki.

### *Ubezpieczenie*

Z poszukiwaniem, zagospodarowywaniem i eksploatacją złóż ropy naftowej i gazu ziemnego wiąże 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, urządzeń produkcyjnych oraz innego rodzaju majątku, szkody w środowisku naturalnym lub szkody osobowe. Udział Spółki w poszukiwaniu i zagospodarowywaniu aktywów naftowo-gazowych może narazić ją na odpowiedzialność z tytułu zanieczyszczenia środowiska, niekontrolowanej erupcji, szkód majątkowych, szkód osobowych lub innego rodzaju podobnych zdarzeń. Wszystkie obszary ryzyka mogą być objęte różnymi formami ubezpieczenia, w tym ubezpieczeniem mienia (ang. *property insurance*) od 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. Decyzja co do zakresu wykupywanego ubezpieczenia uzależniona będzie od bieżącej oceny kosztów składek ubezpieczenia w stosunku do ryzyka wystąpienia szkody i wymiaru potencjalnej odpowiedzialności finansowej.

Spółka, poprzez swoje spółki zależne (pośrednio, w 100%) jest operatorem dla swoich aktywów w Syrii i Bloku L w Brunei i pozyskuje w miarę potrzeb ubezpieczenia działalności, która będzie tam prowadzona. 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, zaś Spółka upewniła się, że KUB-Gas posiada wymagane ubezpieczenia. KUB-Gas zapewniła również ubezpieczenie swojego majątku i działalności operacyjnej od ryzyka, które zwykle jest przedmiotem ubezpieczenia Spółki w innych krajach, w których prowadzi ona działalność operacyjną. Istnieje jednak możliwość, że obowiązkowe polisy nie obejmą lub nie pokryją w całości skutków pewnych zdarzeń lub potencjalnej odpowiedzialności KUB-Gas z tytułu zanieczyszczenia środowiska lub innych zagrożeń operacyjnych, których nie można ubezpieczyć, lub których postanowiono nie obejmować ochroną ubezpieczeniową. W celu zabezpieczenia tych ryzyk Spółka zawiera umowy ubezpieczenia, zgodne ze standardami branżowymi, po przeanalizowaniu porad udzielanych przez brokerów ubezpieczeniowych. Jest jednak możliwe, iż suma ubezpieczenia jest ograniczona i może nie wystarczyć na pokrycie odpowiedzialności w pełnej wysokości. Ponadto, niektóre ryzyka mogą nie być objęte ubezpieczeniem, w tym w pewnych okolicznościach wskutek decyzji Spółki o nieobjęciu określonych ryzyk ochroną ubezpieczeniową z uwagi na wysokie stawki składek ubezpieczeniowych, lub z innych powodów. Na przykład Spółka nie posiada ubezpieczenia od aktów przemocy politycznej, wywłaszczenia lub konfiskaty majątku przez rząd, niehonorowania lub unieważnienia kontraktów przez rząd, bezzasadnego wykorzystania gwarancji lub akredytywy, przerw w prowadzeniu działalności gospodarczej, braku wymienialności waluty obcej lub braku możliwości repatriacji środków finansowych bądź podobnych rodzajów ryzyka politycznego w obszarach, na których Spółka prowadzi działalność. 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.

### *Globalne rynki kapitałowe*

Zawirowania, jakie wystąpiły w kilku ostatnich latach na międzynarodowych i krajowych rynkach kapitałowych, spowodowały spadek płynności i wzrost premii za ryzyko kredytowe dla niektórych uczestników rynku i doprowadziły do spadku dostępności finansowania. Spółki prowadzące działalność w krajach rynków wschodzących mogą być szczególnie narażone na takie zawirowania i spadki dostępności kredytu lub wzrosty kosztów finansowania, co w ich przypadku może powodować powstanie trudności finansowych. Ponadto istotny wpływ na dostępność kredytu dla podmiotów działających na rynkach wschodzących i rozwijających się ma poziom zaufania inwestorów do takich rynków w całości, w

związku z czym wszelkie czynniki wpływające na zaufanie rynków (na przykład spadek ratingu kredytowego, interwencje państwa lub banku centralnego na danym rynku bądź akty terrorystyczne i konflikty) mogą mieć wpływ na cenę lub dostępność finansowania dla podmiotów na każdym z tych rynków.

Od początku światowego kryzysu gospodarczego w 2008 roku na niektóre gospodarki rynków wschodzących niekorzystny wpływ wywierała i nadal może wywierać dekonjunktura na rynku i spowolnienie gospodarcze w innych regionach świata. Podobnie jak miało to miejsce w przeszłości, problemy finansowe występujące poza terytorium krajów o gospodarce wschodzącej lub rozwijającej się, bądź też wzrost postrzeganego ryzyka związanego z inwestycjami w takiej gospodarce, mogą ograniczać inwestycje zagraniczne i wywierać niekorzystny wpływ na gospodarkę tych krajów (w tym między innymi krajów, w których Spółka prowadzi działalność). Powiązania pomiędzy działalnością gospodarczą na różnych rynkach i w różnych sektorach są złożone i zależą nie tylko od czynników bezpośrednich, jak bilans handlowy i obrotów kapitałowych pomiędzy krajami, ale również od krajowej polityki pieniężnej, fiskalnej i innej reakcji politycznej na warunki makroekonomiczne.

Ponadto akty terrorystyczne i konflikty zbrojne mające miejsce na Bliskim Wschodzie, w Afryce Północnej, Afryce Zachodniej i w innych regionach również mogą mieć znaczący wpływ na międzynarodowe rynki finansowe i towarowe. Każdy kolejny międzynarodowy lub krajowy akt terrorystyczny czy konflikt zbrojny może mieć niekorzystny wpływ na rynki finansowe i towarowe w krajach, w których Spółka prowadzi działalność, oraz szerzej na gospodarkę światową. Każdy akt terrorystyczny czy konflikt zbrojny powodujący zakłócenia w eksporcie ropy naftowej i gazu ziemnego może mieć niekorzystny wpływ na działalność, sytuację finansową, wyniki działalności lub perspektywy rozwoju Spółki.

#### *Przestoje w pracy i spory pracownicze*

Zdolność wykonawców i usługodawców Spółki do zarządzania własnym personelem może być ograniczana przez funkcjonowanie zakładowych związków zawodowych. W przypadku znaczącego sporu pomiędzy wykonawcami lub usługodawcami a ich pracownikami zrzeszonymi w związkach zawodowych, może nastąpić przerwa lub wstrzymanie działalności Spółki, co może mieć istotny niekorzystny wpływ na działalność, wyniki działalności lub sytuację finansową Spółki.

Brak regularnej wypłaty pełnych wynagrodzeń oraz brak ogólnego dostosowania poziomu wynagrodzeń i świadczeń do szybko zmieniających się kosztów utrzymania w przeszłości prowadził i w przyszłości prowadzić może do akcji pracowniczych i rozruchów społecznych. Akcje pracownicze i rozruchy społeczne mogą mieć konsekwencje polityczne, społeczne i gospodarcze, jak wzrost poparcia dla wzmocnienia centralizacji władzy, wzrost nacjonalizmu, w tym postulaty ograniczenia zagranicznej własności lokalnych przedsiębiorstw, jak też akty przemocy. Takie zdarzenia mogą ograniczać działalność Spółki i prowadzić do utraty przychodów, co może mieć istotny niekorzystny wpływ na zdolność Spółki do skutecznego prowadzenia jej działalności.

#### *Niespodziewane przerwy*

Problemy mechaniczne, wypadki, wycieki lub inne zdarzenia w rurociągach lub infrastrukturze Spółki mogą powodować niespodziewane przerwy produkcji w obiektach Spółki. Rozruchy polityczne również mogą powodować przerwy w wydobywaniu. Nieplanowane przerwy w wydobywaniu w obiektach Spółki lub szkody środowiskowe wynikające z uwolnienia zanieczyszczeń w obiektach Spółki mogą mieć istotny niekorzystny wpływ na działalność, wydobywanie, sytuację finansową i wyniki działalności Spółki.

#### *Spory*

Podobnie jak każda branża, przemysł naftowy może być adresatem roszczeń zgłaszanych co pewien czas w sposób uzasadniony bądź też bezzasadny. Koszty obrony i ugody mogą być znaczące, nawet w przypadku roszczeń bezzasadnych. Ze względu na zasadniczą niepewność związaną z przebiegiem sporu, nie ma żadnej gwarancji, że dane działania prawne nie będą miały istotnego niekorzystnego wpływu na sytuację finansową, wyniki lub działalność Spółki. Na działalność Spółki istotny niekorzystny

wpływ może mieć fakt stwierdzenia, że Spółka i/lub jej pracownicy lub przedstawiciele nie zachowali należytej staranności lub nie wykonywali swoich uprawnień lub kompetencji z zachowaniem wszelkiej ostrożności i w odpowiedni sposób zgodnie z przyjętymi normami. Ponadto niepochlebne nagłośnień takich roszczeń może mieć istotny niekorzystny wpływ na działalność Spółki.

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

*Kontrolujący Akcjonariusz posiada znaczną kontrolę nad działalnością Spółki*

Na dzień niniejszego RFI 240.807.193 Akcje Zwykłe stanowiące około 49,99% Akcji Zwykłych Spółki znajduje się w posiadaniu Kl. Dr Jan J. Kulczyk, były Przewodniczący Rady Dyrektorów Spółki, jest przewodniczącym rady nadzorczej Kl. Dwaj inni dyrektorzy Spółki, Manoj Madnani oraz Dariusz Mioduski, zasiadają w zarządzie Kl.

Posiadany przez Kl udział w kapitale zakładowym Spółki umożliwia Kl kontrolę nad znaczną większością decyzji podejmowanych przez akcjonariuszy Spółki, w tym decyzji w sprawie wyboru dyrektorów. Na dzień niniejszego RFI, Kl 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.

Zgodnie z raportem wczesnego sygnalizowania, opublikowanym przez Kl w systemie SEDAR dnia 19 grudnia 2012 roku, Kl i Radwan łącznie posiadają 267.435.553 Akcje Zwykłe stanowiące około 55,52% Akcji Zwykłych. Z punktu widzenia kanadyjskich przepisów dotyczących papierów wartościowych w pewnych okolicznościach Radwan uznać można za podmiot współdziałający z Kl w związku z umową z dnia 15 września 2010 r. zawartą pomiędzy Radwan i Kl, która upoważnia Radwan do procentowego udziału w inwestycjach Kl i zobowiązuje Radwan do wykonywania prawa głosu z wszystkich papierów wartościowych nabytych zgodnie z tą umową zgodnie z wytycznymi Kl. Łączny posiadany przez Kl i Radwan udział w kapitale zakładowym Spółki umożliwia Kl kontrolę nad znaczną większością decyzji podejmowanych przez akcjonariuszy Spółki, w tym decyzji w sprawie wyboru dyrektorów. Na dzień niniejszego RFI, Kl i Radwan posiadają 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 kontrolujących i znaczących Akcjonariuszy mogłaby wywrzeć niekorzystny wpływ na cenę Akcji Zwykłych*

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

Na dzień niniejszego RFI 240.807.193 Akcje Zwykłe stanowiące około 49,99% Akcji Zwykłych Spółki znajduje się w posiadaniu Kl. Spółka nie może zagwarantować, że Kl nie sprzeda żadnych posiadanych przez siebie Akcji będących przedmiotem obrotu na rynku regulowanym. Sprzedaż przez Kl 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 niniejszego RFI, istnieje możliwość wyemitowania 41.294.000 Akcji Zwykłych w związku z wykonaniem istniejących opcji na akcje Spółki, po cenach od 0,38 USD za Akcję Zwykłą do 0,69 USD za Akcję Zwykłą. 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. W przypadku zwiększenia kapitału zakładowego Spółki i emisji nowych Akcji Zwykłych w zamian za gotówkę, obecnym akcjonariuszom zgodnie z dokumentami statutowymi Spółki i obowiązującym prawem kanadyjskim nie przysługuje prawo poboru ani podobne prawo do takich Akcji Zwykłych w celu utrzymania ich proporcjonalnego udziału w Spółce. 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**

Spółka nie jest i nie była stroną, zaś majątek Spółki nie jest i nie był przedmiotem postępowania sądowego, objętego wymogami informacyjnymi w ramach niniejszego rozdziału, od początku roku obrotowego zakończonego z dniem 31 grudnia 2012 roku.

## **UDZIAŁ KIEROWNICTWA I INNYCH OSÓB W ISTOTNYCH TRANSAKCJACH**

### **Wprowadzenie**

Niniejsza część przedstawia opis istotnego zaangażowania (bezpośrednio i pośrednio) 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 obrotowych lub w bieżącym roku obrotowym, mających znaczny wpływ lub mogących mieć znaczny wpływ na Spółkę.

### **Nabycie akcji przez KI**

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

### **Skrypt Dłużny KI**

W dniu 9 września 2009 roku KOV i KI, większościowy akcjonariusz Spółki, sfinalizowali porozumienie, na mocy którego KI ma udzielić KOV finansowania w wysokości do 8,0 mln USD, które umożliwi Spółce wykonanie jej zobowiązań finansowych przed zamknięciem pierwszej oferty publicznej i jednoczesnym pozyskaniem kapitału w Polsce oraz wprowadzeniem Akcji Zwykłych do obrotu na GPW. W związku z tym porozumieniem KOV wyemitował Skrypt Dłużny KI – niezabezpieczony skrypt zamienny, przeznaczony dla KI. Oprocentowanie Skryptu Dłużnego KI wynosiło 7,16% w skali roku, z półroczną kapitalizacją odsetek. W listopadzie 2009 roku warunki Skryptu Dłużnego KI zmieniono w celu zwiększenia kwoty udzielonego finansowania do 11,0 mln USD, przy czym pozostałe warunki nie uległy zmianie. W styczniu 2010 roku warunki Skryptu Dłużnego KI ponownie zmieniono w celu zwiększenia kwoty udzielonego finansowania do 20,0 mln USD, przy czym pozostałe warunki nie uległy zmianie.

Na dzień 31 marca 2010 roku Spółka zaciągnęła zobowiązanie w wysokości 20 mln USD zgodnie z warunkami Skryptu Dłużnego KI. Dnia 25 maja 2010 roku, pierwszym dniu obrotu akcjami Spółki na GPW, strony Skryptu Dłużnego KI zgodziły się na konwersję około 14,4 mln USD z pozostałej kwoty Skryptu Dłużnego KI na 25.000.000 Akcji Zwykłych. W dniu 9 lipca 2010 roku dokonano konwersji pozostałej kwoty zobowiązania w wysokości około 4,6 mln USD na 10.086.842 Akcji Zwykłych, a odsetki narosłe do daty konwersji zostały wypłacone w gotówce.

### **Zamienne skrypty dłużne KI/Radwan**

W dniu 11 sierpnia 2011 roku Spółka zawarła Skrypty Dłużne KI/Radwan z KI oraz Radwan. Łączna kwota dostępna na podstawie Skryptów Dłużnych KI/Radwan, o rocznym oprocentowaniu w wysokości

8,0% płatnym rocznie, wynosi 23,5 mln USD. Zawiadomienie o konwersji otrzymano przed dniem 11 sierpnia 2012 roku, a niedługo potem pełną kwotę Skryptów w wysokości 23,5 mln USD wraz z naliczonymi odsetkami zamieniono na 60.499.029 Akcji Zwykłych. Skrypty Dłużne KI/Radwan zawierały również klauzulę dodatkowego oprocentowania w wysokości 12,0% płatnego w akcjach KOV w momencie konwersji.

Zobacz punkt „Informacje ogólne o rozwoju działalności – Trzyletnia historia Spółki – Skrypty Dłużne KI/Radwan”.

### **Pożyczka KI**

W dniu 22 czerwca 2012 roku Spółka zawarła z KI umowę w sprawie udzielenia KOV finansowania w kwocie do 12,0 mln USD w celu sfinansowania bieżącego zapotrzebowania KOV na kapitał obrotowy. KI zobowiązała się udzielić finansowania w formie pożyczki dla KOV w kwocie kapitału do 12,0 mln USD z terminem spłaty na dzień 31 grudnia 2012 roku. Odsetki płatne są według oprocentowania 15,0% rocznie, a KOV może w każdej chwili dokonać wcześniejszej spłaty całości lub części pożyczki.

Umowa pożyczki została zmieniona przez Spółkę i KI z dniem 11 grudnia 2012 roku, między innymi przedłużono termin Pożyczki KI o jeden rok z 31 grudnia 2012 roku do 31 grudnia 2013 roku oraz zapisano, że należności z tytułu Pożyczki KI będą zamienne na Akcje Zwykłe. Na dzień 31 grudnia 2012 roku Spółka miała w ramach Pożyczki KI zaciągnięte zobowiązanie w kwocie 10,0 mln USD.

Zobacz punkt „Informacje ogólne o rozwoju działalności – Trzyletnia historia Spółki – Pożyczka KI”.

### **Usługi KI**

Spółka zawarła umowy dotyczące bieżącego świadczenia usług korporacyjnych, doradczych i konsultingowych na rzecz Spółki przez Kulczyk Holdings S.A. („KH”) oraz KI, które wygasły w czerwcu 2011 roku. W ciągu 2012 roku Spółka zapłaciła KI łącznie 0 USD (w miesięcznych ratach) jako wynagrodzenie z tytułu świadczonych usług (w 2011 roku – 210.000 USD), a wynagrodzenie dla KH z tego tytułu (płatne w miesięcznych ratach) wynosiło 0 USD (w 2011 roku – 90.000 USD). W ciągu roku zakończonego z dniem 31 grudnia 2010 roku Spółka zapłaciła KI wynagrodzenie w kwocie 450.000 USD z tytułu pomocy w Nabyciu KUB-Gas. W ciągu roku obrotowego 2010 Spółka zapłaciła również KI odsetki od Skryptu Dłużnego KI w kwocie 616.857 USD. Poza wielkościami podanymi w powyższych punktach odnośnie do Skryptu Dłużnego KI/Radwan i Pożyczki KI, Spółka nie miała żadnych kwot należnych na rzecz KI lub KH na dzień 31 grudnia 2012 roku, na dzień 31 grudnia 2011 roku ani na dzień 31 grudnia 2010 roku.

