



SERINUS ENERGY INC.

Sprawozdanie kierownictwa z działalności
za rok zakończony dnia 31 grudnia 2016 r.
(kwoty w dolarach amerykańskich)

Niniejsze Sprawozdanie kierownictwa z działalności („Sprawozdanie z działalności”) spółki Serinus Energy Inc. (zwanej „Serinus” lub „Spółką”) jest przeglądem wyników działalności, płynności oraz zasobów kapitałowych spółki Serinus Energy Inc. oraz jej spółek zależnych (zwanych łącznie „Serinus” lub „Spółką”). Sprawozdanie z działalności należy analizować łącznie ze zbadanym skonsolidowanym sprawozdaniem finansowym Serinus wraz z notami objaśniającymi za rok zakończony dnia 31 grudnia 2016 r. Należy także zapoznać się z informacją prawną zatytułowaną „Wyrażenia perspektywiczne”, które znajdują się na końcu niniejszego dokumentu.

Za sporządzenie niniejszego Sprawozdania z działalności odpowiada Kierownictwo, natomiast Komitet ds. Audytu Rady Dyrektorów („Rada”) dokonuje przeglądu niniejszego Sprawozdania z działalności i rekomenduje jego przyjęcie przez Radę.

Niniejsze Sprawozdanie z działalności sporządzone zostało w dolarach amerykańskich („USD”), będących walutą sprawozdawczą Spółki. Załączone sprawozdanie finansowe zostało sporządzone zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej („MSSF”), zwanymi również standardami rachunkowości. Niniejszy dokument datowany jest na dzień 16 marca 2017 r.

W informacji zamieszczonej na końcu niniejszego dokumentu znajdują się definicje niektórych pojęć stosowanych w ujawnieniach dotyczących ropy naftowej i gazu ziemnego, miar niewystępujących w MSSF oraz istotnych szacunków. Dodatkowe informacje na temat Serinus, w tym Roczny Formularz Informacyjny Spółki, znajdują się w systemie SEDAR pod adresem www.sedar.com lub na stronie internetowej Serinus pod adresem www.serinusenergy.com.

Niniejszy dokument stanowi wolne tłumaczenie oryginału sporządzonego w języku angielskim. W celu umożliwienia pełniejszego zrozumienia treści dokumentu, w uzasadnionych przypadkach użyto terminologii stosowanej powszechnie w Polsce. W przypadku wątpliwości interpretacyjnych obowiązuje wersja angielska.

KLUCZOWE INFORMACJE

- Średnia cena ropy naftowej w Tunezji w 2016 r. wynosiła 42,10 USD/bbl i była niższa w porównaniu do 52,75 USD/bbl w 2015 r., odzwierciedlając spadek ceny ropy Brent w trakcie 2015 r., która osiągnęła najniższą wartość w styczniu 2016 r. (30,70 USD/bbl). Cena ropy naftowej w czwartym kwartale 2016 r. była wyższa i wyniosła 47,40 USD/bbl, w porównaniu do 41,85 USD/bbl w analogicznym okresie 2015 r. Cena ropy Brent wynosiła średnio 49,19 USD/bbl, w porównaniu do 43,56 USD/bbl w analogicznym okresie 2015 r. (co stanowiło wzrost o 13%).
- Przychody ze sprzedaży dla Tunezji, pomniejszone o koszty należności koncesyjnych (ang. *royalties*) za rok zakończony 31 grudnia 2016 r. obniżyły się do 14,0 mln USD, w porównaniu do 23,0 mln USD w 2015 r., ze względu na niższe ceny surowców oraz niższe wydobycie. Przychody ze sprzedaży, pomniejszone o koszty należności koncesyjnych, za okres trzech miesięcy zakończony dnia 31 grudnia 2016 r. obniżyły się do 3,7 mln USD, w porównaniu do 4,2 mln USD w analogicznym okresie 2015 r. w związku z niższym wydobyciem, które zostało częściowo skompensowane przez wyższe ceny surowców.
- Strata netto z działalności kontynuowanej za rok zakończony 31 grudnia 2016 r. wyniosła 27,5 mln USD, w porównaniu do 52,2 mln USD straty netto z działalności kontynuowanej w 2015 r. Strata ta uwzględnia odpis z tytułu utraty wartości aktywów w wysokości 16,8 mln USD (2015: 51,4 mln USD) dokonany w związku z ujemnym rezultatem weryfikacji rezerw technicznych oraz utrzymującymi się niskimi cenami ropy naftowej i gazu ziemnego.
- Przepływy środków z działalności operacyjnej^{a b} za rok zakończony 2016 r. były ujemne i wyniosły 1,6 mln USD (2015 r.: dodatnie przepływy w wysokości 16,8 mln USD). Przepływy środków z działalności operacyjnej dla Tunezji wyniosły 4,4 mln USD, strata z działalności obszaru korporacyjnego wyniosła 9,0 mln USD, a kompensujące tę stratę z działalności kontynuowanej przepływy środków z działalności operacyjnej dla Ukrainy wyniosły 3,0 mln USD. Zbycie działalności na Ukrainie, niższe wydobycie oraz niższe ceny surowców przyczyniły się do spadku przepływów środków z działalności operacyjnej w 2016 r. Przepływy środków z działalności operacyjnej za okres trzech miesięcy zakończony 31 grudnia 2016 r. były ujemne i wyniosły 0,4 mln USD (2015 r.: dodatnie przepływy w wysokości 2,1 mln USD). Przepływy środków z działalności operacyjnej za okres trzech miesięcy obejmowały przepływy środków z działalności operacyjnej w Tunezji w wysokości 1,1 mln USD, które zostały skompensowane przez stratę z działalności obszaru korporacyjnego w wysokości 1,5 mln USD.
- Wartość retroaktywna netto^{b c} dla Tunezji w 2016 r. wyniosła 11,41 USD/boe, w porównaniu do 20,86 USD/boe w 2015 r. Niższa wartość retroaktywna netto była rezultatem niższych cen surowców, częściowo skompensowanych przez niższe koszty produkcji.
- Wielkość wydobycia w Tunezji w 2016 r. wynosiła 1 124 boe/d i zmniejszyła się w porównaniu do 1 348 boe/d w 2015 r. (co stanowiło spadek o 17%). Spadek produkcji w 2016 r. wynikał z naturalnych spadków wydobycia oraz różnych problemów technicznych, w tym zarastania rur na odwiercie WIN-12bis, awarii pomp ESP i w następstwie nieplanowanych rekonstrukcji wymaganych na odwiertach CS-1, CS-9 oraz CS-3, a także z problemów operacyjnych po stronie STEG, co ograniczyło sprzedaż gazu.
- Wielkość wydobycia w Tunezji w czwartym kwartale 2016 r. wynosiła 1 131 boe/d i zmniejszyła się w porównaniu do 1 277 boe/d w analogicznym okresie 2015 r. Zmniejszenie produkcji spowodowane było naturalnymi spadkami wydobycia oraz niższym wydobyciem na koncesji Chouech Es Saida, ponieważ oba odwierty CS-1 i CS-3 zostały czasowo zamknięte w połowie grudnia.
- W 2016 r. 76% produkcji w Tunezji stanowiła ropa naftowa (2015 r.: 78%), a pozostałą część stanowiło wydobycie gazu ziemnego.
- Działając za pośrednictwem tunezyjskiej spółki zależnej, Serinus zawarła z Shell International Trading and Shipping Company Limited (dalej "Shell") w drugim kwartale 2016 r. porozumienie handlowe dotyczące sprzedaży ropy wydobywanej przez Spółkę w Tunezji. Zawarto je na okres pięciu lat, zaś mechanizm cenowy jest konkurencyjny wobec cen uzyskiwanych przez tunezyjską spółkę od innych nabywców ropy naftowej wydobywanej w Tunezji. Korzyści dla Serinus obejmują regularny odbiór ropy przez dużego renomowanego nabywcę. W roku zakończonym 31 grudnia 2016 r. miał miejsce jeden odbiór na podstawie umowy z Shell.
- Z dniem 28 października 2016 r. rumuński regulator - Narodowa Agencja Zasobów Mineralnych (ang. *National Agency for Mineral Development* – „NAMR”) udzieliła ostatecznego zatwierdzenia Aneksu dotyczącego zgody na przedłużenie o Etap 3 Koncesji Satu Mare („Satu Mare”), zlokalizowanej w północno-zachodniej Rumunii. Przedłużenie obowiązuje

