



**ROCZNY FORMULARZ INFORMACYJNY
ZA ROK ZAKOŃCZONY 31 GRUDNIA 2014 ROKU**

25 marca 2015 r.

SPIS TREŚCI

GLOSARIUSZ TERMINÓW	I
SKRÓTY	1
KONWERSJA MIAR	1
WALUTY I KURSY WYMIANY WALUT.....	2
INFORMACJE ODNOŚĄCE SIĘ DO PRZYSZŁOŚCI	2
STRUKTURA ORGANIZACYJNA SPÓŁKI	6
INFORMACJE OGÓLNE O ROZWOJU DZIAŁALNOŚCI	7
DZIAŁALNOŚĆ W 2015 ROKU	12
OPIS DZIAŁALNOŚCI	12
GŁÓWNE AKTYWA NAFTOWE I GAZOWE	17
OŚWIADCZENIE O STANIE REZERW I INNE INFORMACJE O ROPIE I GAZIE	34
DYWIDENDA	34
OPIS STRUKTURY KAPITAŁOWEJ.....	35
RYNEK PAPIERÓW WARTOŚCIOWYCH.....	36
WCZEŚNIEJSZE EMISJE	36
DYREKTORZY I CZŁONKOWIE KIEROWNICTWA.....	37
INFORMACJA O KOMITECIE AUDYTU	42
CZYNNIKI RYZYKA	44
POSTĘPOWANIA SĄDOWE I REGULACYJNE	75
UDZIAŁ KIEROWNICTWA I INNYCH OSÓB W ISTOTNYCH TRANSAKCJACH	75
AGENT TRANSFEROWY I PRZEDSTAWICIEL REJESTRU	76
ISTOTNE UMOWY	76
NIEZALEŻNOŚĆ EKSPERTÓW	77
INFORMACJA DODATKOWA	77
ZAŁĄCZNIK A: FORMULARZ 51-101F1 – OŚWIADCZENIE O STANIE REZERW I INNE INFORMACJE O ROPIE I GAZIE	
ZAŁĄCZNIK B: FORMULARZ 51-101F2 – RAPORT NIEZALEŻNEGO EKSPERTA Z OCENY REZERW	
ZAŁĄCZNIK C: FORMULARZ 51-101F3 – RAPORT KIEROWNICTWA NT. UJAWNIONYCH INFORMACJI DOT. ROPY I GAZU	
ZAŁĄCZNIK D: ZAKRES KOMPETENCJI KOMITETU AUDYTU	

GLOSARIUSZ TERMINÓW

Wszystkie terminy pisane wielką literą, które występują w niniejszym Rocznym Formularzu Informacyjnym („RFI”) i nie zostały inaczej zdefiniowane w tekście, mają znaczenie określone poniżej. Informacje zawarte w RFI dotyczą stanu na dzień 31 grudnia 2014 roku, o ile wyraźnie nie wskazano inaczej.

„**Przekształcenie z 2008 roku**” 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;

„**Przekształcenie z 2013 roku**” oznacza zatwierdzony przez sąd plan przekształceń dotyczący spółki Winstar, posiadaczy papierów wartościowych Winstar, Serinus i KI, przeprowadzony na podstawie art. 193 ABCA, którego realizacja została zakończona dnia 24 czerwca 2013 roku;

„**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 Serinus Holdings;

„**Nabycie AED SEA**” oznacza nabycie przez Serinus Holdings wszystkich akcji AED SEA z dniem 5 grudnia 2011 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 wydobycia dla Bloku L w Brunei;

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

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

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

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

„**CAD**” oznacza dolara kanadyjskiego, urzędową walutę Kanady;

„**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 po scaleniu, które nastąpiło po wejściu w życie Przekształcenia z 2013 roku;

„**Spółka**” oznacza Serinus zgodnie z poniższą definicją tego terminu;

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

„**Dutco**” oznacza Dutco Energy Limited, spółkę która jest podmiotem w 100% zależnym od Dubai Transport Company LLC, korporacji działającej na Bliskim Wschodzie w sektorze budowlanym, inżynieryjnym, handlowym, produkcyjnym, hotelowym oraz naftowo-gazowym;

„**Pożyczka Dutco**” oznacza kredyt w kwocie 15 milionów USD udzielony Spółce przez Dutco w celu finansowania odwiertów poszukiwawczych w Brunei. Zobacz również punkt *“Informacje ogólne o rozwoju działalności – Trzyletnia historia Spółki – Pożyczka Dutco”*;

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

„**Kredyt EBOR w Tunezji**” oznacza kredyt w wysokości 60,0 mln USD udzielony Serinus przez EBOR w celu finansowania programu nakładów kapitałowych Spółki na Aktywa w Tunezji;

„**Kredyt EBOR w Rumunii**” oznacza kredyt w wysokości 10 mln EUR udzielony Serinus przez EBOR w celu finansowania programu nakładów kapitałowych Spółki na Aktywa w Rumunii;

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

„**ETAP**” oznacza Entreprise Tunisienne d'Activités Pétrolières, państwowe narodowe przedsiębiorstwo naftowe w Tunezji;

„**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;

„**MFW**” oznacza Międzynarodowy Fundusz Walutowy;

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

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

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

„**Umowa Pożyczki KI**” oznacza zmienioną i przekształconą umowę pożyczki z dnia 11 grudnia 2012 roku, zgodnie z którą KI udzielił Serinus 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 Borneo**” oznacza KOV Borneo Limited, spółkę na prawie państwa Zjednoczone Królestwo, która jest podmiotem w 100% zależnym od Serinus Holdings;

„**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 Serinus Holdings, 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 Serinus Holdings;

„**LEU**” oznacza rumuńskiego leja, urzędową walutę Rumunii;

„**Loon Corp**” oznacza spółkę Loon Energy Corporation, publiczną spółkę notowaną na giełdzie TSX-V, utworzoną w ramach Przekształcenia z 2008 roku;

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

„**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;

„**NAMR**” oznacza Narodową Agencję Zasobów Mineralnych, organ administracji państwowej odpowiedzialny za regulację zasobów naftowych i mineralnych w Rumunii;

„**NERCU**” oznacza Krajową Komisję Regulacji Elektroenergetyki Ukrainy, organ administracji odpowiedzialny za regulację cen gazu i energii elektrycznej na Ukrainie;

„**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 Serinus Holdings posiada udziały mniejszościowe;

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

„**Akcje Sprzed Scalenia**” oznacza akcje zwykłe w kapitale Spółki wyemitowane przed datą wejścia w życie scalenia Akcji Sprzed Scalenia w dniu 24 czerwca 2013 roku według parytetu 10 Akcji Sprzed Scalenia za jedną Akcją Zwykłą po scaleniu;

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

„**Aktywa w Rumunii**” oznaczają prawo do prowadzenia prac poszukiwawczych oraz wydobywczych w zakresie ropy naftowej i gazu ziemnego na terenie koncesji Satu Mare zgodnie z postanowieniami Umowy Koncesji Satu Mare oraz rzeczowe aktywa trwałe związane z pracami poszukiwawczymi oraz wydobywczymi w zakresie ropy naftowej i gazu ziemnego na terenie tych koncesji, opisane w punkcie „*Główne aktywa naftowe i gazowe - Rumunia*”;

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

„**Raport RPS**” oznacza raport RPS sporządzony wg stanu na dzień 31 grudnia 2014 roku z dnia 20 marca 2015 roku, dotyczący oszacowania przez tę firmę rezerw w aktywach Spółki w Tunezji i na Ukrainie;

„**Serinus**” lub „**SEN**” lub „**Spółka**” oznacza Serinus Energy Inc., spółkę utworzoną zgodnie z prawem Prowincji Alberta, Kanada, notowaną na TSX i GPW z symbolem „SEN”;

„**Umowa Koncesji Satu Mare**” lub „**SMCA**” oznacza umowę dotyczącą prac poszukiwawczych, zagospodarowania i wydobywania w zakresie ropy naftowej i gazu ziemnego na terenie koncesji Satu Mare w północno-zachodniej Rumunii;

„**Umowa Farm Out Satu Mare**” lub „**SMFA**” oznacza umowę zawartą pomiędzy Rompetrol S.A. a Winstar Rumunia, zgodnie z którą Winstar Rumunia uzyskała prawo do 60% udziałów w Umowie Koncesji Satu Mare po spełnieniu pewnych wymogów w zakresie prac i nakładów. Zobacz punkt „*Główne aktywa naftowe i gazowe – Rumunia – Istotne umowy*”.

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

„**SHA**” oznacza umowę akcjonariuszy z dnia 10 listopada 2009 roku, ze zmianami, zawartą przez Serinus Holdings, 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 wydobywania dla Bloku 9 w Syrii;

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

„**Umowa o podziale wpływów z wydobywania dla Bloku 9 w Syrii**” oznacza umowę dotyczącą prac poszukiwawczych, zagospodarowania i wydobywania 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 Serinus Holdings w ramach Nabycia Triton, opisanego w punkcie „*Informacje ogólne o rozwoju działalności*”;

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

„**TSX**” oznacza Giełdę Papierów Wartościowych w Toronto;

„**Aktywa w Tunezji**” oznacza wszystkie aktywa należące do Spółki w Tunezji, w tym udział w prawie użytkowania górniczego na terenie pięciu koncesji, a także rzeczowe aktywa trwałe związane z pracami poszukiwawczymi oraz wydobywczymi w zakresie ropy naftowej i gazu ziemnego na terenie tych koncesji, opisane w punkcie „*Główne aktywa naftowe i gazowe – Tunezja*”;

„**Umowy Koncesji w Tunezji**” oznacza umowy dotyczące prac poszukiwawczych, zagospodarowania i wydobywania w zakresie ropy naftowej i gazu ziemnego na terenie koncesji Sabria, Sanrhar, Zinnia, Ech Chouech i Chouech Es Saida, których operatorem jest Winstar Tunezja;

„**UAH**” oznacza ukraińską hrywnę, urzędową walutę Ukrainy;

„**Aktywa na Ukrainie**” lub „**Aktywa KUB-Gas**” oznacza aktywa w posiadaniu KUB-Gas, w tym Koncesje na Ukrainie oraz inne rzeczowe aktywa trwałe opisane w 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);

„**USD**” oznacza dolara amerykańskiego, urzędową walutę Stanów Zjednoczonych Ameryki;

„**udział w prawie użytkowania górniczego**” oznacza proporcjonalny udział danego podmiotu w prawie użytkowania górniczego w ramach koncesji, licencji, zezwolenia lub innego dokumentu nadającego tytuł prawny (razem „Koncesje”), uprawniający taki podmiot do działalności poszukiwawczej i/lub wydobywczej w zakresie węglowodorów, a także związany z nim udział takiego podmiotu w wydobyciu węglowodorów (przed opłatami eksploatacyjnymi) z takich Koncesji bądź udział takiego podmiotu w wielkości rezerw węglowodorów (również przed opłatami eksploatacyjnymi), które według szacunków obejmują takie Koncesje;

„**Winstar**” oznacza Winstar Resources Ltd., spółkę utworzoną zgodnie z przepisami Ustawy o spółkach prowincji Alberta (ang. *Business Corporations Act (Alberta)*), będącą 100% podmiotem zależnym Serinus;

„**Winstar Węgry**” oznacza Winstar Magyarorszag Kft, spółkę utworzoną zgodnie z przepisami prawa Węgier, której 99,8% należy do Winstar Holandia, a 0,2% należy do Winstar Tunezja;

„**Winstar Holandia**” oznacza Winstar B.V., spółkę utworzoną zgodnie z przepisami prawa Holandii, będącą 100% podmiotem zależnym Winstar;

„**Winstar Rumunia**” oznacza Winstar Satu Mare SRL, spółkę utworzoną zgodnie z przepisami prawa Rumunii, której 99,9995% należy do Winstar Holandia, a 0,0005% należy do Winstar Tunezja;

„**Winstar Tunezja**” oznacza Winstar Tunisia B.V., spółkę utworzoną zgodnie z przepisami prawa Holandii, będącą 100% podmiotem zależnym Winstar Holandia;

„**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	MMcf/d	milion stóp sześciennych dziennie
		GJ	gigadzule
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 ciepła))	kPa	kilopaskale – jednostka ciśnienia
Stb	baryłki w warunkach powierzchniowych	psi	funt na cal kwadratowy – jednostka ciśnienia
Mstb	tysiąc baryłek w warunkach powierzchniowych	Mcm	tysiąc metrów sześciennych

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

KONWERSJA MIAR

Konwersja z	Na	Mnożyć przez
stopy	metry	0,305
metry	stopy	3,281
mile	kilometry	1,609
kilometry	mile	0,621
akry	hektary	0,405
hektary	akry	2,471
kilogramy	funty	2,205
funty	kilogramy	0,454
Mcf	tysiące metrów sześciennych	0,028
tysiące metrów sześciennych	Mcf	35,494
bbl	metry sześciennie	0,159
metry sześciennie	bbl	6,29
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 dolara kanadyjskiego (CAD) do 1,00 USD	Kurs polskiego złotego (PLN) do 1,00 USD	Kurs ukraińskiej hrywny (UAH) do 1,00 USD
2012:			
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
2013			
Na koniec roku	1,0636	3,0120	8,1508
Średni	1,0299	3,1615	8,1196
Roczny najwyższy	0,9815	3,3724	8,0240
Roczny najniższy	1,0737	3,0105	8,1541
2014			
Na koniec roku	1,1621	3,5423	15,82
Średni	1,0992	3,1397	11,68
Roczny najwyższy	1,1669	3,6010	15,91
Roczny najniższy	1,0429	3,0021	8,17

Źródło: 2012 – 2013: Bank of Canada (www.bankofcanada.ca), Narodowy Bank Polski (www.nbp.pl) i Narodowy Bank Ukrainy (www.bank.gov.ua)
2014: Bloomberg

INFORMACJE ODNOŚĄCE 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 nieznanne 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 przeszłości, 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 części 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 zobowiązań do zrzeczenia się przewidzianych w warunkach umów o podziale wpływów z wydobycia 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

Pełna rejestrowa nazwa Spółki to Serinus Energy Inc. Centrala i siedziba Spółki mieści się pod adresem: Suite 1500, 700-4th Avenue S.W. Calgary, Alberta T2P 3J4.

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., zaś Spółka inwestowała w aktywa naftowo-gazowe w Kanadzie do 2001 roku, kiedy to Spółka zaczęła koncentrować się na międzynarodowych aktywach naftowo-gazowych.

W grudniu 2008 roku po finalizacji Przekształcenia z 2008 roku Akcje Sprzed Scalenia zostały wycofane z obrotu na TSX-V na wniosek Spółki, zaś firma Spółki została zmieniona na Kulczyk Oil Ventures Inc.

W dniu 25 maja 2010 roku akcje zwykłe Spółki zostały wprowadzone do obrotu na Giełdzie Papierów Wartościowych w Warszawie pod nazwą skröconą „KOV”.

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, przy czym takie wymogi były zasadniczo tożsame z wymogami obowiązującymi wówczas na TSX.

W dniu 24 czerwca 2013 roku zgodnie z Przekształceniem z 2013 roku Spółka sfinalizowała nabycie Winstar, przeprowadziła scalenie swoich Akcji Sprzed Scalenia wg parytetu 10:1 oraz dokonała zmiany firmy z „Kulczyk Oil Ventures Inc.” na „Serinus Energy Inc.”.

Pod koniec czerwca 2013 roku akcje zwykłe Spółki były notowane na Giełdzie Papierów Wartościowych w Toronto pod nazwą skröconą „SEN”, zaś nazwę skröconą na GPW zmieniono na „SEN”.

Na walnym zgromadzeniu Spółki za 2013 rok, które odbyło się w dniu 14 maja 2014 roku, Spółka dokonała zmiany swojego Regulaminu poprzez usunięcie wymogu zgody większości akcjonariuszy na określonego rodzaju private placement dokonywany przez Spółkę. Ponieważ Spółka jest notowana na TSX, akcjonariuszy chronią przepisy regulaminów TSX, w związku z czym powyższe wymogi Regulaminu stały się zbędne. Ponadto TSX może od czasu do czasu wprowadzać zmiany do swoich regulaminów zapewniających taką ochronę akcjonariuszy, co może powodować niezgodność postanowień Regulaminu z regulaminami obowiązującymi na TSX.

Spółka jest emitentem raportującym w Polsce oraz w Prowincjach Alberta, British Columbia, Saskatchewan, Manitoba, Ontario, New Brunswick, Nova Scotia, Prince Edward Island i Newfoundland w Kanadzie.

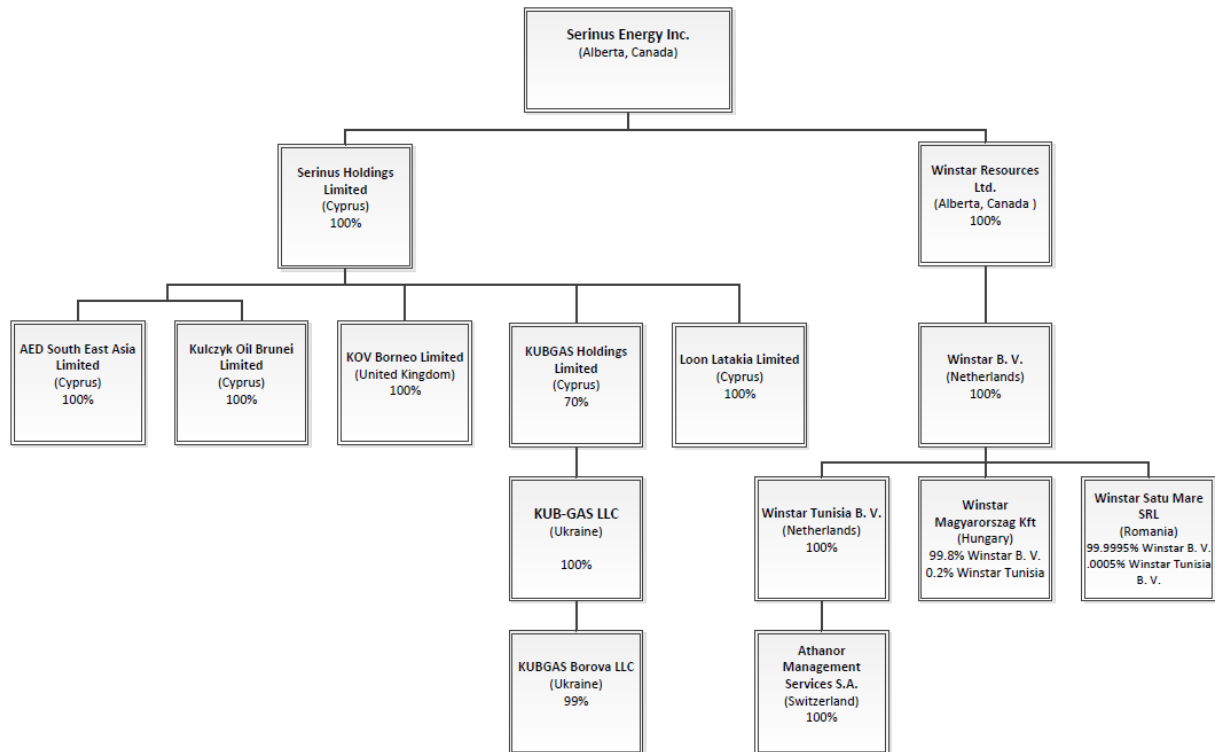
Powiązania podmiotów w ramach Grupy

Serinus posiada dwie spółki bezpośrednio zależne (w 100%) – Serinus Holdings i Winstar.

Z kolei Serinus Holdings posiada cztery istotne spółki bezpośrednio zależne (w 100%) – KOV Borneo, Kulczyk Oil Brunei, Loon Latakia and AED SEA, oraz jedną spółkę zależną w 70%, KUBGAS Holdings, która jest właścicielem 100% akcji KUB-Gas.

Winstar posiada jedną spółkę bezpośrednio zależną, Winstar B.V., która z kolei jest właścicielem 100% Winstar Tunezja, 99,8% Winstar Węgry i 99,9995% Winstar Rumunia. Winstar Tunezja posiada pozostałe 0,2% Winstar Węgry i 0,0005% Winstar Rumunia.

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 Serinus 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 2014 roku oraz za rok upływający tego dnia.

INFORMACJE OGÓLNE O ROZWOJU DZIAŁALNOŚCI

Serinus Energy, kanadyjska spółka i producent ropy naftowej i gazu ziemnego, pośrednio posiada 70% KUB-Gas, operatora Koncesji na Ukrainie i znajdujących się na ich terenie pól gazowych, a także 100% Winstar, operatora Aktywów w Tunezji i Aktywów w Rumunii. Serinus posiada również 90% udziału w Umowie o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku L w Brunei oraz 50% udziałów w Umowie o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku 9 w Syrii. W 2014 roku na Spółkę przypadła udział w wydobyciu na Ukrainie wynikający z udziału w prawie użytkowania górniczego na poziomie 22,9 MMcf/d i 92 bbl/d. Średni udział w wydobyciu z Aktywów w Tunezji wynikający z udziału w prawie użytkowania górniczego wynosił 999 bbl/d i 1,9 MMcf/d w 2014 roku. Z Aktywów w Rumunii, Bloku L w Brunei i Bloku 9 w Syrii w 2014 roku nie prowadzono wydobycia.

W świetle niepewnego statusu Bloku L w Brunei i Bloku 9 w Syrii, Spółka dokonała pełnego odpisu z tytułu utraty wartości obu tych aktywów, które obecnie uważa się za nieistotne aktywa. Na terenie obu tych bloków nie prowadzono w 2014 roku żadnej działalności, podobnie też nie przewiduje się żadnej dalszej działalności w najbliższej przyszłości.

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. Choć obecny okres prac poszukiwawczych przedłuża się o czas występowania siły wyższej, został on już wcześniej przedłużony pod warunkiem odnowienia gwarancji bankowej, której Spółka nie mogła uzyskać w związku z międzynarodowymi sankcjami. W związku z tym przedłużenie może nie być wykonalne, zaś Umowa o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku 9 w Syrii może wygasnąć.

W Brunei wykonane pod koniec 2013 roku odwierty Luba-1 i Lukut Updip-1 stanowiły wypełnienie wszystkich pozostałych zobowiązań do wykonania prac w ramach Etapu 2 zgodnie z warunkami Umowy o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku L w Brunei. Na terenie Bloku L w Brunei nie planuje się dalszej działalności, zaś kierownictwo dąży do zbycia tej koncesji. W przypadku niepodjęcia dalszej działalności istnieje możliwość wygaśnięcia Bloku L w Brunei.

Trzyletnia historia Spółki

Poniższej opisano najważniejsze wydarzenia w rozwoju działalności Spółki w okresie ostatnich trzech lat.

Kredyt EBOR – Ukraina

W maju 2011 roku spółka KUB-Gas zawarła umowę Kredytu EBOR na Ukrainie do kwoty 40,0 mln USD udzielonego przez EBOR. Środki z Kredytu EBOR na Ukrainie wykorzystane zostaną na sfinansowanie rozwoju Koncesji na Ukrainie. Finansowanie Kredytu EBOR na Ukrainie jest oprocentowane według stopy zmiennej, której maksymalny poziom wynosi 19,0% w skali roku. Przewidziano wykorzystanie środków z Kredytu EBOR na Ukrainie w dwóch transzach, z których pierwsza w wysokości 23,0 mln USD została pobrana w roku 2011. W dniu 30 maja 2013 roku zgodnie z warunkami umowy kredytowej wygasła bez ciągnięcia pozostała kwota 17,0 mln USD. Spółka Serinus, jako pośrednio większościowy akcjonariusz KUB-Gas, udzieliła gwarancji na zabezpieczenie pozostałej do spłaty kwoty Kredytu EBOR na Ukrainie. Spłata Kredytu EBOR na Ukrainie przewidywana jest w trzynastu równych ratach półrocznych, poczynając 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 na Ukrainie 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 na Ukrainie po tym terminie wynosił 9,5 mln USD. Kolejne zgodnie z harmonogramem raty w kwocie 1,8 mln USD, 1,8 mln USD, 1,8 mln USD i 1,8 mln USD spłacono odpowiednio w dniu 15 lipca 2013 roku, 15 stycznia 2014 roku, 15 lipca 2014 roku i 26 grudnia 2014 roku. Na dzień 31 grudnia 2014 roku pozostały do spłaty kapitał wynosił 2,4 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 Sprzed Scalenia Serinus 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 Sprzed Scalenia po cenie wynoszącej około 0,43 USD za każdą Akcję Sprzed Scalenia, w efekcie czego z dniem 14 sierpnia 2012 roku na rzecz KI i Radwan wyemitowano łącznie 60.499.029 Akcji Sprzed Scalenia.

Pożyczka KI

W dniu 22 czerwca 2012 roku Spółka sfinalizowała z KI porozumienie w sprawie udzielenia Serinus finansowania w kwocie do 12,0 mln USD („**Pożyczka KI**”) w celu sfinansowania bieżącego zapotrzebowania Serinus na kapitał obrotowy. KI zobowiązała się udzielić finansowania w formie pożyczki na rzecz Serinus w kwocie kapitału do 12,0 mln USD. Odsetki płatne były według oprocentowania 15,0% rocznie, a Serinus mogła 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 Sprzed Scalenia. Umowa Pożyczki KI przewidywała, że Serinus dołoży wszelkich możliwych starań w celu przeprowadzenia pierwszej oferty publicznej (zgodnie z definicją tego terminu w Umowie Pożyczki KI) nie później niż do 31 grudnia 2013 roku. W przypadku pierwszej oferty publicznej, Umowa Pożyczki KI przewidywała automatyczną zamianę niespłaconego kapitału Pożyczki KI wraz z naliczonymi od niego i niezapłaconymi odsetkami oraz wszelkimi innymi opłatami i kosztami należnymi KI od Serinus w związku z Pożyczką KI. W dniu 24 czerwca 2013 roku kapitał Pożyczki KI i naliczone odsetki w kwocie 13,4 mln USD zamieniono na 3.183.268 Akcji Zwykłych zgodnie z Umową Pożyczki KI i Przekształceniem z 2013 roku w oparciu o cenę 4,20 USD za Akcję Zwykłą.

Siła wyższa dotycząca Bloku 9 w Syrii

W październiku 2011 roku działalność operacyjną w Syrii zawieszono, zaś 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. Sytuacja taka nadal występuje na dzień niniejszego RFI. Chociaż obecny okres prac poszukiwawczych przedłuża się o czas występowania siły wyższej, został on już wcześniej przedłużony pod warunkiem odnowienia gwarancji bankowej, której Spółka nie mogła uzyskać w związku z międzynarodowymi sankcjami. W związku z tym przedłużenie może nie być wykonalne, zaś Umowa o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku 9 w Syrii może wygasnąć. Zobacz również punkt „*Główne aktywa naftowe i gazowe – Syria (stan siły wyższej)*”.

Nabycie Winstar Resources

W dniu 24 czerwca 2013 roku Spółka sfinalizowała nabycie Winstar zgodnie z warunkami Przekształcenia z 2013 roku, zwiększając swoje wydobycie o ok. 1.500 boe/d. Na dzień Przekształcenia z 2013 roku Winstar posiadała różne udziały w pięciu koncesjach w Tunezji, 60% udziału w jednej koncesji w Rumunii, 4% udziału w zyskach netto z jednego zezwolenia na wydobycie na Węgrzech oraz udział w mniejszej koncesji w prowincji Alberta w Kanadzie. W związku z finalizacją Przekształcenia z 2013 roku, Spółka dokonała zmiany firmy z „Kulczyk Oil Ventures Inc.” na „Serinus Energy Inc.” oraz przeprowadziła scalenie swoich akcji zwykłych wg parytetu jedna Akcja Zwykła za każde dziesięć Akcji Sprzed Scalenia. Zgodnie z warunkami Przekształcenia z 2013 roku, akcjonariusze Winstar za każdą posiadaną akcję otrzymali 7,555 Akcji Sprzed Scalenia lub 2,50 CAD w gotówce z zastrzeżeniem maksymalnego poziomu 35 mln CAD w gotówce, przy czym wkład pieniężny zapewniła KI. W związku z wyborem maksymalnego wynagrodzenia w gotówce, KI nabyła w ramach transakcji 14.000.000 akcji Winstar, które następnie zamieniono na Akcje Zwykłe Spółki zgodnie z warunkami Przekształcenia z 2013 roku, z czego 10.577.00 Akcji Zwykłych wyemitowano na rzecz KI. Łącznie na rzecz akcjonariuszy Winstar, którzy dokonali wyboru Akcji Zwykłych, wyemitowano 16.675.500 Akcji Zwykłych Spółki, przy czym w ramach wynagrodzenia za nabycie Winstar wyemitowano łącznie 27.252.500 Akcji Zwykłych. Po finalizacji Przekształcenia z 2013 roku istniało łącznie 78.644.441 Akcji Zwykłych Spółki. Nowe Akcje Zwykłe wyemitowane w ramach nabycia Winstar znajdują się w wolnym obrocie na TSX i na GPW.

Szczegółowe informacje na temat nabytych aktywów – zobacz punkt „*Główne aktywa naftowe i gazowe – Tunezja*” i „*Główne aktywa naftowe i gazowe – Rumunia*” oraz „*Oświadczenie o stanie rezerw i inne informacje o ropie i gazie*”.

Notowanie na TSX

W dniu 27 czerwca 2013 roku rozpoczął się obrót Akcjami Zwykłymi Spółki na Giełdzie Papierów Wartościowych w Toronto pod symbolem „SEN”. Akcje Zwykłe są nadal notowane na Giełdzie Papierów Wartościowych w Warszawie, aktualnie pod symbolem „SEN”.

Notowanie nowych akcji na GPW

Akcje Zwykłe wyemitowane w ramach nabycia Winstar, po spełnieniu wymogów złożonego procesu aplikacyjnego nałożonego przez polskich regulatorów, wprowadzono z dniem 27 października 2014 roku do obrotu na GPW.

Strategiczne relacje z Dutco i Pożyczka Dutco

W lipcu 2013 roku Serinus i Dutco ogłosiły sformalizowanie relacji strategicznych. W ramach nowych relacji strategicznych oraz zgodnie z różnymi umowami zawartymi pomiędzy Serinus, KOV Brunei i Dutco:

- Serinus przyznała Dutco opcję nabycia pomiędzy 5% a 15% udziałów w poszukiwawczym Bloku L w Brunei („**Opcja w Brunei**”) za cenę 1 mln USD za każdy punkt procentowy udziałów nabywanych przez Dutco. W przypadku, gdy na mocy Pożyczki Dutco po stronie Serinus znajdują się nieuregulowane płatności na rzecz Dutco, wówczas Dutco może zdecydować o potrąceniu ceny Opcji w Brunei z kwoty powyższych należności. Prawo do nabycia udziałów przysługuje w terminie 31 dni od daty publikacji wyników testów przeprowadzonych w odwiercie próbnym na terenie Bloku L w Brunei. Dutco nie zdecydowała o wykonaniu tego prawa, w związku z czym Opcja w Brunei wygasła zgodnie z warunkami umowy;
- Serinus przyznała Dutco prawo konwersji zadłużenia Serinus z tytułu nowej Pożyczki Dutco do kwoty 5 mln USD na Akcje Zwykłe po cenie zależnej od kursu rynkowego Akcji Zwykłych na giełdzie TSX („Prawo Konwersji Dutco”; oraz
- Serinus i Dutco uzgodniły, że będą wspólnie analizować możliwości współpracy w ramach inwestycji naftowych i gazowych w Tunezji w okresie jednego roku począwszy od dnia 17 lipca 2013 roku.

W ramach transakcji Spółka jako pożyczkobiorca, Dutco jako pożyczkodawca i KOV Brunei zawarły umowę Pożyczki Dutco, zgodnie z którą Spółka mogła pożyczyć do 15 mln USD na finansowanie odwrotów w Brunei. Pożyczkę Dutco udzielono na okres 12 miesięcy. Oprocentowanie Pożyczki wynosiło 12% rocznie od wypłaconych kwot. Odsetki były płatne miesięcznie. Dutco miała prawo do dokonania konwersji zadłużenia z tytułu Pożyczki Dutco do kwoty 5 mln USD (do 15 mln USD w przypadku naruszenia obowiązków wynikających z pożyczki) na Akcje Zwykłe za zgodą TSX. Pożyczkę można było zamienić na Akcje Zwykłe w oparciu o kurs giełdowy akcji Spółki na TSX w momencie konwersji. Zgodnie z warunkami pożyczki, Serinus zobowiązana była utrzymać wskaźnik skonsolidowanych aktywów krótkoterminowych do skonsolidowanych zobowiązań krótkoterminowych na poziomie co najmniej 1:1 z wyłączeniem pewnych pozycji nieoperacyjnych, zobowiązań lub należności z tytułu podatku.