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

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

Umowa Licencji nie daje KOV żadnych praw własności ani innych praw, tytułów czy udziałów w Znakach, a cała wartość firmy związana ze Znakami przysługuje i należy do KI. KI może zobowiązać KOV do zamieszczenia we wszystkich materiałach dotyczących Znaków lub zawierających Znaki informacji, że KOV korzysta ze Znaków zgodnie z licencją udzieloną przez KI. KI może zobowiązać KOV do podjęcia na własny koszt wszelkich działań niezbędnych do ochrony Znaków przed ich naruszeniem, naśladowaniem, rozwodnieniem lub zakwestionowaniem. KOV wynagrodzi KI szkody ze wszystkich roszczeń jakie wynikną ze stosowania Znaków przez KOV lub z ewentualnego naruszenia Umowy Licencji przez Spółkę. W pewnych okolicznościach KOV może udzielić podmiotowi zależnemu podlicencji na Znaki.

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

### **Obligacje TIG i Zamienny Skrypt Dłużny TIG**

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

Przed zakończeniem transakcji Nabycia Triton, KI przejęła zobowiązanie KOV do nabycia Obligacji TIG o wartości 5.005.000 USD za gotówkę, zgodnie z umową cesji z dnia 15 września 2009 roku, oraz nabyła tego dnia Obligacje TIG o wartości 5.005.000 USD. KI natychmiast dokonała zamiany Obligacji TIG na akcje Triton po cenie zamiany 3,80 USD za akcję, wskutek czego KI nabyła 1.317.105 akcji Triton. Następnie akcje zostały przez KI sprzedane KOV 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 roku nastąpiło zamknięcie finansowe Nabycia Triton, a Spółka dokonała emisji zabezpieczonych zamiennych skryptów dłużnych o łącznej wartości 10.010.000 USD z terminem zapadalności przypadającym na dzień 12 sierpnia 2011 roku („**Zamienny Skrypt Dłużny TIG**”) w zamian za Obligacje TIG. Zamienny Skrypt Dłużny TIG był zabezpieczony zmiennym zastawem na całym obecnym i przyszłym majątku Spółki i był oprocentowany według stopy 7,16% z półroczną kapitalizacją odsetek, płatnych rocznie. Spółka miała prawo pierwszeństwa do spłaty Zamiennego Skryptu Dłużnego TIG w całości, w przypadku zamiaru TIG przeniesienia Zamiennego Skryptu Dłużnego TIG. Zamienny Skrypt Dłużny TIG mógł być skonwertowany w dowolnym czasie po dniu 25 maja 2010 roku (zakończenie oferty Akcji Zwykłych w związku z pozyskaniem kapitału na GPW) a przed datą wymagalności, po cenie konwersji odpowiadającej niższej z podanych kwot: 0,692 USD za jedną Akcję Zwykłą lub cenie, po jakiej Akcje Zwykłe zostały zaoferowane w maju 2010 roku w związku z pozyskaniem kapitału na GPW. W efekcie cenę konwersji określono na poziomie 0,5767 USD za jedną Akcję Zwykłą, co znalazło odzwierciedlenie w zapisach aneksu datowanego na 16 sierpnia 2010 roku. We wrześniu 2010 roku Spółka zapłaciła w gotówce 729.545 USD odsetek.

W dniu 1 sierpnia 2011 roku TIG sprzedał Zamienny Skrypt Dłużny TIG na rzecz podmiotu zależnego spółki MWG, niepowiązanego podmiotu zewnętrznego, za cenę równą wartości nominalnej 10 mln USD powiększonej o naliczone odsetki. W dniu 12 sierpnia 2011 roku MWG dokonała zamiany Zamiennego Skryptu Dłużnego TIG na 18.501.037 akcji zwykłych po cenie 0,5767 USD za akcję.

### **AGENT TRANSFEROWY I PRZEDSTAWICIEL REJESTRU**

Agentem transferowym, 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 niniejszego RFI, w podziale na umowy zawarte w zwykłym toku działalności i umowy zawarte poza zwykłym tokiem działalności, jak również przesłanki, dla których KOV uznaje, że dana umowa jest istotna, oraz informację o części niniejszego RFI, w której omówiono daną umowę.

### **Umowy zawarte w zwykłym toku działalności**

Dodatkowe informacje o poniższych umowach przedstawiono w punkcie „*Główne Aktywa Naftowe i Gazowe – Brunei – Istotne umowy*”.

- *Umowa o wspólnym udziale w przetargu*
- *Umowa o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku L*
- *Umowa operacyjna dla Bloku L*
- *Uгода*
- *Umowa kupna-sprzedaży (AED SEA)*

Dodatkowe informacje o poniższych umowach przedstawiono w punkcie „*Główne Aktywa Naftowe i Gazowe – Syria – Istotne umowy*”.

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

### **Umowy zawarte poza zwykłym tokiem działalności**

Dodatkowe informacje o poniższej umowie przedstawiono w punkcie „*Główne Aktywa Naftowe i Gazowe – Ukraina – Istotne umowy*”.

- *Umowa akcjonariuszy*

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

- *Umowa licencji*

Dodatkowe informacje o poniższych umowach przedstawiono w punktach „*Informacje ogólne o rozwoju działalności – Kredyt EBOR*” oraz „*– Pożyczka KI*”.

- *Kredyt EBOR*
- *Umowa pożyczki KI*

### **NIEZALEŻNOŚĆ EKSPERTÓW**

KPMG LLP, Chartered Accountants (audytor Spółki) sporządził raport biegłego rewidenta na temat skonsolidowanego bilansu Spółki na dzień 31 grudnia 2012 roku oraz skonsolidowanego sprawozdania z całkowitych zysków i przepływów środków pieniężnych za rok zakończony z dniem 31 grudnia 2012 roku, który to raport biegłego rewidenta dotyczy ostatniego zakończonego roku obrotowego Spółki. Na dzień 20 marca 2013 roku KPMG LLP, Chartered Accountants oświadcza, że jest niezależny zgodnie z zasadami etyki zawodowej Instytutu Biegłych Rewidentów Prowincji Alberta (*Institute of Chartered Accountants of Alberta*).

Informacje dotyczące warunkowych i perspektywicznych zasobów związanych z Aktywami KUB-Gas na Ukrainie, a także potwierdzonych, prawdopodobnych i możliwych rezerw Spółki na Ukrainie, warunkowych i perspektywicznych zasobów Spółki w Brunei oraz perspektywicznych zasobów Spółki w Bloku 9 w Syrii, przedstawione w niniejszym RFI, zostały ocenione przez RPS jako zewnętrzną wykwalifikowanego rzeczoznawcę do oceny rezerw. Według wiedzy Spółki, na dzień niniejszego RFI,

odpowiednio wspólnicy, pracownicy i współpracownicy RPS łącznie, bezpośrednio oraz pośrednio posiadają mniej niż 1% Akcji Zwykłych.

#### **INFORMACJA DODATKOWA**

Dodatkowe informacje dotyczące Spółki znajdują się na stronie internetowej systemu SEDAR [www.sedar.com](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 18 kwietnia 2012 roku, wydanym w związku z walnym zgromadzeniem akcjonariuszy w dniu 16 maja 2012 roku. Dodatkowe informacje finansowe znajdują się w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym Spółki na dzień i za rok obrotowy zakończony 31 grudnia 2012 roku zbadanym przez biegłego rewidenta, jak również w sprawozdaniu kierownictwa w działalności za rok obrotowy zakończony 31 grudnia 2012 roku.



## ZAŁĄCZNIK A

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

#### ***Część 1 – Data dokumentu***

Niniejsze oświadczenie o stanie rezerw i inne informacje o ropie naftowej i gazie datowane są na 20 marca 2013 roku. Informacje podane w niniejszym dokumencie dotyczą stanu na 31 grudnia 2012 roku, a 15 marca 2013 roku jest datą sporządzenia tych informacji.

## Część 2 – Ujawnienie danych o rezerwach

Zgodnie z Zarządzeniem Krajowym 51-101 „Obowiązki informacyjne dotyczące działalności w sektorze ropy naftowej i gazu” (ang. *National Instrument 51-101 Standards of Disclosure for Oil and Gas Activities*) tabele zawarte w niniejszym zestawieniu stanowią podsumowanie rezerw ropy naftowej i gazu ziemnego oraz wartości przyszłych przychodów netto Kulczyk Oil Ventures Inc. (zwanej dalej „**Spółką**” lub „**Kulczyk Oil**”), zgodnie z szacunkami RPS Energy (zwanej dalej „**RPS**”) według stanu na dzień 31 grudnia 2012 roku, zaprezentowanymi w raporcie RPS z dnia 20 marca 2013 roku (zwanym dalej „**Raportem RPS nt. Ukrainy**”). RPS jest niezależnym wykwalifikowanym podmiotem prowadzącym ocenę i audyt rezerw.

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

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

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

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

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

Poniższe tabele opracowano na podstawie informacji zawartych w Raporcie RPS nt. Ukrainy według stanu na dzień 31 grudnia 2012 roku. Niektóre liczby w tabelach mogą się nie sumować ze względu na zaokrąglenia.

**Dane dotyczące rezerw**

**PODSUMOWANIE REZERW GAZU ZIEMNEGO I KONDENSATU  
W OPARCIU O PROGNOZOWANE CENY I KOSZTY  
STAN NA 31 GRUDNIA 2012 R.  
100% prawa użytkowania górniczego pól**

<b>Tabela 2.1-1 - 100%</b>	<b>GAZ ZIEMNY</b>		<b>KONDENSAT</b>		<b>BARYŁKI EKWIWALENTU ROPY NAFTOWEJ (BOE)<sup>(1)</sup></b>	
	Brutto (MMcf)	Netto (MMcf)	Brutto (Mbbl)	Netto (Mbbl)	Brutto (MBOE)	Netto (MBOE)
<b>KATEGORIA REZERW <sup>(2)</sup></b>						
<b>POTWIERDZONE</b>						
Zagospodarowane eksploatowane	29 476	19 857	184	112	4 596	3 422
Zagospodarowane nieeksploatowane	7 797	5 848	37	22	1 336	997
Niezagospodarowane	9 906	7 430	70	43	1 721	1 281
<b>POTWIERDZONE OGÓŁEM</b>	<b>44 180</b>	<b>33 135</b>	<b>291</b>	<b>177</b>	<b>7 654</b>	<b>5 700</b>
<b>PRAWDOPODOBNE</b>	31 975	23 981	410	250	5 739	4 247
<b>POTWIERDZONE PLUS PRAWDOPODOBNE OGÓŁEM</b>	<b>76 155</b>	<b>57 116</b>	<b>700</b>	<b>427</b>	<b>13 393</b>	<b>9 946</b>
<b>MOŻLIWE</b>	62 376	46 782	994	606	11 390	8 403
<b>POTWIERDZONE PLUS PRAWDOPODOBNE PLUS MOŻLIWE OGÓŁEM</b>	<b>138 531</b>	<b>103 898</b>	<b>1 694</b>	<b>1 034</b>	<b>24 783</b>	<b>18 350</b>

Uwagi:

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

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

**PODSUMOWANIE REZERW GAZU ZIEMNEGO I KONDENSATU  
W OPARCIU O PROGNOZOWANE CENY I KOSZTY  
STAN NA 31 GRUDNIA 2012 R.  
przypadające na KOV - 70% prawa użytkowania górniczego pól**

Tabela 2.1-1 - 70%	GAZ ZIEMNY		KONDENSAT		BARYŁKI EKWIWALENTU ROPY NAFTOWEJ (BOE) <sup>(1)</sup>	
	Brutto (MMcf)	Netto (MMcf)	Brutto (Mbbl)	Netto (Mbbl)	Brutto (MBOE)	Netto (MBOE)
KATEGORIA REZERW <sup>(2)</sup>						
POTWIERDZONE						
Zagospodarowane eksploatowane	18 533	13 900	129	78	3 281	2 395
Zagospodarowane nieeksploatowane	5 458	4 094	26	16	935	698
Niezagospodarowane	6 934	5 201	49	30	1 205	897
<b>POTWIERDZONE OGÓŁEM</b>	<b>30 926</b>	<b>23 194</b>	<b>203</b>	<b>124</b>	<b>5 358</b>	<b>3 990</b>
PRAWDOPODOBNE	22 383	16 787	287	175	4 017	2 973
<b>POTWIERDZONE PLUS PRAWDOPODOBNE OGÓŁEM</b>	<b>53 308</b>	<b>39 981</b>	<b>490</b>	<b>299</b>	<b>9 375</b>	<b>6 963</b>
MOŻLIWE	43 663	32 748	696	425	7 973	5 882
<b>POTWIERDZONE PLUS PRAWDOPODOBNE PLUS MOŻLIWE OGÓŁEM</b>	<b>96 972</b>	<b>72 729</b>	<b>1 186</b>	<b>723</b>	<b>17 348</b>	<b>12 845</b>

Notes:

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

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

**PODSUMOWANIE ŁĄCZNEJ WARTOŚCI BIEŻĄCEJ NETTO PRZYSZŁYCH PRZYCHODÓW NETTO  
W OPARCIU O PROGNOZOWANE CENY I KOSZTY  
STAN NA 31 GRUDNIA 2012 R.  
100% prawa użytkowania górniczego pól**

KATEGORIA REZERW <sup>(3)</sup>	PRZED PODATKIEM DOCHODOWYM ZDYSKONTOWANE STOPĄ (% ROCZNIE) <sup>(2)</sup>					PO PODATKU DOCHODOWYM ZDYSKONTOWANE STOPĄ (% ROCZNIE) <sup>(2)</sup>					WARTOŚĆ JEDNOSTKOWA PRZED PODATKIEM DOCHODOWYM ZDYSKONTOWANA STOPĄ 10% ROCZNIE <sup>(1)(2)(4)</sup>
	0	5	10	15	20	0	5	10	15	20	
	mIn USD	mIn USD	mIn USD	mIn USD	mIn USD	mIn USD	mIn USD	mIn USD	mIn USD	mIn USD	
											(USD/McfGE)
POTWIERDZONE											
Zagospodarowane eksploatowane	203,0	175,4	154,3	137,9	124,9	174,3	150,2	131,8	117,4	105,9	7,52
Zagospodarowane nieeksploatowane	60,0	52,9	47,1	42,3	38,3	50,1	44,0	39,0	35,0	31,6	7,87
Niezagospodarowane	36,1	24,0	15,4	9,2	4,8	29,4	18,8	11,2	5,8	2,0	2,00
<b>POTWIERDZONE OGÓŁEM</b>	<b>299,1</b>	<b>252,3</b>	<b>216,8</b>	<b>189,4</b>	<b>168,0</b>	<b>253,7</b>	<b>212,9</b>	<b>181,9</b>	<b>158,1</b>	<b>139,5</b>	<b>6,34</b>
PRAWDOPODOBNE	315,1	210,2	151,1	115,0	91,6	264,8	176,6	126,8	96,4	76,7	5,93
<b>POTWIERDZONE PLUS PRAWDOPODOBNE OGÓŁEM</b>	<b>614,2</b>	<b>462,5</b>	<b>367,9</b>	<b>304,5</b>	<b>259,6</b>	<b>518,6</b>	<b>389,5</b>	<b>308,7</b>	<b>254,6</b>	<b>216,2</b>	<b>6,16</b>
MOŻLIWE	681,2	409,0	272,6	197,0	151,3	572,7	343,4	228,6	165,0	126,6	5,41
<b>POTWIERDZONE PLUS PRAWDOPODOBNE PLUS MOŻLIWE OGÓŁEM</b>	<b>1 295,4</b>	<b>871,6</b>	<b>640,4</b>	<b>501,4</b>	<b>410,8</b>	<b>1 091,3</b>	<b>733,0</b>	<b>537,3</b>	<b>419,6</b>	<b>342,8</b>	<b>5,82</b>

Uwagi:

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

**PODSUMOWANIE ŁĄCZNEJ WARTOŚCI BIEŻĄCEJ NETTO PRZYSZŁYCH PRZYCHODÓW NETTO  
W OPARCIU O PROGNOZOWANE CENY I KOSZTY  
STAN NA 31 GRUDNIA 2012 R.  
przypadające na KOV - 70% prawa użytkowania górniczego pól**

KATEGORIA REZERW <sup>(3)</sup>	PRZED PODATKIEM DOCHODOWYM ZDISKONTOWANE STOPĄ (% ROCZNIE) <sup>(2)</sup>					PO PODATKU DOCHODOWYM ZDISKONTOWANE STOPĄ (% ROCZNIE) <sup>(2)</sup>					WARTOŚĆ JEDNO STKOWA PRZED PODATKIEM DOCHODOWYM ZDISKONTOWAN A STOPĄ 10% ROCZNIE <sup>(1)(2)(4)</sup>
	0	5	10	15	20	0	5	10	15	20	
	młn USD	młn USD	młn USD	młn USD	młn USD	młn USD	młn USD	młn USD	młn USD	młn USD	
											(USD/McfGE)
POTWIERDZONE											
Zagospodarowane eksploatowane	142,1	122,8	108,0	96,6	87,4	122,0	105,1	92,2	82,2	74,2	7,52
Zagospodarowane nieeksploatowane	42,0	37,0	32,9	29,6	26,8	35,1	30,8	27,3	24,5	22,1	7,87
Niezagospodarowane	25,3	16,8	10,8	6,4	3,4	20,6	13,1	7,8	4,1	1,4	2,00
<b>POTWIERDZONE OGÓŁEM</b>	<b>209,4</b>	<b>176,6</b>	<b>151,7</b>	<b>132,6</b>	<b>117,6</b>	<b>177,6</b>	<b>149,0</b>	<b>127,4</b>	<b>110,7</b>	<b>97,7</b>	<b>6,34</b>
PRAWDOPODOBNE	220,6	147,2	105,8	80,5	64,1	185,4	123,6	88,7	67,5	53,7	5,93
<b>POTWIERDZONE PLUS PRAWDOPODOBNE OGÓŁEM</b>	<b>430,0</b>	<b>323,8</b>	<b>257,5</b>	<b>213,1</b>	<b>181,7</b>	<b>363,0</b>	<b>272,7</b>	<b>216,1</b>	<b>178,2</b>	<b>151,3</b>	<b>6,16</b>
MOŻLIWE	476,8	286,3	190,8	137,9	105,9	400,9	240,4	160,0	115,5	88,7	5,41
<b>POTWIERDZONE PLUS PRAWDOPODOBNE PLUS MOŻLIWE</b>	<b>906,8</b>	<b>610,1</b>	<b>448,3</b>	<b>351,0</b>	<b>287,6</b>	<b>763,9</b>	<b>513,1</b>	<b>376,1</b>	<b>293,7</b>	<b>240,0</b>	<b>5,82</b>