^a Patrz „Przepływy środków z działalności operacyjnej”

^b Patrz „Miary niewystępujące w MSSF” znajdujące się na końcu niniejszego Sprawozdania z działalności

^c Patrz „Wartość retroaktywna netto”

przez okres trzech lat i wygasa 28 października 2019 r. Zgodnie z warunkami przedłużenia, zobowiązania do prac obejmują wykonanie dwóch odwiertów oraz – do wyboru przez Spółkę – pozyskanie nowych danych sejsmicznych 3D dla 120 km² lub wykonanie trzeciego odwiertu. Dwa odwierty muszą być wykonane odpowiednio na głębokość co najmniej 1 000 i 1 600 metrów, a w przypadku zdecydowania się na trzeci, ma on mieć głębokość 2 000 m. Spółka posiada obecnie 60% udziałów operacyjnych w Satu Mare poprzez pośrednio zależną spółkę Winstar Satu Mare S.A. („Winstar Satu Mare”). Właściciel pozostałych 40% udziałów uznał, że nie jest w stanie uczestniczyć w kolejnych etapach prac przypisanych do koncesji. Jednak właściciel ten znajduje się obecnie w sporze podatkowym z władzami Rumunii, w wyniku którego nastąpiło zapobiegawcze zajęcie udziałów partnera w Rumunii. Zgodnie z warunkami zapobiegawczego zajęcia przez rumuńskie organy podatkowe, właściciel pozostałych 40% udziałów w koncesji Satu Mare ma ograniczone prawo do przeniesienia udziałów, jeżeli nie uzyska zezwolenia rumuńskich organów podatkowych.

- Po zakończeniu roku, Spółka złożyła ostateczny skrócony prospekt emisyjny datowany na 21 lutego 2017 r., w związku z wprowadzaniem na rynek ofertą 72 mln akcji zwykłych Spółki, po cenie 0,35 CAD za akcję, dającą łączne wpływy brutto w wysokości 25,2 mln CAD (wpływy netto w wysokości 24,3 mln CAD, po uwzględnieniu prowizji agenta w wysokości 0,9 mln CAD) (dalej „Oferta”). Oferta została sfinalizowana w dniu 24 lutego 2017 r., a łączne wpływy netto zostaną wykorzystane przez Spółkę na sfinansowanie rozbudowy stacji gazowej na polu Moftinu oraz prac przygotowawczych do programu wierceń w 2018 r. na terenie koncesji Satu Mare w Rumunii, usprawnienia produkcji na terenie bloku Sabria w Tunezji oraz na ogólne potrzeby Spółki.
- Na 31 grudnia 2016 r. pozostałe do spłaty zadłużenie wobec EBOR wyniosło 27,1 mln USD i odzwierciedla wcześniejszą spłatę dokonaną w wyniku zbycia działalności na Ukrainie, płatności dokonane zgodnie z harmonogramem w marcu i wrześniu 2016 r. oraz dokonaną w maju 2016 r. spłatę na mocy zapisu umowy o odprowadzaniu nadwyżki środków pieniężnych.
- Na 31 grudnia 2016 r. Spółka Serinus nie dopełniła kowenantu *zadłużenie finansowe do EBITDA* na poziomie skonsolidowanym dotyczącego kredytu z Europejskiego Banku Odbudowy i Rozwoju („EBOR”). Po zakończeniu roku EBOR formalnie odstąpił od wymogu utrzymania tego wskaźnika dla roku zakończonego dnia 31 grudnia 2016 r. W wyniku uzyskanego zwolnienia z wymogu spełnienia wskaźnika, kredyt spłacany będzie zgodnie z pierwotnym harmonogramem, a bank nie będzie sięgał do ustanowionych zabezpieczeń. Jednak ze względu na niedopełnienie wskaźnika na dzień 31 grudnia 2016 r., Serinus dokonał reklasyfikacji długoterminowego zadłużenia z tytułu kredytu na zobowiązanie krótkoterminowe w sprawozdaniu finansowym, zgodnie z wymogami standardów rachunkowości. Istnieje ryzyko dalszego naruszania określonych kowenantów finansowych związanych z zadłużeniem w EBOR przez Spółkę, w szczególności ze względu na utrzymujące się niskie ceny surowców. Pomimo, że EBOR w przeszłości odstępował od wymogu spełnienia kowenantów, nie ma pewności, że stanie się tak w przyszłości. Jeśli kowenanty nie zostaną spełnione bank może zażądać spłaty zadłużenia.
- W dniu 31 sierpnia 2016 r. Serinus ogłosił zmiany w składzie kierownictwa najwyższego szczebla. Pan Timothy Elliott - Prezes i Dyrektor Generalny (CEO) oraz Pan Jock Graham - Wiceprezes i Wicedyrektor Generalny (COO) ustąpili ze stanowisk z dniem 31 sierpnia 2016 r. Z dniem 31 sierpnia 2016 r. Pan Jeffrey Auld został powołany na Dyrektora Generalnego (CEO), co zbiegło się w czasie z ustąpieniem Pana Elliotta.
- W pierwszym kwartale 2016 r. Serinus ogłosił zamknięcie transakcji sprzedaży 70% akcji posiadanych na Ukrainie na rzecz Resano Trading Ltd. W wyniku realizacji transakcji Spółka otrzymała łącznie środki pieniężne w kwocie wynoszącej 33,2 mln USD, w czym zawarta jest korekta kapitału obrotowego i rozliczenia wewnątrzgrupowe. Wpływy netto ze sprzedaży zostały przeznaczone na spłatę zadłużenia wraz z odsetkami w Europejskim Banku Odbudowy i Rozwoju („EBOR”) w wysokości 19,2 mln USD, dotyczącego kredytu dla Rumunii i Tunezji. Pozostałe środki ze sprzedaży będą wykorzystane na cele ogólnokorporacyjne oraz na dalsze zagospodarowanie dokonanego przez Spółkę odkrycia gazu w rejonie Moftinu w Rumunii. Wyniki działalności na Ukrainie uwzględnione są w skonsolidowanych wynikach Serinus do dnia sfinalizowania transakcji sprzedaży i są wykazywane w sprawozdaniu z całkowitych dochodów jako działalność zaniechana.

OGÓLNE INFORMACJE OPERACYJNE

Serinus jest międzynarodową spółką poszukiwawczo-wydobywczą prowadzącą działalność w Tunezji i Rumunii. Biura kierownictwa Spółki znajdują się w Calgary (Kanada), natomiast biuro Relacji Inwestorskich w Warszawie (Polska).

W Sprawozdaniu kierownictwa z działalności zawarta jest analiza wyżej wymienionej działalności. Spółka prowadziła również działalność na Ukrainie, która została zbyta na początku lutego 2016 r. Wyniki działalności na Ukrainie do daty sprzedaży, są wykazywane w sprawozdaniu z całkowitych dochodów za lata zakończone dnia 31 grudnia 2016 r. i 2015 r.

jako działalność zaniechana. Dla celów niniejszego Sprawozdania kierownictwa z działalności analiza wyników z działalności na Ukrainie została ujęta w rozdziale „Działalność zaniechana”.

Tunezja

Na dzień 31 grudnia 2016 r. Spółka posiadała następujący udział w koncesjach:

Koncesje	Udział operacyjny	Data wygaśnięcia
Chouech Es Saida	100%	grudzień 2027 r.
Ech Chouech	100%	czerwiec 2022 r.
Sabria	45%	listopad 2028 r.
Zinna	100%	grudzień 2020 r.
Sanrhar	100%	grudzień 2021 r.