Pożyczka Dutco została w pełni spłacona w 2014 roku, w dwóch ratach na łączną kwotę 7 mln USD w II kwartale, a pozostała kwota 8 mln USD - w III kwartale. W Tunezji nie dokonano przewidzianych w umowie o relacjach strategicznych dalszych inwestycji w wydobywanie ropy naftowej i gazu.

Kredyt EBOR - Tunezja

W listopadzie 2013 roku Spółka sfinalizowała umowę Kredytu EBOR w Tunezji w wysokości do 60,0 mln USD, udzielonego przez EBOR. Środki mają być wykorzystane w celu finansowania programu nakładów kapitałowych planowanych w zakresie pól naftowo-gazowych Spółki w Tunezji. Kredyt EBOR w Tunezji obejmuje dwie odrębne umowy kredytowe – kredyt główny w kwocie 40 mln USD („Kredyt Główny”) oraz kredyt zamienny w kwocie 20 mln USD („Kredyt Zamienny”). Kredyt Główny udzielono na okres siedmiu

lat i może on być wykorzystany w dwóch transzach po 20 mln USD każda. Oprocentowanie płatne jest co pół roku wg zmiennej stopy procentowej równej stopie procentowej na londyńskim rynku międzybankowym powiększonej o 6%. Wedle uznania Spółki istnieje możliwość określenia stałej stopy procentowej na poziomie 6% plus stopa terminowa dostępna dla EBOR na rynku swapów na stopy procentowe. Kredyt Główny zostanie spłacony w 12 równych półrocznych ratach począwszy od pierwszego roku okresu kredytowania. Druga transza Kredytu Głównego będzie dostępna wyłącznie po pełnym wykorzystaniu Kredytu Zamiennego i z zastrzeżeniem pewnych warunków, w tym osiągnięcia i utrzymania określonego poziomu wydobycia przez okres trzech kolejnych miesięcy oraz osiągnięcia określonych wskaźników finansowych i pokrycia rezerw.

Kredyt Zamienny udzielono na okres siedmiu lat. Odsetki płatne są według zmiennej stopy równej stopie procentowej na londyńskim rynku międzybankowym powiększonej o wielkość procentową obliczoną na podstawie łącznych przychodów netto z aktywów w Tunezji, ale nie mniej niż 8% rocznie i nie więcej niż 17% rocznie. Z zastrzeżeniem pewnych warunków Spółka może zdecydować o zamianie całości lub części wykorzystanego kapitału i naliczonych odsetek od Kredytu Zamiennego na Akcje Zwyczajne nowej emisji według aktualnego kursu rynkowego Akcji Zwyczajnych na TSX lub GPW zgodnie z wymogami regulaminów giełdowych. EBOR może również w każdej chwili i wielokrotnie zadecydować o zamianie całości lub części wykorzystanego kapitału i naliczonych odsetek od Kredytu Zamiennego na Akcje Zwyczajne nowej emisji według aktualnego kursu rynkowego Akcji Zwyczajnych na TSX lub GPW. Spółka może również dokonać spłaty Kredytu Zamiennego w terminie spłaty w gotówce lub – z zastrzeżeniem pewnych warunków – w postaci świadczeń rzeczowych poprzez emisję nowych Akcji Zwyczajnych według aktualnego kursu rynkowego Akcji Zwyczajnych na TSX lub GPW. Wartość spłaty objęta jest dyskontem w wysokości ok. 10% w przypadku niespełnienia w dniu spłaty warunku, zgodnie z którym zasadniczo całość majątku i działalności operacyjnej Spółki musi znajdować się i być prowadzona w krajach operacyjnych EBOR.

Oba kredyty dostępne są przez okres trzech lat. W przypadku spłaty lub zamiany na wniosek Spółki, liczba Akcji Zwyczajnych do emisji ogranicza się maksymalnie do 5% liczby wyemitowanych Akcji Zwyczajnych, zaś pozostała kwota zostanie spłacona w gotówce. W przypadku zamiany na wniosek EBOR taki limit nie ma zastosowania.

W 2014 roku Spółka dokonała ciągnięcia pierwszej transzy Kredytu Głównego w pełnej kwocie 20 mln USD oraz Kredytu Zamiennego w kwocie 15 mln USD. Na dzień 31 grudnia 2014 roku do spłaty pozostawała odpowiednio kwota 19,8 mln USD i 15,2 mln USD. Oprocentowanie w ramach umowy Kredytu Głównego do wysokości 20 mln USD ustalono na poziomie stałej stopy procentowej równej 6,9% dla dwuletniego okresu od 30 września 2014 roku do 30 września 2016 roku.

W następstwie finalizacji Kredytu EBOR w Rumunii z dniem 20 lutego 2015 roku przyznaną część drugiej transzy Kredytu Głównego w ramach Kredytu EBOR w Tunezji obniżono z poziomu 20 mln USD to 8,72 mln USD.

Kredyt EBOR – Rumunia

W dniu 20 lutego 2015 roku Spółka sfinalizowała umowę dotyczącą Kredytu EBOR w Rumunii w kwocie 10 mln EUR, przyznanego przez EBOR. Środki mają być wykorzystane w celu finansowania programu nakładów kapitałowych w Rumunii, prowadzonego pod koniec 2014 roku i na początku 2015 roku w zakresie wykonania, uzbrojenia i testowania dwóch odwiertów poszukiwawczych oraz pozyskania 180 km² nowych danych sejsmicznych 3D. Oprocentowanie płatne jest co pół roku wg zmiennej stopy procentowej równej stopie procentowej na londyńskim rynku międzybankowym powiększonej o 8%. Kapitał zostanie spłacony w 10 równych półrocznych ratach po zakończeniu pierwszego roku okresu kredytowania. Umowa przewiduje również możliwość wcześniejszej spłaty kapitału. W przypadku gdy Spółka będzie w stanie dokonać przewalutowania i transferu środków pieniężnych z Ukrainy, aktualnie utrzymywanych w UAH, środki takie posłużą do wcześniejszej spłaty Kredytu w Rumunii zgodnie z poniższym harmonogramem spłat:

Próg	Kwota służąca do wcześniejszej spłaty
Do równowartości 50 mln UAH	100%
Następnie aż do wcześniejszej spłaty 50% Kredytu EBOR w Rumunii	70%
Następnie aż do wcześniejszej spłaty 70% Kredytu EBOR w Rumunii	50%
Następnie aż do pełnej wcześniejszej spłaty Kredytu EBOR w Rumunii	30%

Spółka wykorzysta również 40% swojej Nadwyżki Środków Pieniężnych z Tunezji w celu dokonania wcześniejszej spłaty Kredytu w Rumunii, zaś po jego spłacie Nadwyżka Środków Pieniężnych posłuży do spłaty pozostałej części kredytu EBOR w Tunezji. Nadwyżka Środków Pieniężnych określona jest jako Przepływy Środków Pieniężnych z Działalności Operacyjnej spółki zależnej Serinus w Tunezji pomniejszone o koszty obsługi zadłużenia wynikające z całego głównego zadłużenia związanego z aktywami w Tunezji oraz zadłużenia w Rumunii, pomniejszone o nakłady kapitałowe, powiększone o ewentualne nowouruchomione zadłużenie w ramach Kredytu EBOR w Tunezji. W przypadku, gdy wcześniejsze spłaty na poczet kredytu EBOR w Rumunii zostaną dokonane w danym roku ze środków z Ukrainy, jak to przedstawiono powyżej, ilość środków z Tunezji przeznaczanych na wcześniejszą spłatę kredytu EBOR w Rumunii zostanie obniżona do 25 proc. Nadwyżki Środków Pieniężnych. W przypadku wyżej opisanych wcześniejszych spłat nie zostaną pobrane żadne opłaty z tytułu wcześniejszej spłaty.

W następstwie finalizacji Kredytu EBOR w Rumunii przyznana część drugiej transzy Kredytu Głównego w ramach Kredytu EBOR w Tunezji obniżono z poziomu 20 mln USD to 8,72 mln USD.

Istotne nabycia w ostatnim zakończonym roku obrotowym

W roku obrotowym 2014 nie dokonano żadnego istotnego nabycia.

DZIAŁALNOŚĆ W 2015 ROKU

W roku 2015 Serinus nadal będzie koncentrować się na zwiększaniu wydobycia i przychodów z wydobycia oraz rezerw ropy naftowej i gazu ziemnego w obecnych koncesjach na Ukrainie i w Tunezji, jak również poszukiwaniu gazu ziemnego w Rumunii.

OPIS DZIAŁALNOŚCI

Informacje ogólne

Serinus 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 Tunezji i Aktywach w Rumunii. Udziały Spółki w Aktywach w Brunei oraz Aktywach w Syrii nie mają istotnego charakteru.

Poszukiwanie i wydobycie ropy naftowej i gazu ziemnego

Średni udział Serinus w produkcji wynikający z udziału w prawie użytkowania górniczego (przed opłatami eksploatacyjnymi) w 2014 roku wynosił 5.219 Boe/d. Na Ukrainie średni udział w wydobyciu wynikający z udziału w prawie użytkowania górniczego wynosił 22,9 MMcf i 92 bbl/d, zaś pod koniec roku 22,9 MMcf/d i 81 bbl/d. Średnie wydobycie w Tunezji wynosiło 1.315 boe/d (76% ropa) w 2014 roku, a na koniec roku 1.523 boe/d (1.212 bbl/d i 1,9 MMcf/d). Łączna produkcja Spółki na koniec 2014 roku wynosiła 5.428 boe/d.

Poniższa tabela przedstawia przypadający na Spółkę poziom wydobycia wynikający z udziału w prawie użytkowania górniczego oraz osiągnięte ceny sprzedaży w podziale na poszczególne kraje w 2014 roku w porównaniu z 2013 rokiem.

		2014			2013		
		Ukraina	Tunezja *	Razem	Ukraina	Tunezja *	Razem
Ropa naftowa	(bbl/d)	-	999	999	-	557	557
	(USD/bbl)	-	96,18	96,18	-	111,08	111,08
Gaz	(Mcf/d)	22.874	1.894	24.768	19.198	1.229	20.427
	(USD/Mcf)	9,69	14,37	10,16	11,21	14,26	11,34
Kondensat	(bbl/d)	92	-	92	120	-	120
	(USD/bbl)	78,19	-	78,19	87,90	-	87,90
BOE	(BOE/d)	3.904	1.315	5.219	3.319	762	4.081
	(USD/BOE)	58,61	93,76	65,32	67,99	104,22	74,76

* Wydobycie z Aktywów w Tunezji średnio dla całego roku. Serinus nabył Aktywa w Tunezji dopiero z dniem 24 czerwca 2013 roku.

Poprzez podmiot zależny (pośrednio, 70%) KUB-Gas, Serinus posiada udziały w Koncesjach na Ukrainie o powierzchni 92.400 akrów brutto (64.680 akrów netto). Spółka koncentruje działalność poszukiwawczą na utworach karbońskich, strefach z okesu moskowitzu i baszkiru, które stanowią tradycyjne źródło wydobycia w tym obszarze, a także na głębiej położonych strefach z serpuchowicami i wizenem, w których niedawno dokonano odwiertów i oceniono je jako złoża perspektywiczne. W 2014 roku KUB-Gas wykonała 3 odwierty poszukiwawcze i ocenne, z których jeden to odwiert gazowy, kolejny to potencjalny odwiert gazowy oczekujący na uzbrojenie i testowanie, zaś w trzecim zawieszono prace. Czwarty odwiert, NM-4, został wykonany tylko na głębokość ok. 100 metrów i do tego miejsca został orurowany, zaś prace wiertnicze zawieszono ze względów bezpieczeństwa. Na 2015 rok Spółka wyznaczyła pięć zatwierdzonych lokalizacji odwiertów, przy czym prace wiertnicze będą uzależnione od poprawy sytuacji w zakresie regulacji podatkowych na Ukrainie, jak również cen surowców. Zobacz również punkt „*Główne aktywa naftowe i gazowe – Ukraina – Prace poszukiwawcze i w dziedzinie zagospodarowania*”.

Pięć koncesji w Tunezji zajmuje powierzchnię 163.640 akrów brutto (147.750 akrów netto). Główne perspektywiczne obiekty do prac poszukiwawczo-ocennych znajdują się na terenie koncesji Sabria (28.890 akrów brutto, udział SEN wynikający z udziału w prawie użytkowania górniczego 45%), Chouech Es Saida (42.820 akrów brutto, udział SEN 100%) i Ech Chouech (35.860 akrów brutto, udział SEN 100%). Koncesja Sabria zawiera akumulacje ropy naftowej z ordowiku na poziomie 347 MMbbl (OOIP, P50), gdzie wykonano tylko sześć odwiertów (10 uwzględniając próby wznowienia odwiertów). Koncesje Chouech Es Saida i Ech Chouech mają charakter perspektywiczny w zakresie piaskowców Triassic Trias Argilo-Greseux Inferieur („TAGI”), dewońskich węglanów Oum Qasa oraz sylurskich piaskowców Acacus. Głębiej zalegające strefy z ordowiku mogą reprezentować pewien potencjał, ale nie został on dotychczas zbadany na tych dwóch koncesjach. W 2014 roku Spółka wykonała jeden udany odwiert produkcyjny na terenie koncesji Sabria, pozyskała 203,5 km² danych sejsmicznych 3D na terenie koncesji Sanrhar, zmodernizowała pięć odwiertów i rozpoczęła szereg projektów służących optymalizacji i zwiększeniu produkcji. Ważniejsze prace zaplanowane na 2015 rok w Tunezji obejmują między innymi wykonanie i uzbrojenie kolejnego odwiertu poszukiwawczego na terenie koncesji Sabria, a także dalsze prace na rzecz optymalizacji i zwiększenia wydobycia. Zobacz również punkt „*Główne aktywa naftowe i gazowe – Tunezja*”.

W ramach Umowy Farm Out Satu Mare spółka Serinus uzyskała 60% udział w prawie użytkowania górniczego na terenie Koncesji Satu Mare w północno-zachodniej Rumunii, o powierzchni 765.000 akrów brutto. Historycznych odwiertów jest tam niewiele, zaś Spółka zidentyfikowała ponad 50 obiektów poszukiwawczych i potencjalnych obiektów poszukiwawczych. W 2014 roku Serinus wykonała dwa odwierty poszukiwawcze i pozyskała 180 km² danych sejsmicznych 3D, zaś na 2015 rok Serinus planuje uzbrojenie i testowanie wspomnianych dwóch nowych odwiertów oraz dalsze przetwarzanie i interpretowanie nowych danych sejsmicznych. Zobacz również punkt „*Główne aktywa naftowe i gazowe – Rumunia*”.

W Brunei prace poszukiwawcze na terenie Bloku L w Brunei prowadzą podmioty zależne Spółki - AED SEA i Kulczyk Oil Brunei w ramach joint venture z inną spółką lokalną. W 2014 roku w Brunei nie prowadzono żadnych działań operacyjnych.

Prace poszukiwawcze w Syrii, którymi kieruje podmiot zależny Spółki – Loon Latakia, pozostają na dzień niniejszego RFI nadal w zawieszeniu. Z dniem 16 lipca 2012 roku Spółka, działając jako operator Bloku 9 w Syrii, ogłosiła wystąpienie zdarzenia o charakterze siły wyższej ze względu na trudne lokalne warunki operacyjne i brak możliwości finansowania lokalnej działalności operacyjnej ze względu na sankcje, co uniemożliwia wykonanie zobowiązań Spółki zgodnie z warunkami Umowy o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku 9 w Syrii. Spółka nadal monitoruje warunki operacyjne w Syrii w celu oceny, kiedy możliwe będzie wznowienie jej działalności operacyjnej w Syrii.

Kluczowy personel

Kierownictwo nad zarządzaniem Spółką sprawuje jej Prezes i Dyrektor Generalny - Timothy Elliott oraz Wiceprezes i Wicedyrektor Generalny Spółki - Jock Graham, którzy pracują w Dubaju, Zjednoczone Emiraty Arabskie, a także Wiceprzewodniczący Rady Dyrektorów – Norman 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, 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 wydobycia 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 wydobycia, jak również efektywne wykorzystanie pracowników oraz zasobów technicznych i finansowych.

Kierownictwo Serinus 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), uszkodzonymi dla środowiska naturalnego, wahaniami cen towarów, kursów wymiany walutowej i stóp procentowych, zmian w przepisach prawnych, ich stosowaniu i zasadzaniu, zmian uwarunkowań politycznych oraz kwestiami geopolitycznymi.

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 ropy 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 Serinus 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. Spółka dodatkowo ogranicza ryzyko dzięki posiadaniu aktywów w wielu krajach, co zmniejsza jej zależność od danej jurysdykcji w zakresie wydobywania, przepływów środków pieniężnych i potencjału rozwoju.

Na koniec 2014 roku Serinus prowadziła wydobywanie w Ukrainie (ok. 69%) i Tunezji (31%). Sukces tegorocznego programu działań poszukiwawczych w Rumunii może prowadzić do uruchomienia wydobywania i uzyskania przepływów środków pieniężnych z tego kraju pod koniec 2016 roku, mimo że w średnio- i długookresowym planie Spółka nie prognozowała ani nie budżetowała wydobywania ani przepływów środków pieniężnych.

W ramach Aktywów na Ukrainie, Aktywów w Tunezji i Aktywów w Rumunii istnieje szereg perspektywicznych obiektów poszukiwawczych, ocennych i uzupełniających, co zapewnia Spółce możliwość wykorzystania nakładów kapitałowych w lokalizacjach aktualnie najbardziej obiecujących pod względem zwrotu z inwestycji.

Zaangażowanie w transakcje

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

Partnerstwo z lokalnymi spółkami

Kierownictwo Serinus 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

dotądki 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 Serinus.

Serinus 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 Serinus 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 2014 roku Spółka posiadała zadłużenie w łącznej kwocie 37,3 mln USD, w tym 2,4 mln USD wobec EBOR w ramach Kredytu EBOR na Ukrainie oraz 34,9 mln USD wobec EBOR w ramach Kredytu EBOR w Tunezji. Spółka posiada umowy typu farm-out dotyczące niektórych udziałów Spółki w Bloku 9 w Syrii.

Wykorzystanie wiedzy specjalistycznej

Serinus będzie w dalszym ciągu wykorzystywała specjalistyczną wiedzę techniczną swojego doświadczanego zespołu przy wdrażaniu rozwiązań w zakresie optymalizacji i przyspieszenia wydobywania w oparciu o najlepsze dostępne i efektywne kosztowo technologie.

Dywersyfikacja portfela

Spółka będzie kontynuowała ocenę międzynarodowych możliwości związanych z wydobywaniem ropy naftowej i gazu oraz będzie koncentrowała się na utrzymywaniu dobrze zbilansowanego portfela projektów związanych z działalnością poszukiwawczą i zagospodarowaniem złóż.

Kierownictwo Spółki stoi na stanowisku, że powyższe przewagi konkurencyjne pozwolą Spółce wykorzystać nowe możliwości oraz osiągnąć wyznaczone cele strategiczne. Przedstawione powyżej informacje dotyczące przewag konkurencyjnych Serinus zostały sporządzone przez kierownictwo Serinus 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 między innymi 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. Niska temperatura i obfite opady śniegu oraz duża grząskość gruntu mogą powodować opóźnienia w planowanych działaniach na Ukrainie i w Rumunii. Występujące w Tunezji burze piaskowe oraz duże rozpiętości temperatury stanowią główne czynniki pogodowe występujące na obszarze działalności Spółki i mogą utrudniać prowadzenie działalności i zwiększać jej koszty.

Pracownicy

Według stanu na dzień 31 grudnia 2014 roku Spółka miała 39 bezpośrednio zatrudnionych pracowników w swoich biurach w Calgary (26), Dubaju (4), Warszawie (4) i Brunei (5), zaś dalszych 421 osób

zatrudniała bezpośrednio spółka KUB-Gas na Ukrainie, a 150 osób zatrudniał Winstar w Tunezji i Rumunii. Na Ukrainie Serinus działa pośrednio, w ramach 70% pośredniego udziału w spółce KUB-Gas. Na dzień 31 grudnia 2014 roku działalność operacyjna Spółki w Syrii pozostawała zawieszona.

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 wydobycia, historyczne wielkości wydobycia oraz inne informacje dotyczące obszarów otaczających obszary Koncesji na Ukrainie, Aktywów w Tunezji oraz Aktywów w Rumunii, 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, Aktywów w Tunezji oraz Aktywów w Rumunii 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 – spółce cypryjskiej, która posiada 100% akcji KUB-Gas, niepublicznej spółki ukraińskiej. KUB-Gas jest jednym z największych prywatnych producentów gazu na Ukrainie, prowadzącym jego sprzedaż na rzecz zarówno krajowych firm, zajmujących się obrotem gazem, a także na rzecz odbiorców przemysłowych. KUB-Gas posiada 100% udział w Koncesjach na Ukrainie, a także w urzędzeniu wiertniczym, specjalistycznym urzędzeniu wiertniczym do modernizacji odwiertów i innych aktywach związanych z serwisowaniem odwiertów, jak również ponad 40 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 Serinus (za pośrednictwem Serinus Holdings) i Gastek reguluje Umowa akcjonariuszy (SHA), której najważniejsze warunki opisano poniżej w punkcie „*Główne aktywa naftowe i gazowe – Ukraina – Istotne umowy – Umowa akcjonariuszy*”.

W dniu 10 listopada 2009 roku Spółka, za pośrednictwem swoich podmiotów zależnych Serinus Holdings oraz KUBGAS Holdings, zawarła dwie umowy kupna-sprzedaży ze spółką Gastek, na podstawie których Serinus Holdings 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, Serinus Holdings 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. Na dzień nabycia KUB-Gas, spółka ta posiadała jedną dwudziestoletnią koncesję produkcyjną (Wiergunskoje) i trzy koncesje poszukiwawcze (Olgowskoje, Makiejewskoje i Krutogorowskoje). Koncesję dla obszaru Olgowskoje i Makiejewskoje przekształcono odpowiednio w dwudziestoletnie specjalne zezwolenie wydobywcze w lutym 2012 roku i w kwietniu 2012 roku. W sierpniu 2013 roku Ministerstwo Paliw i Energetyki Ukrainy oficjalnie potwierdziło przekształcenie koncesji Krutogorowskoje z koncesji poszukiwawczej w 20-letnią koncesję wydobywczą, w związku z czym jedynie koncesja Północne Makiejewskoje pozostaje koncesją poszukiwawczą.

KUB-Gas uzyskał piątą koncesję poszukiwawczą (Północne Makiejewskoje) w grudniu 2010 roku. Obszar koncesji Północne Makiejewskoje ma powierzchnię 19.000 ha (47.000 akrów udziału w prawie użytkowania górniczego Serinus) i graniczy z obszarami Makiejewskoje i Olgowskoje. Koncesja Północne Makiejewskoje jest perspektywiczna dla wydobycia gazu z licznych stref w ramach sekcji sedymentacyjnych z okresu moskoku, baszkiru i serpuchowu.

Na każdej z czterech koncesji, gdzie prowadzone jest wydobycie (Wiergunskoje, Olgowskoje, Krutogorowskoje i Makiejewskoje), istnieją własne rurociągi, łączące dany odwiert wydobywczy ze zlokalizowaną na każdej z koncesji centralną stacją przetwórczą, gdzie gaz oddzielany jest od wody, kondensatu i innych zanieczyszczeń oraz przetwarzany. Z centralnej stacji przetwórczej gaz przesyłany jest gazociągiem do krajowej infrastruktury przesyłowej.

KUB-Gas jest wyłącznym właścicielem kanadyjskiego urządzenia wiertniczego, urządzenia wiertniczego typu *snubbing unit*, dwóch serwisowych urządzeń wiertniczych oraz magazynu części zamiennych, pojazdów pomocniczych, gruntu i budynków.

Aktywa na Ukrainie

Pięć Koncesji na Ukrainie - Wiergunskoje, Olgowskoje, Makiejewskoje, Północne Makiejewskoje i Krutogorowskoje - znajduje się w obwodzie ługańskim i donieckim w północno-wschodniej części Ukrainy. Poniżej przedstawiono zestawienie informacji dotyczących należących do KUB-Gas pięciu Koncesji na Ukrainie.

Koncesje na Ukrainie – powierzchnia, lokalizacja, okres ważności						
Pole	Koncesja		Obwód	Powierzchnia (przybl. km ²)	Ograniczenia	Data wygaśnięcia (dd/mm/rr)
	Typ koncesji	Nr koncesji				
Olgowskoje	Specjalne zezwolenie wydobywcze	5480	Ługański, Charkowski	79,72	Brak	06/02/32
Makiejewskoje	Specjalne zezwolenie wydobywcze	5506	Ługański, Doniecki	72,44	Brak	10/04/32
Wiergunskoje	Specjalne zezwolenie wydobywcze	4037	Ługański	17,00	Przypis 1	27/09/26
Krutogorowskoje	Specjalne zezwolenie wydobywcze	5835	Ługański	10,93	Brak	30/08/33
Północne Makiejewskoje	Specjalne zezwolenie wydobywcze	3915	Ługański	190,2	Brak	20/12/15

Przypis:

(1) Koncesja Wiergunskoje ograniczona jest pod względem głębokości - do 1.000 m.

Pięć koncesji ukraińskich ma łącznie powierzchnię 36.315 hektarów (89.736 akrów). KUB-Gas musi utrzymywać te koncesje w celu prowadzenia bieżącej działalności w zakresie wydobycia gazu ziemnego i kondensatu na Ukrainie. Wszystkie pięć koncesji objęte jest systemem opłat koncesyjnych (royalty), których stawki podlegają okresowym zmianom. Obecnie opłaty koncesyjne wynoszą 55% w przypadku gazu i 45% w przypadku ciekłych węglowodorów, zaś stawka podatku dochodowego od osób prawnych wynosi 18%. Nowe odwierty zarejestrowane jako odwierty produkcyjne po dniu 1 sierpnia 2014 roku kwalifikują się do zastosowania „współczynnika obniżającego” obowiązującej stawki 55%, w stosunku do

produkcji gazu ziemnego przez pierwsze dwa lata, wskutek czego faktyczna wysokość stawki opłat koncesyjnych dla gazu obniża się do 30,25% w tym okresie.

System licencji i regulacji na Ukrainie

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 wydobycie (zwanym w niniejszym RFI „licencjami na prace poszukiwawcze i zagospodarowanie” oraz „licencjami na wydobycie”).

Co do zasady, specjalne zezwolenia na korzystanie z podziemnych zasobów naturalnych są udzielane uprawnionym do tego podmiotom w drodze postępowania przetargowego. 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 wydobycia.

Specjalne zezwolenia na prowadzenie prac poszukiwawczych (w tym na pilotażowe wydobycie) na terenie złóż lądowych są co do zasady udzielane na okres pięciu lat. Podmiot korzystający z podziemnych zasobów naturalnych otrzymuje także 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.

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

Specjalne zezwolenie na komercyjne wydobycie jest 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 wydobycie poza postępowaniem przetargowym, pod warunkiem że podmiot korzystający ze specjalnego zezwolenia na prace poszukiwawcze spełni wszystkie zobowiązania wynikające z takiego zezwolenia.

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 wydobycia 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”.

Krajowe ceny gazu na Ukrainie określał NERCU w relacji do ceny importowej gazu z Rosji. Ponieważ Ukraina w znacznym stopniu uzależniona jest od zasobów energetycznych z Rosji, krajowa cena gazu dla przemysłu na Ukrainie wykazywała ścisłą korelację z ceną importową gazu z Rosji. Cena importowa

(a w związku z tym ceny płacone przez odbiorców przemysłowych na rzecz producentów na Ukrainie) określana była w ramach dorocznych negocjacji pomiędzy władzami Ukrainy i Rosji.

Ukraińskie przepisy dotyczące cen gazu rozróżniają również ceny gazu dopuszczalne dla klientów indywidualnych i ceny dopuszczalne dla klientów przemysłowych. Władze Ukrainy określają maksymalny poziom cen sprzedaży gazu na rzecz finalnych odbiorców przemysłowych. Ceny gazu dla gospodarstw domowych są regulowane w dużo niższym stopniu. Całość produkcji KUB-Gas docelowo trafia do odbiorców przemysłowych, choć duża jej część przechodzi przez ręce pośredników, co oznacza niższe ceny dla producenta wskutek marż pobieranych przez pośredników.

Ten mechanizm cenowy uległ osłabieniu w 2014 roku na skutek niepokojów we wschodniej części kraju oraz sporów z Rosją w kwestii nierozliczonych płatności i cen gazu. W szczególności na poziom cen w różnych okresach roku wpływ miało pięć czynników oddziałujących w różny sposób:

1. Ceny w I kwartale spadły o ok. 30% na skutek umowy z Rosją dotyczącej obniżenia ceny gazu po odstąpieniu przez Ukrainę od rozmów na temat bliższych związków gospodarczych z Unią Europejską. Po protestach w I kwartale, które doprowadziły do rezygnacji prezydenta Wiktora Janukowycza, umowa ta wygasła z końcem marca 2014 roku, a ceny gazu wzrosły, nie osiągając jednak poziomu notowanego w 2012 i 2013 roku.
2. W kwietniu 2014 roku Ukraina całkowicie wstrzymała importu gazu z Rosji i ogłosiła moratorium w zakresie dalszych płatności na rzecz Gazpromu. Spowodowało to zniknięcie punktu odniesienia dla cen gazu, jakim wcześniej były ceny rosyjskie.
3. Niestabilność geopolityczna na wschodzie Ukrainy była powodem wzrostu kursu wymiany. Nastąpiła dewaluacja hrywny z poziomu ok. 8,2 UAH/USD w styczniu 2014 roku do 16 UAH/USD w styczniu 2015 roku i 26 UAH/USD pod koniec lutego 2015 roku, kiedy Narodowy Bank Ukrainy uwolnił kurs wymiany. Sytuację dodatkowo utrudniło wprowadzenie pod koniec września 2014 roku ograniczeń dotyczących wymiany walut. Osłabienie się waluty ograniczyło efekt wzrostu cen po wygaśnięciu umowy w sprawie obniżki cen gazu w I kwartale 2014 roku.
4. W październiku 2014 roku Ukraina i Rosja poinformowały o umowie dotyczącej krótkoterminowej sprzedaży 4 mld metrów sześciennych gazu dla Ukrainy w IV kwartale 2014 roku i I kwartale 2015 roku, odpowiednio w cenie 378 USD i 365 USD/Mcm (ok. 10,65 USD i 10,28 USD/Mcf).
5. Ukraińska Rada Ministrów przyjęła w listopadzie 2014 roku trzy uchwały (nr 596, 599 i 647), zgodnie z którymi 170 największych odbiorców gazu na Ukrainie zostało zobowiązanych do nabywania gazu wyłącznie od Naftogazu. W efekcie szereg prywatnych producentów musiało zawiesić krajowe wydobycie w grudniu 2014 roku i styczniu 2015 roku ze względu na brak wiarygodnych klientów. W dniu 17 grudnia 2014 roku ostatnia uchwała, nr 647, została uchylona przez Rejonowy Sąd Administracyjny dla Miasta Kijowa. Rząd złożył odwołanie, w związku z czym uchwała obowiązywała nadal, do zakończenia postępowania odwoławczego. W efekcie tych przepisów w styczniu 2015 roku spółka KUB-Gas sprzedała o ok. 4 mln metrów sześciennych gazu mniej niż wynoszą jej moce produkcyjne. W dniu 5 lutego 2015 roku Apelacyjny Sąd Administracyjny w Kijowie podtrzymał orzeczenie sądu niższej instancji, a uchwała obecnie nie obowiązuje, zaś Rada Ministrów złożyła wniosek o kasację. W dniu 24 lutego 2015 roku Najwyższy Sąd Administracyjny Ukrainy zgodził się rozpatrzyć wniosek, a jednocześnie odrzucił wniosek rządu o wstrzymanie wykonalności wcześniejszych orzeczeń. Nie wyznaczono jeszcze terminu rozprawy.

Zobacz również punkt „*Główne aktywa naftowe i gazowe – Ukraina – Infrastruktura, przesył i sprzedaż*”.