Uwagi:

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

**PRZYSZŁE PRZYCHODY NETTO OGÓŁEM (NIEZDYSKONTOWANE)**  
**STAN NA 31 GRUDNIA 2012 R.**  
**W OPARCIU O PROGNOZOWANE CENY I KOSZTY**  
**100% prawa użytkowania górniczego pól**

	PRZYCHODY	OPŁATY KONCESYJNE (ROYALTIES)	KOSZTY OPERACYJNE <sup>(2)</sup>	KOSZTY POSZUKIWAŃ I ZAGOSPODAROWANIA ZŁÓŻ	KOSZTY LIKWIDACJI I REKULTYWACJI	PRZYSZŁE PRZYCHODY NETTO PRZED PODATKIEM DOCHODOWYM	PODATEK DOCHODOWY	PRZYSZŁE PRZYCHODY NETTO PO PODATKU DOCHODOWYM
	(mln USD)	(mln USD)	(mln USD)	(mln USD)	(mln USD)	(mln USD)	(mln USD)	(mln USD)
<b>KATEGORIA REZERW<sup>(3)</sup></b>								
<b>POTWIERDZONE</b>								
Zagospodarowane eksploatowane	341,6	87,7	18,9	28,1	3,8	203,0	28,7	174,3
Zagospodarowane nieeksploatowane	98,0	25,0	6,7	5,7	0,7	60,0	9,9	50,1
Niezagospodarowane	134,1	34,4	14,3	43,6	5,7	36,1	6,7	29,4
<b>POTWIERDZONE OGÓŁEM</b>	<b>573,8</b>	<b>147,1</b>	<b>39,9</b>	<b>77,4</b>	<b>10,2</b>	<b>299,1</b>	<b>45,4</b>	<b>253,7</b>
<b>PRAWDOPODOBNE</b>	<b>482,4</b>	<b>126,0</b>	<b>39,9</b>	<b>-</b>	<b>1,4</b>	<b>315,1</b>	<b>50,3</b>	<b>264,8</b>
<b>POTWIERDZONE PLUS PRAWDOPODOBNE OGÓŁEM</b>	<b>1 056,2</b>	<b>273,1</b>	<b>79,8</b>	<b>77,4</b>	<b>11,6</b>	<b>614,2</b>	<b>95,7</b>	<b>518,6</b>
<b>MOŻLIWE</b>	<b>999,2</b>	<b>263,5</b>	<b>54,5</b>	<b>-</b>	<b>0,0</b>	<b>681,2</b>	<b>108,5</b>	<b>572,7</b>
<b>POTWIERDZONE PLUS PRAWDOPODOBNE PLUS MOŻLIWE OGÓŁEM</b>	<b>2 055,4</b>	<b>536,6</b>	<b>134,2</b>	<b>77,4</b>	<b>11,7</b>	<b>1 295,4</b>	<b>204,2</b>	<b>1 091,3</b>

Uwagi:

(1) Wszystkie wartości podano w USD.

(2) Koszty operacyjne uwzględniają podatki inne niż dochodowy.

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

**PRZYSZŁE PRZYCHODY NETTO OGÓŁEM (NIEZDYSKONTOWANE)**  
**STAN NA 31 GRUDNIA 2012 R.**  
**W OPARCIU O PROGNOZOWANE CENY I KOSZTY**  
**przypadające na KOV - 70% prawa użytkowania górniczego pól**

KATEGORIA REZERW <sup>(3)</sup>	PRZYCHODY	OPLATY KONCESYJNE (ROYALTIES)	KOSZTY OPERACYJNE <sup>(2)</sup>	KOSZTY POSZUKIWAŃ I ZAGOSPODAROWANIA ZŁOŻ	KOSZTY LIKWIDACJI I REKULTYWACJI	PRZYSZŁE PRZYCHODY NETTO PRZED PODATKIEM DOCHODOWYM	PODATEK DOCHODOWY	PRZYSZŁE PRZYCHODY NETTO PO PODATKU DOCHODOWYM
	(mln USD)	(mln USD)	(mln USD)	(mln USD)	(mln USD)	(mln USD)	(mln USD)	(mln USD)
<b>POTWIERDZONE</b>								
Zagospodarowane eksploatowane	239,1	61,4	13,3	19,7	2,7	142,1	20,1	122,0
Zagospodarowane nieeksploatowane	68,6	17,5	4,7	4,0	0,5	42,0	7,0	35,1
Niezagospodarowane	93,9	24,1	10,0	30,5	4,0	25,3	4,7	20,6
<b>POTWIERDZONE OGÓŁEM</b>	<b>401,6</b>	<b>103,0</b>	<b>27,9</b>	<b>54,2</b>	<b>7,2</b>	<b>209,4</b>	<b>31,8</b>	<b>177,6</b>
<b>PRAWDOPODOBNE</b>	<b>337,7</b>	<b>88,2</b>	<b>27,9</b>	<b>-</b>	<b>1,0</b>	<b>220,6</b>	<b>35,2</b>	<b>185,4</b>
<b>POTWIERDZONE OGÓŁEM PLUS PRAWDOPODOBNE</b>	<b>739,3</b>	<b>191,2</b>	<b>55,8</b>	<b>54,2</b>	<b>8,1</b>	<b>430,0</b>	<b>67,0</b>	<b>363,0</b>
<b>MOŻLIWE</b>	<b>699,4</b>	<b>184,4</b>	<b>38,1</b>	<b>-</b>	<b>0,0</b>	<b>476,8</b>	<b>75,9</b>	<b>400,9</b>
<b>POTWIERDZONE PLUS PRAWDOPODOBNE PLUS MOŻLIWE OGÓŁEM</b>	<b>1 438,8</b>	<b>375,6</b>	<b>94,0</b>	<b>54,2</b>	<b>8,2</b>	<b>906,8</b>	<b>142,9</b>	<b>763,9</b>

Uwagi:

(1) Wszystkie wartości podano w USD.

(2) Koszty operacyjne uwzględniają podatki inne niż dochodowy.

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

**PRZYSZŁE PRZYCHODY NETTO WEDŁUG GRUP WYDOBYCIA W OPARCIU O PROGNOZOWANE CENY I KOSZTY  
STAN NA 31 GRUDNIA 2012 R.**

Kategoria rezerw <sup>(1)</sup>	Grupa wydobycia	Przyszłe przychody netto przed podatkiem dochodowym (zdyskontowane stopą 10% rocznie) (mln USD)		Wartość jednostkowa (USD / Mcf dla gazu ziemnego) (USD / bbl dla ropy naftowej i kondensatu) (USD / McfGE dla węglowodorów ogółem) <sup>(2)</sup>
		100% prawa użytkowania górniczego pól	70% prawa użytkowania górniczego pól KOV	
<b>Potwierdzone</b>	Ropa naftowa lekka i średnia (włączając gaz rozpuszczony w wodzie i inne produkty uboczne)			
	Ropa naftowa ciężka (włączając gaz rozpuszczony w wodzie i inne produkty uboczne)			
	Gaz ziemny (w tym produkty uboczne)	216,8	151,7	6,34
	Niekonwencjonalne wydobycie ropy naftowej i gazu ziemnego			
	<b>Węglowodory ogółem</b>	<b>216,8</b>	<b>151,7</b>	<b>6,34</b>
<b>Potwierdzone plus prawdopodobne ogółem</b>	Ropa naftowa lekka i średnia (włączając gaz rozpuszczony w wodzie i inne produkty uboczne)			
	Ropa naftowa ciężka (włączając gaz rozpuszczony w wodzie i inne produkty uboczne)			
	Gaz ziemny (w tym produkty uboczne)	367,9	257,5	6,16
	Niekonwencjonalne wydobycie ropy naftowej i gazu ziemnego			
	<b>Węglowodory ogółem</b>	<b>367,9</b>	<b>257,5</b>	<b>6,16</b>
<b>Potwierdzone plus prawdopodobne plus możliwe ogółem</b>	Ropa naftowa lekka i średnia (włączając gaz rozpuszczony w wodzie i inne produkty uboczne)			
	Ropa naftowa ciężka (włączając gaz rozpuszczony w wodzie i inne produkty uboczne)			
	Gaz ziemny (w tym produkty uboczne)	640,4	448,3	5,82
	Niekonwencjonalne wydobycie ropy naftowej i gazu ziemnego			
	<b>Węglowodory ogółem</b>	<b>640,4</b>	<b>448,3</b>	<b>5,82</b>

Uwagi:

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

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

**REZERWY ROPY NAFTOWEJ I GAZU ORAZ WARTOŚĆ BIEŻĄCA NETTO WEDŁUG GRUP WYDOBYCIA W OPARCIU O PROGNOZOWANE  
CENY I KOSZTY  
STAN NA 31 GRUDNIA 2012 R.**

**Uwagi:**

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

### Część 3 – Założenia dotyczące ceny

W poniższej tabeli podano referencyjne ceny odniesienia dla jedyne regionu (Ukrainy), w którym wg stanu na 31 grudnia 2012 roku Spółka posiadała rezerwy. Ceny te zostały zawarte w danych o rezerwach zaprezentowanych wcześniej, w Części 2 – *Ujawnienie danych o rezerwach*. Prognozy cenowe pochodzą od RPS – niezależnego wykwalifikowanego podmiotu dokonującego oceny rezerw. Prognozy cenowe zakładają utrzymanie w mocy obecnych przepisów i regulacji oraz uwzględniają inflację w odniesieniu do przyszłych kosztów operacyjnych i inwestycyjnych. Prognozowane ceny gazu ziemnego generalnie opierają się na dotychczasowych doświadczeniach RPS na Ukrainie i są indeksowane stopą inflacji 2% rocznie na każdy rok prognozy. Prognozowane ceny ciekłych frakcji gazu ziemnego (kondensatu) odpowiadają 88,8% realnych cen ropy Brent z 2013 roku w oparciu o faktyczne różnice odnotowane przez Spółkę w trakcie 2012 roku.

#### PODSUMOWANIE ZAŁOŻEŃ DOTYCZĄCYCH CEN I STOPY INFLACJI STAN NA 31 GRUDNIA 2012 R. PROGNOZOWANE CENY I KOSZTY

Rok	Brent	Kondensat (bez VAT)	Gaz (bez VAT)	Stopa inflacji dla ceny w USD	Stopa inflacji dla kosztów w USD
	USD/bbl	USD/bbl	USD/Mcf	% rocznie	% rocznie
2013	108,00	95,91	11,64	2,0%	2,0%
2014	102,30	90,84	11,87	2,0%	2,0%
2015	98,20	87,20	12,11	2,0%	2,0%
2016	94,80	84,18	12,35	2,0%	2,0%
2017	97,42	86,51	12,60	2,0%	2,0%
2018	99,37	88,24	12,85	2,0%	2,0%
2019	101,35	90,00	13,11	2,0%	2,0%
2020	103,38	91,80	13,37	2,0%	2,0%
2021	105,45	93,64	13,64	2,0%	2,0%
2022	107,56	95,51	13,91	2,0%	2,0%
2023	109,71	97,42	14,19	2,0%	2,0%
2024	111,90	99,37	14,47	2,0%	2,0%
2025	114,14	101,36	14,76	2,0%	2,0%
2026	116,42	103,39	15,06	2,0%	2,0%
2027	118,75	105,45	15,36	2,0%	2,0%
2028	121,13	107,56	15,67	2,0%	2,0%
2029	123,55	109,72	15,98	2,0%	2,0%
2030	126,02	111,91	16,30	2,0%	2,0%
2031	128,54	114,15	16,62	2,0%	2,0%
2032	131,11	116,43	16,96	2,0%	2,0%
2033	133,74	118,76	17,30	2,0%	2,0%
2034	136,41	121,13	17,64	2,0%	2,0%
2035	139,14	123,56	18,00	2,0%	2,0%
2036	141,92	126,03	18,36	2,0%	2,0%

#### Część 4 – Uzgodnienie zmian rezerw

W poniższej tabeli przedstawiono uzgodnienie zmian rezerw brutto Spółki według stanu na dzień 31 grudnia 2012 roku w porównaniu z rezerwami według stanu na dzień 31 grudnia 2011 roku, w oparciu o założenia dotyczące cen i kosztów przedstawione na stronie 11 niniejszego dokumentu:

#### UZGODNIENIE REZERW BRUTTO SPÓŁKI W PODZIALE NA NAJWAŻNIEJSZE RODZAJE PRODUKTÓW W OPARCIU O PROGNOZOWANE CENY I KOSZTY - STAN NA 31 GRUDNIA 2012 R. <sup>(1)</sup> 100% prawa użytkowania górniczego pól

UKRAINA	ROPA NAFTOWA LEKKA I ŚREDNIA (w tym kondensat)			GAZ ZIEMNY (towarzyszący i samodzielny) RAZEM			BOE łącznie		
	Brutto Potwierdzone (Mbbl)	Brutto Prawdopodobne (Mbbl)	Brutto Potwierdzone + prawdopodobne (Mbbl)	Brutto Potwierdzone (MMscf)	Brutto Prawdopodobne (MMscf)	Brutto Potwierdzone + prawdopodobne (MMscf)	Brutto Potwierdzone (MBoe)	Brutto Prawdopodobne (MBoe)	Brutto Potwierdzone + prawdopodobne (MBoe)
<b>31 grudnia 2011 r.</b>	256,4	180,8	436,4	37 379,76	15 507,06	52 886,83	6 486,39	2 764,53	9 250,91
Rozszerzenia	8,3	16,8	25,1	1 260	1 470	2 730	218	262	480
Ulepszenia wydobywania	71,2	97,9	169,1	10 820	7 570	18 390	1 875	1 360	3 234
Rewizje techniczne	(3,1)	94,7	91,6	1 130	5 650	6 780	185	1 036	1 222
Odkrycia	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Nabycia	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Zbycia	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Czynniki ekonomiczne	30,7	20,1	50,8	1 450	1 778	3 228	272	316	589
Wydobycie + zmiany zapasów	(72,8)	-	(72,8)	(7 860)	-	(7 860)	(1 383)	-	(1 383)
<b>31 grudnia 2012 r.</b>	290,6	409,6	700,2	44 180	31 975	76 155	7 654	5 739	13 393

Uwagi:

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

**UZGODNIENIE REZERW BRUTTO SPÓŁKI W PODZIALE NA NAJWAŻNIEJSZE RODZAJE PRODUKTÓW  
W OPARCIU O PROGNOZOWANE CENY I KOSZTY - STAN NA 31 GRUDNIA 2012 R. <sup>(1)</sup>  
przypadające na KOV - 70% prawa użytkowania górniczego pól**

<b>UKRAINA</b>	<b>ROPA NAFTOWA LEKKA I ŚREDNIA (w tym kondensat)</b>			<b>GAZ ZIEMNY (towarzyszący i samodzielny) RAZEM</b>			<b>BOE łącznie</b>		
	Brutto Potwierdzone (Mbbl)	Brutto Prawdopodobne (Mbbl)	Brutto Potwierdzone + prawdopodobne (Mbbl)	Brutto Potwierdzone (MMscf)	Brutto Prawdopodobne (MMscf)	Brutto Potwierdzone + prawdopodobne (MMscf)	Brutto Potwierdzone (MBoe)	Brutto Prawdopodobne (MBoe)	Brutto Potwierdzone + prawdopodobne (MBoe)
<b>31 grudnia 2011 r.</b>	179,5	126,0	305,5	26 166	10 855	37 021	4 540	1 935	6 476
Rozszerzenia	5,8	11,8	17,6	882	1 029	1 911	153	183	336
Ulepszenia wydobywania	49,8	68,5	118,4	7 574	5 299	12 873	1 312	952	2 264
Rewizje techniczne	(2,2)	66,3	64,1	791	3 955	4 746	130	725	855
Odkrycia	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Nabycia	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Zbycia	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Czynniki ekonomiczne	21,5	14,1	35,6	1 015	1 245	2 260	191	222	412
Wydobycie + zmiany zapasów	(51,0)	-	(51,0)	(5 502)	-	(5 502)	(968)	-	(968)
<b>31 grudnia 2012 r.</b>	203,4	286,7	490,1	30 926	22 383	53 308	5 358	4 017	9 375

Uwagi:

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

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

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

### Niezagospodarowane rezerwy potwierdzone

Niezagospodarowane rezerwy potwierdzone netto Spółki na dzień 31 grudnia 2012 roku wyniosły 15,3 Bcf gazu ziemnego i 56,4 Mbbl kondensatu, co daje łącznie 2 609 MBOE niezagospodarowanych rezerw potwierdzonych. Spółka nabyła wszystkie swoje niezagospodarowane rezerwy potwierdzone w roku 2010, a zatem w latach obrotowych poprzedzających rok 2010 nie wykazywała żadnych niezagospodarowanych rezerw potwierdzonych.

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

### Niezagospodarowane rezerwy prawdopodobne

Niezagospodarowane rezerwy prawdopodobne netto Spółki na dzień 31 grudnia 2012 roku wyniosły 13,0 Bcf gazu ziemnego i 84 Mbbl kondensatu, co daje łącznie 2 244 MBOE niezagospodarowanych rezerw prawdopodobnych. Spółka nabyła wszystkie swoje niezagospodarowane rezerwy prawdopodobne w roku 2010, a zatem w latach obrotowych poprzedzających rok 2010 nie wykazywała żadnych niezagospodarowanych rezerw prawdopodobnych.