Spośród koncesji w Tunezji, produkcja ropy i gazu odbywa się obecnie na polach Sabria oraz Chouech Es Saida.

Tunezyjska państwowa spółka naftowo-gazowa Enterprise Tunisienne d'Activites Petroliere (“ETAP”) posiada prawo do pozyskania udziału w koncesji Chouech Es Saida w wysokości do 50% udziałów, jeżeli łączna sprzedaż ropy naftowej z koncesji, po pomniejszeniu o koszty należności koncesyjnych oraz ubytki objętości węglowodorów (ang. *shrinkage*), przekroczy 6,5 miliona baryłek. Na dzień 31 grudnia 2016 r. z koncesji sprzedano łącznie 5,2 miliona baryłek (z uwzględnieniem pomniejszenia o koszty należności koncesyjnych oraz ubytki objętości węglowodorów).

Spółka zaczęła generować przychody w Tunezji od momentu nabycia Winstar w czerwcu 2013 r. i od tego czasu wygenerowała skumulowany przychód z koncesji (pomniejszony o koszty należności koncesyjnych) w wysokości 107,5 mln USD.

Rumunia

Serinus posiada obecnie 60% udziałów operacyjnych w Satu Mare poprzez pośrednio zależną spółkę Winstar Satu Mare S.A.

Serinus skupi się na zagospodarowywaniu odkrycia z Moftinu-1001, co obejmować będzie budowę infrastruktury naziemnej. Projekt rozbudowywania stacji gazowej Moftinu jest projektem o krótkim horyzoncie realizacji, w związku z tym oczekuje się, że wydobycie z odwiertów poszukiwawczych Moftinu-1001 oraz Moftinu-1000 rozpocznie się na początku 2018 r. Spółka uzyskała wszystkie niezbędne zezwolenia i wkrótce przystąpi do budowy stacji gazowej o operacyjnej przepustowości 15 MMcf/d. prace nad projektem będą prowadzone przez cały 2017 rok. Spółka opracowuje również program wierceń w celu realizacji prac objętych zobowiązaniem w ramach przedłużenia koncesji.

Biorąc pod uwagę powodzenie działań w Moftinu, Spółka pracuje także nad uszczegółowieniem i rozszerzeniem zasobu obiektów poszukiwawczych w ramach koncesji. Bazując na starszych danych sejsmicznych 2D i istniejących odwiertach, kierownictwo zidentyfikowało ponad 25 obiektów poszukiwawczych i potencjalnie poszukiwawczych. Program poszukiwawczy może obejmować pozyskanie większej ilości danych sejsmicznych.

Właściciel pozostałych 40% udziałów zdecydował się nie uczestniczyć w kolejnych etapach prac przypisanych do koncesji. Jednak ze względu na to, że właściciel ten znajduje się obecnie w sporze podatkowym z władzami Rumuni, w wyniku którego nastąpiło zapobiegawcze zajęcie udziałów partnera w Rumunii. Zgodnie z warunkami zapobiegawczego zajęcia przez rumuńskie organy podatkowe, właściciel pozostałych 40% udziałów w koncesji Satu Mare ma ograniczone prawo do przeniesienia udziałów, jeżeli nie uzyska zezwolenia rumuńskich organów podatkowych.

Koncesja Satu Mare zajmuje obszar przy granicy z Węgrami i Ukrainą, w Basenie Panońskim. Umowa koncesji wygasa we wrześniu 2034 r.

Pozostałe aktywa

Umowa o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku L w Brunei („Umowa PSA dla Bloku L”) została zakończona w październiku 2016 r. Wcześniej Spółka posiadała 90% udziału operacyjnego w umowie PSA dla Bloku L. Spółka jest zobowiązana do wykonania prac związanych z rekultywacją terenu. Aktywa w Bloku L w Brunei są w całości objęte odpisem z tytułu utraty wartości.

Spółka posiada udziały w niewielkich aktywach w Sturgeon Lake w Prowincji Alberta (Kanada). Aktywa te nie generują przychodów, a koszty ich przyszłego opuszczenia szacowane są na 1,4 mln CAD. W ramach prac związanych z opuszczeniem aktywów poniesiono 0,4 mln USD kosztów (2015: 0 USD).

PRZEPLYWY ŚRODKÓW PIENIĘŻNYCH Z DZIAŁALNOŚCI OPERACYJNEJ

Serinus stosuje *przepływy środków z działalności operacyjnej* jako kluczowy wskaźnik, służący do pomiaru zdolności Spółki do generowania środków pieniężnych z działalności operacyjnej do sfinansowania przyszłych działań poszukiwawczych i rozwojowych. Przepływy środków z działalności operacyjnej nie są standardową miarą występującą w MSSF, a zatem mogą nie być porównywalne do podobnych miar raportowanych przez inne jednostki.

	Okres trzech miesięcy zakończony 31 grudnia		Rok zakończony 31 grudnia	
	2016	2015	2016	2015
Przepływy środków z działalności operacyjnej ^(a)	\$ (368)	\$ 2 127	\$ (1 640)	\$ 16 829
Środki pieniężne z działalności operacyjnej na akcję	\$ (0,00)	\$ 0,03	\$ (0,02)	\$ 0,21
Środki pieniężne z działalności operacyjnej				
Działalność kontynuowana	\$ (368)	\$ (2 192)	\$ (4 652)	\$ 935
Działalność zaniechana ^(b)	-	4 319	3 012	15 894
	\$ (368)	\$ 2 127	\$ (1 640)	\$ 16 829

(a) Przepływy środków z działalności operacyjnej definiowane są jako środki pieniężne z działalności operacyjnej przed uwzględnieniem zmiany stanu niepieniężnego kapitału obrotowego i kalkulowane są jako przychody ze sprzedaży ropy naftowej i gazu, pomniejszone o koszty należności koncesyjnych oraz koszty produkcji, koszty ogólnego zarządu, koszty nabycia jednostki, bieżące obciążenie podatkowe oraz zrealizowany zysk/strata z tytułu różnic kursowych. Przepływy środków z działalności operacyjnej nie są standardową miarą występującą w MSSF. Patrz rozdział zatytułowany "Miary niewystępujące w MSSF" w celu uzyskania informacji dotyczących miar niewystępujących w MSSF.

(b) Działalność na Ukrainie jest wykazywana w sprawozdaniu z całkowitych dochodów jako działalność zaniechana.

Przepływy środków z działalności operacyjnej z działalności kontynuowanej za okres trzech miesięcy zakończony 31 grudnia 2016 r. wzrosły o 1,8 mln USD i wyniosły 0,4 mln USD (wartość ujemna), w porównaniu do 2,2 mln USD (wartość ujemna) w analogicznym okresie 2015 r. Wzrost przepływów środków z działalności operacyjnej spowodowany był głównie przez niższe koszty produkcji oraz koszty ogólnego zarządu, częściowo skompensowane przez niższe przychody spowodowane wielkością wydobycia. W tabeli poniżej przedstawiono przepływy środków z działalności operacyjnej w podziale na kraje.

Przepływy środków z działalności operacyjnej z działalności kontynuowanej w ujęciu od początku roku spadły o 5,6 mln USD i wyniosły 4,7 mln USD (wartość ujemna), w porównaniu do 0,9 mln USD w 2015 r. Spadek przepływów środków z działalności operacyjnej spowodowany był głównie przez niższe ceny surowców, niższe koszty produkcji oraz wyższe koszty ogólnego zarządu, częściowo skompensowane przez niższe koszty produkcji.

Omówienie środków z działalności operacyjnej na Ukrainie zostało zamieszczone w rozdziale „Działalność zaniechana”.