Od 2013 roku stawki opłat koncesyjnych (royalties) dla gazu i kondensatu wynosiły odpowiednio 25% i 39%, a od 1 kwietnia 2014 roku podwyższono je do 28% i 42%. Od dnia 1 sierpnia 2014 roku stawki opłat poniesiono do 55% i 45%, przy czym dla gazu z nowych odwiertów faktyczna stawka opłat wynosiła 30,25% przez okres dwóch lat. Z dniem 1 stycznia 2015 roku wyższe stawki przyjęły charakter stały. Dwuletni okres obniżonych stawek wygasł, ale został przywrócony przez rząd z dniem 10 marca 2015

roku. Zobacz „Czynniki ryzyka - Przestrzeganie przepisów obowiązujących w zagranicznych systemach prawnych”.

Prace poszukiwawcze i w dziedzinie zagospodarowania

Uwaga dotycząca terminologii: Oficjalne nazwy odwiertów składają się z nazwy koncesji (Olgowskoje, Makiejewskoje, Krutogorowskoje, Wiergunskoje, Północne Makiejewskoje) oraz numeru odwiertu. Zamiast wprowadzać definicje poszczególnych odwiertów, poniżej stosuje się nazwy odwiertów składające się z pierwszej litery nazwy koncesji i numeru odwiertu. Na przykład odwiert Makiejewskoje-19 będzie dalej zwany M-19.

Serinus nabyła pośrednio 70% udziałów w KUB-Gas w czerwcu 2010 roku, zaś w lipcu 2010 roku – w pierwszym pełnym miesiącu od daty nabycia – produkcja gazu ziemnego przez KUB-Gas w ramach czterech koncesji wydobywczych wynosiła 4,88 MMcf/d (3,4 MMcf/d przypadające na udział SEN).

Dzięki przetworzeniu i interpretacji danych sejsmicznych, które Spółka wykonała w 2010 roku, możliwe było zidentyfikowanie amplitudy anomalii „*bright spot*” w potencjalnych korytowych piaskowcach (ang. „*channel sands*”), a pod koniec 2010 roku wykonanie odwiertu M-19, w którym dokonano odkrycia gazu w piaskowcach strefy R8. W lipcu 2011 roku rozpoczęto produkcję gazu z odwiertu M-19 na poziomie ponad 5 MMcf/d (3,5 MMcf/d netto dla SEN).

W I połowie 2011 roku przeprowadzono badanie sejsmicznego 3D na obszarze 120 km² w ramach koncesji Olgowskoje i Makiejewskoje w celu szczegółowego rozpoznania odkrycia z M-19 i innych karbońskich skał zbiornikowych i struktur.

Program odwiertów na 2011 rok obejmował pięć odwiertów na obszarze koncesji Olgowskoje - O-8, O-9, O-14, O-12 i O-18. Cztery z nich uzbrojono do produkcji gazu z baszkirskiej formacji, połączono do stacjami przetwórczymi i obecnie trwa z nich wydobywanie.

W II kwartale 2011 roku zakończono program badań sejsmicznych 3D na obszarze 71 km² w ramach koncesji Północne Makiejewskoje.

W październiku 2011 roku KUB-Gas rozpoczął program stymulowania złóż z wykorzystaniem technologii szczelinowania hydraulicznego. Pierwsze dwie operacje szczelinowania odwiertów O-6 i O-8 dały pozytywny wynik. Odwiert O-6 włączono do komercyjnej produkcji w lutym 2012 roku, a produkcja gazu z O-6 w trakcie tego miesiąca wyniosła średnio 1,5 MMcf/d (1,1 MMcf/d dla udziałów SEN). Odwiert O-8 włączono do komercyjnego wydobywania w marcu 2012 roku, a produkcja gazu z O-8 w trakcie tego miesiąca wyniosła średnio 1,0 MMcf/d (0,7 MMcf/d dla udziałów SEN).

W styczniu 2012 roku wyprodukowane w Kanadzie urządzenie wiertnicze typu *snubbing unit* – specjalistyczne urządzenie usługowe, umożliwiające modernizację odwiertów bez odcięcia aktualnie eksploatowanej strefy - zostało dostarczone do KUB-Gas na Ukrainie. Urządzenie to umożliwia KUB-Gas wydobywanie z dwóch horyzontów w niektórych odwiertach. Wydobywanie 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.

Prace nad odwiertem M-21 rozpoczęto w lutym 2012 roku. Odwiert orurowano do końcowej głębokości 2.210 m w marcu 2012 roku. W czerwcu 2010 roku odwiert przetestowano przez jedną godzinę pod kątem wydobywania z formacji R8, ze średnim przepływem 3 MMcf/d i ciśnieniem przy powierzchni („*FTHP*”) wynoszącym 9,185 kPa. Wydobywanie z odwiertu M-21 rozpoczęto w sierpniu 2012 roku. Na dzień 31 grudnia 2013 roku produkcja z odwiertu M-21 wynosiła około 800 Mcf/d, przy czym była ograniczona przepływem na odwiertach M-19 i M-20, z których wydobywanie wynosiło ponad 10 MMcf/d na odwiert.

Prace nad odwiertem NM-1 rozpoczęto w maju 2012 roku i w połowie czerwca orurowano do końcowej głębokości 2.500 m, w oczekiwaniu na dalsze testy. Odwiert jest obecnie zawieszony.

W czerwcu 2012 roku zakończono program badań sejsmicznych 3D dla 225 km² koncesji Północne Makiejewskoje, uzupełniający wcześniejsze badania 71 km³ z 2011 roku. Interpretacja danych sejsmicznych 3D z obszaru Północne Makiejewskoje wskazała pięć dodatkowych strukturalnych obiektów poszukiwawczych.

Odwiert M-20 rozpoczęto w lipcu 2012 roku, a orurowano do końcowej głębokości 2.000 m w sierpniu. Odwiert M-20 został uzbrojony i włączony do komercyjnego wydobywania w IV kwartale 2012 roku, a na dzień 31 grudnia 2013 roku wydobywanie wynosiło 5 MMcf/d.

Prace nad odwiertem M-16 rozpoczęto w sierpniu 2012 roku, a orurowano go do końcowej głębokości 4.300 m w grudniu 2012 roku, po natrafieniu na 7 potencjalnych stref gazonośnych. Odwiert opróbkowano w trzech sekcjach formacji serpuchowskiej. Aktualnie trwa wydobywanie ze strefy S6.

Prace nad odwiertem K-7 rozpoczęto we wrześniu 2012 roku, a orurowano go do końcowej głębokości 3.206 m w listopadzie 2012 roku. Profilowanie otworowe odwiertu i inne informacje uzyskane podczas wiercenia wskazały do 5 potencjalnych stref gazonośnych. Odwiert uzbrojono, a do końca kwietnia 2014 roku zostanie on podłączony do infrastruktury w celu uruchomienia wydobywania. Znaczne opóźnienie wynikało ze zmian w systemie rejestracji użytkowania gruntów, opisanych szczegółowo w punkcie „Czynniki ryzyka – Ryzyko związane z działalnością Spółki – Przestrzeganie przepisów obowiązujących w zagranicznych systemach prawnych”.

Pierwszy ze strukturalnych obiektów perspektywicznych pola Północne Makiejewskoje zbadano poprzez wykonanie odwiertu NM-2, położonego w południowej części koncesji Północne Makiejewskoje. Odwiert został wykonany w grudniu 2012 roku i 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.

W marcu 2013 roku KUB-Gas opróbkował strefy S13 i S5 sekcji serpuchowskiej karbonu w odwiercie M-16. Strefa została zbadana z zastosowaniem zwęzek różnej wielkości i uzyskano z niej ustabilizowany maksymalny przepływ na poziomie 4,3 MMcf/d przy ciśnieniu FTHP na poziomie 1.900 psig. Łączny okres testowania wynosił 74 godziny. Przepływ gazu ze strefy S13 był poniżej progu pomiaru. Wydobywanie z odwiertu rozpoczęto na poziomie 3,13 MMcf/d (2,2 MMcf/d dla udziału SEN) w maju 2013 roku.

Prace nad odwiertem O-15 rozpoczęto w marcu 2013 roku. Pod koniec maja odwiert osiągnął łączną głębokość 3.246 metrów. Odwiert opróbkowano z zastosowaniem zwęzek różnej wielkości i uzyskano ustabilizowany maksymalny przepływ na poziomie 1,5 MMcf/d ze strefy S5. W sierpniu 2013 roku rozpoczęto wydobywanie z odwiertu.

Prace nad odwiertem NM-3 na terenie koncesji Północne Makiejewskoje rozpoczęto w dniu 30 maja 2013 roku. Odwiert wykonano na łączną długość 2.426 metrów (mierzone wzdłuż osi otworu), docierając do formacji metamorficznych. Opróbkowanie odwiertu próbnikiem DST dało 0,5 m³ ropy naftowej o gęstości 37° według skali API (American Petroleum Institute) oraz niewielkie ilości gazu z karbońskich piaskowców wizeńskich. Odwiert został orurowany, a Spółka zamierza rozpocząć prace nad szczelinowaniem i opróbkowaniem strefy wizeńskiej w momencie, gdy poprawi się sytuacja gospodarcza i poziom bezpieczeństwa.

W dniu 19 sierpnia 2013 roku rozpoczęto prace z wykorzystaniem urządzenia wiertniczego nad odwiertem O-24 w celu dotarcia do strefy B6, odkrytej w 2011 roku w odwiercie O-12. Początkowo planowano wykonanie odwiertu na głębokość 2.900 metrów, jednak podczas prac podjęto decyzję o pogłębieniu odwiertu do strefy serpuchowskiej w celu zbadania, czy strefa S5 odkryta w odwiercie O-15 sięga na północ do O-24. Badania wykazały potencjalne złoża opłacalne do wydobywania w strefach B6 i S6, a także w płycej zalegających strefach R30c i B4b. Odwiert został orurowany, a w styczniu 2014 roku rozpoczęto prace nad uzbrojeniem i testami odwiertu.

Prace wiertnicze nad odwiertem M-17 rozpoczęto dnia 27 listopada 2013 roku. Planowana łączna głębokość wynosiła 3.450 metrów, a odwiert miał dotrzeć do piaskowców w strefie S6 oraz wapieni w strefie S5. Odwiert osiągnął końcową głębokość 3.445 metrów na początku marca. Badania wskazały na

obecność warstwy gazu opłacalnego do wydobycia o miąższości 9 m w strefie S6, o miąższości 2,5 m - w skałach węglanowych strefy S5 oraz dodatkowy potencjał złożowy w strefach S7 i R30c. W maju i czerwcu 2014 roku uzbrojono i przetestowano odwiert M-17, a najwyższy przepływ ze stref S6 i S7 wynosił odpowiednio 6,6 i 0,9 MMcf/d. Strefa S6 została podłączona do produkcji pod koniec czerwca 2014 z początkowym przepływem na poziomie 6 MMcf/d.

W październiku 2013 roku przeprowadzono udaną stymulację odwiertów O-4 i O-5 metodą szczelinowania hydraulicznego, a próbny przepływ wynosił odpowiednio 4,0 MMcf/d i 1,3 MMcf/d.

Na początku kwietnia 2014 roku rozpoczęto prace nad odwiertem O-11, który w maju osiągnął planowaną głębokość 3.230 metrów. Urządzenia pomiarowe wykazały łącznie 30,5 metrów gazu opłacalnego do wydobycia w czterech strefach. W czerwcu 2014 roku dokonano perforacji odwiertu w strefie S6, po której nastąpił z odwiertu silny wypływ powietrza, a następnie - gazu.

Na początku czerwca 2014 roku rozpoczęto prace nad odwiertem NM-4, który pod koniec czerwca został orurowany na głębokość 100,2 metrów. Następnie zawieszono prace wiertnicze w związku z ówczesnym stanem bezpieczeństwa na wschodzie Ukrainy.

Pola Wiergunskoje i Krutogorowskoje, położone blisko miasta Ługańsk, zostały zamknięte w czerwcu 2014 roku ze względów bezpieczeństwa i na dzień niniejszego RFI pozostają zamknięte. Oba pola znajdują się na obszarze, który jest obecnie kontrolowany przez ugrupowania separatystów.

W III kwartale 2014 roku wznowiono prace wiertnicze i modernizacyjne na Ukrainie i podjęto prace nad odwiertem M-22. Na początku stycznia 2015 roku odwiert M-22 osiągnął końcową głębokość 3.629 metrów. Pomiary wykazały gaz opłacalny do wydobycia – łączna miąższość 18 metrów w strefach S6 i S13a, a także dodatkową 22 m formację zawierającą węglowodory w strefach S5, S7, S13 i S13b. Uzbrojenie i testowanie rozpoczęło się w połowie stycznia 2015 roku.

Program prac na 2015 rok obejmuje obecnie zbrojenie, testowanie i podłączenie do produkcji odwiertu M-22 oraz instalację sprężarek na terenie koncesji Olgowskoje. W oczekiwaniu na poprawę sytuacji gospodarczej i fiskalnej KUB-Gas wyznaczyła pięć potwierdzonych lokalizacji do prac wiertniczych (w tym wznowienie prac na odwiertem NM-4) oraz cztery obiekty do szczelinowania hydraulicznego.

Infrastruktura, przesył i sprzedaż

Większość gazu na Ukrainie sprzedawana jest na rzecz hurtowników (pośredników), w cenie ograniczonej limitem nałożonym przez NERCU w relacji do ceny importowej gazu z Rosji. Ceny uzgadniane pomiędzy KUB-Gas a odbiorcami podlegają miesięcznej weryfikacji prowadzonej przez NERCO w celu zapewnienia przestrzegania limitu cen, zaś ceny w poszczególnych miesiącach różnią się w zależności od warunków rynkowych. Niewielka część gazu sprzedawana jest bezpośrednio odbiorcom finalnym.

W styczniu 2014 roku po zawarciu umowy pomiędzy Rosją i Ukrainą w sprawie obniżonych cen gazu (zobacz również punkt „*Główne aktywa naftowe i gazowe – Ukraina – System licencji i regulacji na Ukrainie*”), NERCU obniżyła maksymalną cenę gazu ziemnego na I kwartał 2014 roku do 3.113 UAH/Mcm, czyli 10,70 USD/Mcf wg ówczesnego kursu wymiany na poziomie 8,2 UAH/USD. W dniu 28 marca 2014 roku kurs wymiany wynosił 10,95 UAH/USD. W I kwartale 2014 roku KUB-Gas sprzedawał gaz w średniej cenie 8,55 USD/Mcf.

W dniu 4 marca 2014 roku rosyjski koncern energetyczny Gazprom ogłosił, że z dniem 1 kwietnia 2014 roku wycofa zniżkę na gaz ziemny dla Ukrainy. Maksymalna cena wyznaczona przez NERCU wzrosła w kwietniu 2014 roku do 4.020 UAH/Mcm i dalej rosła w ciągu roku do 5.900 UAH/Mcm w grudniu 2014 roku. Jednocześnie jednak rósł też kurs wymiany, który w kwietniu 2014 roku wynosił średnio 11,69 UAH/USD, a w grudniu 2014 roku 15,69 UAH/USD. Ceny sprzedaży KUB-Gas w II, III i IV kwartale 2014 roku wynosiły odpowiednio 10,23 USD, 10,17 USD i 9,63 USD/Mcf.

Przyszłość cen gazu ziemnego na Ukrainie jest aktualnie źródłem poważnej niepewności, a powyższe wielkości mogą nie być reprezentatywne dla przyszłych cen, jakie Spółka może uzyskać na Ukrainie.

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. Gaz przesyłany jest następnie rurociągiem do ukraińskiej krajowej infrastruktury przesyłowej. Cztery stacje przetwórcze mają łącznie wydajność na poziomie 80 MMcf/d gazu ziemnego i posiadają linie przesyłowe o łącznej długości ponad 40 km.

We wrześniu 2013 roku KUB-Gas rozpoczęła rozbudowę infrastruktury gazowej na terenie koncesji Makiejewskoje. Rozbudowa obejmowała drugą stację ze sprzętem do rozdzielania gazu i kondensatu od wody i miała zwiększyć łączną przepustowość na terenie koncesji Makiejewskoje z 30 MMcf/d do 68 MMcf/d. Daje to znaczny zapas wydajności dla potencjalnego wzrostu wydobywania w ramach bieżącego programu prac poszukiwawczych i zagospodarowania złóż przez Spółkę. Nowa infrastruktura została oddana do użytkowania w dniu 6 marca 2014 roku.

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. Wskutek powyższych trudności, uzyskanie zezwoleń na gazociąg i pozwoleń dla odwiertu K-7 trwało niemal rok, zaś uzyskanie zezwoleń dla ostatnich odwiertów na terenie koncesji Makiejewskoje trwało 4 miesiące. 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). Tendencją w 2014 roku jest uzyskiwanie płatności w ciągu całego miesiąca lub niedługo po końcu miesiąca.

Istotne umowy

(a) Umowa Akcjonariuszy („SHA”)

W dniu 10 listopada 2009 roku Serinus Holdings, Gastek i KUBGAS Holdings zawarły SHA, regulującą stosunki Serinus Holdings i Gastek jako akcjonariuszy KUBGAS Holdings. SHA weszła w życie z chwilą zakończenia Nabycia KUB-Gas.

Zgodnie z SHA, Serinus Holdings 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 Serinus Holdings 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.

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.

Drugą 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.

Tunezja

Serinus, poprzez swój 100% podmiot zależny Winstar Resources Ltd., posiada udział i jest operatorem pięciu koncesji w Tunezji. Posiada 100% udziału w prawie użytkownika górniczego na terenie czterech koncesji oraz 45% udział w piątej koncesji – Sabria. Aktywa w Tunezji zostały nabyte w ramach nabycia Winstar przez Spółkę w 2013 roku. Z kolei Winstar nabyła je w ramach przejęcia Winstar Holandia (poprzednio Athanor B.V.) w 2005 roku.

Aktywa w Tunezji

Pięć bloków koncesyjnych – Sabria, Zinnia, Sanrhar, Ech Chouech i Chouech Es Saida – położonych jest na terenie całego kraju, od wybrzeża Morza Śródziemnego na północy aż do granicy z Algierią na południu. W poniższej tabeli przedstawiono najważniejsze informacje o koncesjach:

Informacje o koncesjach w Tunezji						
Nazwa	Położenie (na terytorium Tunezji)	Udział w prawie użytkowania górniczego	Powierzchnia brutto (w akrach)	Aktualne zobowiązania do przeprowadzenia prac	Data wygaśnięcia	
Chouech Es Saida	południe	100%	52.480	brak	grudzień 2027 r.	
Ech Chouech	południe	100%	33.920	brak	czerwiec 2022 r.	
Sabria	środkowy zachód	45%	11.520	brak	listopad 2028 r.	
Sanrhar	środkowe południe	100%	35.840	brak	grudzień 2021 r.	
Zinnia	północ	100%	17.920	brak	grudzień 2020 r.	

Pięć koncesji przyznano początkowo różnym operatorom, a ich własność zmieniała się kilkakrotnie przed ich nabyciem przez Winstar Holandia. Zobacz punkt „Główne aktywa naftowe i gazowe – Tunezja – Sabria, Chouech Es Saida, Ech Chouech, Sanrhar i Zinnia”.

System administracyjny i warunki koncesji

Władze Tunezji zarządzają poszczególnymi koncesjami za pośrednictwem przedsiębiorstwa ETAP. Warunki finansowe koncesji podlegają ogólnym zasadom dotyczącym opłat eksploatacyjnych i podatku dochodowego. Szczegółowe informacje dla poszczególnych koncesji przedstawiono w poniższej tabeli:

Podsumowanie warunków podatkowych dla aktywów tunezyjskich					
	Choech Es Saida	Ech Chouech	Sabria	Sanrhar	Zinnia
Udziały w prawie użytkowania górniczego	100%*	100%	45%	100%	100%
Prace objęte zobowiązaniem – pozostałe do wykonania	brak	brak	brak	brak	brak
Opłaty koncesyjne (royalties)	15%	15%	2-15% na bazie czynnika R	2-15% na bazie czynnika R	12,5%
Podatek dochodowy	35%	35%	50-75% na bazie czynnika R	50-75% na bazie czynnika R	55%

* ETAP jest uprawniony do odkupu 50% udziału w prawie użytkowania górniczego po osiągnięciu łącznego wydobycia ropy naftowej/kondensatu na poziomie 6,5 MMbbl (bez opłat eksploatacyjnych). Obecny łączny poziom wydobycia wynosił 4,9 MMbbl na dzień 31 grudnia 2014 roku.

Prace poszukiwawcze i w dziedzinie zagospodarowania

Sabria

Koncesja Sabria położona jest w pobliżu południowego brzegu jeziora Wielki Szott na Saharze w Tunezji. Koncesja Sabria, której nazwa pochodzi od pobliskiej wsi Sabriyah, została wydzielona z zezwolenia wydobywczego Kebili. Pierwsze badania sejsmiczne przeprowadził Mobil, będący właścicielem zezwolenia wydobywczego na tym obszarze w latach 1970-1977. W latach 1978-1985 operatorem była

spółka Amoco, która wykonała cztery odwierty: Sabria North 1 („**SAB-N1**”), Sabria North 2 („**SAB-N2**”), Sabria North 3 („**SAB-N3**”) i Sabria West 1 („**W-SAB-1**”). Odwierty poszukiwawcze wykazały występowanie ropy naftowej w formacjach ordowickich, ale wówczas uznano je za niekomercyjne.

W 1991 roku operatorem koncesji Sabria została spółka MOL Hungarian Oil & Gas PLC („**MOL**”). W latach 1991 – 1995 MOL przeprowadził trzy badania sejsmiczne 2D, a w oparciu o ich wyniki oraz na podstawie ponownej oceny wcześniejszych odwiertów dokonał modernizacji odwiertu W-SAB-1 jako odwiertu poziomego („**W-SAB-1H**”) w górnej warstwie formacji Hamra. W sierpniu 1996 roku w odwiercie stwierdzono potencjał węglowodorów. W 1998 roku MOL wykonał odwiert Sabria Northwest 1 („**SAB-NW1**”) – poziomy odwiert wydobywczy. Pod koniec 1998 roku i na początku 1999 roku MOL wznowił odwiert SAB-N1, wykonując nową odnogę poziomą. W obliczu negatywnych wyników odwiert zawieszono w 1999 roku.

Wydobycie na terenie koncesji Sabria rozpoczęto w październiku 1998 roku z odwiertu W-SAB-1H, a następnie od maja 1999 roku z odwiertu SAB-NW1 i od stycznia 2002 roku z odwiertu SABN3H. Na początku 2000 roku, Winstar Holandia (wówczas Athanor B.V.) nabył udział MOL w koncesji Sabria i został operatorem koncesji. W 2002 roku odwiert SAB-N3 został wznowiony po wykonaniu prac wiertniczych i modernizacyjnych jako poziomy odwiert wydobywczy („**SAB-N3H**”). Na terenie pola naftowego wydobywa się towarzyszący gaz, który po sprężeniu do ciśnienia 100 bar przesyłany jest przez należący do podmiotu zewnętrznego gazociąg i sprzedawany na rzecz tunezyjskiego państwowego przedsiębiorstwa energii elektrycznej i gazu Société Tunisienne de l'Electricité et du Gaz („**STEG**”). Z gazu w instalacjach chłodzących uzyskuje się kondensat, który sprzedawany jest wraz z ropą naftową.

W 2006 roku zmodernizowano instalacje przesyłową i obecnie ropa naftowa transportowana jest ciężarówkami z pola naftowego do terminalu przesyłowego lokalnego rurociągu w miejscowości Oumchia, skąd przesyłana jest rurociągiem do miejscowości Skhira na wybrzeżu Morza Śródziemnego.

W I kwartale 2007 roku Winstar zakończyła prace wiertnicze na odwiercie Sabria 11. Odwiert uzbrojono w II kwartale 2007 roku. Od końca czerwca 2007 roku z odwiertu Sabria 11 prowadzono wydobycie. Pod koniec 2013 roku i na początku 2014 roku stopniowo zwiększano przepustowość zwężki, co umożliwiło zwiększenie wydobycia bez istotnego negatywnego wpływu pod kątem przepływu wody czy wskaźnika wydobycia gazu i ropy.

W 2009 roku Winstar ukończyła prace rekonstrukcyjne i wiertnicze w odwiercie SAB-N3H. Prace objęły wykonanie dwóch nowych odgałęzień horyzontalnych w istniejącym odwiercie Sabria-N3H. odwiert okazał się sukcesem, gdyż natrafiono na zasobne obszary nadającego się do eksploatacji poziomu o dużej gęstości naturalnych szczelin.

W lipcu 2014 roku spółka Winstar Tunezja rozpoczęła prace nad odwiertem Winstar-12bis („**WIN-12bis**”) , który w listopadzie 2014 roku osiągnął docelową głębokość 3.855 metrów. Urządzenia pomiarowe wykazały formacje roponośne o miąższości 79 metrów w formacjach Upper Hamra, Lower Hamra i El Atchane. Odwiert WIN-12bis rozpoczął produkcję w dniu 10 grudnia 2014 roku na poziomie 635 boe/d.

Prace nad odwiertem Winstar-13 („**WIN-13**”) rozpoczęły się 10 grudnia 2014 roku. Po początkowych znacznych opóźnieniach związanych z wpływem płuczki do formacji oraz aktywną płytką warstwą wodonośną, w dniu 11 marca 2015 roku odwiert osiągnął docelową końcową głębokość 3.781 metrów. Zebranie danych pomiarowych, zbrojenie i testowanie odwiertu potrwa do początku kwietnia 2015 roku.

Chouech Es Saida

Koncesja Chouech Es Saida położona jest przy południowo-zachodniej granicy Tunezji. W latach 1971-1992 na terenie koncesji Chouech Es Saida wykonano siedem odwiertów. Wydobycie z odwiertu Chouech Es Saida #1 („**CS-1**”) trwało od 1977 roku do 1992 roku. W 1993 roku rozpoczęto wydobycie z odwiertów Chouech Es Saida #3 („**CS-3BIS**”) and Chouech Es Saida #7 („**CS7-BIS**”) odpowiednio na okres siedmiu i dwóch lat. W 1996 roku opróbkowano odwiert Chouech Es Saida #5 („**CS-5**”), który następnie zawieszono. Winstar Tunezja (wówczas Athanor Tunisia B.V.) nabył koncesję wraz z przyległą

koncesją Ech Chouech od spółki AGIP w 2002 roku. Pole naftowe było zamknięte od 1999 roku do końca 2003 roku, kiedy to Winstar Tunezja wznowił wydobywanie z odwiertu CS7-BIS.

Ropa naftowa z Chouech Es Saida przesyłana jest do punktu sprzedaży w El Borma należącym do Winstar rurociągiem o przekroju 6 cali i długości 80 km. W 2009 roku Winstar ukończyła budowę i przyjęła do eksploatacji obecnie wykorzystywany własny rurociąg o przekroju 6 cali i długości 78 km. Serinus zainstalowała również w centralnej stacji produkcyjnej Chouech Es Saida dwie sprężarki o łącznej przepustowości 170 Mcm/d (6,0 MMcf/d). W 2011 roku Winstar przeniosła z Węgier na teren koncesji Chouech Es Saida własną stację przetwarzania i sprężania gazu, którą zainstalowano i przyjęto do eksploatacji. Faktyczny poziom wydobywania waha się od 0 do 5,0 MMcf/d, ponieważ STEG (nabywca gazu z koncesji Chouech Es Saida) zobowiązany jest wyłącznie do odbioru gazu w stacji w El Borma w miarę własnych możliwości.

W 2008 roku wykonano i uzbrojono odwiert Chouech Essaida #8 („**CS-8**”) oraz rozpoczęto z niego wydobywanie. W IV kwartale 2008 roku Winstar podjęła próbę przygotowania odwiertu do wydobywania z dwóch horyzontów, przy czym w trakcie rutynowych prac nad cementowaniem i dodatkowym uzbrojeniem napotkano na poważny problem, w związku z czym wydobywanie z odwiertu wstrzymano. Prace na odwiercie CS-8 wznowiono pod koniec grudnia 2009 roku poprzez wykonanie odwiertu kierunkowego, co umożliwiło dotarcie do zbiornika docelowego i osiągnięcie przepływu próbnego na łącznym poziomie powyżej 1.625 boe/d. Jednakże po przeprowadzeniu testów przepływ ze zbiornika ustał, w związku z czym odwiert zawieszono. Z dniem 25 września 2011 roku zakończono prace wiertnicze na odwiercie Chouech Essaida #8Bis. Początkowo poziom wydobywania był niestabilny, w związku z czym konieczne było oczyszczenie odwiertu i zainstalowanie elektronicznej pompy zanurzeniowej („**ESP**”), w efekcie czego produkcja ustabilizowała się na poziomie 300 bbl/d w grudniu 2011 roku.

W III kwartale 2008 roku wykonano odwiert Chouech Essaida #9 („**CS-9**”). Przeprowadzono test odwiertu z czterech stref, uzyskując przepływ na poziomie ponad 900 bbl/d. W IV kwartale 2008 roku rozpoczęto wydobywanie z odwiertu na poziomie ok. 500 bbl/d. Po okresie zamknięcia odwiertu w pierwszych siedmiu miesiącach 2011 roku, Winstar przeprowadziła dodatkowe cementowanie odwiertu CS-9, z którego przez pozostałą część roku prowadzono wydobywanie na poziomie ok. 200 bbl/d.

W 2010 roku wykonano i uzbrojono odwiert Chouech Essaida #11, z którego rozpoczęto produkcję na poziomie ok. 500 bbl/d. W 2010 roku wykonano i uzbrojono odwiert Chouech Essaida #13 oraz przeprowadzono na nim testy. Chociaż strefy okazały się zgodne z prognozami, same zbiorniki nie zawierały węglowodorów, w związku z czym odwiert zawieszono.

W listopadzie 2010 roku Winstar rozpoczęła prace wiertnicze na swoim pierwszym odwiercie poszukiwawczym w strefie z okresu syluru – Chouech Essaida Silurian #1 („**CS Sil #1**”). Podczas testów uzyskano przepływ na łącznym poziomie 3.379 boe/d. Przed zainstalowaniem stacji sprężania i przetwarzania gazu przeniesionej z Węgier, w okresie od lutego 2011 roku do września 2011 roku rozpoczęto długofalowe testy produkcyjne głównych stref ropoносnych (strefy 2 i 3), z których uzyskano wydobywanie na poziomie 80-120 bbl/d. Po instalacji stacji przeniesionej z Węgier rozpoczęto wydobywanie ze strefy 1 na poziomie od 900 do 1.000 boe/d. Wydobywanie ograniczało wydobywanie piasku i cieczy, a produkcja z odwiertu w 2013 roku była nieregularna. W kwietniu 2014 roku przeprowadzono oczyszczanie odwiertu, otwarto dodatkowe strefy i zainstalowano urządzenie typu velocity string o mniejszej średnicy, a w maju 2014 roku wznowiono produkcję z odwiertu na poziomie ok. 500 Mcfe/d. Poziom produkcji spadł później w związku z nawarstwianiem się osadu, który obecnie jest usuwany metodą chemiczną.

We wrześniu 2011 roku Winstar zakończyła prace wiertnicze na odwiercie Chouech Essaida #12 („**CS-12**”). Po instalacji pompy węglowej z odwiertu prowadzone jest wydobywanie ropy na poziomie ok. 30 bbl/d oraz wydobywanie towarzyszącego gazu.

W grudniu 2011 roku Winstar ukończyła realizację programu wierceń w lokalizacji Chouech Essaida Silurian #10 („**CS Sil #10**”). Obiektem docelowym były obie strefy sylurskie zidentyfikowane i przetestowane na odwiercie CS Sil #1, jak również nowoodkryta strefa z okresu triasu, z której na odwiercie CS Sil #1 uzyskano zapisy rejestrów, ale nie przeprowadzono testów. Wyniki wstępnych prób

przepływu z wszystkich pięciu stref docelowych były niejednoznaczne. Analiza uzbrojenia odwiertu wykazała, że niejednoznaczne wyniki prób mogły być spowodowane przez blokady otworu na wysokości dolnych stref sylurskich i ewentualny napływ wody wskutek niewłaściwego zacementowania i zaizolowania otworu na wysokości docelowych stref triasowych. W IV kwartale 2012 roku oczyszczono odwiert, usunięto uzbrojenie na wysokości dolnych stref sylurskich i ponownie zacementowano odwiert na wysokości górnych stref triasowych. Oczyszczenie nie powiodło się, w związku z czym odwiert jest obecnie zamknięty do czasu przeprowadzenia dodatkowych analiz i podjęcia działań naprawczych. W maju 2015 roku przeprowadzono oczyszczanie odwiertu w celu wznowienia produkcji, co jednak się nie powiodło, w związku z czym odwiert został zawieszony.