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

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

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

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

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

Niektóre informacje dotyczące Spółki i przedstawione w niniejszym raporcie, w tym dokonana przez kierownictwo ocena przyszłych planów i działań Spółki, zawierają stwierdzenia dotyczące przyszłości, odznaczające się znacznym poziomem ryzyka i niepewności. Do czynników ryzyka należy zaliczyć między innymi ryzyko związane z branżą ropy naftowej i gazu, cenami surowców i kursami walutowymi; ryzyko związane z branżą, które obejmuje między innymi ryzyko operacyjne związane z poszukiwaniami, zagospodarowaniem złóż i wydobywaniem, opóźnienia lub zmiany planów; ryzyko związane z niepewnością oszacowań rezerw; ryzyko w zakresie BHP; ryzyka polityczne, społeczne, fiskalne, prawne i gospodarcze; skutki regulacji (w tym regulacji w zakresie ochrony środowiska) i zmian w systemach regulacyjnych (w tym ostatnie wydarzenia związane z systemem rejestracji użytkowania gruntu na Ukrainie); oraz niepewność oszacowań i projekcji wydobywania, kosztów oraz wydatków. Konkurencja ze strony innych producentów, brak dostępnego wykwalifikowanego personelu lub kierownictwa, zmienność rynku akcji oraz zdolność pozyskania wystarczającego kapitału ze źródeł wewnętrznych i zewnętrznych to dodatkowe rodzaje ryzyka, na jakie Spółka jest narażona na tym rynku (zob. rozdział „Czynniki ryzyka” w Rocznym Formularzu Informacyjnym Spółki (*Formularz 51-102F2*) za rok zakończony 31 grudnia 2012 roku („RFI”), który zostanie zamieszczony w systemie SEDAR na profilu Spółki ([www.sedar.com](http://www.sedar.com))). Rzeczywiste wyniki, wskaźniki lub osiągnięcia Spółki mogą istotnie się różnić od wyrażonych lub implikowanych w powyższych stwierdzeniach dotyczących przyszłości, a zatem nie można zagwarantować, że jakiegokolwiek zdarzenia przewidywane w stwierdzeniach dotyczących przyszłości nastąpią, a jeżeli nastąpią, jakie korzyści może z nich odnieść Spółka. Czytelnik nie powinien nadmiernie polegać na wspomnianych informacjach dotyczących przyszłości.

Spółka przewiduje, że wszelkie przyszłe koszty poszukiwań i zagospodarowania złóż związane z jej rezerwami zostaną sfinansowane głównie z generowanych wewnętrznie przepływów pieniężnych. Jednocześnie Spółka może uwzględnić finansowanie instrumentami dłużnymi i kapitałowymi w zależności od oceny sytuacji. Całość gazu ziemnego i kondensatu wydobytego przez Spółkę w 2012 roku została sprzedana przez operatora złoża odbiorcom przemysłowym i zakładom użyteczności publicznej na lokalnym rynku ukraińskim, przy czym uzyskana cena opierała się na cenie określonej przez rząd Ukrainy dla sprzedaży przezeń gazu użytkownikom przemysłowym. Spółka nie stosuje żadnych instrumentów zabezpieczających.

## Przyszłe koszty zagospodarowania

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

Tabela 5.3  ROK	Ogółem potwierdzone oszacowane w oparciu o prognozowane ceny i koszty (niezdyskontowane) (mln USD)		Ogółem potwierdzone plus prawdopodobne oszacowane w oparciu o prognozowane ceny i koszty (niezdyskontowane) (mln USD)	
	100% prawa użytkowania górniczego pól	70% prawa użytkowania górniczego pól	100% prawa użytkowania górniczego pól	70% prawa użytkowania górniczego pól
2013	25,57	17,9	25,57	17,9
2014	24,29	17,0	24,29	17,0
2015	9,57	6,7	9,57	6,7
2016	13,43	9,4	13,43	9,4
2017	4,00	2,8	4,00	2,8
Ogółem za pięć lat	76,86	53,8	76,86	53,8
Kwota pozostała	0	0	0	0
<b>Ogółem za wszystkie lata</b>	<b>76,86</b>	<b>53,8</b>	<b>76,86</b>	<b>53,8</b>

Obecne saldo gotówkowe Spółki, generowane wewnętrznie przepływy pieniężne oraz przyszłe plasowanie długu i kapitału własnego umożliwią Spółce sfinansowanie wyszczególnionych powyżej kosztów zagospodarowania. Przewiduje się, że koszty związane z długiem, który może być plasowany w celu sfinansowania przyszłych działań w zakresie zagospodarowania, będą odzwierciedlać typowe dla Ukrainy oprocentowanie finansowania zabezpieczanego aktywami (*asset-based lending*), które waha się obecnie od ok. 15% do 19%. Wpływ kosztów przewidywanego finansowania Spółki na wykazywane obecnie przychody lub rezerwy będzie minimalny.

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

### **Aktywa naftowo-gazowe oraz odwierty**

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

W poniższej tabeli przedstawiono liczbę odwiertów, w odniesieniu do których Spółka miała udziały w prawie użytkowania górniczego na dzień 31 grudnia 2012 roku:

<b>Tabela 6.1</b>	<b>ROPA NAFTOWA</b>		<b>GAZ ZIEMNY</b>	
	<b>Brutto</b>	<b>Netto</b>	<b>Brutto</b>	<b>Netto</b>
<b>Ukraina</b> <sup>(1)</sup>				
Eksploatowane	-	-	19	13,3
Nieeksploatowane	-	-	9	6,3
<b>Brunei</b> <sup>(2)</sup>				
Eksploatowane	-	-	-	-
Nieeksploatowane	-	-	4	3,6
<b>Syria</b> <sup>(2)</sup>				
Eksploatowane	-	-	-	-
Nieeksploatowane	-	-	-	-
<b>OGÓŁEM</b>	-	-	<b>32</b>	<b>23,2</b>

#### Uwagi

- (1) Wszystkie odwierty na Ukrainie to odwierty z gazem ziemnym, z których właściwie każdy służy również wydobyciu niewielkiej ilości kondensatu.
- (2) Do złóż Spółki w Brunei i Syrii nie przypisano żadnych rezerw.

## Opis aktywów / Zrzeczenia

### Brunei – Blok L

Kulczyk Oil poprzez swój podmiot w 100% zależny oraz jego partnerzy (łącznie zwani dalej „**Wykonawcą**”) podpisali Umowę o podziale wpływów z wydobywania dla Bloku L w Brunei (zwane dalej „**Umową o podziale wpływów z wydobywania dla Bloku L w Brunei**”) ze spółką Brunei National Petroleum Company Sendirian Berhad (zwaną dalej „**PetroleumBRUNEI**”). Na mocy Umowy o podziale wpływów z wydobywania dla Bloku L, Wykonawca ma prawo prowadzić poszukiwania oraz wydobywanie ropy naftowej i gazu z Bloku L obejmującym obszar około 1.134 km<sup>2</sup>, obejmującego tereny lądowe oraz płytkie wody przybrzeżne na północy Brunei. W 2011 roku, zgodnie z warunkami Umowy o podziale wpływów z wydobywania dla Bloku L, Wykonawca zrzekł się około 50% początkowo przyznanego w Umowie obszaru 2.264 km<sup>2</sup>. Umowa o podziale wpływów z wydobywania dla Bloku L w Brunei przewiduje okres poszukiwań wynoszący sześć lat od daty zawarcia Umowy, dzieląc go na dwa etapy – Etap 1 i Etap 2. W 2010 roku spółka AED Oil Limited (zwaną dalej „**AED**”) nabyła 50% udział operacyjny w Bloku L poprzez przejęcie udziałów w spółce, która wcześniej przystąpiła do udziału w bloku na podstawie umowy typu farm-in. Zgodnie z umową typu farm-in, AED i jej poprzednik finansowali 100% pierwszych 21,7 mln USD kosztów poniesionych w Etapie 1. Spółka finansowała 50% wszystkich kosztów w przedziale od 21,7 mln USD do 25,0 mln USD i finansuje wszystkie koszty przypadające na jej udział w prawie użytkowania górniczego powyżej tego progu.

W 2010 roku wykonano dwa odwierty: Lukut-1 i Lempuyang-1. W obu odwiertach natrafiono na węglowodory na wielu pokładach. Dwie główne potencjalne strefy o łącznej miąższości 56,4 metrów odkryto w trakcie prac nad odwiertem Lempuyang-1. W I kwartale 2011 r. rozpoczęto testy dwóch stref w obrębie odwiertu Lempuyang-1. Pomimo wypływu gazu na powierzchnię, ostatecznie skrócono program testów wskutek przedłużających się problemów o charakterze mechanicznym i ze względu na zagrożenie dla bezpieczeństwa związane z gazem napływającym do tego odwiertu, zrezygnowano z dalszych prac. Odwiert Lukut-1 pozostaje w zawieszeniu.

W 2010 roku partnerzy joint venture przeprowadzili badanie aerograwitacyjne i aeromagnetyczne w Bloku L w Brunei na obszarze około 3.000 km<sup>2</sup>. Etap 1 został zakończony, a Wykonawca zrealizował wszystkie zobowiązania w zakresie wykonania prac i minimalnego poziomu inwestycji.

W sierpniu 2010 roku Wykonawca zdecydował o przystąpieniu do Etapu 2 programu poszukiwawczego. Zmienione minimalne zobowiązania dotyczące prac Etapu 2 obejmują: (i) pozyskanie i przetworzenie 13 km danych sejsmicznych 2D z obszaru na lądzie; (ii) pozyskanie i przetworzenie co najmniej 130 km<sup>2</sup> danych sejsmicznych 3D; (iii) pozyskanie i przetworzenie 13,5 km<sup>2</sup> danych sejsmicznych 3D (3D *swath*) na lądzie; (iv) pozyskanie i przetworzenie co najmniej 34,5 km<sup>2</sup> danych sejsmicznych 3D na lądzie (v) wykonanie co najmniej dwóch odwiertów poszukiwawczych na lądzie, o głębokości co najmniej 2.000 metrów każdy. Wykonawca jest zobowiązany do poniesienia w ramach Etapu 2 nakładów w wysokości co najmniej 16 mln USD, zaś zobowiązania dotyczące prac mają zostać wykonane w okresie Etapu 2. Na dzień 31 grudnia 2012 roku Spółka przekroczyła wymagany minimalny poziom nakładów prowadząc prace, do wykonania których jest zobowiązania w ramach Etapu 2, trwającego do 27 sierpnia 2013 roku.

W grudniu 2011 roku Spółka przejęła podmiot zależny AED - AED South East Asia Ltd., będący właścicielem 50% udziałów operacyjnych w Umowie o podziale wpływów z wydobywania dla Bloku L za kwotę 200.000 USD wraz z przejęciem niespłaconych zobowiązań AED wobec joint venture. Spółka posiada obecnie łącznie 90% udziałów w Bloku L i pełni rolę Operatora na terenie objętym Umową o podziale wpływów z wydobywania dla Bloku L. Spółka, wraz z partnerami joint venture, uzyskała przedłużenie terminu koncesji do 27 sierpnia 2013 r., a także zweryfikowała zobowiązania do wykonania prac odpowiednio do aktualnego programu prac.

W trakcie 2012 roku Spółka pozyskała i przetworzyła 145,4 km<sup>2</sup> danych sejsmicznych 3D z obszaru West Jerudong oraz dodatkowo 46,4 km<sup>2</sup> danych sejsmicznych 3D w pasie rozciągającym się od uskoku po obszar na północny-wschód od odwiertu Lukut-1, wykonanego w 2010 r. Interpretacja danych sejsmicznych umożliwiła wskazanie lokalizacji do wykonania odwiertów uskok Lukut-1 oraz Luba w ramach programu wierceń na 2013 r. Rozpoczęcie prac nad odwiertem uskok Lukut-1 spodziewane jest w kwietniu 2013 r.

## Brunei – Blok M

W 2009 roku Spółka stała się posiadaczem 36% udziału w Umowie o podziale wpływów z wydobycia w Bloku M w Brunei (zwanej dalej „**Umową o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku M**”) w efekcie przejęcia Triton Hydrocarbons Pty Ltd. Blok M w Brunei jest obszarem lądowym o powierzchni około 1.505 km<sup>2</sup> leżącym bezpośrednio na południe od obszarów, których dotyczą udziały Spółki w Bloku L. W 2011 roku zgodnie z warunkami Umowy o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku M, Spółka i jej partnerzy joint venture zrzekli się około 50% przyznanego początkowo w Umowie obszaru Bloku M, liczącego w sumie 3.011 km<sup>2</sup>

W sierpniu 2012 roku pomimo starań partnerów joint venture o uzyskanie przedłużenia obowiązywania Umowy o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku M w Brunei, Umowa wygasła.

## Syria – Blok 9

Za pośrednictwem spółki zależnej (w 100%) Loon Latakia, Kulczyk Oil posiada udział w Umowie o Poszukiwaniu, Zagospodarowaniu Złóż i Produkcji Ropy Naftowej z Bloku 9 w Syrii (zwanej dalej „**Umową o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku 9**”) pomiędzy rządem Syryjskiej Republiki Arabskiej, spółką Syrian Petroleum Company (zwaną dalej „**SPC**”) oraz Spółką. Umowa weszła w życie 29 listopada 2007 roku. Umowa ta daje Spółce prawo do poszukiwania oraz wydobycia ropy naftowej i gazu na terenie Bloku 9, położonego na północnym-zachodzie Syrii, o powierzchni 10.032 km<sup>2</sup>. Zgodnie z warunkami Umowy o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku 9, Etap 1 programu poszukiwawczego trwał cztery lata i został później przedłużony o 11 miesięcy, a Spółka zobowiązała się pozyskać w tym okresie dane sejsmiczne 3D dla obszaru 350 km<sup>2</sup> oraz wykonać dwa odwierty poszukiwawcze. Spółka może uzyskać przedłużenie koncesji w kolejnych etapach, zobowiązując się wykonać dodatkowe prace w uzgodnionym zakresie.

Na dzień wejścia w życie Umowy o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku 9, Spółka była właścicielem udziału 100%. W drodze umowy farm-out datowanej na 1 września 2010 r. i zatwierdzonej przez władze syryjskie w marcu 2011 r., Spółka dokonała cesji 30% udziału właścicielskiego w Bloku 9 na rzecz spółki MENA Hydrocarbons (Syria) Ltd. (zwanej dalej „**MENA**”), ze skutkiem na dzień 17 czerwca 2010 r. W ramach zapłaty MENA zobowiązała się pokryć: (i) 30% wartości kosztów historycznych poniesionych przez Spółkę do dnia zawarcia umowy z MENA w kwocie 3,1 mln USD; (ii) 30% wartości gwarancji bankowej pozostałej do realizacji na dzień 17 czerwca 2010 r. w kwocie 2,0 mln USD; oraz (iii) spłaty 60% zatwierdzonej kwoty kosztów wykonania pierwszego odwiertu poszukiwawczego. W lipcu 2011 r. władze syryjskie zatwierdziły formalnie przeniesienie 20% udziału w Umowie PSC dla Bloku 9 na Triton Petroleum Pte Limited („Triton Petroleum”, obecnie Ninox Petroleum Pty Ltd. („Ninox”)), spółkę australijską. Niepowiązana spółka posiada również prawo objęcia 5% udziału w Bloku 9, w rezultacie ekonomiczny udział Spółki w Bloku 9 wynosi 45%, jednak ponosi 50% kosztów prac poszukiwawczych.

Spółka wystawiła początkowo gwarancję na kwotę 7,5 mln USD – kwota ta odpowiada minimalnemu poziomowi nakładów na prace poszukiwawcze w ramach Etapu 1, określonego w Umowie o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku 9 w Syrii. Wskutek realizacji określonych zobowiązań do przeprowadzenia prac oraz umowy typu farm-out z MENA, udział Spółki w gwarancji bankowej na dzień 31 grudnia 2011 roku spadł do 3,5 mln USD.

Ze względu na szereg sankcji nakładanych na Syrię, gwarancja bankowa nie mogła zostać przedłużona, w związku z czym gwarancja wygasła z dniem 28 maja 2012 roku, a jej zabezpieczenie pieniężne zwrócono Spółce w III kwartale 2012 roku.

Program pozyskiwania danych sejsmicznych Etapu 1 został ukończony w drugim kwartale 2010 r., przynosząc 420 km<sup>2</sup> danych sejsmicznych.

Dnia 17 października 2011 roku Spółka ogłosiła, że program wiercenia pierwszego z odwiertów poszukiwawczych, tj. Itheria 1, wstrzymano po osiągnięciu głębokości 2.072 m. Pierwszy napotkany obiekt, tj. piaskowiec Affendi pochodzący z ordowiku, został spenetrowany na głębokości około 1.470 m i nie wykazał odpowiedniej porowatości ani przepuszczalności, by można go było zakwalifikować jako potencjalne złożo. Pozostałe dwa potencjalne złoża: piaskowiec Khanasser z ordowiku oraz węglan Burj ze środkowego kambru, zalegają prawdopodobnie poniżej głębokości zawieszonych prac. Informacje geologiczne i petrofizyczne uzyskane dotychczas z odwiertu Itheria 1 poddane zostaną analizie w celu oceny perspektywiczności położonych głębiej obiektów docelowych w odwiercie oraz w pobliskim obiekcie poszukiwawczym Bashaer. Trudne otoczenie operacyjne skutkowało bezterminowym zawieszeniem prac poszukiwawczych Spółki w Syrii.

Z dniem 16 lipca 2012 roku Spółka, działając jako Operator Bloku 9 w Syrii, złożyła Ministerstwu Ropy Naftowej i Zasobów Mineralnych powiadomienie o wystąpieniu zdarzenia o charakterze siły wyższej na warunkach Umowy o podziale wpływów z wydobywania dla Bloku 9 w związku z trudnymi warunkami operacyjnymi w kraju i niemożnością finansowania działalności operacyjnej w Syrii wskutek sankcji, co uniemożliwia Spółce realizację jej zobowiązań określonych w Umowie o podziale wpływów z wydobywania dla Bloku 9, przy czym wszystkie powyższe okoliczności leżą poza kontrolą Spółki.