Serinus Energy Inc. - Sprawozdanie kierownictwa z działalności za rok 2016
(kwoty w tys. USD, o ile nie wskazano inaczej)

Poniższe tabele prezentują uzgodnienie pomiędzy przepływami środków z działalności operacyjnej i najbardziej zbliżoną miarą występującą w MSSF, jaką są przepływy z działalności operacyjnej oraz do zysku/(straty) netto w podziale na segmenty.

	Rumunia		Tunezja		Ukraina		Obszar korporacyjny		Razem	
	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015
Rok zakończony 31 grudnia										
Zysk/(strata) netto według segmentu	\$ 6	\$ 675	\$(15 038)	\$(36 345)	\$(30 657)	\$ 4 352	\$(12 489)	\$(16 480)	\$(58 178)	\$(47 798)
Pozycje niepieniężne:										
Odpisy umorzeniowe i amortyzacja	5	5	5 070	8 190	599	10 346	183	206	5 857	18 747
Utrata wartości	-	-	16 754	51 390	-	3 303	-	-	16 754	54 693
Strata ze zbycia aktywów	-	-	-	(5)	33 040	82	-	16	33 040	93
Przyrost wartości zobowiązania z tytułu wycofania składnika aktywów z użytkowania	5	-	770	589	2	21	-	-	777	610
Platności w formie akcji własnych	-	-	-	-	-	-	85	775	85	775
Wydatki na likwidację aktywów	-	-	-	-	-	-	(407)	-	(407)	-
Niezrealizowana strata z inwestycji	-	-	-	-	-	-	8	50	8	50
Niezrealizowane ujemne różnice kursowe	7	-	154	-	105	1 106	112	-	378	1 106
Zmiana stanu odroczonego podatku dochodowego	-	-	(3 357)	(13 802)	-	(1 493)	-	-	(3 357)	(15 295)
Odsetki i pozostałe przychody	-	-	-	-	(78)	(2 312)	(10)	1 498	(88)	(814)
Koszty odsetkowe	-	-	-	-	1	489	3 490	4 173	3 491	4 662
Przepływy środków z działalności operacyjnej	23	680	4 353	10 017	3 012	15 894	(9 028)	(9 762)	(1 640)	16 829
Zmiana stanu niepieniężnego kapitału obrotowego	-	-	1 784	621	(2 143)	(3 529)	564	(1 339)	205	(4 247)
Przepływy z działalności operacyjnej	23	680	6 137	10 638	869	12 365	(8 464)	(11 101)	(1 435)	12 582

	Rumunia		Tunezja		Ukraina		Obszar korporacyjny		Razem	
	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015
Okres trzech miesięcy zakończony 31 grudnia										
Zysk/(strata) netto według segmentu	\$ 56	\$ 134	\$(12 137)	\$(7 698)	\$ -	\$(429)	\$(2 338)	\$(6 727)	\$(14 419)	\$(14 720)
Pozycje niepieniężne:										
Odpisy umorzeniowe i amortyzacja	1	1	1 343	1 392	-	3 498	41	52	1 385	4 943
Utrata wartości	-	-	16 754	7 113	-	3 303	-	-	16 754	10 416
Strata ze zbycia aktywów	-	-	-	(5)	-	82	12	16	12	93
Przyrost wartości zobowiązania z tytułu wycofania składnika aktywów z użytkowania	2	-	193	148	-	5	-	-	195	153
Platności w formie akcji własnych	-	-	-	-	-	-	49	40	49	40
Wydatki na likwidację aktywów	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Niezrealizowana strata z inwestycji	-	-	-	-	-	-	(13)	(14)	(13)	(14)
Niezrealizowane ujemne różnice kursowe	11	-	86	-	-	382	36	-	133	382
Zmiana stanu odroczonego podatku dochodowego	-	-	(5 167)	539	-	(553)	-	-	(5 167)	(14)
Odsetki i pozostałe przychody	-	-	-	-	-	(2 024)	(7)	1 663	(7)	(361)
Koszty odsetkowe	-	-	-	-	-	55	710	1 154	710	1 209
Przepływy środków z działalności operacyjnej	70	135	1 072	1 489	-	4 319	(1 510)	(3 816)	(368)	2 127
Zmiana stanu niepieniężnego kapitału obrotowego	-	-	2 496	(1 936)	-	389	238	911	2 734	(636)
Przepływy z działalności operacyjnej	70	135	3 568	(447)	-	4 708	(1 272)	(2 905)	2 366	1 491

PRODUKCJA

	Okres trzech miesięcy zakończony 31 grudnia		Rok zakończony 31 grudnia		
	2016	2015	2016	2015	
Średnia dzienna wielkość produkcji					
Ropa naftowa (bbl/d)		842	1 001	853	1 055
Gaz ziemny (Mcf/d)		1 733	1 655	1 628	1 755
Ogółem boe/d		1 131	1 277	1 124	1 348

Produkcja w Tunezji odbywa się na obszarze pól Chouech Es Saida oraz Sabria.

Wielkość produkcji w czwartym kwartale 2016 r. spadła o 11% i wyniosła 1 131 boe/d, w porównaniu do 1 277 boe/d w analogicznym okresie 2015 r. Spadek produkcji w czwartym kwartale 2016 r. związany był z naturalnymi spadkami wydobywania oraz niższym wydobywaniem na koncesji Chouech Es Saida, ponieważ oba odwierty CS-1 i CS-3 zostały czasowo zamknięte w połowie grudnia. Te dwa odwierty pozostały zamknięte w pierwszym kwartale 2017 r., w oczekiwaniu na wymianę pomp oraz rekonstrukcję. Przewiduje się, że wydobywanie na odwiercie CS-3 zostanie wznowione na początku

kwietnia 2017 r., po rozstrzygnięciu kwestii zamknięcia pola Chouech Es Saida ogłoszonej w dniu 28 lutego 2017 r. Spadek wydobycia na koncesji Chouech Es Saida został skompensowany wyższym wydobyciem na polu Sabria, w związku ze zwiększoną produkcją z odwiertu WIN12-bis w porównaniu do 2015 r., ze względu na ograniczone wydobycie w październiku 2015 r., z powodu zarastania rur we wrześniu i październiku.

Porównując rok do roku, wielkość produkcji zmniejszyła się o 17% do 1 124 boe/d, w porównaniu do 1 348 boe/d w ubiegłym roku. Spadek produkcji w 2016 r. wynikał z naturalnych spadków wydobycia oraz różnych problemów technicznych, w tym zarastania rur na odwiercie WIN-12, awarii pomp ESP i w następstwie nieplanowanych rekonstrukcji wymaganych na odwiertach CS-1, CS-9 oraz CS-3.

PRZYCHODY ZE SPRZEDAŻY ROPY NAFTOWEJ I GAZU ORAZ ZMIANA STANU ZAPASU ROPY NAFTOWEJ

	Okres trzech miesięcy zakończony 31 grudnia		Rok zakończony 31 grudnia	
	2016	2015	2016	2015
Ropa naftowa	\$ 6 040	\$ 3 855	\$ 11 949	\$ 20 331
Zmiana stanu zapasów ropy naftowej	(2 367)	-	1 194	-
Gaz ziemny	783	939	2 804	5 644
	<u>\$ 4 456</u>	<u>\$ 4 794</u>	<u>\$ 15 947</u>	<u>\$ 25 975</u>
Ropa naftowa (USD/bbl)	\$ 47,40	\$ 41,85	\$ 42,10	\$ 52,75
Gaz ziemny (USD/Mcf)	4,91	6,17	4,71	8,81
Średnia cena (USD/boe)	<u>\$ 42,82</u>	<u>\$ 40,81</u>	<u>\$ 38,75</u>	<u>\$ 52,77</u>

Działając za pośrednictwem tunezyjskiej spółki zależnej, Serinus zawarła z Shell International Trading and Shipping Company Limited (dalej "Shell") w drugim kwartale 2016 r. porozumienie handlowe dotyczące sprzedaży ropy wydobywanej przez Spółkę w Tunezji. Zawarto je na okres pięciu lat, zaś mechanizm cenowy jest konkurencyjny wobec cen uzyskiwanych przez tunezyjską spółkę od innych nabywców ropy naftowej wydobywanej w Tunezji. Korzyści dla Serinus obejmują regularny odbiór ropy przez dużego renomowanego nabywcę. W roku zakończonym 31 grudnia 2016 r., na podstawie porozumienia z Shell, miały miejsce: dwa odbiory przez tankowce w marcu 2016 r. oraz jeden w listopadzie. Poza powyższymi nie miały miejsca dalsze odbiory przez tankowce, a ropa naftowa jest aktualnie gromadzona na podstawie porozumienia z Shell.