W II i III kwartale 2014 roku prowadzono modernizację odwiertów CS-8 i CS-11 w celu naprawy lub wymiany pomp.

Ech Chouech

Na terenie koncesji Ech Chouech od 1970 roku wykonano pięć odwiertów. Pole zostało odkryte w odwiercie Ech Chouech #1 („**EC-1**”), w którym wykryto ropę naftową w dewońskiej formacji Ouan Kasa na głębokości 3.220 m. Odwiert EC-1 uzbrojono w 1991 roku i próbkowano przez sześć miesięcy, osiągając przepływ na poziomie 200-220 boe/d, a łączne wydobycie wyniosło 34.000 bbl. Próbkowanie przerwała blokada odwiertu. W 2008 roku Winstar przeprowadziła udaną operację oczyszczenia odwiertu EC-1. Wydobycie z odwiertu wznowiono, a jego średni poziom wynosił niemal 100 bbl/d. W 2010 roku przeprowadzono oczyszczenie odwiertu EC-1 w celu wyeliminowania problemów ograniczających wydobycie, po czym wznowiono wydobycie z odwiertu na poziomie 140 bbl/d. Średnia produkcja w 2014 roku wynosiła 71 bbl/d.

Druga lokalizacja odwiertu na terenie koncesji – Ech Chouech #2 – wykazała w opróbkowaniu niewielkie ilości gazu w piaskach Ouan Kasa na głębokości 3.182 m. W odwiercie Ech Chouech #3 stwierdzono tylko śladowe ilości gazu, ale opróbkowany odwiert Ech Chouech #4 („**EC-4**”) wykazał obecność ropy naftowej w piaskowcach Ouan Kasa. Operator ocenił, że rezerwy wynoszą ok. 478 Mbbbl. Nie podjęto zagospodarowania złóż. Winstar przeprowadziła oczyszczenie odwiertu EC-4, jednakże operacja ta nie umożliwiła wydobycia węglowodorów w ilościach komercyjnych – konieczne są dalsze analizy.

W III kwartale 2014 roku wykonano rekonstrukcję oraz stymulację odwiertów EC-4 i ECS-1. Odwierty zostały oczyszczone z zanieczyszczeń pozostawionych po działaniach prowadzonych przez poprzednich operatorów oraz wykonano szczelinowanie hydrauliczne w dewońskiej formacji Ouan Kasa. Podczas usuwania cieczy z odwiertu ECS-1 uzyskano początkowo przepływ gazu i wody, a następnie większy przepływ kondensatu. Na początku marca rozpoczęto prace nad instalacją w odwiercie urządzenia typu velocity string o mniejszej średnicy oraz podłączenia go do przewodu odwiertu EC-1.

Z odwiertu EC-4 uzyskano początkowo przepływ wody z rosnącym udziałem ropy, jednak dalsze prace nad usuwaniem cieczy dały wyłącznie przepływ wody. Prowadzona jest dalsza analiza odwiertu w celu określenia dodatkowych działań naprawczych.

Sanrhar

Pole naftowe Sanrhar położone jest 60 km na północny wschód od pola naftowego El Borma na Saharze w południowej Tunezji. Wykonano trzy odwierty w ramach antykliny Sanrhar w obrębie formacji piaskowców triasowych TAGI. Pierwszy odwiert został wykonany w 1957 roku („**SN-1**”) blisko krawędzi struktury w pobliżu naturalnej granicy ropa/woda. Odwiert, w którym dokonano odkrycia – Sanrhar North 1 („**SNN-1**”), wykonany został w 1989 roku blisko wyniesienia struktury. Winstar Tunezja nabyła koncesję Sanrhar w maju 2000 roku. W 2002 roku wykonano trzeci odwiert, Sanrhar West-1 („**SNW-1**”), zlokalizowany 6 km na zachód w obniżeniu przy zachodniej granicy struktury. Odwiert okazał się zawodniony i został zamknięty, a następnie zlikwidowany. Odwiert SNN-1 to jedyny odwiert produkcyjny na terenie tego pola naftowego, a wydobycie z niego prowadzone jest od 1991 roku. W 2008 roku Spółka zainstalowała nowy system pomp na odwiercie SNN-1, co miało korzystny wpływ na poziom wydobycia.

W lipcu i sierpniu 2014 roku Winstar Tunezja pozyskała 203,5 km² danych sejsmicznych 3D na terenie koncesji Sanrhar. Obecnie trwa przetwarzanie i interpretowanie pozyskanych danych.

Zinnia

Koncesja Zinnia położona jest na półwyspie Cap Bon w Tunezji, 60 km na południowy wschód od Tunisu, 10 km od miasta Nabeul i ok. 3 km od wybrzeża Morza Śródziemnego. Winstar Tunezja nabyła koncesję w 2000 roku.

Pole naftowe zostało odkryte w 1989 roku przez spółkę Shell na odwiercie Zinnia #1 („**ZNN-1**”) na zachodniej krawędzi antykliny z uskokiem. Formacja wydobywcza to struktura Abiod – naznaczona szczelinami formacja skał węglanowych z późnego wieku kredowego. Kolejny operator przejął koncesję w marcu 1990 roku i uzbroił odwiert ZNN-1 jako odwiert wydobywczy ropy naftowej. W kwietniu 1991 roku wykonano drugi odwiert wydobywczy ropy naftowej – Zinnia 2 („**ZNN-2D**”) – z tego samego miejsca na powierzchni w kierunku uskoku w celu uzyskania lepszej kontroli strukturalnej nad północno-wschodnim rejonem pułapki. Opróbkowanie odwiertu wykazało obecność ropy naftowej i gazu.

Odwiert ZNN-1 został zamknięty w lipcu 1993 roku, a następnie wykorzystany w celu składowania wody. Odwiert ZNN-2D został uzbrojony rurami o średnicy 2 7/8 cala. Wydobywanie z odwiertu prowadzone jest z wykorzystaniem elektrycznej pompy zanurzeniowej. Odwiert został zamknięty w 2008 roku wskutek awarii pompy. Wydobywanie nie zostało później wznowione przy braku jego ekonomicznego uzasadnienia wskutek wysokich kosztów operacyjnych w połączeniu z niską wydajnością odwiertu.

Infrastruktura, przesył i sprzedaż

Spółka Serinus sprzedaje towarzyszący gaz ziemny wydobywany na terenie koncesji Sabria i Chouech Es Saida na rynku krajowym. Cena jest indeksowana na poziomie 75% ceny ropy naftowej o wysokiej zawartości siarki w przypadku koncesji Zinnia (w okresach wydobywania) i na poziomie 77% ceny ropy naftowej o niskiej zawartości siarki w przypadku gazu z koncesji Sabria. Cena w przypadku koncesji Chouech Es Saida określona jest na poziomie 65% ceny ropy naftowej o niskiej zawartości siarki.

W 2013 roku Winstar dostarczyła niedawno nadmiarową zmodernizowaną sprężarkę spółce STEG na terenie jej instalacji w El Borma. Celem było zwiększenie przepustowości i wydłużenie czasu odbioru surowca, co miało zwiększyć sprzedaż gazu przez Serinus. Ze względu na brak dostępności części i instrumentów oraz brak dyspozycyjnych techników producenta, niezbędnych w celu dokończenia instalacji, uruchomienie sprężarki opóźniło się.

W dłuższej perspektywie OMV podjął prace nad budową nowego gazociągu pod nazwą Nawara Gas Pipeline Project. Gazociąg o przepustowości 350 MMcf/d będzie biec z południa kraju do stacji, która powstanie w okolicach miasta Gabes na południowym wschodzie Tunezji. Chociaż gazociąg powstaje głównie w celu obsługi złóż gazu i kondensatu na terenie należącej do OMV koncesji Nawara, jego przepustowość powinna być wystarczająca dla potrzeb innych operatorów działających na południu Tunezji. OMV wskazywał ostatnio koniec 2016 roku jako planowany termin uruchomienia gazociągu.

Ropa naftowa wydobyta na terenie koncesji Sabria i Sanrhar jest przewożona ciężarówkami do należącej do podmiotu zewnętrznego instalacji, a z niej przesyłana rurociągiem do terminalu magazynowego. Ropa naftowa wydobyta na terenie koncesji Chouech Es Saida i Ech Chouech jest przesyłana rurociągiem do należących do podmiotu zewnętrznego instalacji, a stamtąd do terminalu magazynowego. Za wyjątkiem 20% ropy naftowej wydobytej na terenie koncesji Sabria, która sprzedawana jest na rynku krajowym, pozostała ropa naftowa jest ładowana w terminalu na podstawie przez podmioty zewnętrzne zbiornikowce, a następnie sprzedawana na rynku międzynarodowym, w cyklu o częstotliwości od jednego do trzech miesięcy w zależności od poziomu wydobywania i dyspozycyjności zbiornikowców. Cena sprzedaży ropy naftowej jest bezpośrednio powiązana z ceną oferowaną za ropę naftową typu Zarzaitine. Cena ropy w zbiornikowcach opiera się na średniej cenie z trzech dni po załadunku.

Rumunia

Serinus nabyła udział w Koncesji Satu Mare w czerwcu 2013 roku w ramach Nabycia Winstar.

Romp petrol Group N.V. i NAMR zawarły we wrześniu 2003 roku Umowę Koncesji Satu Mare, zgodnie z którą Rompetrol Group N.V. przyznano prawo do poszukiwania węglowodorów w obrębie bloku EIV 5-Satu Mare. Umowa Koncesji Satu Mare weszła w życie po publikacji w rumuńskim Dzienniku Urzędowym we wrześniu 2004 roku i obowiązuje przez okres 30 lat od tej daty, kończący się we wrześniu 2034 roku. Koncesja wygaśnie automatycznie w przypadku, gdy udziałowcy w Koncesji Satu Mare nie dokonają odkrycia o charakterze komercyjnym przed końcem drugiego etapu prac poszukiwawczych.

W kwietniu 2008 roku Winstar zawarła transakcję joint venture z Rompetrol S.A., zgodnie z którą po spełnieniu określonych warunków Winstar mógł uzyskać do 60% udziału w Koncesji Satu Mare. Następnie Winstar dokonała cesji swojego udziału w Umowie Farm Out Satu Mare na rzecz swojego 100% podmiotu zależnego Winstar Rumunia. W marcu 2009 roku po uzyskaniu zgody NAMR Rompetrol S.A. dokonała cesji początkowego 25% udziału w Koncesji Satu Mare na rzecz Winstar Rumunia. W III kwartale 2013 roku, po spełnieniu przez Winstar Rumunia warunków zawieszających drugą cesję i wydaniu zgody na taką cesję przez NAMR, Rompetrol S.A. dokonała cesji kolejnego 35% udziału w Koncesji Satu Mare na rzecz Winstar Satu Rumunia. Winstar Rumunia obecnie posiada 60%, a Rompetrol S.A. 40% udział w Koncesji Satu Mare.

W lipcu 2013 roku NAMR zatwierdziła zakończenie realizacji pierwszego etapu zobowiązań do prac poszukiwawczych zgodnie z Umową Koncesji Satu Mare. Winstar Rumunia wykonała 100% pierwszego etapu uzgodnionego programu prac obejmującego ponowne przetworzenie ok. 1.075 km danych sejsmicznych 2D, pozyskanie 80 km² danych sejsmicznych 3D oraz wykonanie dwóch odwiertów poszukiwawczych – Madaras 109 i Moftinu 1000.

W związku z pomyślną realizacją pierwszego etapu prac, Winstar Rumunia zdecydowała w listopadzie 2012 roku o podjęciu drugiego etapu prac poszukiwawczych (a tym samym udziałowcy w Koncesji Satu Mare przez pewien okres realizowali jednocześnie prace poszukiwawcze w ramach pierwszego i drugiego etapu). Jesienią 2012 roku udziałowcom w Koncesji Satu Mare udało się uzyskać przedłużenie terminu etapu 2 prac poszukiwawczych z września 2013 roku na maj 2015 roku z jednoczesną zmianą niektórych zobowiązań do prac w ramach Etapu 2. Zmienione zobowiązania do minimalnych prac w ramach etapu 2 obejmują: (i) analizę danych pozyskanych w ramach etapu 1, zintegrowaną ponowną interpretację danych geologicznych i geofizycznych i danych z odwiertów oraz projekt pozyskania danych sejsmicznych 3D; (ii) pozyskanie 180 km² danych sejsmicznych 3D, przetworzenie i zintegrowaną ponowną interpretację danych oraz wykonanie dwóch odwiertów poszukiwawczych. Zgodnie z postanowieniami Umowy Koncesji Satu Mare, Spółka odpowiada za 100% kosztów realizacji zobowiązań do minimalnych prac w ramach Etapu 2. Pozyskiwanie danych sejsmicznych zakończono w październiku 2014 roku, zaś obecnie trwa ich przetwarzanie i interpretowanie. W listopadzie i grudniu 2014 roku wykonano dwa odwierty. Pod koniec lutego 2015 roku rozpoczęło się ich zbrojenie i testowanie.

Odwierty Moftinu-1001 i 1002bis oraz 180 km² danych sejsmicznych 3D pozyskanych na obszarze Santau w 2014 roku stanowią wypełnienie wszystkich wymogów w zakresie wykonania prac w ramach Etapu 2. Daje to Winstar Rumunia prawo podjęcia z NAMR wyłącznych negocjacji w sprawie przedłużenia Koncesji Satu Mare na trzeci okres poszukiwawczy wraz z wymogami w zakresie wykonania prac. Spółka przeprowadziła z NAMR wstępne rozmowy dotyczące przedłużenia Koncesji i w najbliższej przyszłości złoży oficjalny wniosek.

Aktywa w Rumunii

Koncesja Satu Mare to duży blok koncesyjny o powierzchni 765.000 akrów brutto usytuowany w północno-zachodniej Rumunii przy granicy z Węgrami i Ukrainą. Podstawowe warunki finansowe Umowy Koncesji Satu Mare przedstawia poniższa tabela:

Podsumowanie warunków podatkowych dla umowy koncesji Satu Mare		
Etap 1 Okresu poszukiwawczego	Status:	zakończony
Etap 2 Okresu poszukiwawczego	Termin wygaśnięcia:	maj 2015 r.
Termin wygaśnięcia koncesji		wrzesień 2034 r.
Prace objęte zobowiązaniem – pozostałe do wykonania		60 km ² danych sejsmicznych 3D, dwa odwierty poszukiwawcze
Oplaty koncesyjne (royalties)		3,5-13,5%
Podatek dochodowy		16%

Prace poszukiwawcze i w dziedzinie zagospodarowania

We wrześniu i październiku 2014 roku Winstar Rumunia pozyskała 180 km² danych sejsmicznych 3D na obszarze Santau. Obecnie trwa ich przetwarzanie i interpretowanie.

Na początku listopada 2014 roku rozpoczęto prace nad odwiertem Moftinu-1001, który dnia 28 listopada 2014 roku osiągnął docelową głębokość 1.463 metrów. Pomiary wykazały trzy strefy pochodzące z okresu pliocenu i miocenu z gazem potencjalnie opłacalnym do wydobycia o łącznej miąższości 17 metrów. Jego złoża zalegają na głębokości ok. 730-900 metrów. Piaskowce te charakteryzuje doskonała porowatość zawierająca się w przedziale od 24 proc. do 36 proc. Odwiert natrafił także na trzy dodatkowe strefy na głębokości od 500 do 600 metrów, o łącznej grubości piaskowców wynoszącej 23 metry. Strefy te pokazują dobre własności złożowe, jednak wstępne dane nie są rozstrzygające w kwestii istnienia tam węglowodorów. Dlatego też będą potrzebne dalsze badania, aby potwierdzić komercyjny charakter tych stref.

W grudniu 2014 roku wykonano odwiert Moftinu-1002bis, który osiągnął głębokość 2.083 metrów. Pomiary wykonane na nieorurowanym odcinku otworu, zapis parametrów płuczki i/lub próbki okruchowe wskazują na zaleganie w ramach siedmiu piaskowców z kenozoiku skały o łącznej miąższości 90,5 metra, nasyconej węglowodorami, oraz 22-metrowej warstwy potencjalnie nadającej się do wydobycia. Możliwe do pozyskania profilowania elektrycznego były jedynie trzy niższe strefy, co wynikało z licznych problemów ze stabilizacją otworu, skutkujących obsypami i rozmyciem ścian otworu. Warstwa potencjalnie nadająca się do wydobycia została zidentyfikowana głównie na podstawie postępu wiercenia (ang. strip logs), zapisu parametrów płuczki i obserwacji fluorescencji. Niestabilność otworu wiertniczego wydaje się być spowodowana wzrastającymi naprężeniami w szczytowej partii struktury.

Na początku marca rozpoczęto prace nad zbrojeniem i testowaniem odwiertów Moftinu-1001 i Moftinu-1002bis. Prace te mają się zakończyć na początku kwietnia 2015 roku.

Infrastruktura, przesył i sprzedaż

Ponieważ Serinus nie dokonała jeszcze w Rumunii odkrycia na skalę komercyjną, nie tworzą ani nie nabywano obiektów ani infrastruktury na powierzchni.

W przypadku takiego odkrycia gaz ziemny będzie sprzedawany na rzecz Transgaz S.A, rumuńskiego narodowego przedsiębiorstwa dystrybucji i sprzedaży gazu. Transgaz posiada sieć przesyłową przebiegającą przez Satu Mare, a w przypadku takiego odkrycia podłączenie do niej będzie względnie łatwe.

Istotne umowy

(a) Umowa Koncesji Satu Mare

Umowę Koncesji Satu Mare zawarły początkowo Rompetrol Group N.V. (jako wykonawca) i NAMR w 2003 roku. Winstar stała się stroną Umowy Koncesji Satu Mare w 2008 roku, gdyż warunkiem zawieszającym Umowę Farm Out Satu Mare była zgoda władz rumuńskich na cesję udziału w Umowie Koncesji Satu Mare na rzecz Winstar zgodnie z warunkami Umowy Farm Out Satu Mare. W Umowie Koncesji Satu Mare wykonawcy lub wykonawcom przyznano prawo do prowadzenia poszukiwań i wydobywania węglowodorów na terenie koncesji Satu Mare pod warunkiem spełnienia przez wykonawcę lub wykonawców określonych zobowiązań w zakresie prac w dwóch etapach:

- Etap 1: Ponowne przetworzenie dostępnych danych sejsmicznych, pozyskanie nowych danych sejsmicznych oraz wykonanie jednego odwiertu poszukiwawczego
- Etap 2: Pozyskanie nowych danych sejsmicznych i wykonanie dwóch odwiertów poszukiwawczych.

Wszystkie wymogi w ramach Etapu 1 zrealizowano, a Serinus zabudżetowała 14,8 mln USD w związku z realizacją Etapu 2. Władze rumuńskie przedłużyły termin realizacji Etapu 2 na maj 2015 roku, zaś Serinus przewiduje ukończenie wszystkich pozostałych zobowiązań najpóźniej w tym terminie. Zakończona sukcesem realizacja Etapu 2 uprawnia Winstar Rumunia do podjęcia z NAMR negocjacji w sprawie Etapu 3 okresu poszukiwawczego, w tym nowego terminu obowiązywania oraz nowych wymogów w zakresie prowadzenia prac.

W przypadku odkrycia złóż dostępnych do komercyjnego wydobywania, zgodnie z Umową Koncesji Satu Mare Winstar Rumunia może złożyć wniosek i podjąć negocjacje w sprawie koncesji wydobywczej z zastrzeżeniem odpowiedniego stanu całej koncesji.

Warunki finansowe Umowy Koncesji Satu Mare opisano w punkcie „*Główne aktywa naftowe i gazowe – Rumunia – Aktywa w Rumunii*”.

(b) Umowa Farm Out Satu Mare

W kwietniu 2008 roku Winstar zawarła z Rompetrol Umowę Farm Out Satu Mare, której najważniejsze postanowienia opisano poniżej:

- Winstar będzie operatorem i będzie w pełni finansować i realizować wszystkie wymogi w ramach Etapu 1 prac poszukiwawczych zgodnie z Umową Koncesji Satu Mare. Realizując takie wymogi Winstar uzyska 60% udziału w prawie użytkowania górniczego do całej koncesji Satu Mare.
- Winstar przysługuje prawo podjęcia Etapu 2 prac poszukiwawczych oraz pełnego finansowania i realizacji wszystkich powiązanych wymogów do prowadzenia prac. Po realizacji tego zobowiązania nastąpi utrzymanie całego obszaru koncesji Satu Mare, w której Winstar posiadać będzie 60% udział, a Rompetrol pozostałe 40%. W przypadku gdy Winstar nie zdecyduje o realizacji Etapu 2, zachowa 60% udział w ewentualnych odkryciach w ramach etapu pierwszego, zaś pozostały obszar zostanie zwolniony.

W III kwartale 2013 roku, po spełnieniu przez Winstar Rumunia warunków zawieszających drugą cesję i wydaniu zgody na taką cesję przez NAMR, Rompetrol S.A. dokonała cesji kolejnego 35% udziału w Koncesji Satu Mare na rzecz Winstar Rumunia. Winstar Rumunia obecnie posiada 60%, a Rompetrol S.A. 40% udział w Koncesji Satu Mare.

Inne aktywa

Spółka posiada udziały w Aktywach w Brunei oraz Aktywach w Syrii, które obecnie uważa się za nieistotne aktywa Spółki, zaś Winstar posiadała wcześniej udział w prawie użytkowania górniczego do

niewielkiej koncesji w Sturgeon Lake, Prowincja Alberta, Kanada. Prawa do korzystania z zasobów mineralnych wygasły w 2013 roku, ale Spółka nadal posiada prawa dostępu na powierzchni oraz niewielką infrastrukturę. Spółka wystawiła również gwarancję na sumę 1,5 mln CAD na rzecz władz Alberta w związku z zobowiązaniami w zakresie likwidacji odwiertów. Serinus prowadzi ocenę kosztów rezygnacji z odwiertu. W przypadku rezygnacji władze Alberta zwrócą gwarancję.

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 Serinus w Tunezji i na Ukrainie na dzień 31 grudnia 2014 roku” (ang. *Evaluation of Serinus Energy Tunisian and Ukraine Reserves as of 31st December, 2014*) datowany na 20 marca 2014 roku („**Raport RPS**”).

Wszystkie dane przekazane RPS przez Spółkę w związku z przygotowaniem Raportu RPS przyjęto zgodnie ze stanem przedstawionym. Raport 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 przedstawia ocenę na dzień 31 grudnia 2014 roku:

- rezerw NGL i rezerw gazu ziemnego spółki KUB-Gas, w tym pól Olgowskoje, Makiejewskoje, Krutogorowskoje i Wiergunskoje. Spółka posiada 70% udziałów w spółce KUB-Gas; oraz
- rezerw ropy naftowej i rezerw gazu ziemnego spółki Winstar Tunezja, w tym pól Sabria, Sanrhar, Chouech Es Saida i Ech Chouech.

Sporządzając Raport RPS, 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 2014 roku.

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

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

DYWIDENDA

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

Statut Spółki nie przewiduje żadnych ograniczeń w zakresie ogłaszania i wypłaty dywidendy przez Spółkę. Na podstawie ABCA, Regulaminy Spółki przewidują, że Rada Dyrektorów nie może ogłaszać, a Spółka nie może wypłacać dywidendy, jeżeli zachodzą uzasadnione przesłanki wskazujące, że Spółka

nie jest lub po wypłacie dywidendy nie będzie w stanie wykonywać swoich zobowiązań w terminie ich wymagalności, lub że wartość rynkowa aktywów Spółki po wypłacie takiej dywidendy będzie niższa niż łączna wartość jej zobowiązań i kapitału przypadającego na akcje wszystkich rodzajów.

OPIS STRUKTURY KAPITAŁOWEJ

Zgodnie ze Statutem, Spółka może emitować nieograniczoną liczbę Akcji Zwykłych i nieograniczoną liczbę akcji uprzywilejowanych, w seriach. Na dzień 31 grudnia 2014 roku istniało 78.629.941 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.

W dniu 24 czerwca 2013 roku w związku z finalizacją Przekształcenia z 2013 roku Spółka dokonała scalenia swoich Akcji Sprzed Scalenia wg parytetu 1 Akcja Zwykła po scaleniu za każde 10 Akcji Sprzed Scalenia.

Akcje uprzywilejowane

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

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

RYNEK PAPIERÓW WARTOŚCIOWYCH

Kurs akcji i wielkość obrotów

Akcje Zwykłe Spółki znajdują się w obrocie na giełdzie TSX i 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 (uwaga: kurs akcji i wolumen obrotu akcjami po scaleniu):

	Kurs zamknięcia na GPW (w PLN)		Kurs zamknięcia na TSX (w CAD)		Wielkość obrotów na sesję		
	Najwyższy	Najniższy	Najwyższy	Najniższy	GPW	TSX	Razem
2015							
luty	3,68	3,30	1,20	1,10	113.223	15.410	148.633
styczeń	4,09	2,84	1,31	0,91	123.748	7.737	131.485
2014							
grudzień	5,60	3,55	1,99	1,00	207.355	29.643	236.998
listopad	6,50	5,63	2,13	1,78	41.160	8.834	49.994
październik	6,69	5,90	2,20	1,98	36.862	6.036	42.898
wrzesień	6,94	4,84	2,32	1,7	120.430	8.661	171.989
sierpień	6,00	4,12	2,15	1,40	132.117	28.909	161.026
lipiec	7,79	5,84	2,65	2,10	49.931	8.290	58.221
czerwiec	8,68	7,32	3,04	2,59	72.220	8.380	80.600
maj	8,12	6,61	2,79	2,37	96.939	65.583	165.522
kwiecień	10,32	7,80	3,67	2,84	66.924	22.963	89.887
marzec	10,20	8,00	3,68	2,92	121.020	29.943	150.963
luty	10,75	9,43	3,83	3,40	60.385	20.291	80.676
styczeń	11,95	9,75	4,10	3,50	67.961	15.801	83.762

WCZEŚNIEJSZE EMISJE

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 3.064.000 Akcji Zwykłych po wykonaniu istniejących opcji Spółki w cenie od 1,56 CAD za Akcję Zwykłą do 6,20 USD za Akcję Zwykłą.

W roku obrotowym zakończonym 31 grudnia 2014 roku Spółka przyznała 389.000 opcji kupna na Akcje Zwykłe, uprawniających do nabycia Akcji Zwykłych. Podsumowanie zawiera poniższa tabela:

Data przyznania	Liczba i rodzaj wyemitowanych papierów wartościowych	Cena wykonania (w USD)
2 stycznia 2014 roku	50.000	3,76 USD
6 stycznia 2014 roku	90.000	3,75 USD
15 stycznia 2014 roku	102.000	3,27 USD
18 lutego 2014 roku	75.000	3,42 USD

Data przyznania	Liczba i rodzaj wyemitowanych papierów wartościowych	Cena wykonania (w USD)
24 marca 2014 roku	2.587.000	4,20 USD
30 czerwca 2014 roku	58.000	2,80 CAD
15 sierpnia 2014 roku	12.000	1,56 CAD
17 listopada 2014 roku	62.000	2,04 CAD
Razem:	389.000 opcji	

Po końcu roku Spółka dokonała umorzenia opcji opiewających na kwotę 2,7 mln USD o średniej ważonej cenie wykonania na poziomie 4,05 USD za akcję.

Każda opcja kupna Akcji Zwykłej uprawnia posiadacza do objęcia jednej Akcji Zwykłej zgodnie z zasadami i warunkami określonymi w programie opcji na akcje Spółki. Opcje wygasają po upływie 5 lat. Szczegółowe informacje na ten temat znajdują się w punkcie „Wynagrodzenie Kierownictwa” w ramach Memorandum Informacyjnego z dnia 17 kwietnia 2014 roku, opublikowanego w związku ze Zgromadzeniem Akcjonariuszy Spółki, które odbyło się w dniu 14 maja 2014 roku.

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 siedmiu 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.

Imię i nazwisko	Miejscowość / kraj rezydencji	Stanowisko w Spółce	Data powołania	Główne obowiązki zawodowe
Helmut J. Langanger ⁽³⁾	Wiedeń, Austria	Przewodniczący Rady Dyrektorów	9 listopada 2011 r., Przewodniczący Rady Dyrektorów od 14 maja 2014 r.	Od 1974 do 2010 roku Helmut J. Langanger pracował w austriackiej spółce OMV – od 2002 r. jako Wiceprezes i Wicedyrektor Generalny Grupy, członek Rady Wykonawczej i Dyrektor Zarządzający ds. Upstreamu. Po przejściu na emeryturę w 2010 r. Helmut J. Langanger pracował jako dyrektor w różnych spółkach.

Stephen C. Akerfeldt (1)	Toronto, Ontario, Kanada	Dyrektor	16 marca 2011 r.	Stephen C. Akerfeldt jest od 1999 r. 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 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.
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. Upřednio był Prezesem Wykonawczym Spółki od maja 2007 r. oraz Przewodniczącym i Dyrektorem Generalnym Spółki od 1995 do lutego 2006 r.
Evgenij Iorich	Zug, Szwajcaria	Dyrektor	24 czerwca 2013 r.	Evgenij Iorich jest Wiceprezesem w Pala Investments – spółce inwestycji strategicznych zajmującej się inwestycjami i tworzeniem wartości w sektorze wydobywczym na rynkach rozwiniętych i wschodzących. Evgenij Iorich pracuje w Pala Investments of 2006 r. i posiada doświadczenia inwestycyjne w zakresie ropy naftowej i gazu, metali nieszlachetnych i towarów masowych. Wcześniej od 2004 r. do 2006 r. Evgenij Iorich był menadżerem finansowym w rosyjskiej spółce z branży metalurgicznej i wydobywczej Mechel OAO, gdzie odpowiadał za całość obszaru budżetowania, prognoz i modeli finansowych. Evgenij Iorich jest absolwentem Uniwersytetu w Zurichu, gdzie uzyskał stopień Master of Arts.
Gary R. King (1)(2)(3)	Dubaj, Zjednoczone Emiraty Arabskie	Dyrektor	25 października 2007 r.	Gary R. King jest założycielem i partnerem zarządzającym Matrix Partnership – firmy doradztwa strategicznego z siedzibą w Dubaju w Zjednoczonych Emiratach Arabskich. Ostatnio piastował stanowisko Prezesa Zarządu Regalis Petroleum, niepublicznej spółki prowadzącej działalność w branży ropy naftowej i gazu głównie w Republice Czadu. Wcześniej był Prezesem Zarządu Dutco Natural Resources Investments Ltd, a później w Houston piastował stanowisko Prezesa Tarka Resources oraz Wiceprzewodniczącego Manti. 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. Gary R. King jest również niezależnym dyrektorem i

				członkiem Rady spółki Parker Drilling Company.
Sebastian Kulczyk	Warszawa, Polska	Dyrektor	14 maja 2014 r.	Prezes Zarządu Kulczyk Investments S.A. Wcześniej pracował w Lazard Ltd., a jeszcze wcześniej był Prezesem Zarządu Phenomind Ventures S.A. Sebastian Kulczyk jest absolwentem kierunku Zarządzanie i Marketing Uniwersytetu im. Adama Mickiewicza w Poznaniu. Studiował także w London School of Economics.
Manoj N. Madnani ⁽²⁾	Dubaj, Zjednoczone Emiraty Arabskie	Dyrektor	25 października 2007 r.	Manoj N. Madnani jest Dyrektorem Zarządzającym (Dubaj) 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 ⁽¹⁾⁽²⁾	Victoria, British Columbia, Kanada	Dyrektor	10 lutego 2006 r.	Michael A. McVea jest emerytowanym adwokatem i dyrektorem od 2004 r.
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.
Aaron LeBlanc	Calgary, Alberta, Kanada	Wiceprezes ds. Poszukiwań	27 marca 2014 r.	Aaron LeBlanc jest Wiceprezesem ds. Geologii od kwietnia 2014 r. Wcześniej od marca 2011 r. był Dyrektorem ds. Geologii i Głównym Geologiem Serinus Energy. Jeszcze wcześniej od 2002 do 2011 r. pracował jako geolog w Devon Energy, publicznej spółce branży ropy naftowej i energii w Kanadzie. Aaron LeBlanc jest absolwentem geologii na Uniwersytecie Calgary w Calgary, Alberta, Kanada. Aaron LeBlanc posiada tytuł Professional Geologist (P. Geol.) i jest członkiem następujących organizacji: Association of Professional Engineers and Geoscientists of Alberta, The American Association of Petroleum Geologists oraz the Canadian Society of Petroleum.