Na dzień 31 grudnia 2012 roku, dokonano odpisu z tytułu utraty pełnej wartości aktywów Spółki w Syrii, a projekty pozostają w zawieszeniu. Spółka nadal monitoruje warunki operacyjne w Syrii w celu oceny, czy i kiedy możliwe będzie wznowienie jej działalności operacyjnej w Syrii, przy czym nie można określić żadnych konkretnych planów co do terminu możliwego powrotu do Syrii w celu kontynuacji działalności poszukiwawczej w Bloku 9. W przypadku występowania zdarzenia o charakterze siły wyższej przez okres dłuższy niż rok, stronom umowy przysługuje prawo do odstąpienia od swoich zobowiązań, zgodnie z Umową o podziale wpływów z wydobywania dla Bloku 9 w Syrii, w terminie 90 dni po przekazaniu powiadomienia, bez żadnych dalszych zobowiązań. W przypadku, gdy Spółka będzie mogła wznowić działalność po ustąpieniu okoliczności o charakterze zdarzenia siły wyższej i jeśli Spółka zdecyduje się wówczas przystąpić do Etapu 2, będzie ona zobowiązana zrzec się na rzecz władz syryjskich 25% terenu objętego Umową o podziale wpływów z wydobywania dla Bloku 9 w Syrii (dalej "Teren"), z wyłączeniem obszaru zagospodarowanego. W przypadku, gdy Spółka zdecyduje się przystąpić do Etapu 3, będzie ona zobowiązana zrzec się na rzecz władz syryjskich 25% Terenu, z wyłączeniem obszaru zagospodarowanego. Z końcem okresu poszukiwawczego w Bloku 9, Spółka zobowiązana będzie zrzec się na rzecz władz syryjskich pozostałego Terenu, z wyłączeniem obszaru zagospodarowanego.

**Aktywa bez przypisanych rezerw**

<b>Tabela 6.2</b>				
<b>Położenie</b>	<b>Obszar brutto</b>	<b>Obszar netto</b>	<b>Zobowiązania dotyczące prac (brutto)</b>	<b>Prawa wygasające w ciągu roku</b>
Brunei – Blok L	1 123 km <sup>2</sup>	1 011 km <sup>2</sup> (90%)	Etap 1 – zakończony 27 sierpnia 2010 r., zobowiązania dotyczące prac wymagają minimalnych nakładów w wysokości 25,0 mln USD. Status: Etap 1 ukończony, zobowiązania dotyczące prac spełnione.	nd.
			Etap 2 – kończy się 27 sierpnia 2013 r., zobowiązania dotyczące prac wymagają minimalnych nakładów w wysokości 16,0 mln USD. Status: Etap 2 trwa.	Tak
Syria – Blok 9	10 032 km <sup>2</sup>	4 514 km <sup>2</sup> (36%)	Etap 1 – przedłużono do dnia 27 października 2012 r., zobowiązania dotyczące prac wymagają minimalnych nakładów w wysokości 7,5 mln USD. Status: Etap 1 trwa, ale działalność operacyjną obecnie zawieszono.	Potencjalnie tak, w zależności od ustąpienia zdarzeń o charakterze siły wyższej
			Etap 2 – kończy się w listopadzie 2014 r., zobowiązania dotyczące prac wymagają minimalnych nakładów w wysokości 7,0 mln USD. Status: nie zdecydowano jeszcze o Etapie 2.	nd.
			Etap 3 – kończy się w listopadzie 2016 r., zobowiązania dotyczące prac wymagają minimalnych nakładów w wysokości 2,5 mln USD. Status: nie zdecydowano jeszcze o Etapie 3.	nd.

### ***Znaczące czynniki lub niepewność związana ze aktywami bez przypisanych rezerw***

Aktywa Spółki bez przypisanych rezerw to Blok L w Brunei oraz Blok 9 w Syrii – w obrębie obu prowadzone są projekty służące poszukiwaniu i rozpoznaniu rezerw – odwierty poszukiwawcze wykonano w 2010 i 2011 roku lub odwierty poszukiwawcze mają być wykonywane w najbliższych latach, poczynając od 2012 roku. Nie ma pewności, czy wykonanie tych odwiertów poskutkuje odkryciem złatnych do wydobywania rezerw w ilościach komercyjnych.

Spółka bezterminowo zawiesiła swoją działalność operacyjną w Syrii ze względu na trudne otoczenie operacyjne i będzie nadal monitorować warunki operacyjne w celu oceny, czy i kiedy możliwe będzie wznowienie działalności operacyjnej w Syrii. Z dniem 16 lipca 2012 roku Spółka działając jako Operator Bloku 9 w Syrii złożyła Ministerstwu Ropy Naftowej i Zasobów Mineralnych powiadomienie o wystąpieniu zdarzenia o charakterze siły wyższej. Okoliczności związane z wystąpieniem zdarzenia siły wyższej wynikały z bieżącej niestabilności, w tym trudnych warunków operacyjnych i niemożności przekazywania środków finansowych do kraju, co uniemożliwia Spółce realizację jej zobowiązań określonych w umowie. Patrz - informacje na stronie 20 niniejszego dokumentu. W 2011 roku władze Syrii przedłużyły termin pierwszego okresu poszukiwawczego zgodnie z Umową o podziale wpływów z wydobywania dla Bloku 9 do dnia 27 października 2012 roku.

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

### **Kontrakty terminowe**

Spółka nie ma kontraktów terminowych.

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

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

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

<b>Tabela 6.4 – 100%</b>		<b>Ogółem potwierdzone oszacowane w oparciu o prognozowane ceny i koszty<sup>(1)</sup> (niezdyskontowane)</b>	<b>Ogółem potwierdzone oszacowane w oparciu o prognozowane ceny i koszty<sup>(1)</sup> (zdyskontowane stopą 10%)</b>	<b>Ogółem potwierdzone plus prawdopodobne oszacowane w oparciu o prognozowane ceny i koszty<sup>(1)</sup> (niezdyskontowane)</b>	<b>Ogółem potwierdzone plus prawdopodobne oszacowane w oparciu o prognozowane ceny i koszty<sup>(1)</sup> (zdyskontowane stopą 10%)</b>
<b>Rok</b>		(mln USD)	(mln USD)	(mln USD)	(mln USD)
2013		-	-	-	-
2014		-	-	-	-
2015		-	-	-	-
Ogółem za trzy lata		-	-	-	-
Kwota pozostała		10,7	2,5	11,6	1,4
Ogółem za wszystkie lata		10,7	2,5	11,6	1,4

Uwaga (1): Koszty po odjęciu szacowanej wartości końcowej.

**PRZYSZŁE KOSZTY LIKWIDACJI I REKULTYWACJI**  
**przypadające na KOV - 70% prawa użytkowania górniczego pól**

<b>Tabela 6.4 – 70%</b>		<b>Ogółem potwierdzone oszacowane w oparciu o prognozowane ceny i koszty<sup>(1)</sup> (niezdyskontowane)</b>	<b>Ogółem potwierdzone oszacowane w oparciu o prognozowane ceny i koszty<sup>(1)</sup> (zdyskontowane stopą 10%)</b>	<b>Ogółem potwierdzone plus prawdopodobne oszacowane w oparciu o prognozowane ceny i koszty<sup>(1)</sup> (niezdyskontowane)</b>	<b>Ogółem potwierdzone plus prawdopodobne oszacowane w oparciu o prognozowane ceny i koszty<sup>(1)</sup> (zdyskontowane stopą 10%)</b>
<b>Rok</b>		(mln USD)	(mln USD)	(mln USD)	(mln USD)
2013		-	-	-	-
2014		-	-	-	-
2015		-	-	-	-
Ogółem za trzy lata		-	-	-	-
Kwota pozostała		7,5	1,8	8,1	1,0
Ogółem za wszystkie lata		7,5	1,8	8,1	1,0

Uwaga (1): Koszty po odjęciu szacowanej wartości końcowej.

***Perspektywy podatkowe***

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

### **Poniesione koszty**

W roku obrotowym zakończonym dnia 31 grudnia 2012 roku Spółka dokonała nakładów inwestycyjnych w wysokości 56,9 mln USD w związku ze swoimi złożami ropy naftowej i gazu ziemnego. W poniższej tabeli przedstawiono nakłady inwestycyjne Spółki według krajów i rodzajów (w tysiącach USD):

**Tabela 6.6**

	<b>Koszty nabycia złoża</b>		<b>Koszty poszukiwań</b>	<b>Koszty zagospodarowania</b>
	Złoża potwierdzone	Złoża niepotwierdzone		
<b>Brunei</b>	0	0	20 687	0
<b>Syria</b>	0	0	154	0
<b>Ukraina</b>	0	0	8 740	27 358
<b>Ogółem</b>	0	0	<b>29 582</b>	<b>27 358</b>

### **Działalność poszukiwawcza i związana z zagospodarowaniem złóż**

Poniższa tabela podsumowuje wyniki wierceń Spółki na Ukrainie w roku zakończonym dnia 31 grudnia 2012 roku. Spółka nie prowadziła w tym okresie wierceń w innych jurysdykcjach, w których Spółka posiada aktywa (Brunei, Syria). W 2013 roku Spółka spodziewa się wykonać odwierty poszukiwawcze w Brunei i przewiduje wykonanie dodatkowych odwiertów poszukiwawczych i produkcyjnych na Ukrainie. W 2012 roku nie wykonywano odwiertów serwisowych ani służących badaniom stratygraficznym.

<b>Tabela 6.7</b>	<b>Poszukiwawcze</b>		<b>Produkcyjne</b>		<b>Ogółem</b>	
	Brutto	Netto	Brutto	Netto	Brutto	Netto
<b>2012</b>						
Ukraińskie odwierty gazowe/kondensatowe	4,0	2,8	2,0	1,4	6,0	4,2
Odwierty orurowane w Brunei	-	-	-	-	-	-
Odwierty negatywne i opuszczone	-	-	-	-	-	-
Odwierty ogółem	4,0	2,8	2,0	1,4	6,0	4,2
Odsetek sukcesów (%)	100	100	100	100	100	100
Średni udział w prawie użytkowania górn. (%)	70	70	70	70	70	70

## Oszacowania wydobycia

W poniższej tabeli podsumowano wolumen szacowanego wydobycia brutto (przed opłatami i rentami za nadania górnicze) Spółki w 2013 roku, który wykorzystano przy oszacowaniu przyszłych przychodów netto w Raporcie RPS dotyczącym Ukrainy, w oparciu o prognozowane ceny i koszty.

<b>Tabela 6.8 Oszacowanie wydobycia w 2013 r.</b>			
<b>100% prawa użytkowania górniczego pól</b>	<b>Konwencjonalny gaz ziemny (MMcf)</b>	<b>Kondensat (Mbbl)</b>	<b>Ekwiwalent ropy naftowej (MBOE) <sup>(1)</sup></b>
<b>Kategoria rezerw</b>			
<b>Rezerwy potwierdzone brutto</b>	<b>8 674,7</b>	<b>59,6</b>	<b>1 505,4</b>
Znaczące pola <sup>(2)</sup>			
- pole Olgowskoje	3 419,6	34,6	604,5
- pole Makiejewskoje	4 465,7	24,6	768,9
<b>Rezerwy prawdopodobne brutto</b>	<b>1 203,4</b>	<b>26,3</b>	<b>226,9</b>
Znaczące pola <sup>(2)</sup>			
- pole Olgowskoje	586,6	15,4	113,1
- pole Makiejewskoje	407,6	10,3	78,3

Uwagi:

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

(2) Znaczące pola to pola stanowiące 20% lub więcej szacowanego wydobycia w 2013 roku. Wszystkie znaczące pola Spółki znajdują się na Ukrainie.

<b>Tabela 6.8    Oszacowanie wydobycia w 2013 r.</b>			
<b>przypadające na KOV - 70% prawa użytkowania górniczego pól</b>	<b>Konwencjonalny gaz ziemny (MMcf)</b>	<b>Kondensat (Mbbl)</b>	<b>Ekwiwalent ropy naftowej (MBOE) <sup>(1)</sup></b>
<b>Kategoria rezerw</b>			
<b>Rezerwy potwierdzone brutto</b>	<b>6 072,3</b>	<b>41,7</b>	<b>1 053,8</b>
Znaczące pola <sup>(2)</sup>			
- pole Olgowskoje	2 393,7	24,2	423,2
- pole Makiejewskoje	3 126,0	17,2	538,2
<b>Rezerwy prawdopodobne brutto</b>	<b>842,4</b>	<b>18,4</b>	<b>158,8</b>
Znaczące pola <sup>(2)</sup>			
- pole Olgowskoje	410,6	10,8	79,2
- pole Makiejewskoje	285,3	7,2	54,8

Uwagi:

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

(2)    Znaczące pola to pola stanowiące 20% lub więcej szacowanego wydobycia w 2013 roku. Wszystkie znaczące pola Spółki znajdują się na Ukrainie.

## Historia wydobywania

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

Tabela 6.9-1	2012			
	31 grudnia	30 września	30 czerwca	31 marca
<b>Przeciętna produkcja dzienna – 100% prawa użytkowania górniczego pól</b>				
Gaz (Mcf/d)	24 045,34	22 282,36	21 313,31	18 596,90
Kondensat (bbl/d)	187,93	197,65	208,87	201,76
Łącznie (BOE/d)	4 195,49	3 911,38	3 761,09	3 301,24
<b>Przeciętna produkcja dzienna – 70% prawa użytkowania górniczego pól KOV</b>				
Gaz (Mcf/d)	16 831,74	15 597,65	14 919,32	13 017,83
Kondensat (bbl/d)	131,55	138,35	146,21	141,23
Łącznie (BOE/d)	2 936,84	2 737,96	2 632,76	2 310,87
<b>Średnia uzyskana cena</b>				
Gaz (USD/Mcf)	USD 11,62	USD 11,71	USD 11,76	USD 11,76
Kondensat (USD/bbl)	98,04	92,73	109,20	95,19
Łącznie (USD/BOE)	70,83	71,47	71,42	71,84
<b>Opłaty koncesyjne (royalties)</b>				
Gaz (USD/Mcf)	(2,14)	(2,13)	(2,13)	(2,09)
Kondensat (USD/bbl)	(36,36)	(36,36)	(37,32)	(38,74)
Łącznie (USD/BOE)	(13,90)	(13,98)	(13,99)	(14,41)
<b>Koszty operacyjne</b>				
Łączne (USD/BOE)	(7,69)	(9,16)	(11,37)	(6,95)
Transport	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Uzyskana wartość retroaktywna netto</b>				
Łącznie (USD/BOE)	\$ 49,24	\$ 48,33	\$ 46,06	\$ 50,49

**Uwaga:** Zob. informacje dotyczące współczynnika konwersji BOE na stronie 30 niniejszego dokumentu.

**Wolumen wydobycia  
za rok zakończony 31 grudnia 2012 r.**

W poniższej tabeli przedstawiono odpowiadający 70% udziałowi Spółki w prawie użytkowania górniczego wolumen wydobycia ogółem oraz wolumeny wydobycia dla wszystkich ważnych pól za ostatni zakończony rok obrotowy Spółki. Wolumen wydobycia odpowiada 70% udziałowi Spółki w prawie użytkowania górniczego za rok zakończony dnia 31 grudnia 2012 roku.

<b>Tabela 6.9-2b</b>	<b>Konwencjonalny gaz ziemny (MCF)</b>	<b>Kondensat (Bbls)</b>	<b>Ekwiwalent ropy naftowej (BOE )<sup>(1)</sup></b>
Wolumen wydobycia ogółem	5 525 784	50 989	971 952
Wolumen wydobycia na Ukrainie	5 525 784	50 989	971 952
Ważne pola:			
– Olgowskoje (Ukraina)	2 872 507	34 558	514 199
– Makiejewskoje (Ukraina)	2 301 288	15 361	398 909

**Uwaga: Zob. informacje dotyczące współczynnika konwersji BOE na stronie 30 niniejszego dokumentu.**

## SKRÓTY I PRZELICZENIA

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

## INNE

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

## ZAŁĄCZNIK B

### RPS Energy

Suite 1400, 800 – Fifth Avenue S.W., Calgary, Alberta T2P 3T6 Kanada  
Tel: +1 403 265 7226 Fax: +1 403 269 3175 rpsgroup.com/canada

14 marca 2013 r.