W związku z gromadzeniem ropy naftowej Spółka ujmuje zapasy w wartości sprzedaży netto, a zmiana stanu zapasów jest ujmowana w rachunku zysków i strat jako zmiana stanu zapasów ropy naftowej. Środki pieniężne otrzymywane co miesiąc od Shell są prezentowane w bilansie jako zaliczki na sprzedaż ropy naftowej. Kiedy ropa naftowa zostaje fizycznie załadowana na tankowce i następuje przeniesienie własności, zapasy i zaliczki są odwracane, należności są rozliczane z pozostałą kwotą należną od Shell, a zmiana stanu zapasu w rachunku zysków i strat jest reklasyfikowana do przychodów. Na 31 grudnia 2016 r. Spółka znajdowała się w tzw. *under-lifted position* - sprzedaż poniżej udziału w wydobyciu o około 23 421 bbl, z czego 5 534 bbl zostało zarezerwowane na potrzeby sprzedaży na rynek lokalny. W związku z *under-lifted position* Spółka ujęła zapas w wysokości 1,2 mln USD.

Spółka jest zobowiązana do sprzedaży 20% rocznego wydobycia z koncesji Sabria na rynek lokalny, po cenie niższej o około 10% w stosunku do ceny uzyskiwanej ze sprzedaży pozostałej ropy naftowej. W okresach trzech miesięcy i roku zakończonych 31 grudnia 2016 r. średnia cena ropy Brent wyniosła odpowiednio 49,19 USD za bbl oraz 43,55 USD za bbl, w porównaniu do 43,56 USD za bbl i 52,35 USD za bbl w analogicznych okresach 2015 r., co stanowiło wzrost o 13% w ujęciu kwartalnym i spadek o 17% w ujęciu rok do roku. Ceny gazu ziemnego są regulowane na szczeblu państwowym i związane są ze średnią krocząca ceną oleju opałowego o niskiej zawartości siarki za okres dwunastu miesięcy (odnoszone do Brent).

Przychody ze sprzedaży ropy naftowej i gazu w czwartym kwartale 2016 r. wyniosły 4,5 mln USD, w porównaniu do 4,8 mln USD w czwartym kwartale 2015 r. Zmniejszenie przychodów o 7% spowodowane jest spadkiem wydobycia (o 16%), co zostało skompensowane przez wzrost średnich cen surowców w kwartale (o 13%).

W ujęciu rok do roku, przychody ze sprzedaży ropy naftowej i gazu wyniosły 15,9 mln USD w porównaniu do 26 mln USD w analogicznym okresie 2015 r. Spadek o 39% jest związany głównie z niższymi cenami surowców (napędzane przez niższe ceny Brent) oraz niższe wydobycie. Przeciętne ceny surowców w ujęciu od początku roku były o 17% niższe niż ceny w 2015 r., a produkcja obniżyła się o 17%.

KOSZTY NALEŻNOŚCI KONCESYJNYCH

	Okres trzech miesięcy zakończony 31 grudnia		Rok zakończony 31 grudnia	
	2016	2015	2016	2015
Koszty należności koncesyjnych ogółem	\$ 735	\$ 562	\$ 1 972	\$ 2 989
USD/boe	\$ 7,06	\$ 4,78	\$ 4,79	\$ 6,07
Koszty należności koncesyjnych jako % sprzedaży	16,5%	11,7%	12,4%	11,5%

Stawki opłat koncesyjnych w Tunezji ustalane są na podstawie indywidualnych umów koncesyjnych i nie przekraczają 15%. Dla dwóch koncesji, Sabria i Zinnia, stawki opłat koncesyjnych uzależnione są od wysokości wskaźnika - obliczonego jako stosunek skumulowanych przychodów ze sprzedaży, pomniejszonych o podatki, do skumulowanych nakładów inwestycyjnych poniesionych na terenie koncesji - zwanego współczynnikiem R. Ponieważ współczynnik R wzrasta, maksymalna stawka opłat koncesyjnych wynosi 15%.

Średnia stawka opłat koncesyjnych w czwartym kwartale 2016 r. wyniosła 16,5% w porównaniu do 11,7% w czwartym kwartale 2015 r. W czwartym kwartale 2016 r. wzrósł współczynnik R dla pola Sabria, w wyniku czego stawka opłat koncesyjnych dla ropy naftowej wzrosła z 7% do 10%, natomiast stawka opłat koncesyjnych dla gazu ziemnego wzrosła z 6% do 8% (dla całego 2016 roku). Wpływ tej zmiany na cały 2016 rok został ujęty w czwartym kwartale 2016 r. Zmiana ta została częściowo skompensowana przez proporcjonalny wzrost w 2016 r. udziału produkcji z pola Sabria, dla której stawki opłat koncesyjnych są niższe niż stawki opłat koncesyjnych dla pola Chouech Es Saida, która wynosiła 15%. Wzrost wartości przypadających na boe za okres trzech miesięcy zakończony 31 grudnia 2016 r. wynika z wyższych cen ropy naftowej oraz kosztów należności koncesyjnych w czwartym kwartale 2016 r., w porównaniu do analogicznego okresu w 2015 r.

W ujęciu rocznym średnia stawka opłat koncesyjnych wzrosła do 12,4%, w porównaniu do 11,5% w 2015 r. Wzrost średniej stawki opłat koncesyjnych odzwierciedla wzrost współczynnika R dla pola Sabria, który przyczynił się do wzrostu stawki opłat koncesyjnych dla ropy naftowej i gazu ziemnego do odpowiednio 10% i 8%, w porównaniu do 7% i 6% w okresie porównawczym.

KOSZTY PRODUKCJI

	Okres trzech miesięcy zakończony 31 grudnia		Rok zakończony 31 grudnia	
	2016	2015	2016	2015
Tunezja	2 674	3 698	9 279	12 718
Kanada	(65)	105	79	248
Koszty produkcji	\$ 2 609	\$ 3 803	\$ 9 358	\$ 12 966
Koszty produkcji dla Tunezji (USD/boe)	\$ 25,70	\$ 31,48	\$ 22,55	\$ 25,84

Koszty produkcji w czwartym kwartale 2016 r. w wielkościach bezwzględnych były niższe o 31%, w porównaniu do analogicznego okresu 2015 r. Koszty produkcji przypadające na boe spadły jedynie o 18% i wyniosły 25,70 USD/boe, w porównaniu do 31,48 USD/boe w 2015 r., odzwierciedlając spadek produkcji w kwartale (co zostało omówione w rozdziale „Produkcja” na poprzedniej stronie).

Koszty produkcji za rok zakończony 31 grudnia 2016 r. spadły o 28% do 9,4 mln USD, w porównaniu z 13,0 mln USD w analogicznym okresie 2015 r. Koszty produkcji przypadające na boe spadły jedynie o 13% do 22,55 USD/boe, w porównaniu do 25,84 USD/boe w ubiegłym roku.

Koszty produkcji w okresie od początku roku (wyrażone w wielkościach bezwzględnych oraz przypadające na boe) spadły głównie w związku z działaniami mającymi na celu redukcję kosztów, oszczędnościami wynikającymi z zamknięcia pola Sanrhar oraz jednorazowym ujęciem odpisu na zapasy w ubiegłym roku.