Jakub J. Korczak	Warszawa, Polska	Wiceprezes ds. Relacji Inwestorskich, Dyrektor Operacji w Europie Środkowo-Wschodniej	25 maja 2010 r.	Przed dołączeniem do Serinus 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).
Tracy H. Heck	Calgary, Alberta, Kanada	Dyrektor Finansowa	1 stycznia 2014 r.	Tracy Heck pracuje w Serinus jako dyrektor odpowiedzialna za finanse od czerwca 2012 r., a z dniem 1 stycznia 2014 r. objęła stanowisko Dyrektora Finansowej. Wcześniej od 2005 r. pełniła stanowisko kontrolera w NAL Energy Corporation.
Alec N. Silenzi	Calgary, Alberta, Kanada	Wiceprezes ds. Prawnych, Radca Prawny i Sekretarz Spółki	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, gdzie odpowiadał za sprawy korporacyjne, bezpieczeństwo i energię. 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 Serinus łącznie byli faktycznymi właścicielami lub kontrolowali, bezpośrednio bądź pośrednio, 39.909.606 Akcji Zwykłych stanowiących około 50,76% 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.

Żaden z dyrektorów i członków kierownictwa wyższego szczebla bądź akcjonariusz posiadający wystarczającą liczbę papierów wartościowych Serinus umożliwiającą znaczny wpływ na kontrolę nad Serinus:

- (a) nie sprawuje, ani w okresie ostatnich 10 lat do dnia niniejszego RFI nie sprawował, funkcji członka organów zarządzających lub nadzorczych w spółce, która w czasie sprawowania przez niego funkcji lub w ciągu roku od zaprzestania sprawowania przez niego funkcji została postawiona w stan upadłości, złożyła wniosek na podstawie dowolnych przepisów prawa dotyczących upadłości lub niewypłacalności, stała się przedmiotem lub wszczęła jakiegokolwiek postępowanie z wierzycielami, zainicjowała układ lub ugodę z wierzycielami, była przedmiotem zarządu przymusowego, zarządu komisarycznego lub ustanowiono syndyka dla jej majątku z następującym wyjątkiem:
 - W styczniu 2010 roku Firstgold Corp. wystąpiła o ochronę zgodnie z przepisami Chapter 11 w Stanach Zjednoczonych. W momencie składania wniosku Stephen C. Akerfeldt był dyrektorem Firstgold Corp.; oraz
- (b) w okresie ostatnich 10 lat do dnia niniejszego RFI nie został postawiony w stan upadłości, nie złożył wniosku na podstawie dowolnych przepisów prawa dotyczących upadłości lub niewypłacalności, ani nie stał się przedmiotem, ani nie wszczął jakiegokolwiek postępowania, nie zainicjował układu lub ugody z wierzycielami, ani jego majątek nie został objęty zarządem przymusowym lub komisarycznym i nie ustanowiono syndyka dla majątku członka organów zarządzających lub nadzorczych bądź akcjonariusza.

Wobec żadnego dyrektora ani członka kierownictwa wyższego szczebla bądź akcjonariusza posiadającego wystarczającą liczbę papierów wartościowych Serinus umożliwiającą znaczny wpływ na kontrolę nad Serinus:

- (a) nie zostały nałożone żadne kary ani sankcje przez sąd w związku z przepisami prawa dotyczącymi papierów wartościowych lub przez organ nadzoru rynku papierów wartościowych, ani nie zawarł on ugody z organem nadzoru rynku papierów wartościowych; oraz
- (b) nie zostały nałożone przez sąd lub organ nadzoru żadne kary ani sankcje, które mogłyby zostać uznane za istotne przez racjonalnego inwestora przy podejmowaniu decyzji inwestycyjnej z następującym wyjątkiem:
 - W dniu 16 kwietnia 2013 roku Parker Drilling Corporation poinformowała o zawarciu ugody z amerykańskim Departamentem Sprawiedliwości i Komisją Papierów Wartościowych i Giełd w sprawie możliwych naruszeń amerykańskiej Ustawy w sprawie przeciwdziałania zagranicznym praktykom korupcyjnym (ang. *Foreign Corrupt Practices Act*) w Nigerii. Zgodnie z warunkami ugody Parker Drilling Corporation zobowiązała się do zapłaty 15,85 mln USD, w tym 11,76 mln USD opłat karnych, 3,05 mln USD z tytułu karnego zwrotu zysków oraz 1,04 mln USD z tytułu odsetek. Gary R. King był dyrektorem Parker Drilling Corporation w momencie zawarcia ugody.

Konflikt interesów

Na dzień niniejszego RFI, KI posiada 50,76% Akcji Zwykłych Spółki, a dwóch dyrektorów Spółki (Sebastian Kulczyk i Manoj Madnani) sprawuje stanowiska kierownicze wyższego szczebla w KI. Działalność KI jest zróżnicowana i obejmuje inwestycje w spółki surowcowe poza Serinus, 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 księgowo i administracyjne na rzecz Spółki w biurach w Dubaju na podstawie podziału kosztów. Opłaty za rok zakończony z dniem 31 grudnia 2014 roku wyniosły 748.560 USD (na dzień 31 grudnia 2013 roku: 712.224 USD). Na dzień 31 grudnia 2014 roku kwota zobowiązań wobec Nemmoco wynosiła 66.523 USD (na dzień 31 grudnia 2013 roku: 28.819 USD, na dzień 31 grudnia 2012 roku: 25.538 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 poufności, 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 D.

Skład Komitetu Audytu

W skład Komitetu Audytu wchodzi obecnie: Michael A. McVea, Stephen C. Akerfeldt i Gary R. King. Pan McVea pełni rolę przewodniczącego Komitetu Audytu. Każdy z jego członków jest „biegły w kwestiach finansowych”, zgodnie z definicją tego terminu w punkcie 1.6 formularza Zarządzenia Krajowego 52-110. Wszyscy członkowie Komitetu są niezależnymi dyrektorami, zgodnie z definicją „niezależności” zawartą w formularzu Zarządzenia Krajowego 52-110.

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. Pełniąc te funkcje, Michael A. McVea zdobył doświadczenie, 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, spółki publicznej notowanej na TSX. Pełniąc te funkcje, Stephen C. Akerfeldt zdobył doświadczenie i znajomość rachunkowości i sprawozdawczości finansowej, a także procedur, polityki i zasad obowiązujących na rynkach kapitałowych.

Gary R. King

Gary R. King jest założycielem i partnerem zarządzającym Matrix Partnership – firmy doradztwa strategicznego z siedzibą w Dubaju w Zjednoczonych Emiratach Arabskich. Ostatnio piastował stanowisko Prezesa Zarządu Regalis Petroleum, niepublicznej spółki prowadzącej działalność w branży ropy naftowej i gazu głównie w Republice Czadu. Wcześniej od kwietnia 2012 roku był Prezesem Zarządu Dutco Natural Resources Investments Ltd. 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. Od marca 2001 roku do grudnia 2005 roku piastował stanowiska kierownicze (w odwrotnej kolejności chronologicznej) w następujących firmach: Macquarie Bank, Matrix Commodities oraz Standard Bank London. Od 1983 roku pracował (w odwrotnej kolejności chronologicznej) w następujących firmach: Emirates National Oil Company, Dragon Oil PLC, TransCanada International Petroleum, Morgan Stanley oraz Neste Oy. 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.

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. 3.2 (*Pierwotne oferty publiczne*), 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 (*Nabywanie umiejętności zarządzania własnymi środkami finansowymi*) ani wyłączeniu całościowemu lub częściowemu wynikającemu z części 8 (*Wyłączenia*) Zarządzenia Krajowego 52-110.

Nadzór sprawowany przez Komitet Audytu

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

Wstępna akceptacja polityki i procedur

Komitet Audytu dokonuje wstępnej akceptacji w zakresie 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)

Rok obrotowy zakończony z dniem	2013	
31 grudnia	2014	
Honoraria za badanie sprawozdań finansowych ⁽¹⁾	556.732 USD	548.926 USD
Honoraria za usługi związane z badaniem sprawozdań finansowych ⁽²⁾	79.214 USD	89.178 USD
Inne honoraria za usługi podatkowe ⁽³⁾	225.728 USD	213.164 USD
Inne kwoty ⁽⁴⁾	66.721 USD	59.719 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 związane z badaniem sprawozdań finansowych obejmują łączne kwoty za usługi zapewniające i usługi powiązane świadczone przez zewnętrznego audytora emitenta, które są w uzasadnionym zakresie związane z przeglądem sprawozdań finansowych emitenta, a których nie wykazano w ramach honorariów za badanie sprawozdań finansowych.
- (3) Honoraria za usługi podatkowe obejmują kwoty związane z usługami planowania podatkowego i przestrzegania przepisów w zakresie podatku dochodowego i innych podatków.
- (4) Inne kwoty obejmują kwoty zapłacone w związku z notowaniem akcji na Giełdzie Papierów Wartościowych w Warszawie 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 Zwyczajnych”, 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 dodatnich 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 Tunezji i Rumunii. Na dzień niniejszego RFI nie stwierdzono żadnych potwierdzonych ani prawdopodobnych rezerw związanych z aktywami Spółki w Rumunii, 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 Rumunii, Brunei i Syrii Spółka ma prawo prowadzić działania poszukiwawcze oraz – po spełnieniu określonych warunków – wydobycie ropy naftowej i gazu ziemnego, po ich ewentualnym odkryciu.

System regulacyjny dotyczący zasobów węglowodorów na Ukrainie jest administrowany przez kilka organów rządowych, w tym przez Ministerstwo 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 wydobycie (zwanym w niniejszym RFI „licencjami na prace poszukiwawcze i zagospodarowanie” oraz „licencjami na wydobycie”).

W Tunezji sektor ropy naftowej i gazu podlega regulacji ze strony narodowego koncernu naftowego ETAP. Jednocześnie ETAP jest właścicielem 55% udziału w prawie użytkowania górnictwa na terenie koncesji Sabria oraz przysługuje mu prawo odkupu 50% udziału w koncesji Chouech Es Saida po osiągnięciu łącznego wydobycia z koncesji na poziomie 6,5 MMbbl, co może prowadzić do konfliktu interesu w związku z jego podwójną rolą jako regulatora i partnera posiadającego udział w prawie użytkowania górnictwa.

Szczegółowe prawa i obowiązki Spółki na Ukrainie są zawarte w warunkach Koncesji na Ukrainie. Prace wykonywane przez Spółkę zgodnie z warunkami Koncesji na Ukrainie oraz umowami o podziale wpływów z wydobycia podzielone są na dwa etapy – pierwszy dotyczący fazy poszukiwawczej i drugi dotyczący wydobycia. W przypadku stwierdzenia, że odkryte aktywa naftowe i gazowe będą zdolne do generowania stałego strumienia dodatkich przepływów pieniężnych z wydobycia i sprzedaży ropy naftowej i gazu (tj. po ustaleniu, że omawiane aktywa naftowe i gazowe mają charakter „komercyjny”), oraz po zatwierdzeniu planu zagospodarowania przez rząd, Spółka będzie mogła rozpocząć prace wydobywcze bez konieczności spełnienia innych warunków.

W Tunezji szczegółowe prawa i obowiązki Spółki określają postanowienia Umów Koncesji w Tunezji. Utrzymanie koncesji nie wymaga realizacji zobowiązań do prowadzenia prac bądź dokonania nakładów inwestycyjnych.

W Rumunii prawa i obowiązki Serinus reguluje Umowa Koncesji Satu Mare, wspólna umowa operacyjna pomiędzy Spółką a Rompetrol S.A. oraz Umowa Joint Venture Satu Mare. Obecnie realizowany jest Etap 2 prac poszukiwawczych zgodnie z Umową Koncesji Satu Mare, w ramach którego istnieje obowiązek przeprowadzenia prac obejmujących wykonanie dwóch odwiertów poszukiwawczych oraz pozyskanie 60 km² danych sejsmicznych 3D. Wykonanie, uzbudowanie i testowanie odwiertów Moftinu-1001 i Moftinu-1002bis oraz program danych sejsmicznych 3D na obszarze Santau stanowią wypełnienie zobowiązań do przeprowadzenia prac w ramach Etapu 2. Zobacz punkt „*Główne aktywa naftowe i gazowe – Rumunia*”.

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 wydobycia rezerw ropy naftowej i gazu ziemnego w ramach aktywów Spółki na Ukrainie, w Tunezji i Rumunii 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 wydobycia. Przyszły wzrost rezerw Spółki zależeć będzie nie tylko od zdolności Spółki do prowadzenia działalności poszukiwawczej i zagospodarowania jej obecnych aktywów na Ukrainie, w Tunezji i Rumunii, ale również od jej zdolności do wyboru i pozyskania nowych aktywów. Z wielu powodów Spółka może nie mieć możliwości wyszukania lub przejścia 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 wydobycia 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 wydobycia i przychodów nie wzrosną, zaś istniejące rezerwy Spółki będą się z czasem kurczyć, w miarę wyczerpywania się rezerw wskutek wydobycia. 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 Rumunii lub dalszego zagospodarowania Aktywów na Ukrainie lub Aktywów w Tunezji, lub jeśli programy te z innych przyczyn nie będą kontynuowane, może to wywrzeć poważny niekorzystny wpływ na działalność, sytuację finansową oraz wyniki działalności operacyjnej Spółki, a tym samym na cenę Akcji Zwykłych. Przyszłe rezerwy ropy naftowej i gazu ziemnego Spółki oraz bieżąca działalność w zakresie pozyskiwania ropy naftowej i gazu ziemnego z tychże rezerw, a tym samym jej zdolność do generowania przepływów pieniężnych i zysków, są w wysokim stopniu uzależnione od nieustannego zagospodarowywania istniejących rezerw ropy naftowej i gazu ziemnego lub pozyskiwania przez Spółkę nowych rezerw ropy naftowej i gazu ziemnego. Bez stałego 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 wydobycie z odwiertów produkcyjnych. Do uwarunkowań tych należą: opóźnienia w uzyskiwaniu zezwoleń i zgód rządowych, ograniczenie wydobycia z poszczególnych odwiertów z uwagi na ekstremalne warunki pogodowe, niewystarczającą pojemność składowania lub przepustowość przesyłu oraz inne warunki geologiczne lub mechaniczne.

Aktywa Spółki na Ukrainie i w Tunezji obejmują czynne instalacje wydobywcze gazu ziemnego i kondensatu. Działalność w zakresie wydobywczym jest obarczona szeregiem ryzyk towarzyszących zwykle takiemu wydobyciu gazu, ropy naftowej i kondensatu, w tym m.in. ryzykiem napotkania niespodziewanych formacji lub ciśnień, przedwczesnego wyczerpywania się złóż oraz przedostania się wód do formacji produkcyjnych. Chociaż staranny nadzór nad odwiertami i ich skuteczna obsługa eksploatacyjno-ruchowa mogą w dłuższej perspektywie czasu przyczynić się do zmaksymalizowania poziomu wydobycia, to nie da się wyeliminować opóźnień w wydobyciu 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 wydobycia w jednym lub kilku punktach wydobycia 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 któregokolwiek 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 komercyjnej ilości 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 wydobycia, jak też ewentualnie innych koncesji lub umów o podziale wpływów z wydobycia 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 wydobycia, Spółka może zrzec się swojego udziału w danej koncesji lub umowie o podziale wpływów z wydobycia, a wówczas nie będzie posiadać żadnych dalszych praw do działalności poszukiwawczej, mimo ewentualnej identyfikacji pewnej liczby dodatkowych obiektów poszukiwawczych.

Odwiert negatywny może również mieć niekorzystny wpływ na cenę akcji zwykłych Spółki, wskutek czego dodatkowe finansowanie niezbędne do pokrycia kosztów dalszych prac poszukiwawczych Spółki może nie być dostępne, bądź też może być ono dostępne na niekorzystnych warunkach. 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 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 względnie wczesnym etapie rozwoju. W obrębie obiektów poszukiwawczych Spółki w Rumunii 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 wydobycia 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 ujemny skonsolidowany kapitał obrotowy w wysokości 13,0 mln USD na dzień 31 grudnia 2014 roku (na dzień 31 grudnia 2013 roku – 23,13 mln USD), w tym środki pieniężne i ekwiwalenty w kwocie 11,1 mln USD (na dzień 31 grudnia 2011 roku – 19,92 mln USD). W ocenie Spółki jej zasoby pieniężne na dzień 31 grudnia 2014 roku wraz z finansowaniem dostępnym w ramach Kredytu EBOR w Rumunii, sfinalizowanym w lutym 2015 roku, są wystarczające do sfinansowania działalności operacyjnej i zaplanowanych nakładów kapitałowych przewidzianych na następnych 12 miesięcy. Obecnie Spółka przewiduje ograniczone nakłady kapitałowe w 2015 roku w związku z niższym poziomem przepływów środków pieniężnych wskutek spadku cen surowców i wzrostu opłat eksploatacyjnych na Ukrainie. Dodatkowe finansowanie może być uzyskane poprzez podwyższenie kapitału lub podjęcie działań związanych z ograniczeniem lub przełożeniem obecnie planowanych nakładów kapitałowych i/lub zbycie aktywów, co podlegać będzie ocenie i realizacji w zależności od potrzeb 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 wzrostu poziomu produkcji i dodatnich 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 Serinus, 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. Ponadto w przypadku zamiany Kredytu Zamiennego w ramach Kredytu EBOR w Tunezji na akcje zwykłe, nastąpi rozwodnienie obecnego akcjonariatu posiadającego Akcje Zwykłe.

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.

Wykonanie zobowiązań umownych dotyczących prac, przewidzianych w zawartej przez Spółkę Umowie Koncesji Satu Mare i Umowie Farm Out Satu Mare, 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 Rumunii 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 wydobyć. 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.

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.

W II kwartale 2012 roku Winstar była przedmiotem trzech strajków trwających łącznie 11 dni, które spowodowały przestoje w wydobywaniu na terenie koncesji Chouech Es Saida, Ech Chouech i Sanrhar. Akcje te zorganizowane przez lokalny związek zawodowy nie ograniczały się do Winstar, ale objęły wszystkie sektory społeczno-gospodarcze w Tunezji. Strajki zasadniczo dotyczyły żądań pracowników kontraktowych i stażystów domagających się pełnoetatowego zatrudnienia w Winstar. Winstar wynegocjowała układ ze swoimi regionalnymi pracownikami i odpowiednimi związkami, lecz w I kwartale 2013 roku była przedmiotem kolejnych sporów pracowniczych i przestojów w wydobywaniu, wskutek których wydobywanie zawieszono łącznie na okres 26 dni. Dalsze negocjacje umożliwiły rozwiązanie sporu, przy czym wprowadzono również mechanizm rozstrzygania sporów, dzięki któremu Spółka chce uniknąć dalszych sporów pracowniczych i przestojów w wydobywaniu. Jednocześnie nie można zagwarantować uniknięcia przyszłych niepokojów społecznych i politycznych w Tunezji i ich niekorzystnego oddziaływania na Spółkę.

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.

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 urzędzeń 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 wstąpienia 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, Tunezji i Rumunii. 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 samodzielnie podjąć 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 i w Tunezji, 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 wydobycia 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 powstańców, 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, Tunezji i Rumunii 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 protekcjonistycznym 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 w niniejszym RFI. Chociaż aktywa Spółki są geograficznie zdywersyfikowane na trzy kraje, to tylko w

ramach działalności na Ukrainie i w Tunezji Spółka prowadzi obecnie wydobycie 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 lub w Tunezji.

Niestabilność polityczna i geopolityczna na Ukrainie

W grudniu 2013 roku władze Ukrainy wycofały się z rozmów z UE dotyczących ściślejszych powiązań gospodarczych i zawarły umowę z Rosją. W zamian za bliższe relacje polityczne i gospodarcze Rosja miała zainwestować 15 mld USD w ukraińskie obligacje rządowe i sprzedawać Ukrainie gaz ziemny z 30% zniżką w stosunku do aktualnej ceny wynoszącej ok. 410 USD za tysiąc metrów sześciennych. Wkrótce potem wybuchły i rozpowszechniły się uliczne akcje protestacyjne. W dniu 22 lutego 2014 roku ukraiński parlament przegłosował odwołanie prezydenta Wiktora Janukowycza, który następnie uciekł z kraju. W dniu 26 maja 2014 roku nowym prezydentem został Petro Poroszenko.

W reakcji Rosja oświadczyła, iż nie uznaje nowego rządu Ukrainy i rozpoczęła manewry wojskowe wzdłuż granicy pomiędzy oboma państwami. Zwiększyła również obecność swych wojsk na Półwyspie Krymskim. Na Krymie rozpoczęły się prorosyjskie demonstracje, a władze regionu przyjęły deklarację niepodległości, otwierając drogę do referendum w sprawie niezależności w dniu 16 marca. W referendum 97% głosujących opowiedziało się za przystąpieniem do Federacji Rosyjskiej, po czym lokalne władze Krymu i Rosja zawarły traktat, a 11 kwietnia Rosja anektowała Krym. Na konferencji prasowej 4 marca prezydent Rosji Władimir Putin ogłosił, że Gazprom cofnie zniżkę na cenę gazu od 1 kwietnia.

W II i III kwartale 2014 roku nasiliły się walki we wschodniej części kraju, a linia demarkacyjna pomiędzy wojskiem ukraińskim i siłami separatystów przesuwała się. W dniu 8 września ogłoszono zawieszenie broni, które jednak szybko zostało naruszone. W dniu 12 lutego 2014 roku ogłoszono kolejne zawieszenie broni obowiązujące od 15 lutego 2014 roku. Stany Zjednoczone i Unia Europejska nałożyły sankcje na niektórych członków rosyjskich władz oraz w odniesieniu do udziału Rosji w światowym systemie finansowym. Rosja odpowiedziała własną listą sankcji wymierzonych w niektórych członków władz amerykańskich i kanadyjskich.

W wyborach parlamentarnych 25 października 2014 roku partie prezydenta Poroszenki i premiera Jacyniuka uzyskały po ok. 21% głosów. Po dłuższych negocjacjach 2 grudnia 2014 roku powstał koalicyjny rząd.

Dodatkowym skutkiem niestabilności jest wprowadzenie przez ukraiński rząd szeregu działań mających podnieść dochody lub ograniczyć wydatki w celu finansowania operacji wojskowych. Obejmują one podwyższenie opłat eksploatacyjnych za gaz i kondensat odpowiednio do 55% i 45% (z poziomu 28% i 43%) oraz zarezerwowanie dużej części rynku gazu ziemnego dla państwowej spółki naftowej Naftogaz, choć w lutym tę ostatnią uchwałę uchylił ukraiński sąd. Nie ma pewności, czy i kiedy kolejne takie działania zostaną wprowadzone w przyszłości.

W chwili publikacji niniejszego dokumentu rząd ukraiński prowadzi z MFW rozmowy w sprawie nowego pakietu pomocy gospodarczej. Zgodnie ze standardowymi procedurami i zakresem kompetencji MFW pomoc taka jest zwykle uzależniona od przeprowadzenia reform w gospodarce i na rynku pracy państwa-beneficjenta. Do momentu ogłoszenia warunków pakietu pomocowego nie wiadomo, jak takie ewentualne reformy wpłyną między innymi na gospodarkę ukraińską, krajowy rynek gazu ziemnego czy system fiskalny w zakresie produkcji węglowodorów.

Dalszego rozwoju sytuacji nie da się przewidzieć. Możliwe konsekwencje tych wydarzeń to między innymi dalsza dewaluacja ukraińskiej hrywny w stosunku do walut obcych, ograniczona zdolność Ukrainy do regulowania należności za towary i usługi, rozpad państwa na dwie lub więcej części, a w najgorszym przypadku – wojna domowa lub okupacja Ukrainy. Działalność operacyjna KUB-Gas zasadniczo odbywa się dotychczas bez przeszkód, ale narastające niepokoje mogą spowodować ograniczenie lub zawieszenie działalności. W przypadku upadku rządu, możliwa jest utrata tytułu prawnego KUB-Gas to Koncesji 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 Raporcie 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 wydobywania, kapitału na działalność i zagospodarowanie oraz innej niepewności towarzyszącej szacowaniu ilości ropy naftowej i gazu ziemnego dostępnych do wydobywania. W efekcie nie ma żadnej gwarancji, że możliwe będzie wydobywanie szacowanej ilości i jakości ropy naftowej i gazu ziemnego, zgodnie z informacjami opublikowanymi w Raporcie 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. Raport RPS przygotowała RPS – zewnętrzna spółka inżynierska, specjalizująca się w ocenie aktywów naftowo-gazowych. RPS przygotowała Raport 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 wydobywania ropy naftowej i gazu z nowo odkrytych 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 Raporcie 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.

Przestrzeżenie przepisów obowiązujących w zagranicznych systemach prawnych

W większości krajów, również na Ukrainie, w Tunezji i Rumunii, 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 Tunezji i Rumunii, 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. W związku z wygaśnięciem Umowy o podziale wpływów z wydobywania dla Bloku M w Brunei w sierpniu 2012 roku, 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. 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 wydobycia 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 rezerwy ropy naftowej i gazu ziemnego i/lub przychody z wydobycia. Na dzień 31 grudnia 2014 roku Spółka była narażona na ryzyko wynikające głównie z wahań kursów wymiany dolara kanadyjskiego, hrywny ukraińskiej, dinara tunezyjskiego i leja rumuńskiego. Poniższa tabela zawiera zestawienie ryzyka kursowego Spółki dla poszczególnych walut:

(w tys.)	31 grudnia 2014 r.				31 grudnia 2013 r.			
	CAD	UAH	TD	LEU	CAD	UAH	TD	LEU
Środki pieniężne i ekwiwalenty	687	9.075	9.909	6.692	112	22.027	446	947
Należności	210	80.232	31.258	(326)	103	22.640	16.763	120
	-	10.871	1.005	-				
Czynne rozliczenia międzyokresowe	88	16.923	164	82	318	46.479	97	-
Zobowiązania	(1.521)	(180.473)	(37.442)	(15.213)	(879)	(66.266)	(17.261)	(498)
Ekspozycja na ryzyko kursowe netto	(536)	(63.372)	4.894	(8.765)	(346)	24.880	75	569
Wartość w USD wg kursu wymiany na koniec okresu	(462)	(3.893)	2.619	(2.366)	(325)	3.001	46	177

Za rok zakończony dnia 31 grudnia 2014 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 54.000 USD (w 2013 roku - 28.000 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 2014 roku niezrealizowane ujemne różnice kursowe wyniosły 7,4 mln USD (w 2013 roku – ujemne różnice kursowe na poziomie 0,4 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 i w Tunezji, 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 zmieniła się w 2014 roku w miarę wzrostu konkurencji na rynku sprzedaży gazu. Kierownictwo KUB-Gas obecnie prowadzi analizę docelowych odbiorców, których grupę ograniczono do wiarygodnych podmiotów prowadzących obrót gazem ziemnym.

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 koncesyjne i umowy o podziale wpływów zawarte przez Spółkę zawierają, a umowy, 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 eksploatacji 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.
- Poza przysługującym ETAP prawem odkupu udziału w koncesji Chouech Es Saida (ETAP może odkupić 50% udziału w prawie użytkowania górniczego netto (po opłatach eksploatacyjnych) po osiągnięciu łącznej produkcji ropy naftowej brutto na poziomie 6,5 mln bbl), Aktywa w Tunezji nie są przedmiotem żadnych zobowiązań dotyczących zrzeczenia się.
- W Rumunii zachowanie koncesji Satu Mare uwarunkowane jest ukończeniem Etapu 2 programu prac poszukiwawczych opisanego w punkcie „*Główne aktywa naftowe i gazowe – Rumunia*” oraz skutecznym przeprowadzeniem negocjacji w sprawie Etapu 3 okresu poszukiwawczego.

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, 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.

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 aktami. Brak jest również sądowych i administracyjnych wytycznych odnośnie do interpretacji ustawodawstwa ukraińskiego, a mechanizm orzekania przez ukraiński Trybunał Konstytucyjny jest skomplikowany. Źródłem dalszych komplikacji jest brak dużego doświadczenia 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 2004 roku i 2005 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. Ponadto w 2014 roku rząd podwyższył stawkę opłat eksploatacyjnych za gaz ziemny i ropę naftową odpowiednio do 55% i 45% (z poziomu 28% i 43%), początkowo jako środek tymczasowy ze skutkiem od dnia 1 sierpnia 2014 roku, zaś od 1 stycznia 2015 roku na stałe. 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.

Tunezja

W 2011 roku w Tunezji wybuchły zamieszki i demonstracje polityczne, wskutek których poprzedni prezydent ustąpił po 23 latach sprawowania urzędu. Powołano Zgromadzenie Konstytucyjne, które miało przygotować nową konstytucję i powołać nowy rząd na okres do momentu ratyfikowania nowej konstytucji i przeprowadzenia demokratycznych wyborów. W tym okresie trwały walki polityczne, występowała niestabilność i miały miejsce zamachy. Nowa konstytucja została przyjęta 27 stycznia 2014 roku przez Zgromadzenie Narodowe Tunezji.

Konstytucja jest owocem kompromisu pomiędzy islamską partią Ennahdha (która stała na czele rządu) a siłami opozycyjnymi. Przewiduje ona podwójną władzę wykonawczą, określa ograniczoną rolę islamu i po raz pierwszy w historii prawnej świata arabskiego wprowadza równość i parytet kobiet i mężczyzn. Jako nadrzędny akt prawny państwa, konstytucja ma pierwszeństwo przed ustawami, a nawet traktatami międzynarodowymi. W przypadku kolizji pomiędzy istniejącym prawodawstwem a nową konstytucją, pierwszeństwo ma konstytucja. Obowiązujące przepisy prawa tunezyjskiego, które regulują działalność grupy Serinus w Tunezji, nadal mają zastosowanie, jeśli nie są sprzeczne z przepisami nowej konstytucji.

W dniu 26 października 2014 roku odbyły się wybory parlamentarne, w których świecka partia Nidaa Tounes zdobyła 89 mandatów. Islamska partia Ennahdha zajęła drugie miejsce i uzyskała 69 mandatów. Zmiana rządu dokonała się w sposób pokojowy. W dniu 23 listopada 2014 roku w kraju odbyły się wybory prezydenckie. W pierwszej turze nie wyłoniono zwycięzcy, zaś pod drugiej turze w dniu 21 grudnia 2014 roku prezydentem został kandydat partii Nidaa Tounes: Beji Caid Essebsi.

Rumunia

Rumunia jako państwo członkowskie Unii Europejskiej podjęła weryfikację warunków poszerzenia koncesji wydobywczych przyznanych przez NAMR w 2011 roku w całej branży naftowej w Rumunii, w tym w odniesieniu do partnera Spółki – Rompetrol S.A. Procedura prawna z udziałem Trybunału Obrachunkowego – urzędu sprawującego kontrolę nad administracją oraz NAMR jest obecnie w toku. Ryzyka związanego z ważnością przedłużenia koncesji nie uważa się za istotne.

Rumuński system prawny wywodzi się z kodeksu napoleońskiego. Sądownictwo jest niezawisłe, zaś zasady funkcjonowania i strukturę organizacyjną rumuńskiego wymiaru sprawiedliwości określa rumuńska konstytucja oraz ustawa nr 304/2004 w sprawie organizacji wymiaru sprawiedliwości. Orzeczenia zapadają z ramienia prawa w następujących sądach: Sąd Najwyższy i Kasacyjny, sądy apelacyjne, trybunały, trybunały specjalne, sądy wojskowe oraz sądy pierwszej instancji. Władzę sądowniczą sprawują sądy w ramach hierarchii organizacyjnej, której najwyższym szczeblem jest Sąd Najwyższy i Kasacyjny.