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

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

1. Dokonałiśmy oceny danych o rezerwach Wiergunskoje, Olgowskoje, Makiejewskoje i Krutogorowskoje (na Ukrainie) należących do Kulczyk Oil Ventures Inc. (zwanej dalej „Spółką”) według stanu na dzień 31 grudnia 2012 r. Dane o rezerwach są oszacowaniami rezerw potwierdzonych i prawdopodobnych oraz związanych z nimi przyszłych przychodów netto według stanu na dzień 31 grudnia 2012 r., oszacowanych w oparciu o prognozowane ceny i koszty.
2. Odpowiedzialność za dane o rezerwach spoczywa na Kierownictwie Spółki. Naszym zadaniem jest wyrażenie opinii na temat danych o rezerwach w oparciu o naszą ocenę. Oceny dokonałiśmy zgodnie ze standardami przedstawionymi w dokumencie *Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook* („Kanadyjskie wytyczne do oceny rezerw ropy naftowej i gazu”) (zwanym dalej „Wytycznymi COGE”), opracowanym wspólnie przez Stowarzyszenie Inżynierów ds. Oceny Złóż Naftowych (*Society of Petroleum Evaluation Engineers*) (sekcja Calgary) oraz Kanadyjski Instytut Górnictwa, Hutnictwa i Przemysłu Naftowego (*Canadian Institute of Mining, Metallurgy & Petroleum*) (Towarzystwo Naftowe).
3. Standardy te wymagają, aby ocena była zaplanowana i przeprowadzona w taki sposób, aby uzyskać wystarczającą pewność, że dane o rezerwach nie zawierają istotnych nieścisłości. Ocena obejmuje również sprawdzenie, czy dane o rezerwach są zgodne z zasadami i definicjami przedstawionymi w Wytycznych COGE.
4. Poniższa tabela przedstawia szacowane przyszłe przychody netto (przed podatkiem dochodowym) przypisane rezerwom potwierdzonym i prawdopodobnym razem - oszacowane w oparciu o prognozowane ceny i koszty oraz obliczone przy zastosowaniu stopy dyskonta wynoszącej 10% - uwzględnione w danych o rezerwach Spółki, których oceny dokonałiśmy za rok zakończony 31 grudnia 2012 r. Tabela precyzuje też części, których oceny dokonałiśmy oraz zreferowaliśmy Zarządowi i Radzie Dyrektorów Spółki:

Niezależny wykwalifikowany podmiot dokonujący oceny rezerw	Opis Raportu z oceny	Data sporządzenia Raportu z oceny	Położenie rezerw	Wartość bieżąca netto przyszłych przychodów netto przed podatkiem dochodowym, Rezerwy potwierdzone + prawdopodobne		
				w mln USD, stopa dyskonta 10%		
				Audytowane	Ocenione	Poddane przeglądowi
RPS Energy	„Ocena rezerw gazu ziemnego dla udziałów w koncesjach Wiergunskoje, Olgowskoje, Makiejewskoje i Krutogorowskoje na Ukrainie w oparciu o prognozowane ceny i koszty wg stanu na dzień 31 grudnia 2012 r. – Kulczyk Oil Ventures Inc”.	15 marca 2013 r.	Ukraina	Nd.	257,5	Nd.

5. W naszej opinii dane o rezerwach, które zostały przez nas ocenione, zostały pod wszystkimi istotnymi względami ustalone i podane zgodnie z Wytocznymi COGE.
6. Nie spoczywa na nas obowiązek aktualizacji naszych raportów, o których mowa w pkt. 4, w celu uwzględnienia zdarzeń i okoliczności, które zaszły po dacie ich sporządzenia.
7. Ponieważ dane o rezerwach opierają się na subiektywnych ocenach dotyczących przyszłych zdarzeń, rzeczywiste wyniki podlegają zmianom, a zmiany te mogą być istotne.

Sporządzono w odniesieniu do powyższego sprawozdania:

RPS Energy Canada Ltd.

\_\_\_\_\_ [faksymile podpisu] \_\_\_\_\_

Brian D. Weatherill, P.Eng.



## ZAŁĄCZNIK C

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

Niniejszy formularz odnosi się do pkt. 3 sekcji 2.1 Zarządzenia Krajowego (*National Instrument* 51-101 *Standards of Disclosure for Oil and Gas Activities* („Obowiązki informacyjne dotyczące działalności w sektorze ropy naftowej i gazu”) (zwanego dalej „NI 51-101”). Terminy zdefiniowane w NI 51-101 przyjmują w niniejszym formularzu takie samo znaczenie.

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

Kierownictwo Kulczyk Oil Ventures Inc. (zwanej dalej „**Spółką**”) jest odpowiedzialne za sporządzenie i ujawnienie informacji dotyczących działalności Spółki związanej z ropą naftową i gazem, zgodnie z wymogami regulacji odnoszących się do papierów wartościowych. Informacje te obejmują dane o rezerwach, które są oszacowaniami rezerw potwierdzonych i prawdopodobnych oraz związanych z nimi przyszłych przychodów netto według stanu na dzień 31 grudnia 2012 r. (koniec ostatniego zakońzonego roku obrotowego), oszacowanych w oparciu o prognozowane ceny i koszty.

Spółka zleciła niezależnemu wykwalifikowanemu podmiotowi dokonującemu oceny rezerw przeprowadzenie oceny i przeglądu danych Spółki o rezerwach. Raport niezależnego wykwalifikowanego podmiotu dokonującego oceny rezerw zostanie złożony organom regulującym obrót papierami wartościowymi wraz z niniejszym raportem.

Komitet ds. Rezerw Rady Dyrektorów przeprowadził:

- (a) Przegląd procedur Spółki służących przekazywaniu informacji niezależnemu wykwalifikowanemu podmiotowi dokonującemu oceny rezerw;
- (b) Spotkanie z wykwalifikowanym podmiotem dokonującym oceny rezerw w celu

ustalenia, czy zdolność wykwalifikowanego podmiotu dokonującego oceny rezerw do złożenia raportu bez zastrzeżeń nie podlegała żadnym ograniczeniom; oraz

- (c) Przegląd danych o rezerwach wspólnie z kierownictwem oraz wykwalifikowanym podmiotem dokonującym oceny rezerw.

Komitet ds. Rezerw Rady Dyrektorów dokonał przeglądu procedur Spółki służących gromadzeniu i sprawozdawczości innych informacji dotyczących działalności związanej z ropą naftową i gazem oraz dokonał ich przeglądu wraz z kierownictwem Spółki. Rada Dyrektorów zatwierdziła:

- (a) treść oraz przedłożenie organom regulującym obrót papierami wartościowymi formularza 51-101 F1 zawierającego informacje dotyczące działalności Spółki związanej z ropą naftową i gazem;
- (b) treść oraz przedłożenie organom regulującym obrót papierami wartościowymi formularza 51-101 F2 stanowiącego sprawozdanie niezależnego kwalifikowanego podmiotu dokonującego oceny rezerw; oraz
- (c) treść oraz przedłożenie niniejszego raportu.

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

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

20 marca 2013 r.

## **ZAŁĄCZNIK D**

### **ZASOBY NAFTOWO-GAZOWE**

Terminy pisane wielką literą, stosowane lecz nie zdefiniowane w niniejszym Załączniku D, przyjmują znaczenie określone w rocznym formularzu informacyjnym Spółki za rok zakończony 31 grudnia 2012 roku („**RFI**”).

KOV zleciła firmie RPS - niezależnemu wykwalifikowanemu podmiotowi dokonującemu oceny i audytu rezerw - przygotowanie Raportów RPS. Raporty RPS zawierają następujące informacje dotyczące zasobów naftowo-gazowych Spółki:

- Raport RPS nt. Ukrainy przedstawia ocenę warunkowych zasobów gazu ziemnego i perspektywicznych zasobów gazu ziemnego znajdujących się na obszarze objętym Koncesjami na Ukrainie. Raport RPS nt. Ukrainy datowany jest na dzień 20 marca 2013 roku i zawiera informacje sporządzone do dnia 31 grudnia 2012 roku w zakresie szacowanych zasobów i prognozowanych przychodów wg stanu na dzień 31 grudnia 2012 roku.
- Raport RPS dotyczący Bloku L w Brunei przedstawia ocenę warunkowych i perspektywicznych zasobów ropy naftowej i gazu ziemnego znajdujących się na obszarze Bloku L w Brunei. Raport RPS dotyczący Bloku L w Brunei datowany jest na dzień 1 września 2012 roku i zawiera informacje sporządzone do dnia 31 lipca 2012 roku w zakresie szacowanych zasobów wg stanu na dzień 31 lipca 2012 roku.
- Raport RPS dotyczący Bloku 9 w Syrii przedstawia ocenę perspektywicznych zasobów ropy naftowej i gazu ziemnego znajdujących się na obszarze Bloku 9 w Syrii. Raport RPS dotyczący Bloku 9 w Syrii datowany jest na dzień 1 września 2012 roku i zawiera informacje sporządzone do dnia 31 lipca 2012 roku w zakresie szacowanych zasobów wg stanu na dzień 31 lipca 2012 roku.

Wszystkie dane przekazane RPS przez Spółkę w związku z przygotowywaniem Raportów RPS przyjęto zgodnie ze stanem przedstawionym. Raporty RPS przygotowano zgodnie z definicjami i wytycznymi zawartymi w Wytycznych COGE oraz zgodnie z wymogami NI 51-101. Między innymi w NI 51-101 wprowadzono system ciągłego składania informacji przez spółki naftowe i gazowe oraz określono standardowe wymogi sprawozdawcze i informacyjne dla spółek zajmujących się poszukiwaniem i wydobywaniem ropy naftowej i gazu ziemnego, będących emitentami składającymi informacje. NI 51-101 zobowiązuje emitentów składających informacje do stosowania Wytycznych COGE, które mogą ulegać zmianom.

Na dzień sporządzenia każdego z Raportów RPS, Spółka ani RPS nie posiadały żadnych nowych informacji (poza założeniami dotyczącymi cen towarów, które mogą różnić się od zastosowanych w niniejszej analizie), które mogłyby mieć istotny wpływ na wielkości szacunkowe podane w poniższych tabelach.

Poniższe tabele zawierają zestawienie informacji o warunkowych i perspektywicznych zasobach gazu ziemnego i ropy naftowej Spółki, przedstawione zgodnie z NI 51-101. W tabelach podsumowano pewne dane przedstawione w Raportach RPS, wskutek czego tabele mogą zawierać wielkości różniące się nieznacznie od danych w odpowiednim Raporcie RPS ze względu na zaokrąglenia.

#### **Zasoby Warunkowe**

W poniższej tabeli przedstawiono zestawienie informacji dotyczących Zasobów Warunkowych przypadających na udział Spółki na Ukrainie i w Bloku L w Brunei według oceny RPS zawartej w Raportach RPS.

<b>Zasoby Warunkowe (przypadające na udział netto)<sup>1</sup></b>									
	<b>Gaz ziemny (Bcf)</b>			<b>Ropa naftowa i kondensat (MMbbls)</b>			<b>Ekwiwalent ropy naftowej (MMboe)<sup>2</sup></b>		
	<b>1C</b>	<b>2C</b>	<b>3C</b>	<b>1C</b>	<b>2C</b>	<b>3C</b>	<b>1C</b>	<b>2C</b>	<b>3C</b>
Ukraina	12,69	32,48	76,58	-	-	-	2,12	5,41	12,76
Brunei	-	-	-	0,023	0,041	0,088	0,023	0,041	0,088
Syria	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Ogółem</b>	<b>12,69</b>	<b>32,48</b>	<b>76,58</b>	<b>0,023</b>	<b>0,041</b>	<b>0,088</b>	<b>2,144</b>	<b>5,451</b>	<b>12,848</b>

Uwagi:

- (1) „Zasoby przypadające na udział netto” oznaczają łączną ilość Zasobów Warunkowych, po uwzględnieniu opłat koncesyjnych (royalties), przypadającą na 70% udział Spółki w Koncesjach na Ukrainie i 90% udział Spółki w Aktywach w Brunei. Dodatkowe informacje przedstawiono w punktach „Główne aktywa naftowe i gazowe – Ukraina” i „Główne aktywa naftowe i gazowe – Brunei” dokumentu RFI.
- (2) Informacje o wydobyciu powszechnie podaje się w jednostkach baryłki ekwiwalentu ropy („boe”, „Mboe” i „MMboe”). Współczynnik konwersji boe, gdzie 6 Mcf gazu odpowiada jednej baryłce ropy naftowej, wynika z metody zakładającej równoważność energetyczną w odniesieniu do danych z pomiarów uzyskanych na końcówce palnika, co nie odnosi się do wartości występujących na głowicy.

„**Zasoby Warunkowe**” to ilości ropy naftowej i gazu ziemnego, które według szacunków na dany dzień mogą potencjalnie zostać pozyskane ze znanych akumulacji przy zastosowaniu istniejącej technologii lub postępu technicznego, ale które nie osiągnęły jeszcze stopnia zaawansowania pozwalającego na komercyjne zagospodarowanie ze względu na jedno lub więcej uwarunkowań.

Uwarunkowania te mogą mieć charakter ekonomiczny, prawny, środowiskowy, polityczny, jak też wpływać z regulacji lub braku infrastruktury bądź rynku. Do zasobów warunkowych należy też zaliczyć szacowane odkryte ilości, które mogą potencjalnie zostać pozyskane, a związane są z projektem na wczesnym etapie oceny. Zgodnie z klasyfikacją Stowarzyszenia Inżynierów Naftowych (*Society of Petroleum Engineers*), Zasoby Warunkowe dzielą się na kategorie: „1C”, „2C” i „3C”, w relacji do stopnia pewności związanego z szacunkami.

W sporządzeniu poniższych informacji dotyczących Zasobów Warunkowych zastosowano następującą terminologię zgodną z Wytocznymi COGE oraz wytycznymi kanadyjskich organów regulujących obrót papierami wartościowymi.

„**1C**” uważane jest za ostrożny szacunek ilości zasobów, które będą faktycznie pozyskane. Jest wysoce prawdopodobne, że ilości pozyskane w rzeczywistości przekroczą oszacowania. W kategoriach rachunku prawdopodobieństwa oznaczać to będzie 90% prawdopodobieństwo, że ilości pozyskane będą równe lub wyższe niż wartość szacunkowa.

„**2C**” uważane jest za wyważony szacunek ilości zasobów, które będą faktycznie pozyskane. Jest równie prawdopodobne, że ilości pozyskane w rzeczywistości będą niższe lub wyższe od oszacowań. W kategoriach rachunku prawdopodobieństwa oznaczać to będzie 50% prawdopodobieństwo, że ilości pozyskane będą równe lub wyższe niż wartość szacunkowa.

„**3C**” uważane jest za optymistyczny szacunek ilości zasobów, które będą faktycznie pozyskane. Jest mało prawdopodobne, że ilości pozyskane w rzeczywistości przekroczą oszacowania. W kategoriach rachunku prawdopodobieństwa oznaczać to będzie 10% prawdopodobieństwo, że ilości pozyskane będą równe lub wyższe niż wartość szacunkowa.

Nie ma żadnej pewności, że wszystkie Zasoby Warunkowe Spółki bądź jakkolwiek ich część będzie się nadawać do opłacalnego komercyjnie wydobycia. Szacunkowe wielkości Zasobów Warunkowych nie zostały skorygowane o ryzyko związane z możliwością zagospodarowania. Nie ma żadnej pewności co do harmonogramu takiego zagospodarowania.

RPS posłużyła się wolumetrycznymi metodami oceny ilości Zasobów Warunkowych związanych z piaskami gazonośnymi, w których podczas testów napotkano gaz, ale nie wprowadzono planów zagospodarowania w celu pozyskania takich potencjalnych ilości. Ponadto piaski gazonośne, które są obiektem docelowym planów zagospodarowania, ale z których dotychczas nie uzyskano przepływu gazu na powierzchnię, również zaklasyfikowano do Zasobów Warunkowych.

KOV zidentyfikowała w Aktywach na Ukrainie znaczną liczbę interwałów, które wcześniej testowano lub z których wydobywano gaz, ale których obecnie nie klasyfikuje się jako Rezerw. Takie interwały zostały ocenione metodami wolumetrycznymi w celu określenia dla każdego z nich ilości pierwotnych zasobów gazu ziemnego (*gas initially in place*, „GIIP”). W celu oceny ilości dostępnej do pozyskania, zastosowano szereg indykatorywnych wskaźników pozyskania, odzwierciedlających dużą niepewność pozyskania gazu. Uwzględniono w nich, iż pozyskanie gazu jest ściśle uzależnione od liczby punktów wyprowadzenia gazu z danej warstwy. Ponieważ wiele interwałów piasków ma małą miąższość, z wielu z nich wydobyć można tylko w ramach łączonego zagospodarowania, przy czym ilości pozyskane z poszczególnych warstw mogą być niewielkie.

Poniżej przedstawiono konkretne uwarunkowania dotyczące określonych w poniższych tabelach Zasobów Warunkowych, z których wszystkie ocenia się jako dostępne do pozyskania z zastosowaniem istniejącej technologii.

#### Ryzyka i stopień niepewności

Podobnie jak w przypadku wszystkich zasobów ropy naftowej i gazu ziemnego, z pozyskaniem Zasobów Warunkowych przedstawionych w powyższej tabeli wiąże się pewien stopień ryzyka. Zgodnie z Raportami RPS, główne ryzyko na Ukrainie dotyczy uzyskania komercyjnego poziomu przepływu gazu z potencjalnych stref oraz rozpoczęcia z nich produkcji, natomiast główne ryzyko w Brunei dotyczy postępu w strategii komercjalizacji oraz przedstawienia formalnego planu zagospodarowania. Istotne aspekty niepewności dotyczącej Zasobów Warunkowych przedstawionych w powyższej tabeli, to strategię zagospodarowania, obejmujące stymulowanie szczelinowaniem oraz łączone zagospodarowanie różnych warstw gazonośnych na Ukrainie, oraz sformułowanie planu rozwoju gospodarczego w Brunei.

#### Czynniki pozytywne i negatywne

Czynniki, które mogą pozytywnie wpływać na szacowane przez Spółkę ilości Zasobów Warunkowych są następujące:

##### *Ukraina*

- Wykonywanie odwiertów, w których strefy z Zasobami Warunkowymi prawdopodobnie są gazonośne; oraz
- Uzyskanie komercyjnego poziomu przepływu gazu z potencjalnych stref napotkanych w odwiertach podczas testów wydobywania.

##### *Brunei*

- Zmiana warunków fiskalnych określonych w Umowie o podziale wpływów z wydobywania dla Bloku L oraz wzrost ilości węglowodorów w zdefiniowanym zbiorniku; oraz
- Wywiercenie pozytywnych odwiertów poszukiwawczych i produkcyjnych.

Czynniki, które mogą negatywnie wpływać na szacowane przez Spółkę ilości Zasobów Warunkowych związanych są następujące:

##### *Ukraina*

- Nieudane odwierty – nie wskazują na potencjalną obecność Zasobów Warunkowych; lub
- Negatywne wyniki testów produkcji ze stref, które były testowane w odwiertach i które prawdopodobnie są gazonośne.

## Brunei

- Odwierty negatywne; oraz
- Napotkanie akumulacji, której zagospodarowanie nie jest ekonomicznie zasadne.

## Uwarunkowania

Zasoby Warunkowe związane z Koncesjami na Ukrainie i Aktywami w Brunei nie są uwarunkowane czynnikami ekonomicznymi. Wszystkie Zasoby Warunkowe przedstawione w powyższej tabeli uważa się za dostępne do ekonomicznie zasadnego pozyskania, bazując na konkretnych prognozowanych cenach towarów i kosztach, zgodnie z założeniami RPS.