Koszty produkcji dotyczące Kanady obejmują koszty związane z aktywami w Sturgeon Lake i wyniosły (65) tys. USD oraz 79 tys. USD odpowiednio w okresach trzech miesięcy i roku zakończonych dnia 31 grudnia 2016 r. Aktywa te nie są aktywami produkcyjnymi. Spółka ponosi minimalne koszty operacyjne w celu utrzymania nieruchomości.

WARTOŚĆ RETROAKTYWNA NETTO ZE SPRZEDAŻY ROPY NAFTOWEJ I GAZU ZIEMNEGO (ang. oil and gas netback)

Serinus stosuje wartość retroaktywną netto jako kluczowy wskaźnik efektywności służący do pomiaru przychodów Spółki po pomniejszeniu o koszty bezpośrednie, obejmujące koszty należności koncesyjnych i koszty produkcji, aby wspomóc Kierownictwo w zrozumieniu rentowności Serinus w odniesieniu do aktualnych warunków rynkowych oraz jako narzędzie analityczne dla analizy porównawczej efektywności operacyjnej w stosunku do poprzednich okresów. Wartość retroaktywna netto jest miarą niewystępującą w MSSF, dlatego miara ta może być nieporównywalna z miarami stosowanymi przez inne podmioty.

W tabeli poniżej zaprezentowano uzgodnienie wartości retroaktywnej netto do najbardziej zbliżonej miary przychodów w MSSF.

Wartość retroaktywna netto według towarów (ilości w tysiącach)	Okres trzech miesięcy zakończony 31 grudnia					
	2016			2015		
	Gaz (Mcf)	Ropa naftowa (bbl)	Razem (boe)	Gaz (Mcf)	Ropa naftowa (bbl)	Razem (boe)
Średnie dzienne wielkości sprzedaży	1 733	842	1 131	1 655	1 001	1 277
Przychody ze sprzedaży	\$ 4,91	\$ 47,40	\$ 42,82	\$ 6,17	\$ 41,85	\$ 40,81
Koszty należności koncesyjnych	(0,68)	(8,08)	(7,06)	(0,66)	(5,02)	(4,78)
Koszty produkcji	(6,68)	(20,76)	(25,70)	(4,99)	(31,90)	(31,48)
Wartość retroaktywna netto ^(a)	\$ (2,45)	\$ 18,56	\$ 10,06	\$ 0,52	\$ 4,93	\$ 4,55
Wartość retroaktywna netto według towarów (ilości w tysiącach)	Rok zakończony 31 grudnia					
	2016			2015		
	Gaz (Mcf)	Ropa naftowa (bbl)	Razem (boe)	Gaz (Mcf)	Ropa naftowa (bbl)	Razem (boe)
Średnie dzienne wielkości sprzedaży	1 628	853	1 124	1 755	1 055	1 348
Przychody ze sprzedaży	\$ 4,71	\$ 42,10	\$ 38,75	\$ 8,81	\$ 52,75	\$ 52,77
Koszty należności koncesyjnych	(0,49)	(5,37)	(4,79)	(0,95)	(6,17)	(6,07)
Koszty produkcji	(3,74)	(22,59)	(22,55)	(4,31)	(25,83)	(25,84)
Wartość retroaktywna netto ^(a)	\$ 0,48	\$ 14,14	\$ 11,41	\$ 3,55	\$ 20,75	\$ 20,86

- (a) Wartość retroaktywna netto jest definiowana jako przychody ze sprzedaży pomniejszone o koszty bezpośrednie i kalkulowana jest jako przychody ze sprzedaży ropy naftowej i gazu, pomniejszone o koszty należności koncesyjnych i koszty produkcji. Wartość retroaktywna netto jest miarą niewystępującą w MSSF, w celu uzyskania dalszych informacji patrz „Miary niewystępujące w MSSF”.

Wartość retroaktywna netto wzrosła w czwartym kwartale 2016 r. do 10,06 USD/boe, w porównaniu z 4,55 USD/boe w czwartym kwartale 2015 r. Wzrost w czwartym kwartale 2016 r. jest wynikiem niższych kosztów produkcji oraz wzrostem uzyskiwanych cen, częściowo skompensowanych przez wzrost stawek opłat koncesyjnych.

Wartość retroaktywna netto obniżyła się w roku zakończonym 31 grudnia 2016 r. do 11,41 USD/boe, w porównaniu z 20,86 USD/boe w 2015 r. Spadek w 2016 r. jest wynikiem niższych uzyskiwanych cen, częściowo skompensowanych przez niższe koszty produkcji oraz niższe stawki opłat koncesyjnych.

KOSZTY OGÓLNEGO ZARZĄDU

	Okres trzech miesięcy zakończony 31 grudnia		Rok zakończony 31 grudnia	
	2016	2015	2016	2015
Koszty ogólnego zarządu	\$ 1 361	\$ 2 271	\$ 8 320	\$ 6 984
USD/boe	\$ 13,08	\$ 4,76	\$ 15,15	\$ 3,62
USD/działalność kontynuowana/boe	\$ 13,08	\$ 19,33	\$ 20,22	\$ 14,19

Koszty ogólnego zarządu Spółki są zasadniczo ujmowane w zyskach i stratach, przy czym część kosztów bezpośrednio związanych z poszukiwaniem i zagospodarowaniem aktywów jest kapitalizowana lub wykazywana jako koszty produkcji. Koszty ogólnego zarządu przedstawione powyżej są zatem wartością netto – stanowią koszty ogólnego zarządu brutto pomniejszone o odzyskane koszty (ang. *recoveries*).

Koszty ogólnego zarządu spadły w czwartym kwartale 2016 r. w związku z zakończeniem działalności w Dubaju w poprzednim kwartale oraz w związku z podjęciem działań mających na celu ograniczenie kosztów.

W ujęciu rok do roku koszty ogólnego zarządu wzrosły o 19%, głównie w związku z odprawami dla wyższego kierownictwa w wysokości 2,4 mln USD. Po wyłączeniu tych kosztów, koszty ogólnego zarządu spadły rok do roku i wyniosły 5,9 mln USD w 2016 r., w porównaniu z 6,9 mln USD w 2015 r., głównie z uwagi na podjęcie działań mających na celu ograniczenie kosztów. Jednakże obserwowany spadek raportowanych kosztów ogólnego zarządu częściowo ograniczyła niższa wartość odzyskanych kosztów (ze względu na mniejszą skalę działalności oraz minimalny program inwestycyjny).

Wpływ na wartość kosztów przypadających na boe ma uwzględnienie wydobywania na Ukrainie w okresach do dnia sfinalizowania transakcji sprzedaży działalności na Ukrainie. W celu znormalizowania wskaźnika USD/boe wyłączono wydobywanie na Ukrainie i przedstawiono wartość kosztów przypadających na boe z działalności kontynuowanej. Koszty ogólnego zarządu spadły o 32% do 13,08 USD/boe w ujęciu kwartalnym, co spowodowane jest spadkiem o 40% kosztów ogólnego zarządu w wartościach bezwzględnych oraz spadkiem produkcji o 11% w porównaniu z 2015 r.

Koszty ogólnego zarządu w okresie od początku roku wyniosły 20,22 USD/boe i wzrosły o 42% w porównaniu do 14,19 USD/boe w 2015 r. Wzrost ten odzwierciedla wyższe o 19% koszty ogólnego zarządu w wartościach bezwzględnych oraz spadek wydobywania o 17% w porównaniu do 2015 r.