Postępowania sądowe prowadzone przy otwartych drzwiach z wyjątkami przewidzianymi przepisami prawa. Rumuński system sędziowski pozostaje pod silnym wpływem Francji. Wszystkich sędziów mianuje prezydent na wniosek Najwyższej Rady Sędziowskiej. Ministerstwo Sprawiedliwości reprezentuje „ogólny interes społeczny” i broni rządów prawa oraz praw i wolności obywatelskich. Ministerstwo sprawuje swe kompetencje za pośrednictwem niezależnych, bezstronnych prokuratorów, którzy funkcjonują w ramach hierarchii organizacyjnej pod przewodnictwem Prokuratora Generalnego.

Rumuński Trybunał Konstytucyjny jest gwarantem nadrzędności konstytucji. Rumuński Trybunał Konstytucyjny jest jedynym konstytucyjnym organem sędziowskim w Rumunii i jest niezawisły od innych władz państwowych. Jego funkcjonowanie reguluje wyłącznie konstytucja oraz ustawa nr 47/1992 w sprawie organizacji i funkcjonowania Trybunału Konstytucyjnego. W skład Trybunału wchodzi 9 sędziów powoływanych na dziewięcioletnią kadencję, której nie można przedłużyć ani odnowić.

Podsumowując, tak na Ukrainie, w Tunezji czy Rumunii, 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 wrywkowo. 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 odwiertów może zostać poddany kontroli, a problemy strukturalne i środowiskowe, takie jak zanieczyszczenie wód gruntowych, nie są łatwe do wykrycia nawet w drodze inspekcji. W związku z mogącymi nastąpić w przyszłości nabywaniem, 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 Tunezji, Rumunii, 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 – Winstar 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 wydobycia, 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 wydobycia, 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 wyrzec skutku na prawa Spółki, przysługujące jej na podstawie posiadanych przez nią koncesji

dotyczących ropy naftowej i gazu ziemnego bądź umów o podziale wpływów z wydobycia, lub doprowadzić do utraty kluczowego personelu, a także wyrzeć 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 bądź umów o podziale wpływów z wydobycia, wspólników joint venture Spółki lub inne podmioty, z którymi Spółka prowadzi współpracę gospodarczą, mógłby również znacznie zaszkodzić reputacji Spółki i jej działalności gospodarczej oraz wyrzeć 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 i w Tunezji. 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 wyrzeć 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 bądź umów o podziale wpływów z wydobycia.

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 z 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 na Ukrainie w wysokości do 40 mln USD. Umowa Kredytu EBOR na Ukrainie 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 Serinus 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 wymagany poziom wynosił 1:1, ograniczał wartość środków pieniężnych, które KUB-Gas może wypłacić w formie dywidendy. To z kolei

ograniczało zdolność Spółki do wykorzystania środków pieniężnych ze swojej działalności wydobywczej na Ukrainie w celu finansowania swojej działalności poszukiwawczej i zagospodarowania złóż w innych regionach. Po końcu 2011 roku Spółka uzyskała od EBOR zwolnienie z tej klauzuli.

Chociaż na dzień niniejszego dokumentu KUB-Gas spełnia wymogi klauzul określonych w umowie Kredytu EBOR na Ukrainie, 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 zmienią, 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.

Zobowiązania finansowe związane z Aktywami w Tunezji

W dniu 20 listopada 2013 roku Serinus zawarła umowę Kredytu EBOR w Tunezji na kwotę do 60 mln USD udzielonego przez EBOR. Kredyt EBOR w Tunezji przewiduje szeroki zakres oświadczeń i zobowiązań ze strony Serinus jako kredytobiorcy, w tym zobowiązania finansowe dotyczące wskaźnika pokrycia obsługi zadłużenia oraz wskaźnika zadłużenia finansowego do EBITDA. Przestrzeganie tych klauzul ogranicza sposób rozdysponowania przez Winstar Tunezja środków finansowych, które Serinus mógłby wykorzystać na finansowanie innych obszarów swojej działalności

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

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

Zobowiązania finansowe związane z Aktywami w Rumunii

W dniu 20 lutego 2015 roku Serinus zawarła umowę Kredytu EBOR w Rumunii w kwocie do 10 mln EUR przyznanego przez EBOR. Kredyt EBOR w Rumunii obejmuje szeroką gamę oświadczeń i zobowiązań złożonych przez Serinus jako kredytobiorcę, w tym zobowiązania finansowe w zakresie wskaźnika pokrycia obsługi zadłużenia oraz wskaźnika zadłużenia finansowego do EBITDA. Przestrzeganie tych zobowiązań narzuca ograniczenia w stosunku do możliwości dysponowania przez Winstar Tunezja środkami, które w innym przypadku Serinus mógłby wykorzystać do finansowania innych obszarów swojej działalności.

Chociaż na dzień niniejszego dokumentu Serinus spełnia wymogi klauzul określonych w umowie Kredytu EBOR w Rumunii, bądź uzyskała zwolnienie w przypadkach, kiedy takie klauzule zostały lub zostaną naruszone, włączając w to zobowiązania finansowe, to nie ma żadnej gwarancji, że okoliczności się nie zmienią, a takie zmiany mogą powodować w przyszłości naruszenie takich klauzul przez Serinus, co

może prowadzić do przyspieszenia spłaty zadłużenia. Serinus może nie dysponować wystarczającymi środkami pieniężnymi lub aktywami dla potrzeb wywiązania się ze swoich zobowiązań płatniczych w przypadku przyspieszenia spłaty zadłużenia, a nawet jeśli byłaby w stanie zrefinansować zadłużenie w przypadku naruszenia zobowiązań, to warunki nowych umów dotyczących zadłużenia mogą być mniej korzystne dla Serinus (a w związku z tym również dla Winstar Rumunia). Ponadto naruszenie zobowiązań może prowadzić do utraty przez Spółkę kluczowych aktywów Winstar Holandia, Winstar Tunezja i Winstar Rumunia, 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 któregokolwiek z wymogów wskazanych w koncesji może stanowić podstawę do anulowania koncesji udzielonej KUB-Gas. Powyższe mogłoby wywrzeć istotny niekorzystny wpływ na działalność KUB-Gas, jak również na działalność i sytuację finansową Spółki.

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

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

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. Serinus nie posiada obecnie, pośrednio ani bezpośrednio, żadnych udziałów Loon Peru Limited po przeprowadzeniu Przekształcenia z 2008 roku, w wyniku którego akcje Loon Peru Limited zostały przeniesione przez Spółkę na nową spółkę Loon Corp. Serinus 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 Serinus związanej z Gwarancją Loon wynika z pierwszego etapu prac poszukiwawczych. Minimalny program prac w ramach pierwszego etapu został zakończony a Loon Corp otrzymała od operatora bloku w Peru pismo o braku zobowiązań, w związku z czym Spółka nie spodziewa się istotnej ekspozycji z tytułu Gwarancji Loon.

Winstar może nie uzyskać spodziewanych korzyści

Mając na uwadze charakter działalności prowadzonej przez Winstar, będącej spółką prowadzącą działalność wydobywczą w branży ropy naftowej i gazu ziemnego, oraz Tunezję - jako rynek rozwijający się, na którym Winstar prowadzi swoją działalność, inwestycja Spółki w Winstar 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 Winstar, w szczególności: (a) możliwe działania mające na celu podważenie tytułów prawnych Winstar do nieruchomości oraz praw wynikających ze stosunku najmu; (b) możliwe działania mające na celu podważenie tytułów prawnych Winstar do pewnych obiektów posadowionych na gruncie oraz odwiertów gazowych; (c) możliwe spory dotyczące koncesji udzielonych Winstar; (d) niemożność uzyskania, utrzymania lub odnowienia niezbędnych koncesji i specjalnych zezwoleń lub niemożność spełnienia przez Winstar wymogów tych koncesji, zezwoleń lub właściwych przepisów prawa; (e) krótkoterminowy charakter umów sprzedaży gazu ziemnego z odbiorcami; oraz (f) potencjalne pozwy podważające tytuł prawny Winstar 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) regulacje dotyczące kontroli cen, po których wydobywany gaz ziemny i inne produkty mogą być sprzedawane; (b) konkurencyjny charakter branży ropy naftowej i gazu ziemnego w Tunezji; oraz (c) niewystarczająca infrastruktura mogąca mieć wpływ na przesył wydobywanego gazu ziemnego;
- ryzyka i niepewności dotyczące Tunezji jako rynku wschodzącego, ewentualnych niepewności i niestabilności o charakterze politycznym lub ekonomicznym, jak również tunezyjskiego 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 w Tunezji,
 - skutków równoważnych wyłączeniu którejkolwiek z koncesji w Tunezji, lub
 - cofnięcia, ograniczenia, unieważnienia lub zakwestionowania określonych praw Winstar do nieruchomości, w tym zakwestionowanie tytułów do władania gruntem i do przeprowadzania prac poszukiwawczych.

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

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 konkurowania 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 zaostriżyć 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 konkurowania 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 wyżki 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 niżki 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 netto przewyższą ten limit, Spółka musi pokryć taką nadwyżkę z zysków. Przy spadku cen ropy naftowej i gazu ziemnego, skapitalizowane koszty netto Spółki mogą zbliżyć 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 2014 roku w związku takimi „górnymi limitami” Spółka zaksięgowała odpisy na utratę wartości Aktywów w Tunezji.

Ponadto tendencją w skali międzynarodowej jest taka zmiana przepisów prawa ochrony środowiska, która prowadzi 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 nieudostępnionych 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 wydobywania ropy naftowej i gazu ziemnego 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 wydobywania ropy naftowej i gazu ziemnego przez Spółkę oraz ograniczenie kontroli Spółki nad charakterem i harmonogramem jej działalności poszukiwawczej, oceny i zagospodarowania złóż, wydobywania 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, Tunezji i Rumunii, takie jak: produkt krajowy brutto, wskaźnik reinwestowania kapitału, inflacja, zasoby finansowe oraz bilans płatniczy, mogą być mniej korzystne niż wskaźniki gospodarek krajów rozwiniętych. Gospodarki te mogą być w znacznym stopniu uzależnione od określonej gałęzi przemysłu lub zagranicznego kapitału, i mogą być bardziej podatne na wpływ wydarzeń na arenie dyplomatycznej, nałożenie sankcji ekonomicznych na dany kraj lub kraje, zmiany w przyjętych formach handlu międzynarodowego, bariery handlowe oraz inne środki o charakterze protekcyjnym lub odwetowym. Możliwość inwestowania lub zwrot z inwestycji na takich rynkach mogą podlegać negatywnym wpływom działań rządowych, takich jak nakładanie ograniczeń w przepływie kapitału, upaństwowienie spółek lub poszczególnych gałęzi przemysłu, wyłączenie aktywów lub nałożenie podatków o charakterze 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 grzywny lub kar, których wysokość może być w niektórych przypadkach znaczna. Tendencją w skali międzynarodowej jest taka zmiana przepisów prawa ochrony środowiska, która prowadzi 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 istotnym 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.

Spółka prowadzi również działalność w Tunezji. Obowiązujący aktualnie w Tunezji system prawny i instytucjonalny w zakresie ochrony środowiska jest korzystniejszy w porównaniu ze standardami europejskimi. Władze Tunezji odpowiedzialne za ochronę środowiska dokonały postępów w pracy nad nowymi normami środowiskowymi oraz systemem przeciwdziałania zanieczyszczeniom obejmującym regulacje gospodarcze i ekologiczne, bodźce rynkowe, pogłębiony monitoring oraz zawieranie umów wynegocjowanych pomiędzy przemysłem a rządem. Strategia władz ma dwa cele – oczyszczenie historycznie silnie zanieczyszczonych obszarów, głównie największych aglomeracji i ośrodków przemysłowych, oraz promocja „czystego” rozwoju przemysłu o akceptowalnym wpływie na środowisko. Tunezja przestrzega postanowień Protokołu z Kioto zgodnie z Ustawą nr 2002-55 z dnia 19 czerwca 2002 roku.

Rumunia dokonała postępów w dziedzinie prawa ochrony środowiska zarówno przed, jak i po przystąpieniu do Unii Europejskiej (z dniem 1 stycznia 2007 roku). Oprócz ogólnych regulacji i zasad dotyczących ochrony środowiska, obowiązujące przepisy prawa regulują następujące obszary prawa środowiskowego: jakość powietrza, wody i gleby, kontrola zanieczyszczeń i zarządzanie ryzykiem, etykiety ekologiczne, zarządzanie i składowanie odpadów i materiałów niebezpiecznych, hałas, bioróżnorodność, biobezpieczeństwo i ochrona, zanieczyszczenia atmosfery, zmiany klimatyczne.

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 i w Rumunii. Występujące w Tunezji 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 Tunezji wydobycie gazu, zwłaszcza w południowej części kraju, ogranicza brak dostępnych gazociągów umożliwiających przesył gazu do elektrowni na północy i w centrum kraju bądź do gazociągu TransMed umożliwiającego eksport gazu. W Rumunii, gdzie Spółka nie prowadzi obecnie wydobycia 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 wydobycia, eksportu ropy naftowej i gazu ziemnego oraz w zakresie wielu innych aspektów działalności w sektorze naftowo-gazowym. Na ceny surowców może także wpłynąć rozwój alternatywnych paliw i źródeł energii.

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 MFW 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 wydobycia.

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, jak na przykład podwyższenie stawek opłat eksploatacyjnych za gaz ziemny i ropę naftową odpowiednio do 55% i 45% (z poziomu 28% i 42%). 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 wiążą się czynniki ryzyka i zagrożenia, związane zazwyczaj z tego rodzaju działalnością, do których należą zagrożenia: pożarem, eksplozją, niekontrolowaną erupcją, uwolnieniem lub wyciekami gazu, a każde z tych zdarzeń może spowodować poważne uszkodzenia odwiertów ropy naftowej i gazu ziemnego, 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 na Ukrainie, w Tunezji i Rumunii, 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 posiadała ubezpieczenie od aktów przemocy politycznej na Ukrainie, które niedawno wygasło, zaś obecnie trwają prace nad odnowieniem takiego ubezpieczenia, co uwarunkowane jest jego kosztem i dostępnością. Spółka nie posiada ubezpieczenia od 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.

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 39.909.606 Akcji Zwykłych stanowiących około 50,76% Akcji Zwykłych Spółki znajduje się w posiadaniu Kl. Dwóch dyrektorów Spółki, Manoj Madnani i Sebastian Kulczyk, zasiada w zarządzie Kl.

Posiadany przez KI udział w kapitale zakładowym Spółki umożliwia KI kontrolę nad znaczną większością decyzji podejmowanych przez akcjonariuszy Spółki, w tym decyzji w sprawie wyboru dyrektorów. Na dzień niniejszego RFI, KI posiada wystarczającą liczbę głosów, aby między innymi opóźnić, utrudnić lub uniemożliwić zmianę kontroli nad Spółką, która mogłaby być korzystna dla akcjonariuszy Spółki, a także może stanowić barierę dla potencjalnych ofert przejęcia Spółki lub ograniczyć kwotę, jaką inwestorzy byliby skłonni zapłacić za Akcje Zwykłe.

Zgodnie z raportem wczesnego sygnalizowania, opublikowanym przez KI w systemie SEDAR dnia 25 czerwca 2013 roku, KI i Radwan łącznie posiadają 40.503.823 Akcje Zwykłe stanowiące około 51,5% Akcji Zwykłych. Z punktu widzenia kanadyjskich przepisów dotyczących papierów wartościowych w pewnych okolicznościach Radwan uznać można za podmiot współdziałający z KI w związku z umową z dnia 15 września 2010 roku zawartą pomiędzy Radwan i KI, która upoważnia Radwan do procentowego udziału w inwestycjach KI i zobowiązuje Radwan do wykonywania prawa głosu z wszystkich papierów wartościowych nabytych zgodnie z tą umową zgodnie z wytycznymi KI. Łączny posiadany przez KI i Radwan udział w kapitale zakładowym Spółki umożliwia KI kontrolę nad znaczną większością decyzji podejmowanych przez akcjonariuszy Spółki, w tym decyzji w sprawie wyboru dyrektorów. Na dzień niniejszego RFI, KI 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 Zwykłych 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.

Spółka nie może zagwarantować, że KI nie sprzeda żadnych posiadanych przez siebie Akcji będących przedmiotem obrotu na rynku regulowanym. Sprzedaż przez KI znacznej liczby Akcji lub możliwość takiej sprzedaży może skutkować obniżeniem ceny Akcji Zwykłych i zmniejszyć zdolność Spółki do pozyskiwania kapitału w drodze przyszłych ofert sprzedaży Akcji Zwykłych.

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

Statut Spółki zezwala na emitowanie nieograniczonej liczby Akcji Zwykłych i nieograniczonej liczby Akcji Uprzywilejowanych, w seriach, za wynagrodzeniem i na warunkach ustalanych każdorazowo przez Radę Dyrektorów, często bez konieczności uzyskania zgody Akcjonariuszy. Ponadto, na dzień niniejszego RFI, istnieje możliwość wyemitowania 3.064.000 Akcji Zwykłych w związku z wykonaniem istniejących opcji na akcje Spółki, po cenach od 1,56 CAD za Akcję Zwykłą do 6,20 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 posiadającym Akcje Zwykłe 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 2013 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 Serinus, 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.

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 Sprzed Scalenia. Skrypty Dłużne KI/Radwan zawierały również klauzulę dodatkowego oprocentowania w wysokości 12,0% płatnego w Akcjach Sprzed Scalenia 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 Serinus finansowania w kwocie do 12,0 mln USD w celu sfinansowania bieżącego zapotrzebowania Serinus na kapitał obrotowy. KI zobowiązała się udzielić finansowania w formie pożyczki dla Serinus 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 Serinus 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. W dniu 24 czerwca 2013 roku kapitał Pożyczki KI i naliczone odsetki w kwocie 13,4 mln USD zamieniono na 3.183.268 Akcji Zwykłych zgodnie z Umową Pożyczki KI i Przekształceniem z 2013 roku.

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

Nabycie Winstar Resources

W dniu 24 czerwca 2013 roku Spółka sfinalizowała nabycie Winstar zgodnie z warunkami Przekształcenia z 2013 roku.

Zgodnie z warunkami Przekształcenia z 2013 roku, akcjonariusze Winstar za każdą posiadaną akcję otrzymali 7,555 Akcji Sprzed Scalenia lub 2,50 CAD w gotówce z zastrzeżeniem maksymalnego poziomu 35 mln CAD w gotówce, przy czym wkład pieniężny zapewniła KI. W związku z wyborem maksymalnego wynagrodzenia w gotówce, KI nabyła w ramach transakcji 14.000.000 akcji Winstar, które następnie zamieniono na Akcje Zwykłe Spółki zgodnie z warunkami Przekształcenia z 2013 roku, z czego

10.577.00 Akcji Zwykłych wyemitowano na rzecz Kl. Ponadto po sfinalizowaniu Przekształcenia z 2013 roku pan Evgenij Iorich – dyrektor Winstar został dyrektorem Serinus.

Strategiczne relacje z Dutco i Pożyczka Dutco

W lipcu 2013 roku Serinus i Dutco ogłosiły sformalizowanie relacji strategicznych. Gary King, dyrektor Spółki, był wówczas Głównym Dyrektorem Dutco Natural Resources Investments Ltd., podmiotu stowarzyszonego Dutco. W ramach nowych relacji strategicznych:

- przyznano Opcję w Brunei i Prawo Konwersji Dutco;
- Serinus i Dutco uzgodniły, że będą wspólnie analizować możliwości współpracy w ramach inwestycji naftowych i gazowych w Tunezji w okresie jednego roku począwszy od dnia 17 lipca 2013 roku; oraz
- Serinus i Dutco zawarły umowę Pożyczki Dutco. Na dzień 31 grudnia 2013 roku w ramach pożyczki zaciągnięto 15 mln USD, którą to kwotę w 2014 roku w całości spłacono.

Szczegółowe informacje o relacjach strategicznych z Dutco – zobacz punkt *“Informacje ogólne o rozwoju działalności – Strategiczne relacje z Dutco i Pożyczka Dutco”*.

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*), zawartych w ciągu ostatniego roku obrotowego i nadal obowiązujących na dzień niniejszego RFI, w podziale na umowy zawarte w zwykłym toku działalności i umowy zawarte poza zwykłym tokiem działalności.

Umowy zawarte w zwykłym toku działalności

Dodatkowe informacje o poniższych umowach przedstawiono w punkcie *„Główne aktywa naftowe i gazowe – Rumunia – Istotne umowy”*.

- *Umowa Koncesji Satu Mare*
- *Umowa Farm Out Satu Mare*

Umowy zawarte poza zwykłym tokiem działalności

Dodatkowe informacje o poniższej umowie przedstawiono w punkcie *„Główne aktywa naftowe i gazowe – Ukraina – Istotne umowy”*.

- *Umowa akcjonariuszy („SHA”)*
- *Umowy o Świadczenie Usług Technicznych*

Dodatkowe informacje o poniższych umowach przedstawiono w punktach *„Informacje ogólne o rozwoju działalności – Kredyt EBOR – Ukraina”*, *„Informacje ogólne o rozwoju działalności – Nabycie Winstar Resources”*, *„Informacje ogólne o rozwoju działalności – Kredyt EBOR – Tunezja”*, *„Informacje ogólne o rozwoju działalności – Kredyt EBOR – Rumunia”* oraz *„Informacje ogólne o rozwoju działalności – Pożyczka Dutco”*.

- *Kredyt EBOR – Ukraina*
- Umowa przekształcenia z dnia 24 kwietnia 2013 roku pomiędzy Spółką, KI i Winstar, zgodnie z którą przeprowadzono Przekształcenie z 2013 roku. Szczegółowe informacje o umowie przekształcenia z dnia 24 kwietnia 2013 roku przedstawiono w raporcie o istotnej zmianie z dnia 6 marca 2013 roku, który niniejszym włącza się poprzez odniesienie do niniejszego RFI, a który jest dostępny w profilu Spółki na stronie SEDAR www.sedar.com.
- *Kredyt EBOR – Tunezja*
- *Kredyt EBOR – Rumunia*
- *Pożyczka Dutco*

NIEZALEŻNOŚĆ EKSPERTÓW

KPMG LLP, Chartered Accountants (audytor Spółki) sporządził raport biegłego rewidenta na temat skonsolidowanego bilansu Spółki na dzień 31 grudnia 2013 roku oraz skonsolidowanego sprawozdania z całkowitych zysków i przepływów środków pieniężnych za rok zakończony z dniem 31 grudnia 2014 roku, który to raport biegłego rewidenta dotyczy ostatniego zakończonego roku obrotowego Spółki. Na dzień 18 marca 2015 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 potwierdzonych, prawdopodobnych i możliwych rezerw Spółki na Ukrainie i w Tunezji, 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. 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 17 kwietnia 2014 roku, wydanym w związku z walnym zgromadzeniem akcjonariuszy zwołanym na dzień 14 maja 2014 roku. Dodatkowe informacje finansowe znajdują się w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym Spółki na dzień i za rok obrotowy zakończony 31 grudnia 2014 roku zbadanym przez biegłego rewidenta, jak również w sprawozdaniu kierownictwa w działalności za rok obrotowy zakończony 31 grudnia 2014 roku.



SERINUS
ENERGY

ZAŁĄCZNIK A

SERINUS ENERGY INC.

**OŚWIADCZENIE O STANIE REZERW
I INNE INFORMACJE O ROPIE NAFTOWEJ I GAZIE
(Formularz 51-101F1)**

za rok zakończony 31 grudnia 2014 r.

25 marca 2015 r.

Niniejszy dokument stanowi tłumaczenie oryginału sporządzonego w języku angielskim. W przypadku wątpliwości interpretacyjnych obowiązuje wersja angielska.

SPIS TREŚCI

CZĘŚĆ 1:	WSTĘP	3
CZĘŚĆ 2:	UJAWNIEŃ DANYCH O REZERWACH	4
CZĘŚĆ 3:	ZAŁOŻENIA DOTYCZĄCE CEN	13
CZĘŚĆ 4:	UZGODNIENIE ZMIAN REZERW I PRZYSZŁYCH PRZYCHODÓW NETTO	14
CZĘŚĆ 5:	DODATKOWE INFORMACJE NT. DANYCH O REZERWACH	16
	Rezerwy niezagospodarowane	16
	Istotne czynniki mające wpływ na dane o rezerwach lub niepewność związana z tymi danymi	17
	Przyszłe koszty zagospodarowania	18
CZĘŚĆ 6:	POZOSTAŁE INFORMACJE O ROPIE NAFTOWEJ I GAZIE	19
	Aktywa naftowo-gazowe oraz odwierty	19
	Aktywa bez przypisanych rezerw	19
	Kontrakty terminowe	22
	Dodatkowe informacje dotyczące kosztów likwidacji i rekultywacji	22
	Perspektywy podatkowe	23
	Poniesione koszty	23
	Działalność poszukiwawcza i związana z zagospodarowaniem złóż	24
	Oszacowania wydobycia	25
	Historia wydobycia	26
CZĘŚĆ 7:	UWAGI	28

Część 1 – Wstęp

Informacje podane w niniejszym oświadczeniu dotyczą stanu na 31 grudnia 2014 roku, o ile nie zaznaczono inaczej. 20 marca 2015 roku jest datą sporządzenia tych informacji.

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 Serinus Energy Inc. (zwanej dalej „Spółką”, „Serinus” lub „SEN”), zgodnie z szacunkami RPS Energy (zwanej dalej „RPS”) według stanu na dzień 31 grudnia 2014 roku, zaprezentowanymi w raporcie RPS z dnia 20 marca 2015 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 na Ukrainie wydobycie gazu ziemnego oraz kondensatu. Spółka jest pośrednio właścicielem 70% udziałów w podmiocie zależnym (KUBGas Holdings Limited), który z kolei posiada 100% udziałów KUB-Gas. Zgodnie z MSSF Serinus raportuje swoje wyniki finansowe i operacyjne na bazie skonsolidowanej (tj. ujmując 100% wyników z działalności na Ukrainie). Dla wygody inwestorów Spółka i Raport RPS nt. Ukrainy pokazują rezerwy oraz wartości zdyskontowanych przepływów pieniężnych zarówno dla całości udziałów KUB-Gas w polach (tj. 100%) – jak to ma miejsce w sprawozdaniach finansowych, jak i dla wynoszącego 70% efektywnego udziału operacyjnego Spółki.

Raport RPS nt. Tunezji oszacowuje rezerwy Winstar Tunisia B.V., spółki pośrednio zależnej (100% udziału) Serinus Energy. Spółka przejęła 24 czerwca 2013 r. Winstar Resources Limited, która posiadała aktywa w Tunezji i Rumunii.

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

Ocenę sporządzono w oparciu o wiedzę RPS na temat ustawodawstwa dotyczącego wydobycia ropy naftowej, opodatkowania oraz innych obowiązujących regulacji, aktualnie odnoszących się do wspomnianych udziałów. 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.

Część 2 – Ujawnienia danych o rezerwach

Poniższe tabele opracowano na podstawie informacji zawartych w Raporcie RPS nt. Ukrainy i Raporcie RPS nt. Tunezji według stanu na dzień 31 grudnia 2014 roku. Niektóre liczby w tabelach mogą się nie sumować ze względu na zaokrąglenia.

Dane dotyczące rezerw

PODSUMOWANIE REZERW ROPY, GAZU ZIEMNEGO I JEGO CIECZY W OPARCIU O PROGNOZOWANE CENY I KOSZTY STAN NA 31 GRUDNIA 2014 R.

Tabela 2.1-1 - 100% udziału w aktywach ukraińskich	ROPA LEKKA I ŚREDNIA		GAZ ZIEMNY		GAZ (ciecze)	
	brutto (Mbbl)	netto (Mbbl)	brutto (MMcf)	netto (MMcf)	brutto (Mbbl)	netto (Mbbl)
KATEGORIA REZERW⁽¹⁾						
TUNEZIA						
POTWIERDZONE						
Zagospodarowane eksploatowane	1 565	1 362	3 059	2 738	37	31
Zagospodarowane nieeksploatowane	311	266	1 740	1 490	92	78
Niezagospodarowane	1 066	941	2 478	2 286	-	-
POTWIERDZONE OGÓŁEM	2 942	2 569	7 277	6 514	128	109
PRAWDOPODOBNE	5 108	4 393	12 704	11 322	158	-
POTWIERDZONE PLUS PRAWDOPODOBNE OGÓŁEM	8 050	6 962	19 981	17 836	286	109
UKRAINA						
POTWIERDZONE						
Zagospodarowane eksploatowane	0	0	17 789	8 005	90	50
Zagospodarowane nieeksploatowane	0	0	6 137	2 762	31	17
Niezagospodarowane	0	0	4 000	1 800	30	16
POTWIERDZONE OGÓŁEM	0	0	27 926	12 567	152	83
PRAWDOPODOBNE	0	0	36 570	16 457	307	169
POTWIERDZONE PLUS PRAWDOPODOBNE OGÓŁEM	0	0	64 496	29 023	459	252
SPÓŁKA OGÓŁEM						
POTWIERDZONE						
Zagospodarowane eksploatowane	1 565	1 362	20 848	10 743	127	81
Zagospodarowane Nieksploatowane	311	266	7 877	4 251	123	95
Niezagospodarowane	1 066	941	6 478	4 086	30	16
POTWIERDZONE OGÓŁEM	2 942	2 569	35 203	19 080	280	192
PRAWDOPODOBNE	5 108	4 393	49 275	27 779	465	169
POTWIERDZONE PLUS PRAWDOPODOBNE OGÓŁEM	8 050	6 962	84 478	46 859	745	361

Uwagi:

(1) Zob. definicje pojęć rezerw „potwierdzonych”, „prawdopodobnych” i „możliwych” na stronie 12 niniejszego dokumentu.

**PODSUMOWANIE REZERW ROPY, GAZU ZIEMNEGO I JEGO CIECZY
W OPARCIU O PROGNOZOWANE CENY I KOSZTY
STAN NA 31 GRUDNIA 2014 R.**

Tabela 2.1-1 - 70% udziału w aktywach ukraińskich	ROPA LEKKA I ŚREDNIA		GAZ ZIEMNY		GAZ (ciecze)	
	brutto (Mbbl)	netto (Mbbl)	brutto (MMcf)	netto (MMcf)	brutto (Mbbl)	netto (Mbbl)
KATEGORIA REZERW⁽¹⁾						
TUNEZJA						
POTWIERDZONE						
Zagospodarowane eksploatowane	1 565	1 362	3 059	2 738	37	31
Zagospodarowane nieeksploatowane	311	266	1 740	1 490	92	78
Niezagospodarowane	1 066	941	2 478	2 286	-	-
POTWIERDZONE OGÓŁEM	2 942	2 569	7 277	6 514	128	109
PRAWDOPODOBNE	5 108	4 393	12 704	11 322	158	-
POTWIERDZONE PLUS PRAWDOPODOBNE OGÓŁEM	8 050	6 962	19 981	17 836	286	109
UKRAINA						
POTWIERDZONE						
Zagospodarowane eksploatowane	0	0	12 452	5 603	63	35
Zagospodarowane nieeksploatowane	0	0	4 296	1 933	22	12
Niezagospodarowane	0	0	2 800	1 260	21	11
POTWIERDZONE OGÓŁEM	0	0	19 548	8 797	106	58
PRAWDOPODOBNE	0	0	25 599	11 520	215	118
POTWIERDZONE PLUS PRAWDOPODOBNE OGÓŁEM	0	0	45 148	20 316	321	177
SPÓŁKA OGÓŁEM						
POTWIERDZONE						
Zagospodarowane eksploatowane	1 565	1 362	15 511	8 342	100	66
Zagospodarowane Nieksploatowane	311	266	6 036	3 423	113	90
Niezagospodarowane	1 066	941	5 278	3 546	21	11
POTWIERDZONE OGÓŁEM	2 942	2 569	26 825	15 310	234	167
PRAWDOPODOBNE	5 108	4 393	38 303	22 842	373	118
POTWIERDZONE PLUS PRAWDOPODOBNE OGÓŁEM	8 050	6 962	65 129	38 152	607	285

Uwagi:

(1) Zob. definicje pojęć rezerw „potwierdzonych”, „prawdopodobnych” i „możliwych” na stronie 12 niniejszego dokumentu.