Uwarunkowania, które obecnie uniemożliwiają klasyfikację powyższych Zasobów Warunkowych jako rezerw w przyszłości, to wymóg skonkretyzowania planu zagospodarowania i uzyskania komercyjnego poziomu wydobywania ze stref, które wedle oceny zawierają Zasoby Warunkowe na Ukrainie, a także brak planu komercjalizacji w celu zagospodarowania Zasobów Warunkowych w Brunei. Charakter planu zagospodarowania będzie determinować spodziewane pozyskanie węglowodorów. Ogólnie, harmonogram oceny ekonomicznej Zasobów Warunkowych zależeć będzie od długoterminowego planu zagospodarowania zasobów Spółki oraz jej prognoz warunków gospodarczych. Kierownictwo prognozuje przyszłe zagospodarowanie zasobów na podstawie zintegrowanych planów. Plany takie obejmują zestawienie obecnego i planowanego wydobywania, obecne i prognozowane warunki rynkowe, wydajność infrastruktury przetwórczej i przesyłowej, zobowiązania dotyczące nakładów kapitałowych oraz powiązane plany przyszłego rozwoju.

Dodatkowe informacje przedstawiono w punktach „Główne aktywa naftowe i gazowe – Ukraina” i „Główne aktywa naftowe i gazowe – Brunei” dokumentu RFI.

## Zasoby Perspektywiczne

W poniższej tabeli przedstawiono zestawienie informacji dotyczących Zasobów Perspektywicznych przypadających na udział Spółki na Ukrainie, w Bloku L w Brunei oraz w Bloku 9 w Syrii, według oceny RPS zawartej w Raportach RPS.

Zasoby Perspektywiczne po wyłączeniu ryzyka (przypadające na udział netto) <sup>1</sup>									
	Gaz ziemny (Bcf)			Ropa naftowa i kondensat (MMbbls)			Ekwiwalent ropy naftowej (MMboe) <sup>2</sup>		
	Najniższa wartość szacunkowa	Najlepsza wartość szacunkowa	Najwyższa wartość szacunkowa	Najniższa wartość szacunkowa	Najlepsza wartość szacunkowa	Najwyższa wartość szacunkowa	Najniższa wartość szacunkowa	Najlepsza wartość szacunkowa	Najwyższa wartość szacunkowa
Ukraina	17,70	73,19	177,99	-	-	-	2,95	12,20	29,67
Brunei	568,0	693,0	932,0	102,0	128,0	179,0	196,67	243,50	334,33
Syria <sup>3,4</sup>	23,0	57,0	151,0	27,0	72,0	175,0	30,83	81,50	200,17
<b>Ogółem</b>	<b>608,70</b>	<b>823,19</b>	<b>1260,99</b>	<b>129,00</b>	<b>200,00</b>	<b>354,00</b>	<b>230,45</b>	<b>337,20</b>	<b>564,17</b>

Uwagi:

- (1) „Zasoby przypadające na udział netto” oznaczają łączną ilość Zasobów Perspektywicznych, po uwzględnieniu opłat koncesyjnych (royalties), przypadającą na 70% udział Spółki w Koncesjach na Ukrainie, 90% udział Spółki w Aktywach w Brunei i 45% udział Spółki w Aktywach w Syrii. Dodatkowe informacje przedstawiono w punktach „Główne aktywa naftowe i gazowe – Ukraina”, „Główne aktywa naftowe i gazowe – Brunei” oraz „Główne aktywa naftowe i gazowe – Syria” dokumentu RFI.
- (2) Informacje o wydobywaniu powszechnie podaje się w jednostkach baryłki ekwiwalentu ropy („boe”, „Mboe” i „MMboe”). Współczynnik konwersji boe, gdzie 6 Mcf gazu odpowiada jednej baryłce ropy naftowej, wynika z metody zakładającej równoważność energetyczną w odniesieniu do danych z pomiarów uzyskanych na końcówce palnika, co nie odnosi się do wartości występujących na głowicy.
- (3) Z uwzględnieniem ropy naftowej powiązanej z gazem ziemnym.
- (4) W przypadku Syrii RPS nie dokonała modelowania w oparciu o warunki Umowy o podziale wpływów z wydobywania dla Bloku 9 w Syrii, a przypisane ilości mogą być nieznacznie zawyżone.

**„Zasoby Perspektywiczne”** to takie ilości ropy naftowej i gazu ziemnego, które według szacunków na dany dzień mogą potencjalnie zostać pozyskane z nieodkrytych akumulacji poprzez realizację przyszłych planów zagospodarowania. Zasobom Perspektywnym przypisana jest zarówno szansa na odkrycie, jak i szansa na zagospodarowanie. Zasoby Perspektywiczne dzielą się na kategorie, w relacji do stopnia pewności związanego z szacunkami, odzwierciedlającego założenia dotyczące możliwości ich odkrycia i zagospodarowania, a także mogą być dzielone na podkategorie w zależności od stopnia zaawansowania projektu.

Zasoby Perspektywiczne, oszacowane w Raportach RPS, określają możliwości poszukiwawcze i wielkość potencjału zagospodarowania w przypadku dokonania komercyjnego odkrycia. Nie należy ich interpretować jako Rezerw ani jako Zasobów Warunkowych. Zasoby Perspektywiczne przedstawione w poniższych tabelach, to nieodkryte, wysoce spekulatywne zasoby, oszacowane w uzupełnieniu rezerw i Zasobów Warunkowych w przypadku, gdy dane geologiczne lub geofizyczne wskazują na potencjał odkrycia ropy naftowej i gazu ziemnego, przy czym dostępne dane są niewystarczające dla zaliczenia ich do rezerw lub Zasobów Warunkowych. Zasoby Perspektywiczne nie obarczone ryzykiem stanowią ilości, których pozyskania można w ocenie RPS zasadnie oczekiwać w przypadku odkrycia i zagospodarowania takich zasobów.

W sporządzeniu poniższych informacji dotyczących Zasobów Perspektywnych zastosowano następującą terminologię zgodną z Wytycznymi COGE oraz wytycznymi kanadyjskich organów regulujących obrót papierami wartościowymi.

**„Najlepsza wartość szacunkowa”** uważana jest za wyważony szacunek ilości zasobów, które będą faktycznie pozyskane. Jest równie prawdopodobne, że ilości pozyskane w rzeczywistości będą niższe lub wyższe od oszacowań. W kategoriach rachunku prawdopodobieństwa oznaczać to będzie 50% prawdopodobieństwo, że ilości pozyskane będą równe lub wyższe niż wartość szacunkowa.

**„Najniższa wartość szacunkowa”** uważana jest za ostrożny szacunek ilości zasobów, które będą faktycznie pozyskane. Jest wysoce prawdopodobne, że ilości pozyskane w rzeczywistości przekroczą oszacowania. W kategoriach rachunku prawdopodobieństwa oznaczać to będzie 90% prawdopodobieństwo, że ilości pozyskane będą równe lub wyższe niż wartość szacunkowa.

**„Najwyższa wartość szacunkowa”** uważana jest za optymistyczny szacunek ilości zasobów, które będą faktycznie pozyskane. Jest mało prawdopodobne, że ilości pozyskane w rzeczywistości przekroczą oszacowania. W kategoriach rachunku prawdopodobieństwa oznaczać to będzie 10% prawdopodobieństwo, że ilości pozyskane będą równe lub wyższe niż wartość szacunkowa.

Nie ma żadnej pewności, że wszystkie Zasoby Perspektywiczne Spółki bądź jakakolwiek ich część zostanie odkryta. W przypadku odkrycia, nie ma żadnej pewności, że będą się ona nadawać do opłacalnego komercyjnie wydobywania. Szacunkowe wielkości Zasobów Perspektywnych nie zostały skorygowane o ryzyko związane z możliwością zagospodarowania. Nie ma żadnej pewności co do harmonogramu takiego zagospodarowania.

Zasoby Perspektywiczne przedstawione w Raportach RPS zostały oszacowane z zastosowaniem metod probabilistycznych i są uzależnione od dokonania odkrycia ropy naftowej i gazu ziemnego. W przypadku dokonania odkrycia i podjęcia zagospodarowania, prawdopodobieństwo tego, że dostępne do pozyskania ilości będą równe lub wyższe niż nie obarczona ryzykiem wartość szacunkowa, wynosi 90% w przypadku najniższej wartości szacunkowej, 50% w przypadku najlepszej wartości szacunkowej oraz 10% w przypadku najwyższej wartości szacunkowej. Dokonano agregacji najniższej, najlepszej i najwyższej wartości szacunkowej Zasobów Perspektywnych dla poszczególnych obiektów perspektywicznych, poprzez ich zsumowanie metodą arytmetyczną, uzyskując wielkości łączne, które nie muszą odpowiadać wynikom dla całego portfela z agregacji metodą statystyczną. Z zasad statystycznych wynika, że suma arytmetyczna wielu wartości szacunkowych może być myląca pod względem ilości faktycznie dostępnych do pozyskania. Obliczenia Zasobów Perspektywnych opierają się na odkrytych węglowodorach, dla

których prawdopodobieństwo występowania ropy naftowej lub gazu ziemnego wynosi 50%, oraz na współczynniku konwersji boe, gdzie 6 Mcf gazu odpowiada jednej baryłce ropy naftowej.

W przypadku odkrycia ropy naftowej i gazu ziemnego, harmonogram zagospodarowania Zasobów Perspektywicznych zależeć będzie od długoterminowego planu zagospodarowania zasobów Spółki oraz jej prognoz dotyczących warunków ekonomicznych.

#### Ryzyka i stopień niepewności

Podobnie jak w przypadku wszystkich zasobów ropy naftowej i gazu ziemnego, z pozyskaniem Zasobów Perspektywicznych przedstawionych w powyższej tabeli wiąże się pewien stopień ryzyka. Zgodnie z Raportami RPS, główne ryzyko na Ukrainie, w Brunei i w Syrii dotyczy obecności pułapki akumulacyjnej węglowodorów. Istotne aspekty niepewności dotyczącej Zasobów Perspektywicznych, przedstawionych w powyższej tabeli, występują ponieważ dotychczas nie udowodniono istnienia pułapki węglowodorów.

#### Czynniki pozytywne i negatywne

Istotne czynniki, które mogą pozytywnie wpływać na szacowane przez Spółkę ilości Zasobów Perspektywicznych na Ukrainie, w Brunei i w Syrii, to lepsze zdefiniowanie pułapki węglowodorów poprzez zastosowanie technologii badań sejsmicznych 3D.

Istotne czynniki, które mogą negatywnie wpływać na szacowane przez Spółkę ilości Zasobów Perspektywicznych na Ukrainie, w Brunei i w Syrii, to gdy testy zdefiniowanych pułapek mogą nie wykazać obecności węglowodorów.

## KOMITET AUDYTU

### ZAKRES KOMPETENCJI

*Przyjęty przez Zarząd w dniu 21 grudnia 2006 r.  
i zmieniony w dniu 27 kwietnia 2007 r. i 12 listopada 2009 r.*

### CEL

Komitety Audytu („**Komitety**”) korporacji Kulczyk Oil Ventures Inc. („**Korporacja**”) został powołany w celu wypełnienia stosownych zobowiązań spółki publicznej dotyczących komitetów audytu oraz wsparcia Rady Dyrektorów Korporacji („**Rada Dyrektorów**”) w realizacji jego obowiązków nadzoru w odniesieniu do sprawozdawczości finansowej, w tym m.in. obowiązku:

- zapewnienia dokładności, pełności i rzetelności sprawozdań finansowych Korporacji i procesu raportowania wyników finansowych;
- nadzorowania, weryfikacji i oceny procesu audytu oraz korporacyjnych procedur ujawniania informacji i środków ich kontroli, wewnętrznych systemów kontroli raportowania wyników finansowych oraz procedur i zgodności z odnośnymi wymogami przepisów prawa;
- weryfikacji kwalifikacji i niezależności zewnętrznych audytorów Korporacji;
- nadzorowania pracy kierownictwa obszaru finansowego Korporacji, audytorów wewnętrznych i zewnętrznych;
- prowadzenia komunikacji bezpośrednio z audytorami wewnętrznymi i zewnętrznymi Korporacji oraz zapewnienia otwartych kanałów komunikacji pomiędzy audytorami wewnętrznymi, zewnętrznymi, Radą Dyrektorów i kierownictwem Korporacji;
- opracowania korporacyjnej strategii zarządzania ryzykiem; oraz
- wypełnienia wszelkich innych zobowiązań określonych w niniejszym zakresie kompetencji lub w inny sposób nałożonych na Komitet przez Radę Dyrektorów.

### SKŁAD, PROCEDURY I ORGANIZACJA

1. Komitet składa się z nie mniej niż trzech członków Rady Dyrektorów, z których każdy musi być „niezależny” (pojęcie definiowane okresowo w wymaganiach lub

wytucznych dla działalności komitetu audytu zgodnie ze stosownymi przepisami dotyczącymi papierów wartościowych, w tym krajowej regulacji National Instrument 52-110 *Audit Committees [Komitety Audytu]* ("**NI 52-110**") i „biegły w finansach” (w rozumieniu NI 52-110). Skład Komitetu powinien również spełniać wszelkie inne wymagania, które mogą okresowo obowiązywać organy zajmujące się papierami wartościowymi, w tym te, o których mowa w NI 52-110.

2. Jeżeli członek Komitetu zasiada w składzie komitetu audytu więcej niż trzech publicznych korporacji, w tym Korporacji, Rada Dyrektorów musi ocenić, czy nie osłabi to zdolności tej osoby do efektywnego wypełniania jej obowiązków jako członka Komitetu.
3. Rada Dyrektorów na swoim spotkaniu organizacyjnym, odbywającym się przy okazji corocznego posiedzenia akcjonariuszy Korporacji, mianuje członków Komitetu na rok następny. Jeżeli Rada Dyrektorów nie ustanowi składu Komitetu, to osoby, które były członkami Komitetu w roku bezpośrednio poprzedzającym ostatnie coroczne posiedzenie akcjonariuszy Korporacji, jeśli pozostają na stanowisku dyrektora Korporacji i nadal są uprawnione do zasiadania w Komitecie, należy uznać za ponownie wybrane do składu Komitetu. W dowolnym momencie Rada Dyrektorów może usunąć lub wyznaczyć zastępstwo za każdego członka Komitetu oraz wypełnić wakat w jego składzie.

#### **PRZEWODNICZĄCY KOMITETU**

4. Jeżeli Rada Dyrektorów nie wyznaczy przewodniczącego Komitetu, członkowie Komitetu wybierają przewodniczącego („**Przewodniczący**”) spośród siebie.
5. Przewodniczący zapewnia przywództwo Komitetowi i dba o wywiązywanie się Komitetu z obowiązków nałożonych jego mandatem.
6. Obowiązki Przewodniczącego:
  - (a) zapewnienie ogólnego przywództwa w celu podniesienia efektywności działań Komitetu;
  - (b) podejmowanie wszystkich uzasadnionych kroków celem zapewnienia, że zadania i obowiązki Komitetu, wynikające z jego mandatu, są dobrze rozumiane przez członków Komitetu i możliwie jak najskuteczniej realizowane;
  - (c) wspieranie etycznego i odpowiedzialnego sposobu podejmowania decyzji przez Komitet i jego indywidualnych członków;
  - (d) przewodzenie Komitetowi w sposób efektywny, nadzorując wszystkie aspekty zarządzania Komitetem, który wypełnia obowiązki nałożone jego mandatem;
  - (e) nadzorowanie struktury, składu, członkostwa i działań delegowanych do

Komitetu;

- (f) dopilnowanie przeprowadzenia co najmniej czterech posiedzeń Komitetu rocznie, oraz dalszych posiedzeń, jeżeli wymaga tego efektywna realizacja jego obowiązków;
- (g) sporządzanie programu każdego spotkania Komitetu;
- (h) przewodniczenie wszystkim posiedzeniom Komitetu; jeżeli Przewodniczący jest nieobecny na posiedzeniu, to obecni na nim członkowie Komitetu wybierają niezależnego członka Komitetu, który będzie przewodniczył posiedzeniu;
- (i) zachęcanie członków Komitetu do zadawania pytań i wyrażania własnych spostrzeżeń na posiedzeniach;
- (j) skuteczne niwelowanie rozbieżności podglądów i konstruktywne dążenie do podjęcia decyzji i osiągnięcia porozumienia;
- (k) zapewnienie odrębnych, systematycznych i tajnych („*in camera*”) posiedzeń Komitetu, bez udziału kierownictwa;
- (l) zapewnienie odrębnych, systematycznych, zamkniętych posiedzeń Komitetu z audytorami wewnętrznymi i zewnętrznymi, bez udziału kierownictwa;
- (m) zapewnienie odrębnych, systematycznych, zamkniętych posiedzeń Komitetu z personelem wewnętrznym lub konsultantami zewnętrznymi, wedle potrzeb lub uznania i bez udziału kierownictwa;
- (n) śledzenie każdego posiedzenia Komitetu, sporządzanie sprawozdań dla Rady Dyrektorów dotyczących działań i zaleceń Komitetu;
- (o) zadbanie o to, aby dokumentacja będąca w posiadaniu Komitetu, każdorazowo była dostępna na wniosek każdego dyrektora Korporacji;
- (p) zapewnienie członkom Komitetu, poprzez podjęcie wszystkich stosownych kroków, dostępu do pisemnej informacji i sprawozdań kierownictwa celem wypełnienia mandatu Komitetu;
- (q) zapewnienie efektywnej współpracy z członkami kierownictwa;
- (r) zadbanie o przeprowadzenie oceny pracy Komitetu i Przewodniczącego, zachęcając wszystkich członków Komitetu, innych dyrektorów i odpowiednich członków kierownictwa do wyrażenia własnej opinii;
- (s) zapewnienie Komitetowi dostępnych zasobów i kompetencji, aby mógł on realizować powierzone mu zadania w sposób efektywny i wydajny;

- (t) utrzymanie, nadzorowanie, wynagradzanie i zarządzanie umowami z niezależnymi konsultantami wspierającymi pracę Komitetu; oraz
- (u) realizacja wszelkich innych stosownych zadań i obowiązków wyznaczonych przez Radę Dyrektorów lub delegowanych przez Komitet.