PŁATNOŚCI W FORMIE AKCJI WŁASNYCH

	Okres trzech miesięcy zakończony 31 grudnia		Rok zakończony 31 grudnia	
	2016	2015	2016	2015
Płatności w formie akcji własnych	\$ 49	\$ 40	\$ 85	\$ 775
USD/boe	\$ 0,47	\$ 0,09	\$ 0,15	\$ 0,40
USD/działalność kontynuowana/boe	\$ 0,47	\$ 0,34	\$ 0,21	\$ 1,58

Spółka przyznała dyrektorom, członkom kierownictwa i pracownikom opcje uprawniające do nabycia akcji zwykłych po cenie wykonania opcji równej lub wyższej od wartości godziwej akcji zwykłych na dzień przyznania. W dniu wykonania opcji rozliczane są poprzez emisję akcji zwykłych, pokrywanych z kapitału własnego. W przypadku opcji wyemitowanych przed 2016 r. okres ważności każdej transzy opcji na zakup akcji wynosi pięć lat, a ich posiadacze nabywają jedną trzecią uprawnień z ich tytułu natychmiast, natomiast pozostałe dwie trzecie – na zasadzie uzyskiwania po jednej trzeciej uprawnień w każdą rocznicę daty przyznania. W trzecim kwartale 2016 r. przyznano opcje o siedmioletnim okresie ważności, a ich

Serinus Energy Inc. - Sprawozdanie kierownictwa z działalności za rok 2016
(kwoty w tys. USD, o ile nie wskazano inaczej)

posiadacze nabywają po jednej trzeciej uprawnień z ich tytułu w rocznicę daty ich przyznania przez trzy kolejne lata. Wszystkie opcje zostaną rozliczone przez wydanie akcji w formie materialnej.

Płatności w formie akcji własnych w okresie trzech miesięcy zakończonym 31 grudnia 2016 r. tys. USD wyniosły 49 tys. USD, w porównaniu do 40 tys. USD w czwartym kwartale 2015 r.

W okresie od początku roku płatności w formie akcji własnych wyniosły 85 tys. USD w porównaniu do 775 tys. USD w 2015 r. Spadek kosztów tych płatności w 2016 r. jest spowodowany głównie ujęciem w pierwszym kwartale 2015 r. przyspieszonych kosztów związanych z unieważnieniem 2 753 400 opcji.

ODPISY UMORZENIOWE, AMORTYZACJA I UTRATA WARTOŚCI

	Okres trzech miesięcy zakończony 31 grudnia		Rok zakończony 31 grudnia	
	2016	2015	2016	2015
Tunezja	\$ 1 343	\$ 1 392	\$ 5 070	\$ 8 190
Obszar korporacyjny	42	53	188	211
Odpisy umorzeniowe i amortyzacja ("D&D")	\$ 1 385	\$ 1 445	\$ 5 258	\$ 8 401
Odpisy umorzeniowe i amortyzacja dla Tunezji (USD/boe)	\$ 12,91	\$ 11,85	\$ 12,32	\$ 16,65

Odpisy umorzeniowe i amortyzacja naliczane są w podziale na koncesje, przy uwzględnieniu wartości księgowej netto koncesji, przyszłych kosztów zagospodarowania związanych z rezerwami danego pola oraz z potwierdzonymi i prawdopodobnymi rezerwami danej koncesji.

Koszty odpisów umorzeniowych i amortyzacji za czwarty kwartał 2016 r. utrzymały się na poziomie 1,4 mln USD, jako że niższe wydobycie zostało skompensowane przez wzrost stawki umorzeniowej przypadającej na boe.

Koszty odpisów umorzeniowych przypadających na boe wzrosły do 12,91 USD/boe za okres trzech miesięcy zakończony dnia 31 grudnia 2016 r., w porównaniu do 11,85 USD/boe w analogicznym okresie 2015 r. w związku z ujemną korektą wielkości rezerw na koniec 2016 r., co wpłynęło na wzrost stawki umorzeniowej przypadającej na boe w czwartym kwartale 2016 r., częściowo skompensowanej przez obniżenie umarżanej podstawy w związku z ujęciem w 2015 r. odpisem z tytułu utraty wartości, rozpoznany ze względu na malejące ceny ropy naftowej.

W ujęciu od początku roku koszty odpisów umorzeniowych i amortyzacji w 2016 r. spadły do 5,3 mln USD z 8,4 mln USD w 2015 r. Spadek kosztów odpisów umorzeniowych spowodowany był niższą stawką umorzeniową przypadającą na boe w 2016 r. oraz niższą o 17% produkcją.

W ujęciu od początku roku koszty odpisów umorzeniowych przypadających na boe spadły do 12,32 USD/boe w 2016 r. w porównaniu do 16,65 USD/boe w 2015 r. Spadek stawek umorzeniowych związany jest z obniżeniem umarżanej podstawy w 2016 r., co odzwierciedla odpis z tytułu utraty wartości ujęty w 2015 r.

UTRATA WARTOŚCI

	Okres trzech miesięcy zakończony 31 grudnia		Rok zakończony 31 grudnia	
	2016	2015	2016	2015
Utrata wartości aktywów	\$ 16 754	\$ 7 113	\$ 16 754	\$ 51 390

Wartości bilansowe posiadanych przez Spółkę rzeczowych aktywów trwałych, poddawane są weryfikacji, jeżeli zdarzenia lub zmiany okoliczności wskazują, że wartość bilansowa aktywów może nie odzwierciedlać wartości odzyskiwalnej. Aktywa poddawane są weryfikacji co najmniej na każdy dzień sprawozdawczy. W celu przeprowadzenia testów na utratę wartości, aktywa są grupowane w najmniejsze grupy aktywów generujące wpływy z ciągłego użytkowania, w dużym stopniu

niezależne od wpływów pieniężnych z innych aktywów lub grup aktywów („ośrodek wypracowujący środki pieniężne”). Ośrodki wypracowujące środki pieniężne Spółki generalnie pokrywają się z każdym obszarem koncesji lub umową o podziale wydobycia.

Ze względu na utrzymujące się niskie ceny ropy naftowej oraz weryfikację rezerw Spółka przeprowadziła na 31 grudnia 2016 r. test na utratę wartości dla ośrodków wypracowujących środki pieniężne w Tunezji („CGU”) przy zastosowaniu metody wartości godziwej pomniejszonej o koszty sprzedaży. Wartość godziwa na 31 grudnia 2016 r. została określona na podstawie danych z raportu o potwierdzonych i prawdopodobnych rezerwach na koniec 2016 r. Zastosowano stopę dyskontową na poziomie 24%-27% oraz przyjęto prognozy dotyczące cen (skorygowane o różnice jakościowe charakterystyczne dla Spółki). W wyniku przeprowadzonego testu ujęto odpis z tytułu utraty wartości w wysokości 16,8 mln USD (31 grudnia 2015 r. : 51,4 mln USD).

KOSZTY ODSETKOWE I PRZYROST WARTOŚCI

	Okres trzech miesięcy zakończony 31 grudnia		Rok zakończony 31 grudnia	
	2016	2015	2016	2015
	Odsetki od długoterminowych zobowiązań z tytułu kredytu	\$ 712	\$ 1 154	\$ 3 488
Pozostałe koszty odsetkowe	-	-	2	-
Przyrost wartości zobowiązania z tytułu wycofania składnika aktywów z użytkowania	193	148	775	590
	<u>\$ 905</u>	<u>\$ 1 302</u>	<u>\$ 4 265</u>	<u>\$ 4 762</u>

Koszty odsetkowe i przyrost wartości w czwartym kwartale 2016 r. spadły do 0,7 mln USD, w porównaniu do 1,2 mln USD w analogicznym okresie 2015 r. Spadek kosztów odsetkowych w kwartale wynika głównie z niższego poziomu długoterminowego zadłużenia utrzymywanego w 2016 r. w związku ze spłatami dokonywanymi w ciągu roku.

Koszty odsetkowe za rok zakończony 31 grudnia 2016 r. spadły do 3,5 mln USD, w porównaniu z 4,2 mln USD w analogicznym okresie 2015 r. Spadek kosztów odsetkowych wynika głównie z niższego poziomu zadłużenia w 2016 r., które zostało częściowo skompensowane przyspieszoną amortyzacją odroczonej kosztów pozyskania finansowania kredytu z EBOR dla Rumunii, w związku ze spłatą kredytu dla Rumunii w pierwszym kwartale 2016 r.