**PODSUMOWANIE ŁĄCZNEJ WARTOŚCI BIEŻĄCEJ NETTO PRZYSZŁYCH PRZYCHODÓW NETTO
W OPARCIU O PROGNOZOWANE CENY I KOSZTY
STAN NA 31 GRUDNIA 2014 R.**

Tabela 2.1-2 - 100% udziału w aktywach ukraińskich KATEGORIA REZERW ⁽¹⁾	WARTOŚĆ BIEŻĄCEJ NETTO PRZYSZŁYCH PRZYCHODÓW NETTO (w mln USD)									
	Przed podatkiem dochodowym					Po podatku dochodowym				
	0%	5%	10%	15%	20%	0%	5%	10%	15%	20%
TUNEZJA										
POTWIERDZONE										
Zagospodarowane eksploatowane	58,4	54,4	50,9	47,8	45,2	27,2	27,5	27,2	26,5	25,7
Zagospodarowane nieeksploatowane	29,2	25,7	22,6	20,0	17,8	19,0	17,1	15,4	13,7	12,2
Niezagospodarowane	79,7	55,8	40,3	29,8	22,5	36,3	25,6	18,4	13,4	9,8
Ogółem POTWIERDZONE	167,3	135,9	113,9	97,7	85,5	82,5	70,3	60,9	53,6	47,8
PRAWDOPODOBNE	447,2	264,0	181,2	135,5	106,8	216,3	137,1	97,0	73,4	58,2
Ogółem POTWIERDZONE PLUS PRAWDOPODOBNE	614,5	400,0	295,1	233,2	192,2	298,8	207,4	157,9	127,0	106,0
UKRAINA										
POTWIERDZONE										
Zagospodarowane eksploatowane	57,0	53,1	49,2	45,7	42,7	50,8	47,5	44,0	40,8	38,1
Zagospodarowane nieeksploatowane	13,2	10,8	8,8	7,3	6,1	10,6	8,6	6,9	5,6	4,6
Niezagospodarowane	2,4	0,8	(0,2)	(0,8)	(1,1)	1,5	0,2	(0,7)	(1,2)	(1,5)
Ogółem POTWIERDZONE	72,6	64,7	57,9	52,2	47,6	63,0	56,3	50,2	45,3	41,2
PRAWDOPODOBNE	136,6	97,2	73,4	58,0	47,5	112,4	80,0	60,4	47,7	39,0
Ogółem POTWIERDZONE PLUS PRAWDOPODOBNE	209,1	162,0	131,3	110,2	95,1	175,4	136,2	110,6	93,0	80,3
OGÓŁEM SPÓŁKA										
POTWIERDZONE										
Zagospodarowane eksploatowane	115,4	107,6	100,1	93,5	87,8	78,0	75,1	71,2	67,3	63,8
Zagospodarowane nieeksploatowane	42,5	36,4	31,4	27,3	23,8	29,6	25,7	22,3	19,3	16,8
Niezagospodarowane	82,0	56,7	40,2	29,1	21,4	37,9	25,7	17,7	12,2	8,4
Ogółem POTWIERDZONE	239,9	200,7	171,7	149,9	133,1	145,4	126,5	111,1	98,9	89,0
PRAWDOPODOBNE	583,8	361,3	254,6	193,5	154,3	328,7	217,1	157,3	121,1	97,2
Ogółem POTWIERDZONE PLUS PRAWDOPODOBNE	823,7	561,9	426,3	343,4	287,3	474,2	343,6	268,5	220,0	186,2

Uwagi:

(1) Zob. definicje pojęć rezerw „potwierdzonych”, „prawdopodobnych” i „możliwych” na stronie 12 niniejszego dokumentu.

**PODSUMOWANIE ŁĄCZNEJ WARTOŚCI BIEŻĄCEJ NETTO PRZYSZŁYCH PRZYCHODÓW NETTO
W OPARCIU O PROGNOZOWANE CENY I KOSZTY
STAN NA 31 GRUDNIA 2014 R.**

Tabela 2.1-2 - 70% udziału w aktywach ukraińskich KATEGORIA REZERW ⁽¹⁾	WARTOŚĆ BIEŻĄCEJ NETTO PRZYSZŁYCH PRZYCHODÓW NETTO (w mln USD)									
	Przed podatkiem dochodowym					Po podatku dochodowym				
	0%	5%	10%	15%	20%	0%	5%	10%	15%	20%
TUNEZJA										
POTWIERDZONE										
Zagospodarowane eksploatowane	58,4	54,4	50,9	47,8	45,2	27,2	27,5	27,2	26,5	25,7
Zagospodarowane nieeksploatowane	29,2	25,7	22,6	20,0	17,8	19,0	17,1	15,4	13,7	12,2
Niezagospodarowane	79,7	55,8	40,3	29,8	22,5	36,3	25,6	18,4	13,4	9,8
Ogółem POTWIERDZONE	167,3	135,9	113,9	97,7	85,5	82,5	70,3	60,9	53,6	47,8
PRAWDOPODOBNE	447,2	264,0	181,2	135,5	106,8	216,3	137,1	97,0	73,4	58,2
Ogółem POTWIERDZONE PLUS PRAWDOPODOBNE	614,5	400,0	295,1	233,2	192,2	298,8	207,4	157,9	127,0	106,0
UKRAINA										
POTWIERDZONE										
Zagospodarowane eksploatowane	39,9	37,2	34,4	32,0	29,9	35,6	33,3	30,8	28,6	26,7
Zagospodarowane nieeksploatowane	9,2	7,5	6,2	5,1	4,3	7,4	6,0	4,8	3,9	3,2
Niezagospodarowane	1,7	0,6	(0,1)	(0,5)	(0,8)	1,1	0,1	(0,5)	(0,8)	(1,0)
Ogółem POTWIERDZONE	50,8	45,3	40,5	36,5	33,3	44,1	39,4	35,2	31,7	28,9
PRAWDOPODOBNE	95,6	68,1	51,4	40,6	33,3	78,7	56,0	42,3	33,4	27,3
Ogółem POTWIERDZONE PLUS PRAWDOPODOBNE	146,4	113,4	91,9	77,2	66,6	122,8	95,4	77,4	65,1	56,2
OGÓŁEM SPÓŁKA										
POTWIERDZONE										
Zagospodarowane eksploatowane	98,3	91,6	85,3	79,8	75,0	62,8	60,8	58,0	55,1	52,4
Zagospodarowane nieeksploatowane	38,5	33,2	28,8	25,1	22,0	26,4	23,1	20,2	17,6	15,5
Niezagospodarowane	81,3	56,4	40,2	29,3	21,7	37,4	25,7	17,9	12,6	8,8
Ogółem POTWIERDZONE	218,1	181,3	154,4	134,2	118,8	126,6	109,6	96,1	85,3	76,7
PRAWDOPODOBNE	542,8	332,1	232,6	176,1	140,0	295,0	193,1	139,2	106,8	85,5
Ogółem POTWIERDZONE PLUS PRAWDOPODOBNE	760,9	513,4	387,0	310,3	258,8	421,6	302,7	235,3	192,1	162,1

Uwagi:

(1) Zob. definicje pojęć rezerw „potwierdzonych”, „prawdopodobnych” i „możliwych” na stronie 12 niniejszego dokumentu.

**PRZYSZŁE PRZYCHODY NETTO OGÓŁEM (NIEZDYSKONTOWANE)
STAN NA 31 GRUDNIA 2014 R.
W OPARCIU O PROGNOZOWANE CENY I KOSZTY**

Tabela 2.1-3 - 100% udziału w aktywach ukraińskich	PRZYCHODY	OPLĄTY KONCESYJNE (ROYALTIES)	POZOSTAŁE PRZYCHODY	KOSZTY OPERACYJNE	KOSZTY POSZUKIWAŃ I ZAGOSPODAROWANIA ZŁÓŻ	KOSZTY LIKWIDACJI I REKULTYWACJI	PRZYSZŁE PRZYCHODY NETTO PRZED PODATKIEM DOCHODOWYM	PODATEK DOCHODOWY	PRZYSZŁE PRZYCHODY NETTO PO PODATKU DOCHODOWYM
KATEGORIA REZERW ⁽¹⁾	(mln USD)	(mln USD)	(mln USD)	(mln USD)	(mln USD)	(mln USD)	(mln USD)	(mln USD)	(mln USD)
TUNEZJA (udziały operacyjne Spółki)									
Ogółem POTWIERDZONE	350,8	42,9	0,0	94,7	21,3	24,5	167,3	84,8	82,5
Ogółem POTWIERDZONE PLUS PRAWDOPODOBNE	1113,0	144,0	0,0	277,3	49,1	28,0	614,5	315,7	298,8
UKRAINA (100% udziałów operacyjnych)									
Ogółem POTWIERDZONE	257,7	140,7	0,0	19,6	18,7	6,1	72,6	9,6	63,0
Ogółem POTWIERDZONE PLUS PRAWDOPODOBNE	639,5	348,3	0,0	56,8	18,7	6,5	209,1	33,8	175,4
OGÓŁEM SPÓŁKA									
Ogółem POTWIERDZONE	608,5	183,6	0,0	114,3	40,0	30,6	239,9	94,4	145,5
Ogółem POTWIERDZONE PLUS PRAWDOPODOBNE	1752,5	492,4	0,0	334,0	67,8	34,6	823,7	349,5	474,2

Uwagi:

(1) Zob. definicje pojęć rezerw „potwierdzonych”, „prawdopodobnych” i „możliwych” na stronie 12 niniejszego dokumentu.

**PRZYSZŁE PRZYCHODY NETTO OGÓŁEM (NIEZDYSKONTOWANE)
STAN NA 31 GRUDNIA 2014 R.
W OPARCIU O PROGNOZOWANE CENY I KOSZTY**

Tabela 2.1-3 - 70% udziału w aktywach ukraińskich	PRZYCHODY	OPŁATY KONCESYJNE (ROYALTIES)	POZOSTAŁE PRZYCHODY	KOSZTY OPERACYJNE	KOSZTY POSZUKIWAŃ I ZAGOSPODAROWANIA ZŁÓŻ	KOSZTY LIKWIDACJI I REKULTYWACJI	PRZYSZŁE PRZYCHODY NETTO PRZED PODATKIEM DOCHODOWYM	PODATEK DOCHODOWY	PRZYSZŁE PRZYCHODY NETTO PO PODATKU DOCHODOWYM
KATEGORIA REZERW ⁽¹⁾	(mln USD)	(mln USD)	(mln USD)	(mln USD)	(mln USD)	(mln USD)	(mln USD)	(mln USD)	(mln USD)
TUNEZJA (udziały operacyjne Spółki)									
Ogółem POTWIERDZONE	350,8	42,9	0,0	94,7	21,3	24,5	167,3	84,8	82,5
Ogółem POTWIERDZONE PLUS PRAWDOPODOBNE	1113,0	144,0	0,0	277,3	49,1	28,0	614,5	315,7	298,8
UKRAINA (100% udziałów operacyjnych)									
Ogółem POTWIERDZONE	180,4	98,5	0,0	13,7	13,1	4,3	50,8	6,7	44,1
Ogółem POTWIERDZONE PLUS PRAWDOPODOBNE	447,7	243,8	0,0	39,7	13,1	4,6	146,4	23,6	122,8
OGÓŁEM SPÓŁKA									
Ogółem POTWIERDZONE	531,2	141,4	0,0	108,5	34,4	28,7	218,1	91,5	126,6
Ogółem POTWIERDZONE PLUS PRAWDOPODOBNE	1560,6	387,9	0,0	317,0	62,2	32,6	760,9	339,4	421,6

Uwagi:

(1) Zob. definicje pojęć rezerw „potwierdzonych”, „prawdopodobnych” i „możliwych” na stronie 12 niniejszego dokumentu.

**PRZYSZŁE PRZYCHODY NETTO WG RODZAJÓW PRODUKCJI W OPARCIU O PROGNOZOWANE CENY I KOSZTY
STAN NA 31 GRUDNIA 2014 R.**

Tabela 2.1.3c-i

KATEGORIA REZERW	PRZYSZŁE PRZYCHODY NETTO WG RODZAJÓW PRODUKCJI PRZED PODATKIEM DOCHODOWYM			
	Wartość bieżąca netto zdyskontowana stopą 10% rocznie			
	Ukraina - 100% udziałów w całym polu		Ukraina - 70% udziałów operacyjnych	
	LEKKA I ŚREDNIA ROPA <small>(włączając gaz rozpuszczony w wodzie i inne produkty uboczne)</small>	GAZ ZIEMNY <small>(włączając produkty uboczne, ale z wyłączeniem gazu rozpuszczonego w wodzie z odwiertów naftowych)</small>	LEKKA I ŚREDNIA ROPA <small>(włączając gaz rozpuszczony w wodzie i inne produkty uboczne)</small>	GAZ ZIEMNY <small>(włączając produkty uboczne, ale z wyłączeniem gazu rozpuszczonego w wodzie z odwiertów naftowych)</small>
	(mln USD)	(mln USD)	(mln USD)	(mln USD)
TUNEZJA				
Ogółem POTWIERDZONE	102,40	11,45	102,40	11,45
Ogółem POTWIERDZONE PLUS PRAWDOPODOBNE	271,30	23,76	271,30	23,76
UKRAINA				
Ogółem POTWIERDZONE	-	57,86	-	40,50
Ogółem POTWIERDZONE PLUS PRAWDOPODOBNE	-	131,28	-	91,90
OGÓŁEM SPÓŁKA				
Ogółem POTWIERDZONE	102,40	69,31	102,40	51,95
Ogółem POTWIERDZONE PLUS PRAWDOPODOBNE	271,30	155,05	271,30	115,66

Uwagi:

(1) Zob. definicje pojęć rezerw „potwierdzonych”, „prawdopodobnych” i „możliwych” na stronie 12 niniejszego dokumentu.

Tabela 2.1.3c-ii

KATEGORIA REZERW	PRZYSZŁE PRZYCHODY NETTO WG RODZAJÓW PRODUKCJI PRZED PODATKIEM DOCHODOWYM			
	Wartość bieżąca netto zdyskontowana stopą 10% rocznie (NA BAZIE JEDNOSTKOWEJ)			
	Ukraina - 100% udziałów w całym polu		Ukraina - 70% udziałów operacyjnych	
	LEKKA I ŚREDNIA ROPA (włączając gaz rozpuszczony w wodzie i inne produkty uboczne)	GAZ ZIEMNY (włączając produkty uboczne, ale z wyłączeniem gazu rozpuszczonego w wodzie z odwiertów naftowych)	LEKKA I ŚREDNIA ROPA (włączając gaz rozpuszczony w wodzie i inne produkty uboczne)	GAZ ZIEMNY (włączając produkty uboczne, ale z wyłączeniem gazu rozpuszczonego w wodzie z odwiertów naftowych)
	(mln USD)	(mln USD)	(mln USD)	(mln USD)
TUNEZJA				
Ogółem POTWIERDZONE	29,08	7,91	29,08	7,91
Ogółem POTWIERDZONE PLUS PRAWDOPODOBNE	27,80	13,94	27,80	13,94
UKRAINA	-			
Ogółem POTWIERDZONE	-	4,43	-	4,43
Ogółem POTWIERDZONE PLUS PRAWDOPODOBNE		4,30	-	4,30
OGÓŁEM SPÓŁKA				
Ogółem POTWIERDZONE	29,08	4,78	29,08	4,90
Ogółem POTWIERDZONE PLUS PRAWDOPODOBNE	27,80	4,81	27,80	5,01

Uwagi:

(1) Zob. definicje pojęć rezerw „potwierdzonych”, „prawdopodobnych” i „możliwych” na stronie 12 niniejszego dokumentu.

Uwagi dot. oszacowania rezerw i przyszłych przychodów netto:

1. „Rezerwy brutto” odpowiadają udziałowi Spółki w prawie użytkowania górniczego (operacyjnemu lub nieoperacyjnemu) przed odliczeniem opłat koncesyjnych (royalties) i bez uwzględnienia jakichkolwiek udziałów Spółki w opłatach koncesyjnych. „Rezerwy netto” odpowiadają udziałowi Spółki w prawie użytkowania górniczego (operacyjnemu lub nieoperacyjnemu) po odliczeniu zobowiązań dotyczących opłat koncesyjnych (royalties), plus udziały Spółki w opłatach koncesyjnych (royalties) związanych z rezerwami.
2. Rezerwy „potwierdzone” to rezerwy, które można oszacować z wysoką pewnością jako zdatne do wydobywania. Istnieje 90% prawdopodobieństwo, że ilości faktycznie pozyskane będą równe oszacowanym lub 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 plus 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 plus 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 cen

W poniższej tabeli podano referencyjne ceny odniesienia wykorzystane przy ewaluacji obszarów, gdzie wg stanu na 31 grudnia 2014 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 będącego ewaluatorem i audytorem rezerw. Prognozy cenowe zakładają utrzymanie w mocy obecnych przepisów i regulacji oraz uwzględniają inflację w odniesieniu do przyszłych kosztów operacyjnych i nakładów kapitałowych. Prognozowane ceny gazu ziemnego dla Ukrainy bazują na cenach gazu uzyskanych na początku 2015 r. i są powiązane z przyszłymi zmianami prognozowanych zmian ceny ropy Brent crude. Ceny ukraińskiego kondensatu są prognozowane na poziomie 81,2% cen ropy Brent z uwzględnieniem rzeczywistych różnic odnotowanych przez Spółkę w trakcie 2014 roku. Prognozy cen tunezyjskiej ropy bazują na cenach Brent, a gazu ziemnego związane są ze średnią 9-miesięczną dla oleju opałowego o niskiej zawartości siarki, i też odnoszone do cen ropy Brent.

PODSUMOWANIE ZAŁOŻEŃ DOTYCZĄCYCH CEN I STOPY INFLACJI - STAN NA 31 GRUDNIA 2014 R. PROGNOZOWANE CENY I KOSZTY

Rok	Ceny odniesienia (benchmarks) dla ropy		Tunezja – gaz krajowy		Ukraina		Stopa inflacji	Kurs wymiany
	WTI w Cushing Oklahoma	Brent @ Sollem Voe	Sabria	Chouech / Ech Chouec	kondensat (bez VAT)	gaz (bez. VAT)		
	US\$/bbl	US\$/bbl	US\$/Mcf	US\$/Mcf	US\$/bbl	US\$/Mcf	%/rocznie	USD/CAD
2015	64,41	70,03	9,74	10,32	56,87	8,43	2,0	0,90
2016	68,00	74,64	10,38	11,00	60,61	8,34	2,0	0,90
2017	71,50	79,50	11,06	11,72	64,55	8,58	2,0	0,90
2018	75,00	84,50	11,76	12,45	68,61	8,82	2,0	0,90
2019	81,00	89,50	12,45	13,19	72,67	9,07	2,0	0,90
2020	88,33	93,85	13,06	13,83	76,20	9,26	2,0	0,90
2021	90,09	95,72	13,32	14,11	77,73	9,44	2,0	0,90
2022	91,89	97,64	13,58	14,39	79,28	9,63	2,0	0,90
2023	93,73	99,59	13,86	14,68	80,87	9,82	2,0	0,90
2024	95,61	101,58	14,13	14,97	82,49	10,02	2,0	0,90
2025	97,52	103,61	14,42	15,27	84,14	10,22	2,0	0,90
2026	99,47	105,69	14,70	15,58	85,82	10,43	2,0	0,90
2027	101,46	107,80	15,00	15,89	87,53	10,63	2,0	0,90
2028	103,49	109,96	15,30	16,21	89,29	10,85	2,0	0,90
2029	105,56	112,16	15,60	16,53	91,07	11,06	2,0	0,90
2030	107,67	114,40	15,92	16,86	92,89	11,28	2,0	0,90
2031	109,82	116,69	16,24	17,20	94,75	11,51	2,0	0,90
2032	112,02	119,02	16,56	17,54	96,65	11,74	2,0	0,90
2033	114,26	121,40	16,89	17,89	98,58	11,98	2,0	0,90

Część 4 – Uzgodnienie zmian rezerw

W poniższej tabeli przedstawiono uzgodnienie zmian rezerw brutto Spółki według stanu na dzień 31 grudnia 2014 roku w porównaniu z rezerwami według stanu na dzień 31 grudnia 2013 roku, w oparciu o założenia dotyczące cen i kosztów przedstawione na stronie 13 niniejszego dokumentu.

UZGODNIENIE REZERW BRUTTO SPÓŁKI W PODZIALE NA NAJWAŻNIEJSZE RODZAJE PRODUKTÓW W OPARCIU O PROGNOZOWANE CENY I KOSZTY - STAN NA 31 GRUDNIA 2014 R. ⁽¹⁾ 100% prawa użytkowania górniczego na Ukrainie

CZYNNIKI	ROPA NAFTOWA LEKKA I ŚREDNIA (NGL i C5+nie wliczone)			GAZ ZIEMNY (towarzyszący i samodzielny)		
	Brutto Potwierdzone (Mbbbl)	Brutto Prawdopodobne (Mbbbl)	Brutto Potwierdzone + prawdopodobne (Mbbbl)	Brutto Potwierdzone (MMcf)	Brutto Prawdopodobne (MMcf)	Brutto Potwierdzone + prawdopodobne (MMcf)
TUNEZJA (udziały operacyjne Spółki)						
31 grudnia 2013 r.	2 527	5 543	8 070	6 236	12 939	19 175
Rozszerzenia	0	0	0	0	0	0
Poprawa uzysku	0	0	0	0	0	0
Rewizje techniczne	858	(28)	831	2 332	796	3 128
Odkrycia	0	0	0	0	0	0
Nabycia	0	0	0	0	0	0
Zbycia	0	0	0	0	0	0
Czynniki ekonomiczne	(79)	(408)	(487)	(552)	(1 031)	(1 582)
Wydobycie + zmiany zapasów	(364)	0	(364)	(739)	0	(739)
31 grudnia 2014 r.	2 942	5 108	8 050	7 277	12 704	19 981
UKRAINA (100% udziałów operacyjnych)						
31 grudnia 2013 r.	0	0	0	39 697	34 872	74 569
Rozszerzenia	0	0	0	0	0	0
Poprawa uzysku	0	0	0	(3 887)	2 121	(1 766)
Rewizje techniczne	0	0	0	4 047	(423)	3 624
Odkrycia	0	0	0	0	0	0
Nabycia	0	0	0	0	0	0
Zbycia	0	0	0	0	0	0
Czynniki ekonomiczne	0	0	0	0	0	0
Wydobycie + zmiany zapasów	0	0	0	(11 931)	0	(11 931)
31 grudnia 2014 r.	0	0	0	27 926	36 570	64 496
SPÓŁKA OGÓŁEM						
31 grudnia 2013 r.	2 527	5 543	8 070	45 932	47 811	93 743
Rozszerzenia	0	0	0	0	0	0
Poprawa uzysku	0	0	0	(3 887)	2 121	(1 766)
Rewizje techniczne	858	(28)	831	6 379	373	6 752
Odkrycia	0	0	0	0	0	0
Nabycia	0	0	0	0	0	0
Zbycia	0	0	0	0	0	0
Czynniki ekonomiczne	(79)	(408)	(487)	(552)	(1 031)	(1 582)
Wydobycie + zmiany zapasów	(364)	0	(364)	(12 670)	0	(12 670)
31 grudnia 2014 r.	2 942	5 108	8 050	35 203	49 275	84 478

Uwagi: (1) Zob. definicje pojęć rezerw „potwierdzonych”, „prawdopodobnych” i „możliwych” na stronie 12 niniejszego dokumentu

**UZGODNIENIE REZERW BRUTTO SPÓŁKI W PODZIALE NA NAJWAŻNIEJSZE RODZAJE PRODUKTÓW
W OPARCIU O PROGNOZOWANE CENY I KOSZTY - STAN NA 31 GRUDNIA 2014 R. ⁽¹⁾
70% udziałów Serinus na Ukrainie**

CZYNNIKI	ROPA NAFTOWA LEKKA I ŚREDNIA (NGL i C5+nie wliczone)			GAZ ZIEMNY (towarzyszący i samodzielny)		
	Brutto Potwierdzone (Mbbbl)	Brutto Prawdopodobne (Mbbbl)	Brutto Potwierdzone + prawdopodobne (Mbbbl)	Brutto Potwierdzone (MMcf)	Brutto Prawdopodobne (MMcf)	Brutto Potwierdzone + prawdopodobne (MMcf)
TUNEZJA (udziały operacyjne Spółki)						
31 grudnia 2013 r.	2 527	5 543	8 070	6 236	12 939	19 175
Rozszerzenia	-	-	-	-	-	-
Poprawa uzysku	-	-	-	-	-	-
Rewizje techniczne	858	(28)	831	2 332	796	3 128
Odkrycia	-	-	-	-	-	-
Nabycia	-	-	-	-	-	-
Zbycia	-	-	-	-	-	-
Czynniki ekonomiczne	(79)	(408)	(487)	(552)	(1 031)	(1 582)
Wydobycie + zmiany zapasów	(364)	-	(364)	(739)	-	(739)
31 grudnia 2014 r.	2 942	5 108	8 050	7 277	12 704	19 981
UKRAINA (100% udziałów operacyjnych)						
31 grudnia 2013 r.	-	-	-	27 788	24 410	52 198
Rozszerzenia	-	-	-	-	-	-
Poprawa uzysku	-	-	-	(2 721)	1 485	(1 236)
Rewizje techniczne	-	-	-	2 833	(296)	2 537
Odkrycia	-	-	-	-	-	-
Nabycia	-	-	-	-	-	-
Zbycia	-	-	-	-	-	-
Czynniki ekonomiczne	-	-	-	-	-	-
Wydobycie + zmiany zapasów	-	-	-	(8 352)	-	(8 352)
31 grudnia 2014 r.	-	-	-	19 548	25 599	45 148
SPÓŁKA OGÓŁEM						
31 grudnia 2013 r.	2 527	5 543	8 070	34 023	37 349	71 373
Rozszerzenia	-	-	-	-	-	-
Poprawa uzysku	-	-	-	(2 721)	1 485	(1 236)
Rewizje techniczne	858	(28)	831	5 165	500	5 665
Odkrycia	-	-	-	-	-	-
Nabycia	-	-	-	-	-	-
Zbycia	-	-	-	-	-	-
Czynniki ekonomiczne	(79)	(408)	(487)	(552)	(1 031)	(1 582)
Wydobycie + zmiany zapasów	(364)	-	(364)	(9 091)	-	(9 091)
31 grudnia 2014 r.	2 942	5 108	8 050	26 825	38 303	65 129

Uwagi:

(1) Zob. definicje pojęć rezerw „potwierdzonych”, „prawdopodobnych” i „możliwych” na stronie 12 niniejszego dokumentu.

Część 5 – Dodatkowe informacje nt. danych o rezerwach

Rezerwy niezagospodarowane (wszystkie wielkości w niniejszym rozdziale podano na bazie skonsolidowanej, tj. po odjęciu opłat koncesyjnych (royalties), dla 100% udziału w aktywach ukraińskich).

Niezagospodarowane rezerwy potwierdzone

Niezagospodarowane rezerwy potwierdzone netto Spółki na dzień 31 grudnia 2014 roku wyniosły 941 Mbbl ropy lekkiej i średniej oraz 3.546 MMcf gazu ziemnego i 11 Mbbl cieczy związanych z gazem ziemnym, co daje łącznie 1.543 Mboe niezagospodarowanych rezerw potwierdzonych.

Spółka wykazuje niezagospodarowane rezerwy potwierdzone w oparciu o te 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 z wysoką pewnością jako zdatne do wydobycia. Jest wysoce prawdopodobne, że ilości faktycznie pozyskane przewyższą oszacowane rezerwy. Spółka planuje zagospodarowanie swoich niezagospodarowanych rezerw potwierdzonych w ciągu najbliższych dwóch lat przy wykorzystaniu technik obejmujących, między innymi, stymulację złoża (w tym szczelinowanie, selektywne kwasowanie), wydobycie z dwóch horyzontów oraz dalsze wiercenia.

Niezagospodarowane rezerwy prawdopodobne

Niezagospodarowane rezerwy prawdopodobne netto Spółki na dzień 31 grudnia 2014 roku wyniosły 4.393 Mbbl ropy lekkiej i średniej oraz 22.842 MMcf gazu ziemnego, co daje łącznie 8.318 Mboe niezagospodarowanych rezerw prawdopodobnych.

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

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

Istotne czynniki mające wpływ na dane o rezerwach lub niepewność związana z tymi danymi

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 wydobycia, jak też zmian warunków gospodarczych i politycznych mających wpływ na ceny ropy naftowej oraz gazu. Oszacowania Spółki bazują na obecnych prognozach wydobycia, cenach i warunkach gospodarczych, w tym występującym 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 wydobycia i gospodarczych dokładność oszacowania rezerw ulega poprawie.

Niektóre informacje dotyczące Spółki i przedstawione w niniejszym raporcie, w tym dokonana przez kierownictwo ocena przyszłych planów i działań Spółki, zawierają stwierdzenia dotyczące przyszłości, odznaczające się znacznym poziomem ryzyka i niepewności. Do czynników ryzyka 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 wydobyciem, 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 użytkownika gruntu na Ukrainie); oraz niepewność oszacowań i projekcji wydobycia, kosztów oraz wydatków. Konkurencja ze strony innych producentów, brak dostępnego wykwalifikowanego personelu lub kierownictwa, zmienność rynku akcji oraz zdolność pozyskania wystarczającego kapitału ze źródeł wewnętrznych i zewnętrznych to dodatkowe rodzaje ryzyka, na jakie Spółka jest narażona na tym rynku [zob. rozdział „Czynniki ryzyka” w Rocznym Formularzu Informacyjnym Spółki (*Formularz 51-102F2*) za rok zakończony 31 grudnia 2014 roku („RFI”), który zostanie zamieszczony w systemie SEDAR na profilu Spółki (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 na Ukrainie w 2014 roku została sprzedana przez operatora złoża odbiorcom przemysłowym i zakładom na lokalnym rynku ukraińskim, przy czym uzyskana cena opierała się na cenie ustalonej przez rząd Ukrainy dla sprzedaży gazu użytkownikom przemysłowym.

W Tunezji gaz jest sprzedawany państwowej spółce naftowej - Société Tunisienne de l'Electricité et du Gaz („STEG”). Ceny gazu ziemnego związane są ze średnią 9-miesięczną dla oleju opałowego o niskiej zawartości siarki, i także odnoszone do cen ropy Brent.

Spółka nie stosuje żadnych instrumentów zabezpieczających.

Przyszłe koszty zagospodarowania

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

PODSUMOWANIE ZAKŁADANYCH KOSZTÓW ZAGOSPODAROWANIA ZWIĄZANYCH Z REZERWAMI PRZY ZASTOSOWANIU PROGNOZOWANYCH CEN I KOSZTÓW Ukraina - 100% udziału operacyjnego		
	(mln USD)	
	OGÓŁEM POTWIERDZONE	OGÓŁEM POTWIERDZONE + PRAWDOPODOBNE
TUNEZJA (udziały operacyjne Spółki)		
2015	5,50	12,33
2016	8,64	8,64
2017	-	13,96
2018	7,17	14,18
2019	-	-
RAZEM dla wszystkich lat	21,31	49,10
UKRAINA (100% udziału operacyjnego)		
2015	-	-
2016	4,22	4,22
2017	6,39	6,39
2018	7,30	7,30
2019	0,83	0,83
RAZEM dla wszystkich lat	18,74	18,74
SPÓŁKA OGÓŁEM		
2015	5,50	12,33
2016	12,86	12,86
2017	6,39	20,35
2018	14,48	21,48
2019	0,83	0,83
RAZEM dla wszystkich lat	40,06	67,84

PODSUMOWANIE ZAKŁADANYCH KOSZTÓW ZAGOSPODAROWANIA ZWIĄZANYCH Z REZERWAMI PRZY ZASTOSOWANIU PROGNOZOWANYCH CEN I KOSZTÓW Wartości dla udziałów operacyjnych Spółki		
	(mln USD)	
	OGÓŁEM POTWIERDZONE	OGÓŁEM POTWIERDZONE + PRAWDOPODOBNE
TUNEZJA (udziały operacyjne Spółki)		
2015	5,50	12,33
2016	8,64	8,64
2017	-	13,96
2018	7,17	14,18
2019	-	-
RAZEM dla wszystkich lat	21,31	49,10
UKRAINA (100% udziału operacyjnego)		
2015	-	-
2016	2,96	2,96
2017	4,47	4,47
2018	5,11	5,11
2019	0,58	0,58
RAZEM dla wszystkich lat	13,12	13,12
SPÓŁKA OGÓŁEM		
2015	5,50	12,33
2016	11,59	11,59
2017	4,47	18,43
2018	12,29	19,29
2019	0,58	0,58
RAZEM dla wszystkich lat	34,43	62,22

Obecny stan środków finansowych, wewnętrznie generowane przepływy oraz przyszłe zobowiązania jak i lokowanie kapitału pozwolą Spółce na pokrycie kosztów zagospodarowania wskazanych powyżej. Przewiduje się, że koszt oczekiwanych działań Spółki związanych z zapewnianiem finansowania będzie miał minimalny wpływ na przychody lub właśnie raportowane rezerwy.