## **POSIEDZENIA KOMITETU**

- 7. Przewodniczący wyznacza sekretarza każdego posiedzenia, który protokołuje jego przebieg. Protokół z posiedzenia jest sporządzany na piśmie i należyście archiwizowany w księgach Korporacji. Protokół jest dostępny dla wszystkich członków Rady Dyrektorów.
- 8. Kworum wymaga obecności większości członków Komitetu, osobiście lub za pośrednictwem telefonu bądź innego systemu do telekomunikacji, umożliwiającego wszystkim uczestnikom spotkania mówienie i słyszenie siebie nawzajem.
- 9. Komitet powinien mieć dostęp do tych decydentów i pracowników Korporacji, oraz do zewnętrznych audytorów Korporacji, jak i tych informacji dotyczących Korporacji, które Komitet uzna za konieczne bądź celowe na potrzeby wypełnienia swoich obowiązków i zadań.
- 10. Posiedzenia Komitetu są przeprowadzane w sposób następujący:
  - (a) Komitet zbiera się co najmniej cztery razy w roku, w czasie i w miejscu wskazanym przez Przewodniczącego. Zewnętrzni audytorzy lub członek Komitetu mogą zwołać posiedzenie w dowolnym momencie.
  - (b) Zawiadomienia o posiedzeniu Komitetu są wysyłane do wszystkich jego członków, Prezesa Zarządu, Przewodniczącego, Wiceprzewodniczącego oraz wszystkich dyrektorów.
  - (c) Na wszystkie posiedzenia, za wyjątkiem sesji o charakterze wykonawczym i zamkniętych posiedzeń z audytorami zewnętrznymi, zostają zaproszeni następujący członkowie kierownictwa:

Prezes Zarządu  
Dyrektor Finansowy

Inni przedstawiciele kierownictwa otrzymują zaproszenie na posiedzenie Komitetu w koniecznych przypadkach.

- 11. Audytorzy wewnętrzni, jeżeli są, i audytorzy zewnętrzni Korporacji, komunikują się bezpośrednio z Komitetem za pośrednictwem Przewodniczącego. Komitet, poprzez Przewodniczącego, może się kontaktować bezpośrednio z każdym pracownikiem, jeżeli uzna to za konieczne, a każdy pracownik może wnieść do Komitetu o rozpatrzenie sprawy dotyczącej wątpliwych, niezgodnych z prawem

lub niewłaściwych praktyk finansowych lub transakcji.

## **ZADANIA I ZAKRES OBOWIĄZKÓW**

### 12. Ogólny zakres obowiązków Komitetu:

- (a) wsparcie Rady Dyrektorów w realizacji jego obowiązków odnoszących się do zasad rachunkowości Korporacji, sprawozdawczości i kontroli wewnętrznych (korporacyjnych procedur ujawniania informacji i środków ich kontroli, wewnętrznych systemów kontroli raportowania wyników finansowych);
- (b) nadzór nad pracą audytorów zewnętrznych, których zadaniem jest opracowanie lub wydanie raportu lub przeprowadzenie innego audytu, oceny lub certyfikacji na potrzeby Korporacji, w tym rozwiązywanie kwestii spornych pomiędzy kierownictwem a audytorami zewnętrznymi dotyczących sprawozdawczości finansowej;
- (c) wstępne zatwierdzenie, zgodnie z obowiązującym prawem, wszystkich czynności pozakontrolnych mających zostać wykonanych przez audytorów zewnętrznych Korporacji lub jej jednostek zależnych;
- (d) ocena rocznych i okresowych skonsolidowanych sprawozdań finansowych Korporacji, raportów audytorów zewnętrznych z audytu rocznych sprawozdań finansowych, raportów audytorów zewnętrznych z przeglądu okresowych sprawozdań finansowych, raportów MD&A, rocznych i okresowych komunikatów prasowych o wypracowanych zyskach i informacji w nich zawartych lub z nich pobranych przed zatwierdzeniem przez Radę Dyrektorów i podaniem do wiadomości publicznej lub w komunikacie giełdowym;
- (e) ustalenie i utrzymanie bezpośredniego kanału komunikacji z audytorami zewnętrznymi Korporacji i ocena wyników ich działalności;
- (f) zapewnienie istnienia adekwatnych procedur oceny podawania przez Korporację do wiadomości publicznej informacji finansowych pochodzących ze sprawozdań finansowych Korporacji, innych niż informacje ujawniane publicznie, o których mowa w paragrafie (d), oraz opracowanie metody i procedury oceny wraz z przeprowadzeniem, z odpowiednią częstotliwością, oceny adekwatności tych procedur;
- (g) opracowanie procedur dla:
  - (i) przyjmowania, akceptacji i rozpatrywania (w tym stosowne próby rozwiązania) zażaleń otrzymanych przez Korporację dotyczących prowadzenia rachunkowości, wewnętrznych kontroli księgowych i audytów; i

- (ii) poufnego informowania przez pracowników Korporacji o przypadkach wątpliwych praktyk księgowych i audytorskich;
  - (h) ocena i zatwierdzanie korporacyjnych polityk rekrutacji w struktury Korporacji partnerów, pracowników oraz byłych partnerów i pracowników audytora zewnętrznego, który obecnie świadczy usługi na potrzeby Korporacji, oraz byłych audytorów zewnętrznych Korporacji; i
  - (i) systematyczne przekazywanie Radzie Dyrektorów raportów z wywiązania się ze swoich zadań i obowiązków.
13. Obowiązki i odpowiedzialność Komitetu wobec audytorów zewnętrznych:
- (a) przygotowywanie rekomendacji dla Rady Dyrektorów odnośnie:
    - (i) audytorów zewnętrznych, których zadaniem jest opracowanie lub wydanie raportu lub przeprowadzenie innego audytu, przeglądu lub certyfikacji na potrzeby Korporacji; i
    - (ii) wynagrodzeń dla audytorów zewnętrznych;
  - (b) zaangażowanie audytorów zewnętrznych do przeglądu wszystkich okresowych sprawozdań finansowych, wyników przeglądu przez audytora okresowych sprawozdań finansowych i przeglądu przez audytora odnośnych sprawozdań kierownictwa z działalności (MD&A), niezależnych, i bez obecności kierownictwa;
  - (c) ocena innych kwestii związanych z audytem zewnętrznym, o których należy poinformować Komitet, zgodnie z ogólnie przyjętymi standardami audytu lub które odnoszą się do audytorów zewnętrznych;
  - (d) ocena przeprowadzana wraz z kierownictwem i audytorami zewnętrznymi wszelkiej korespondencji z organami wykonawczymi lub agencjami rządowymi, zażaleń pracowników lub opublikowanych raportów, które dotyczą istotnych kwestii związanych ze sprawozdaniami finansowymi Korporacji bądź polityką rachunkowości;
  - (e) ocena planu i zakresu audytu, skali i harmonogramu audytu przeprowadzanego przez audytorów zewnętrznych przed rozpoczęciem audytu;
  - (f) przeprowadzenie na zakończenie audytu, niezależnie od kierownictwa i we współpracy z audytorami zewnętrznymi, oceny następujących elementów:
    - (i) wynik audytu;
    - (ii) treść raportu z audytu;

- (iii) zakres i jakość wykonanej przez audytorów pracy;
  - (iv) adekwatność personelu finansowego i audytorskiego Korporacji;
  - (v) wsparcie udzielone przez personel Korporacji podczas audytu;
  - (vi) wykorzystanie zasobów wewnętrznych;
  - (vii) istotne transakcje poza obszarem zwykłej działalności Korporacji;
  - (viii) istotne proponowane zmiany i zalecenia mające na celu udoskonalenie wewnętrznych kontroli i zasad księgowych, lub systemów kierowniczych;
  - (ix) pozakontrolne usługi świadczone przez audytorów zewnętrznych; i
  - (x) jakość (nie jedynie dopuszczalność) stosowanych zasad rachunkowości, wszystkie alternatywne sposoby przetwarzania informacji finansowych, które zostały omówione z kierownictwem, następstwa ich wykorzystania i preferowany przez audytorów sposób ich przetwarzania i innych istotnych wymian informacji z kierownictwem;
- (g) weryfikacja i omówienie z audytorami zewnętrznymi najważniejszych zagadnień polityki rachunkowości Korporacji i jakości ocen oraz szacunków księgowych dokonanych przez kierownictwo;
  - (h) uczestnictwo w zmianie audytorów zewnętrznych Korporacji, w tym wymagania dotyczące ujawniania związanych z tym informacji;
  - (i) ocena wszystkich istotnych dokumentów wymienianych pomiędzy audytorami wewnętrznymi i kierownictwem, w tym pismo kierownictwa po zakończeniu audytu, zawierające zalecenia audytorów zewnętrznych, odpowiedź kierownictwa i weryfikację stwierdzonych słabych punktów;
  - (j) przeprowadzenie, co najmniej raz w roku i przed opublikowaniem przez audytorów zewnętrznych ich raportu dotyczącego sprawozdań finansowych, oceny kwalifikacji, pracy i reputacji audytorów zewnętrznych, oceny i potwierdzenia ich niezależności przez omówienie z audytorami ich związku z Korporacją, z uwzględnieniem szczegółów wszystkich świadczonych przez nich usług pozakontrolnych;
  - (k) spotkanie, co najmniej raz w roku, z audytorami zewnętrznymi niezależnie od kierownictwa i bez jego udziału celem omówienia i oceny określonych kwestii i innych istotnych spraw, które audytorzy mogą chcieć poddać pod rozagę Komitetu;
  - (l) omówienie z audytorami zewnętrznymi wszystkich istotnych zmian, które

należy wprowadzić w podejściu do lub w zakresie planu audytu, w podejściu kierownictwa do proponowanych przez audytorów zewnętrznych poprawek i wszelkich działań lub ich braku ze strony kierownictwa, co ogranicza lub zawęża zakres ich pracy; i

- (m) zapewnienie, że audytorzy zewnętrzni raportują bezpośrednio do Komitetu oraz zadbanie o to, by odnośny zapis w tej sprawie został uwzględniony w treści umowy o współpracy z audytorami zewnętrznymi.
14. Obowiązki i odpowiedzialność Komitetu wobec audytorów wewnętrznych Korporacji:
- (a) sprawdzanie kwalifikacji i jakości pracy audytorów wewnętrznych i okresowa ocena funkcjonowania audytu wewnętrznego w odniesieniu do organizacji, personelu i skuteczności działań wydziału audytu wewnętrznego;
  - (b) nadzorowanie, ocena i zatwierdzanie planu audytów wewnętrznych;
  - (c) ocena istotnych wniosków z audytów wewnętrznych i zaleceń, oraz sporządzenie przez kierownictwo odpowiedzi na tę ocenę;
  - (d) zapewnienie bezpośredniego kanału komunikacji z audytorami zewnętrznymi.
15. Obowiązki i odpowiedzialność Komitetu związane z procedurami kontroli wewnętrznych Korporacji:
- (a) nadzór, weryfikacja i ocena adekwatności, skuteczności, jakości i rzetelności kontroli i procedur ujawniania informacji przez Korporację, kontroli wewnętrznych procesu sprawozdawczości finansowej i systemów informacji kierownictwa poprzez rozmowy z kierownictwem oraz audytorami zewnętrznymi i wewnętrznymi;
  - (b) kontrola sprawozdawczości kierownictwa w odniesieniu do kontroli wewnętrznych oraz procedur i kontroli ujawniania informacji;
  - (c) weryfikacja i ocena przydatności i skuteczności polityk korporacyjnych i praktyk biznesowych, które mogą mieć wpływ na rzetelność danych finansowych Korporacji, w tym związanych z audytem wewnętrznym, ubezpieczeniem, księgowością, usługami informacyjnymi i systemami i środkami kontroli finansowej (z uwzględnieniem kontroli i procedur ujawniania informacji i kontroli wewnętrznych w stosunku do sprawozdawczości finansowej), sprawozdawczości kierownictwa i zarządzania ryzykiem;
  - (d) ocena zgodności z korporacyjnymi zasadami postępowania i kodeksem etycznym oraz okresowa ocena tej polityki i przedstawienie Radzie

Dyrektorów zaleceń odnośnie zmian, które Komitet uzna za stosowne;

- (e) ocena wszelkich nierozwiązanych kwestii pomiędzy kierownictwem i audytorami zewnętrznymi, mogących mieć wpływ na system sprawozdawczości finansowej lub kontroli wewnętrznych Korporacji; i
- (f) okresowa ocena korporacyjnych procedur finansowych i audytowych Korporacji oraz zakresu, w jakim zalecenia audytorów wewnętrznych lub zewnętrznych zostają wdrożone.

16. Ponadto Komitet odpowiada za:

- (a) przeprowadzenie oceny kwartalnych sprawozdań Korporacji dotyczących zysków, w tym wpływu kwestii nadzwyczajnych i zmian w zasadach rachunkowości i szacunkach oraz raportowanie do Rady Dyrektorów;
- (b) przeprowadzenie oceny i zatwierdzenie części finansowych oraz tych, dotyczących Komitetu, których ujawnienie jest wymagane przepisami prawa, w następujących dokumentach:
  - (i) sprawozdanie roczne dla akcjonariuszy Korporacji;
  - (ii) roczny formularz informacyjny i okólnik informacyjny kierownictwa Korporacji;
  - (iii) prospekty Korporacji; i
  - (iv) wszelkie inne raporty wymagające zatwierdzenia przez Radę Dyrektorów,i odnośne raportowanie do Rady Dyrektorów;
- (c) przeprowadzenie oceny komunikatów giełdowych i decyzji odnoszących się do skonsolidowanych sprawozdań finansowych Korporacji;
- (d) przeprowadzenie oceny stosowności polityk i procedur wykorzystanych przy opracowaniu skonsolidowanych sprawozdań finansowych Korporacji i innych wymaganych dokumentów ujawniających, oraz rozpatrzenie zaleceń odnośnie istotnych zmian do tych polityk;
- (e) przeprowadzenie oceny protokołu z każdego posiedzenia komitetu audytu w spółkach zależnych Korporacji;
- (f) przeprowadzenie przy udziale kierownictwa, audytorów zewnętrznych i, w razie konieczności, radcy prawnego oceny wszystkich bieżących lub spodziewanych sporów sądowych, roszczeń i innych ewentualności lub zdarzeń, w tym szacunków podatkowych, które mogą teraz lub w przyszłości mieć istotny wpływ na pozycję finansową lub wynik z

działalności operacyjnej Korporacji i sposób, w jaki te kwestie są ujawniane w skonsolidowanych sprawozdaniach finansowych;

- (g) przeprowadzenie przy udziale kierownictwa i audytorów zewnętrznych oceny istotnych praktyk księgowych stosowanych przez Korporację i weryfikacja kwestii ujawnianych informacji, w tym również złożone lub nietypowe transakcje, obszary krytyczne, takie jak rezerwy czy szacunki, znaczne zmiany zasad rachunkowości i alternatywne metody postępowania zgodnie ze standardami Canadian GAAP dla istotnych transakcji;
- (h) uzyskanie w toku rozmów z kierownictwem potwierdzenia, że standardy Canadian GAAP oraz wszystkie przepisy prawa obowiązujące obszar sprawozdawczości finansowej zostały spełnione;
- (i) omówienie z kierownictwem wpływu wszystkich transakcji pozabilansowych, ustaleń, zobowiązań i innych powiązań z jednostkami nieskonsolidowanymi lub innymi osobami, które mogą mieć istotny wpływ na finansową kondycję Korporacji, wyniki działalności, płynność, nakłady kapitałowe, zasoby kapitałowe, przychody oraz koszty;
- (j) nadzór nad dochodzeniem w sprawie domniemanych oszustw i działań niezgodnych z prawem, odnoszących się do finansów Korporacji i wszelkich działań będących ich następstwem;
- (k) weryfikacja i ocena adekwatności korporacyjnych polityk zarządzania ryzykiem, w tym polityk hedgingowych, oraz procedur związanych z ryzykiem, które wiążą się z podstawową działalnością Korporacji;
- (l) weryfikacja i ocena adekwatności wdrożenia stosownych systemów ograniczenia i zarządzania ryzykami korporacyjnymi i systematyczne raportowanie do Rady Dyrektorów;
- (m) ocena korporacyjnego programu ubezpieczeń;
- (n) przeprowadzenie przy udziale kierownictwa oceny powiązań Korporacji z organami nadzoru, oraz aktualności i dokładności komunikatów Korporacji;
- (o) przeprowadzenie przy udziale kierownictwa oceny wszystkich transakcji ze stronami powiązanymi oraz rozwoju polityk i procedur odnoszących się do tych transakcji;
- (p) każdego roku Komitet weryfikuje i ocenia adekwatność niniejszego zakresu kompetencji oraz przedstawia Radzie Dyrektorów te poprawki, które uzna za stosowne;
- (q) systematyczne przekazywanie Radzie Dyrektorów sprawozdań z działalności Komitetu, problemów i odnośnych zaleceń; i

- (r) sporządzenie kalendarza działań Komitetu na rok następny i przekazanie go w odpowiednim formacie na ręce Rady Dyrektorów każdorazowo po zakończeniu rocznego walnego zgromadzenia akcjonariuszy Korporacji.

#### **UPRAWNIENIA KOMITETU**

17. Komitet jest również uprawniony do:

- (a) skorzystania, bez zgody Korporacji, ze wsparcia niezależnego doradcy i innych konsultantów, jeżeli Komitet uzna, że jest to konieczne do wypełnienia jego obowiązków;
- (b) ustalenia i wypłaty wynagrodzenia niezależnemu doradcy i konsultantom wspierającym Komitet; i
- (c) kontaktowania się bezpośrednio z audytorami wewnętrznymi i zewnętrznymi.