Część 6 – Pozostałe informacje o ropie naftowej i gazie

Aktywa naftowo-gazowe oraz odwierty

Spółka ma udziały w czterech (2,8 netto) instalacjach przetwarzania gazu zlokalizowanych na obszarze lądowym Ukrainy. W Tunezji Spółka posiada dwie (1,45 netto) instalacje Central Production Facilities oraz jedną pojedynczą na odwiercie. Żadna z tych instalacji nie podlega zrzeczeniu się, odstąpieniu, odkupowi lub zmianie właściciela w żadnej formie.

W poniższej tabeli przedstawiono liczbę odwiertów naftowych lub gazowych, w odniesieniu do których Spółka posiadała udziały operacyjne na dzień 31 grudnia 2014 roku:

Tabela 6.1	ROPA NAFTOWA		GAZ ZIEMNY	
	Brutto	Netto	Brutto	Netto
Ukraina ⁽¹⁾				
Eksploatowane			16	11,2
Nieeksploatowane			7	4,9
Tunezja				
Eksploatowane	26	23,25		
Nieeksploatowane	5	4,45		
OGÓŁEM	31	27,7	23	16,1

Uwagi:

(1) Zob. definicje pojęć rezerw „potwierdzonych”, „prawdopodobnych” i „możliwych” na stronie 12 niniejszego dokumentu.

Aktywa bez przypisanych rezerw

Jedynymi ważnymi aktywami Spółki, które nie mają przypisanych żadnych rezerw jest Rumunia. Na koncesji Satu Mare prowadzone są poszukiwawcze i rozpoznawczo-ocenne projekty, w ramach których wykonano odwierty w 2012 r. i 2014 r. Spółka ma inwentarz lokalizacji dla prac poszukiwawczych i rozpoznawczo-ocennych, gdzie – jak się zakłada - w nadchodzących latach będą prowadzone prace wiertnicze. Niemożliwe jest uzyskanie pewności, że jakkolwiek z tych odwiertów przyniesie efekt w postaci odkrycia nadających się do wydobycia rezerw, w ilościach komercyjnych.

W dającej się przewidzieć przyszłości Spółka będzie prowadziła prace poszukiwawcze, takie jak programy pozyskiwania danych sejsmicznych i wierceń poszukiwawczych, które będą wymagały usług od podmiotów zewnętrznych. Rynek świadczenia takich usług w Rumunii jest stosunkowo ograniczony, czego konsekwencją może być to, że usługi te zostaną pozyskane po koszcie nie odzwierciedlającym rynku, gdzie takie usługi są powszechnie dostępne, a tym samym bardziej konkurencyjnie wycenione.

Tabela 6.2				
Położenie	Obszar brutto	Obszar netto	Zobowiązania dotyczące prac (brutto)	Prawa wygasające w ciągu roku
Brunei – Blok L	1.123 km ²	1.011 km ² (90%)	<p>Etap 1 – zakończony 27 sierpnia 2010 r., zobowiązania dotyczące prac wymagające minimalnych nakładów w wysokości 25,0 mln USD. Status: ukończony.</p> <p>Etap 2 – zakończył się 27 sierpnia 2013 r., zobowiązania dotyczące prac wymagające minimalnych nakładów w wysokości 16,0 mln USD. Status: ukończony.</p>	<p>nd.</p> <p>Tak</p>
Syria – Blok 9	10.032 km ²	4.514 km ² (36%)	<p>Etap 1 – przedłużony do 27 października 2012 r., zobowiązania dotyczące prac wymagające minimalnych nakładów w wysokości 7,5 mln USD. Status: Etap 1 trwa, jednak działalność operacyjną obecnie zawieszono.</p> <p>Etap 2 – zakończył się w listopadzie 2014 r., zobowiązania dotyczące prac wymagające minimalnych nakładów w wysokości 7,0 mln USD. Status: nie podjęto prac Etapu 2.</p> <p>Etap 3 – kończy się w listopadzie 2016 r., zobowiązania dotyczące prac wymagające minimalnych nakładów w wysokości 2,5 mln USD. Status: nie podjęto prac Etapu 3.</p>	<p>Potencjalnie tak, w zależności od ustąpienia zdarzeń o charakterze siły wyższej (<i>force majeure</i>)</p> <p>nd.</p> <p>nd.</p>
Rumunia Satu Mare	-	-	<p>Etap 1: zakończony</p> <p>Etap 2: badania sejsmiczne 3D na obszarze 180 km² oraz 2 odwierty poszukiwawcze – do wykonania przed majem 2015 r.</p>	<p>-</p> <p>Potencjalnie tak, aczkolwiek zobowiązania Etapu 2 będą zakończone w najbliższym czasie, a Spółka rozpoczęła rozmowy z władzami rumuńskimi nt. nowego okresu poszukiwawczego.</p>

Uwagi nt. aktywów bez przypisanych rezerw

Rumunia Satu Mare

Aktywa rumuńskie obejmują koncesję Satu Mare, pozyskaną w ramach przejęcia Winstar w czerwcu 2013 r. Etap 2 okresu poszukiwawczego, który obejmował badanie sejsmiczne 3D obszaru 180 km² oraz wykonanie dwóch odwiertów do maja 2015, został zakończony, a oba odwierty w badaniach dały wskazania obecności gazu. Wg stanu na datę niniejszego dokumentu są prowadzone testy odwiertów. Po wypełnieniu zobowiązań Etapu 2 Spółka ma prawo na wyłączne negocjacje z władzami rumuńskimi w zakresie rozszerzenia koncesji Satu Mare o trzeci okres poszukiwawczy i określenia zakresu obowiązkowych prac. Kierownictwo wstępnie porozumiało się z władzami w zakresie rozszerzenia i złożyło formalną propozycję w najbliższym czasie.

Tunezja

Pole Zinna zostało przeklasyfikowane przez RPW wg stanu na 31 grudnia 2014 r. z Rezerw do Zasobów Warunkowych, ze względu na brak działań w zakresie reaktywowania odwiertów i instalacji. Spółka może w przyszłości przeprowadzić ponowny rozruch instalacji oraz odwiertów, a wówczas – jak zakłada – Zasoby zostaną przywrócone do kategorii Rezerw.

Ukraina

Pola Wiergunskoje i Krutogorowskoje na Ukrainie zostały przeklasyfikowane z Rezerw do Zasobów Warunkowych na zasadzie „w zawieszeniu”. Pola te znajdują się na obszarze niestabilnym politycznie i pod kontrolą pro-rosyjskich separatystów. Pola zostały wyłączone z eksploatacji i objęte „*force majeure*”.

Brunei – Blok L

Serinus, poprzez swój podmiot zależny (w 100%), oraz jego partnerzy zawarli Umowę o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku L w Brunei („**Umowa Bloku L**”) ze spółką Brunei National Petroleum Company Sendirian Berhad. Umowa Bloku L daje prawo do prowadzenia poszukiwań oraz wydobycia ropy naftowej i gazu z Bloku L obejmującego obszar około 1.134 km², na który składają się zarówno tereny lądowe jak i płytkie wody przybrzeżne na północy Brunei.

Serinus i jego partnerzy wykonali wszystkie prace objęte zobowiązaniem w ramach Etapu 1 i Etapu 2 okresu poszukiwawczego. Nie prowadzono żadnych działań w Brunei w roku 2014 i nie są planowane dalsze działania dla Bloku L w Brunei, a kierownictwo dąży do jego sprzedaży. Blok L nie jest obecnie postrzegany jako istotny dla Spółki.

Syria – Blok 9

Serinus Energy, za pośrednictwem swojej spółki zależnej (pośrednio 100%) - Loon Latakia, posiada udział w Umowie o Poszukiwaniu, Zagospodarowaniu Złóż i Produkcji Ropy Naftowej z Bloku 9 w Syrii („**Umowa dla Bloku 9**”) zawartej pomiędzy rządem Syryjskiej Republiki Arabskiej, spółką Syrian Petroleum Company 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 - o powierzchni 10.032 km², położonego w północno-zachodniej Syrii.

Spółka, jako operator w Bloku 9 w Syrii, złożyła oświadczenie o zaistnieniu w lipcu 2012 r. siły wyższej (*force majeure*) zgodnie z Umową dla Bloku 9. Chociaż okres poszukiwawczy wydłuża się o czas pozostawiania w stanie *force majeure*, to był on już wcześniej przedłużany pod warunkiem odnowienia gwarancji bankowej, której Spółka nie mogła wystawić z powodu międzynarodowych sankcji. Jest więc możliwe, że przedłużenie to może nie być wiążące i Umowa dla Bloku 9 przedawni się. Blok 9 w Syrii nie jest obecnie postrzegany jako istotny dla Spółki.

Kontrakty terminowe

Spółka nie posiada kontraktów terminowych.

Dodatkowe informacje dotyczące kosztów likwidacji i rekultywacji

Szacowane koszty likwidacji i rekultywacji, wykorzystywane przez RPS do szacunków, bazują na rozmowach z inżynierami Spółki, którzy z kolei dokonali oceny informacji dostarczonych przez pracujący na Ukrainie personel terenowy i techniczny, dysponujący doświadczeniem z czterech pól 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 odliczono przy określaniu Przyszłych Przychodów Netto (100% prawa użytkowania górniczego pól i 70% udziałów operacyjnych SEN). Wszystkie koszty uwzględniono w raporcie RPS.

PRZYSZŁE KOSZTY LIKWIDACJI I REKULTYWACJI Netto dla Serinus

Tabela 6.4	Rok	Ogółem potwierdzone oszacowane w oparciu o prognozowane ceny i koszty ⁽¹⁾ <i>(niezdyskontowane)</i>	Ogółem potwierdzone oszacowane w oparciu o prognozowane ceny i koszty ⁽¹⁾ <i>(zdyskontowane stopą 10%)</i>	Ogółem potwierdzone plus prawdopodobne oszacowane w oparciu o prognozowane ceny i koszty ⁽¹⁾ <i>(niezdyskontowane)</i>	Ogółem potwierdzone plus prawdopodobne oszacowane w oparciu o prognozowane ceny i koszty ⁽¹⁾ <i>(zdyskontowane stopą 10%)</i>
		(mln USD)	(mln USD)	(mln USD)	(mln USD)
	2014	-	-	-	-
	2015	-	-	-	-
	2016	-	-	-	-
	Ogółem za trzy lata	-	-	-	-
	Kwota pozostała	32,24	10,99	38,34	2,37
	Ogółem za wszystkie lata	32,24	10,99	38,34	2,37

Uwaga:

(1) Koszty po odjęciu szacowanej wartości końcowej.

Perspektywy podatkowe

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

Poniesione koszty

W roku zakończonym dnia 31 grudnia 2014 roku Spółka poniosła nakłady inwestycyjne w kwocie 68,5 mln USD związane z należącymi do niej aktywami naftowo-gazowymi. W poniższej tabeli przedstawiono nakłady inwestycyjne Spółki w podziale na kraje i rodzaje kosztów (w tys. USD):

Tabela 6.6	Koszty nabycia złoża		Koszty poszukiwań	Koszty zagospodarowania
	Złoża potwierdzone	Złoża niepotwierdzone		
	(tys. USD)	(tys. USD)	(tys. USD)	(tys. USD)
Korporacyjne⁽¹⁾	-	-	339	826
Syria	-	-	-	-
Ukraina	-	-	1 553	16 769
Rumunia	-	-	12 312	-
Tunezja	-	-	-	36 651
Razem	-	-	14 204	54 246

(1) pozycja „Korporacyjne” obejmuje wartości wcześniej prezentowane jako „Brunei”

Działalność poszukiwawcza i związana z zagospodarowaniem złóż

Poniższa tabela podsumowuje wyniki prac wiertniczych Spółki na Ukrainie, w Tunezji i Rumunii w roku zakończonym dnia 31 grudnia 2014 roku. Spółka nie prowadziła wierceń w innych jurysdykcjach, gdzie w tym okresie posiadała aktywa. Dalsze wiercenia poszukiwawcze i związane z zagospodarowaniem złóż Spółka spodziewa się wykonać w 2015 r. na Ukrainie w Tunezji i Rumunii. W 2014 roku nie wykonywano odwiertów serwisowych ani służących badaniom stratygraficznym.

Tabela 6.7	Poszukiwawcze		Produkcyjne		RAZEM	
	brutto	netto	brutto	netto	brutto	netto
2014						
Ukraińskie odwierty gazowe/kondensatowe	3,0	2,1	-	-	3,0	2,1
Odwierty naftowe w Tunezji	1,0	0,45	-	-	1,0	0,45
Rumunia	2,0	1,2			2,0	1,2
Odwierty negatywne lub opuszczone	0	0	-	-	0	0
Odwierty ogółem	6,0	3,75	-	-	6,0	3,75
Odsetek sukcesów (%)	100	100			100	100
Średni udział operacyjny (%)	63,75	63,75			63,75	63,75

Oszacowania wydobycia

W poniższej tabeli podsumowano wolumen szacowanego wydobycia brutto Spółki (przed opłatami koncesyjnymi – royalties) w 2015 roku, który ujęto w oszacowaniach przyszłych przychodów netto w Raporcie RPS, w oparciu o prognozowane ceny i koszty.

Oszacowanie produkcji - 2015						
KATEGORIA REZERW	Ukraina - 100% udziałów			Ukraina - 70% udziałów		
	Lekka i średnia ropa	Gaz ziemny	Gaz ziemny (ciecze)	Lekka i średnia ropa	Gaz ziemny	Gaz ziemny (ciecze)
	(Mbbl)	(MMcf)	(Mbbl)	(Mbbl)	(MMcf)	(Mbbl)
TUNEZJA						
łącznie znaczące pola Spółki⁽¹⁾	613,7	1 266,3	19,8	613,7	1 266,3	19,8
Sabria	291,3	677,4	-	291,3	677,4	-
Chouech Es Saida	247,8	503,2	19,8	247,8	503,2	19,8
UKRAINA						
łącznie znaczące pola Spółki⁽¹⁾	-	8 304,8	44,6	-	5 813,4	31,2
Olgowskoje	-	3 362,9	30,7	-	2 354,0	21,5
Makiejewskoje	-	4 941,9	13,9	-	3 459,4	9,7

Uwagi:

(1) Znaczące pola to pola stanowiące 15% lub więcej szacowanego wydobycia w 2015 roku.

Historia wydobywania

W poniższych tabelach przedstawiono średnie wolumeny produkcji dziennej Spółki i uzyskane ceny jednostkowe, opłaty koncesyjne (royalties), koszty operacyjne oraz wartość retroaktywną netto (netback) we wskazanych okresach.

Kategorie rezerw	Lekka i średna ropa					Gaz ziemny				
	I kw.	II kw.	III kw.	IV kw.	Cały rok	I kw.	II kw.	III kw.	IV kw.	Cały rok
TUNEZJA (udziały operacyjne Spółki)										
Udział Spółki w dziennej produkcji (Bbl/d or Mcf/d bez kosztów royalties)	1 024	982	876	1 115	999	1 928	1 975	1 761	1 914	1 894
Średnia (USD/bbl, lub USD/Mcf)										
Ceny otrzymane	108,06	108,13	98,06	73,61	96,28	14,18	14,47	14,73	14,10	14,36
Royalties zapłacone	14,51	14,37	13,10	9,84	12,86	1,83	1,85	1,83	1,73	1,81
Koszty produkcji	23,15	34,38	28,83	29,46	28,91	3,78	5,75	5,06	2,72	4,32
Netback (wartość retroaktywna netto)	70,40	59,38	56,13	34,31	54,50	8,57	6,87	7,84	9,65	8,23
Całkowita roczna produkcja (Mbbl lub MMcf bez kosztów royalties)	92,2	89,4	80,6	102,6	364,7	173,5	179,7	162,0	176,1	691,3
UKRAINA										
100% udziału w dziennej produkcji (Bbl/d lub Mcf/d bez kosztów royalties)	142	144	122	119	132	29 181	30 454	37 585	33 393	32 678
Średnia (USD/bbl, lub USD/Mcf)										
Ceny otrzymane	95,69	77,79	84,98	72,34	82,99	8,55	10,23	10,17	9,63	9,69
Royalties zapłacone	36,47	37,53	44,09	28,41	36,70	2,25	2,15	4,19	4,77	3,44
Koszty produkcji	-	-	-	-	-	1,24	1,12	0,86	1,34	1,13
Netback (wartość retroaktywna netto)	59,22	40,26	40,89	43,93	46,29	5,06	6,96	5,12	3,52	5,12
Całkowita roczna produkcja 100% udziałów (Mbbl lub MMcf bez kosztów royalties)	12,8	13,1	11,2	10,9	48,1	2 626	2 771	3 458	3 072	11 928

**Wolumen wydobycia
za rok zakończony 31 grudnia 2014 r.**

W poniższej tabeli przedstawiono odpowiadającą udziałowi operacyjnemu Spółki wielkość wydobycia ogółem oraz wielkość wydobycia dla wszystkich znaczących pól za ostatni zakończony rok obrotowy Spółki. Wielkość wydobycia odpowiada udziałowi operacyjnemu Spółki za rok zakończony dnia 31 grudnia 2014 roku.

Tabela 6.9-2b	Lekka i średnia ropa /Gaz (ciecze)	Konwencjonalny gaz ziemny	Ekwiwalent ropy naftowej
	(bbl)	(Mcf)	(boe)
Wolumen wydobycia w Tunezji	364 635	691 310	479 853
Znaczące pola:			
Sabria	80 622	193 010	112 790
Chouech Essaida	233 677	498 300	316 727
Wolumen wydobycia na Ukrainie	33 580	8 349 010	1 425 082
Znaczące pola:			
Olgowskoje	23 143	3 069 634	534 749
Makiejewskoje	10 403	5 156 448	869 811
Całkowity wolumen produkcji	398 215	9 040 320	1 904 935

Uwaga: informacje nt. współczynnika konwersji na boe znajdują się na stronie 28 niniejszego dokumentu

Część 7 – Uwagi

SKRÓTY I PRZELICZENIA

bbl	baryłka (baryłki)	bbl/d	baryłka (baryłki) dziennie
boe	baryłka ekwiwalentu ropy naftowej	boe/d	baryłki ekwiwalentu ropy dziennie
Mcf	tys. stóp sześciennych	Mcf/d	tys. stóp sześciennych dziennie
MMcf	mln stóp sześciennych	MMcf/d	mln stóp sześciennych dziennie
Mcfe	tys. stóp sześciennych ekwiwalentu	Mcfe/d	tys. stóp sześciennych ekwiwalentu dziennie
MMcfe	mln stóp sześciennych ekwiwalentu	MMcfe/d	mln stóp sześciennych ekwiwalentu dziennie
Mboe	tys. boe	Bcf	mlrd stóp sześciennych
MMboe	mln boe	Mcm	tys. metrów sześciennych
m3	Metry sześciennie		

EKWIWALENTY

Posługiwanie się ekwiwalentami, takimi jak baryłka ekwiwalentu ropy (boe) lub tysiąc stóp sześciennych ekwiwalentu (Mcfe), gdzie 1 baryłka ropy jest ekwiwalentem 6 Mcf gazu ziemnego, może być mylące, szczególnie jeżeli występuje samodzielnie. Współczynnik konwersji, gdzie ekwiwalent jednej baryłki ropy naftowej stanowi 6 Mcf gazu wynika z metody zakładającej równoważność energetyczną w odniesieniu do danych pomiarów uzyskanych na końcówce palnika, co nie odnosi się do poziomów równoważności w przypadku pomiarów na głowicy.

ZAŁĄCZNIK B

logo

RPS Energy

Suite 700, 555 – 4th Avenue SW, Calgary, Alberta Canada T2P 3E7
Tel: +1 403 265 7226 Fax: +1 403 269 3175 rpsgroup.com/canada

2015-03-17

Rada Dyrektorów
Serinus Energy Inc.
Suite 1170, 700 4th Avenue SW
Calgary, AB
Kanada
T2P 3J4

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

1. Dokonałiśmy oceny danych o rezerwach Serinus Energy Inc. (zwanej dalej „Spółką”) w Tunezji oraz na Ukrainie, według stanu na dzień 31 grudnia 2014 r. Dane o rezerwach są oszacowaniami rezerw potwierdzonych i prawdopodobnych oraz związanych z nimi przyszłych przychodów netto według stanu na dzień 31 grudnia 2014 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 dokonaną przez nas ewaluację. 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 Ewaluatorów 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 ewaluacja 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 2014 r. Tabela wyszczególnia części, których oceny dokonałiśmy oraz zreferowaliśmy Kierownictwu i Radzie Dyrektorów Spółki:

Niezależny wykwalifikowany ewaluator rezerw	Opis Raportu z Oceny	Data sporządzenia Raportu z Oceny	Lokalizacja rezerw	Wartość bieżąca netto (NPV) przyszłych przychodów netto przed podatkiem dochodowym, Rezerwy potwierdzone + prawdopodobne		
				w mln USD, stopa dyskonta 10%		
				Audytowane	Ewaluowane	Poddane przeładowi
RPS Energy Canada Ltd.	„Ocena rezerw tunezyjskich aktywów Serinus Energy Inc., według stanu na 31 grudnia 2014 r.”	20 marca 2015 r.	Tunezja	Nd.	295,1	Nd.
RPS Energy Consultants Ltd.	„Ewaluacja rezerw gazu ziemnego koncesji Wiergunskoje, Olgowskoje, Makiejewskoje i Krutogorowskoje na Ukrainie w oparciu o prognozowane ceny i koszty według stanu na dzień 31 grudnia 2014r.”	marzec 2015 r.	Ukraina	Nd.	91,9	Nd.

5. W naszej opinii dane o rezerwach, których ewaluacji dokonaliśmy, 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 zaszyły po dacie ich sporządzenia.
7. Ponieważ dane o rezerwach opierają się na subiektywnych ocenach dotyczących przyszłych zdarzeń, rzeczywiste wyniki podlegają zmianom, a zmiany te mogą być istotne.

Sporządzono w odniesieniu do powyższego sprawozdania:

RPS Energy Canada Ltd.

____ *[faksymile podpisu]* ____

Brian D. Weatherill, P.Eng.



ZAŁĄCZNIK C

FORMULARZ 51-101 F3 RAPORT KIEROWNICTWA I RADY DYREKTORÓW NT. UJAWNIONYCH INFORMACJI DOTYCZĄCYCH ROPY NAFTOWEJ I GAZU

Niniejszy formularz odnosi się do pkt. 3 ustęp 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”) („**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 Serinus Energy 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 2014 r. (koniec ostatniego zakończonego roku obrotowego), oszacowanych w oparciu o prognozowane ceny i koszty.

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

Komitet ds. Rezerw Rady Dyrektorów Spółki przeprowadził:

- a) Przegląd procedur Spółki służących przekazywaniu informacji niezależnemu wykwalifikowanemu ewaluatorowi rezerw;
- b) Spotkanie z wykwalifikowanym podmiotem dokonującym oceny rezerw w celu ustalenia, czy zdolność ewaluatora rezerw do wydania raportu bez zastrzeżeń nie podlegała żadnym ograniczeniom; oraz

- c) Przegląd danych o rezerwach wspólnie z kierownictwem oraz wykwalifikowanym ewaluatorem rezerw.

Komitet ds. Rezerw Rady Dyrektorów Spółki 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 ewaluatora rezerw dotyczące danych o rezerwach; oraz
- (c) treść oraz przedłożenie niniejszego raportu.

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

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

25 marca 2015 r.

ZAŁĄCZNIK D

KOMITET AUDYTU ZAKRES KOMPETENCJI

*Uchwalony przez Radę Dyrektorów w dniu 21 grudnia 2006 r.
i zmieniony w dniu 27 kwietnia 2007 r. i 12 listopada 2009 r.*

CEL

Komitet Audytu („**Komitet**”) spółki Serinus Energy Inc. („**Spółka**”) został powołany w celu wypełnienia stosownych zobowiązań spółki publicznej dotyczących komitetów audytu oraz wsparcia Rady Dyrektorów Spółki („**Rada Dyrektorów**”) w realizacji jej obowiązków nadzoru w odniesieniu do sprawozdawczości finansowej, w tym m.in. obowiązku:

- zapewnienia dokładności, pełności i rzetelności sprawozdań finansowych Spółki 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 Spółki;
- nadzorowania pracy kierownictwa obszaru finansowego Spółki, audytorów wewnętrznych i zewnętrznych;
- prowadzenia komunikacji bezpośrednio z audytorami wewnętrznymi i zewnętrznymi Spółki oraz zapewnienia otwartych kanałów komunikacji pomiędzy audytorami wewnętrznymi, zewnętrznymi, Radą Dyrektorów i kierownictwem Spółki;
- 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 wytycznych dla działalności komitetu audytu zgodnie ze stosownymi przepisami dotyczącymi papierów wartościowych, w tym Zarządzenia Krajowego NI 52-110 *Audit Committees [Komitety Audytu]* („**NI 52-110**”) i „finansowo biegły” (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 spółek, w tym Spółki, Rada Dyrektorów musi ocenić, czy nie osłabi to zdolności tej osoby do efektywnego wypełniania jego obowiązków jako członka Komitetu.
3. Rada Dyrektorów, na swoim spotkaniu organizacyjnym odbywającym się przy okazji corocznego posiedzenia akcjonariuszy Spółki, 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 Spółki, jeśli pozostają na stanowisku dyrektora Spółki 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 jego 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 planu 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) po każdym posiedzeniu 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 Spółki;

- (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 rozwiązywanie umów 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 Spółki. 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 Spółki oraz do zewnętrznych audytorów Spółki, jak i tych informacji, które Spółka uzna za konieczne bądź celowe na potrzeby wypełnienia jego 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, Dyrektora Generalnego (CEO), Przewodniczącego, Wiceprzewodniczącego oraz wszystkich innych dyrektorów.

- (c) Na wszystkie posiedzenia, za wyjątkiem sesji o charakterze wykonawczym i zamkniętych posiedzeń z audytorami zewnętrznymi, zostają zaproszeni następujący członkowie kierownictwa:

Dyrektor Generalny
Dyrektor Finansowy

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

11. Audytorzy wewnętrzni, jeżeli są, i audytorzy zewnętrzni Spółki, komunikują się bezpośrednio z Komitetem za pośrednictwem Przewodniczącego. Komitet, poprzez Przewodniczącego, może się kontaktować bezpośrednio z każdym pracownikiem Spółki, 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 jej obowiązków odnoszących się do zasad rachunkowości Spółki, 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 Spółki, 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 dla Spółki lub jej jednostek zależnych;
 - (d) ocena rocznych i okresowych skonsolidowanych sprawozdań finansowych Spółki, raportów audytorów zewnętrznych z audytu rocznych sprawozdań finansowych, raportów audytorów zewnętrznych z przeglądu okresowych sprawozdań finansowych, sprawozdań kierownictwa z działalności (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 Spółki i ocena wyników ich działalności;
 - (f) zapewnienie istnienia adekwatnych procedur oceny podawania przez Spółkę do wiadomości publicznej informacji finansowych pochodzących ze sprawozdań finansowych Spółki, 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 Spółkę dotyczących prowadzenia rachunkowości, wewnętrznych kontroli księgowych i audytów; i
 - (ii) poufnego i anonimowego informowania przez pracowników Spółki o przypadkach wątpliwych praktyk księgowych i audytorskich;
 - (h) ocena i zatwierdzanie korporacyjnych polityk rekrutacji w strukturze Spółki partnerów, pracowników oraz byłych partnerów i pracowników audytora zewnętrznego, który obecnie świadczy usługi na potrzeby Spółki, oraz byłych audytorów zewnętrznych Spółki; oraz
 - (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 Spółki; i
 - (ii) wynagrodzeń dla audytorów zewnętrznych;
 - (b) zaangażowanie audytorów zewnętrznych w przegląd wszystkich okresowych sprawozdań finansowych i wyników przeglądu przez audytora okresowych sprawozdań finansowych i przeglądu przez audytora odnośnych sprawozdań MD&A, niezależnych wobec kierownictwa i bez jego obecności;

- (c) ocena innych kwestii związanych z audytem zewnętrznym, o których należy poinformować Komitet zgodnie z ogólnie przyjętymi standardami audytowania 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 Spółki bądź politykami rachunkowości;
- (e) ocena planu i zakresu audytu, skali i harmonogramu audytu przeprowadzanego przez audytorów zewnętrznych przed rozpoczęciem audytu;
- (f) przeprowadzenie, niezależnie od kierownictwa i we współpracy z audytorami zewnętrznymi na zakończenie audytu, 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 Spółki;
 - v. wsparcie udzielone przez personel Spółki podczas audytu;
 - vi. wykorzystanie zasobów wewnętrznych;
 - vii. istotne transakcje poza obszarem zwykłej działalności Spółki;
 - 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 krytycznych polityk rachunkowości Spółki i jakości ocen i szacunków księgowych dokonanych przez kierownictwo;
 - (h) uczestnictwo w zmianie audytorów zewnętrznych Spółki, w tym wymagania dotyczące ujawniania związanych z tym informacji;
 - (i) ocena wszystkich istotnych dokumentów wymienianych pomiędzy audytorami wewnętrznymi i kierownictwem, w tym pismo dla 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, ocena i potwierdzenie ich niezależności przez omówienie z audytorami ich związku ze Spółką, z uwzględnieniem szczegółów wszystkich świadczonych przez nich usług pozakontrolnych;
 - (k) spotkanie z audytorami zewnętrznymi niezależnie od kierownictwa i bez jego udziału co najmniej raz w roku celem omówienia i oceny określonych kwestii i innych istotnych spraw, które audytorzy mogą chcieć poddać pod rozważę Komitetu;
 - (l) omówienie z audytorami zewnętrznymi wszystkich istotnych zmian, które należy wprowadzić do podejścia lub zakresu planu audytu, podejścia kierownictwa do proponowanych przez audytorów zewnętrznych poprawek i wszelkich działań lub ich braku ze strony kierownictwa, co ogranicza lub zawęża zakres ich pracy; oraz
 - (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 Spółki:
- (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; oraz
 - (d) zapewnienie bezpośredniego kanału komunikacji z audytorami zewnętrznymi.
15. Obowiązki i odpowiedzialność Komitetu związane z procedurami kontroli wewnętrznych Spółki:
- (a) nadzór, weryfikacja i ocena adekwatności, skuteczności, jakości i rzetelności kontroli i procedur ujawniania informacji przez Spółkę, 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 Spółki, 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 Spółki; oraz
 - (f) okresowa ocena korporacyjnych procedur finansowych i audytowych Spółki oraz zakresu, w jakim zalecenia audytorów wewnętrznych lub zewnętrznych zostają wdrożone.

16. Ponadto Komitet odpowiada za:

- (a) przeprowadzenie oceny kwartalnych sprawozdań Spółki 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 następujących dokumentów dotyczących Komitetu (których ujawnienie jest wymagane przepisami prawa):
 - (i) sprawozdanie roczne dla akcjonariuszy Spółki;
 - (ii) roczny formularz informacyjny i okólnik informacyjny kierownictwa Spółki;
 - (iii) prospekty Spółki; oraz
 - (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 Spółki;
- (d) przeprowadzenie oceny stosowności polityk i procedur wykorzystanych przy opracowaniu skonsolidowanych sprawozdań finansowych Spółki 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 Spółki;
- (f) przeprowadzenie przy udziale kierownictwa, audytorów zewnętrznych i w razie konieczności rady 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 Spółki i sposobu, w jaki te kwestie są ujawniane w skonsolidowanych sprawozdaniach finansowych;
- (g) przeprowadzenie przy udziale kierownictwa i audytorów zewnętrznych oceny istotnych praktyk księgowych stosowanych przez Spółkę 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 Spółki, 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 Spółki 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 wiąże się z podstawową działalnością Spółki;
- (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 Spółki z organami nadzoru, oraz aktualności i dokładności komunikatów Spółki;
- (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) przekazywanie Radzie Dyrektorów systematycznych sprawozdań z działalności Komitetu, publikacji i odnośnych zaleceń; oraz
- (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 Spółki.

UPRAWNIENIA KOMITETU

17. Komitet jest również uprawniony do:

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