Koszty przyrostu wartości obejmują wzrost zobowiązania z tytułu wycofania składnika aktywów z użytkowania od końca ubiegłego roku i odzwierciedlają upływ czasu. Wzrost kosztów przyrostu wartości w 2016 r. spowodowany jest wyższym, w porównaniu do 2015 r., zobowiązaniem z tytułu wycofania składnika aktywów z użytkowania, w związku ze zmianą szacunków na 31 grudnia 2015.

STRATA Z TYTUŁU RÓŻNIC KURSOWYCH

Wahania kursów wymiany walut są czynnikiem ekonomicznym, który wpływa na przepływy pieniężne z działalności operacyjnej Spółki oraz na inwestycje. Sprawozdanie finansowe prezentowane jest w dolarach amerykańskich (USD), które stanowią walutę sprawozdawczą Spółki.

Na skutek wahań kursów wymiany walut pomiędzy dolarem amerykańskim a innymi walutami (patrz rozdział „Ryzyko walutowe”) ujęto stratę z tytułu różnic kursowych w okresach trzech miesięcy i roku zakończonych 31 grudnia 2016 r. w wysokości odpowiednio 0,2 mln USD i 0,7 mln USD, w porównaniu do straty odpowiednio 0,9 mln USD i 1,8 mln USD w 2015 r.

DZIAŁALNOŚĆ ZANIECHANA

W dniu 8 lutego 2016 r. Serinus ogłosił zamknięcie transakcji sprzedaży 70% akcji posiadanych w KUBGAS Holdings (KUB Holdings) na rzecz Resano Trading Ltd. KUB Holdings posiadał 100% udziałów w KUB-GAS LLC, ukraińskiej spółce zależnej, która stanowiła działalność Spółki na Ukrainie. W wyniku realizacji transakcji Serinus otrzymał łącznie środki pieniężne w wysokości 33,2 mln USD, w czym zawarta jest korekta kapitału obrotowego i rozliczeń wewnątrzgrupowych.

Serinus Energy Inc. - Sprawozdanie kierownictwa z działalności za rok 2016
(kwoty w tys. USD, o ile nie wskazano inaczej)

Wyniki działalności na Ukrainie są uwzględnione w wynikach Serinus do dnia zamknięcia transakcji sprzedaży. W wyniku realizacji transakcji sprzedaży wszystkie aktywa, zobowiązania, udziały niesprawujące kontroli oraz skumulowane inne całkowite dochody związane z działalnością na Ukrainie zostały wyksięgowane z bilansu i ujęte w rachunku zysków i strat jako strata ze zbycia. Wyksięgowane pozycje bilansu zostały skompensowane o wpływy ze zbycia (pomniejszone o związane z nimi koszty transakcyjne). Strata ze zbycia obejmuje głównie inne całkowite straty w wysokości 34,2 mln USD związane z działalnością na Ukrainie.

Wyniki działalności na Ukrainie oraz strata ze zbycia aktywów ukraińskich są wykazywane jako działalność zaniechana w sprawozdaniu z całkowitych dochodów dla danych porównawczych z 2015 r. oraz dla 2016 r. - do dnia sfinalizowania transakcji sprzedaży.

	Okres trzech miesięcy zakończony 31 grudnia		Rok zakończony 31 grudnia	
	2016	2015	2016	2015
<i>Zysk/ (strata) netto z działalności zaniechanej</i>				
Przychody ze sprzedaży ropy naftowej i gazu	\$ -	\$ 15 220	\$ 5 416	\$ 61 986
Koszty należności koncesyjnych	-	(8 089)	(1 492)	(34 701)
Przychody ze sprzedaży ropy naftowej i gazu pomniejszone o koszty należności koncesyjnych	-	7 131	3 924	27 285
Koszty operacyjne				
Koszty produkcji	-	(2 370)	(396)	(8 539)
Koszty ogólnego zarządu	-	(4)	(3)	(46)
Odpisy umorzeniowe i amortyzacja	-	(3 498)	(599)	(10 346)
Strata ze zbycia aktywów	-	(36)	-	(82)
Utrata wartości aktywów	-	(3 303)	-	(3 303)
Przychody /(koszty) finansowe				
Odsetki i pozostałe przychody	-	2 024	78	2 312
Koszty odsetkowe i przyrost wartości	-	(60)	(3)	(510)
Zysk /(strata) z tytułu różnic kursowych	-	(382)	(105)	(1 104)
Zysk przed opodatkowaniem	-	(498)	2 896	5 667
Bieżące obciążenie podatkowe	-	(442)	(513)	(2 808)
Zmiana stanu odroczonego podatku dochodowego	-	553	-	1 493
Zysk netto z działalności zaniechanej	\$ -	\$ (387)	\$ 2 383	\$ 4 352
Strata ze zbycia (pomniejszona o koszty transakcyjne)	\$ -	\$ -	\$ (33 040)	\$ -
Zysk /(strata) za okres	\$ -	\$ (387)	\$ (30 657)	\$ 4 352

Serinus nabył udziały na Ukrainie w 2010 r. za 45 mln USD. Od dnia nabycia Spółka otrzymała łącznie dywidendy w wysokości 41,5 mln USD, a całkowita wartość środków otrzymanych ze zbycia udziałów w lutym 2016 r. wyniosła 33,2 mln USD, co dało stopę zwrotu 12,5% w trakcie trwania projektu.

Wielkość wydobycia do dnia sfinalizowania transakcji sprzedaży wyniosła 2 677 boe/d, w porównaniu do 2 807 boe/d w analogicznym okresie 2015 r.

Przychody z tytułu ropy naftowej i gazu ziemnego za rok zakończony dnia 31 grudnia 2016 r. wyniosły 5,4 mln USD, co stanowiło spadek o 91% w porównaniu do 62,0 mln USD w ubiegłym roku. Spadek przychodów ze sprzedaży spowodowany jest zmniejszeniem produkcji o 90% (w związku ze zbyciem działalności na Ukrainie w lutym 2016 r.) oraz spadkiem uzyskiwanych cen o 9%.

Średnia cena gazu ziemnego za rok zakończony 31 grudnia 2016 r. wyniosła 6,63 USD/Mcf, w porównaniu do 7,19 USD/Mcf w analogicznym okresie 2015 r. Reformy rynkowe spowodowały, że począwszy od 1 października 2015 r. cena ustalana była w oparciu o ceny rynkowe na Ukrainie, natomiast w okresie porównawczym ceny ustalane były przez ukraińską Państwową Komisję ds. Regulacji Energetyki („PKRE”) w relacji do ceny gazu importowanego z Rosji. Ponadto wpływ na realizowane ceny na początku 2016 r. miało osłabienie kursu UAH. Kurs hrywny ukraińskiej w relacji do dolara amerykańskiego do dnia

sfinalizowania transakcji sprzedaży w 2016 r. wyniósł 25,1 UAH/USD w porównaniu do 22,1 UAH/USD za rok zakończony 31 grudnia 2015 r., co stanowiło spadek o 14%.

Średnie stawki opłat koncesyjnych w 2016 r. wyniosły 28%, w porównaniu do 56% w 2015 r. Z dniem 1 stycznia 2016 r. rząd Ukrainy obniżył stawki opłat koncesyjnych dla gazu ziemnego do 29% (z wcześniej obowiązujących 55%) dla odwiertów o głębokości przekraczającej 5 km. Efektywna wartość opłat koncesyjnych w 2015 r. (56%) przekraczała urzędową stawkę, która wynosiła 55%, jako że opłaty koncesyjne były uiszczane w oparciu o cenę ustaloną przez PKRE, po której można sprzedawać gaz odbiorcom przemysłowym, jednakże uzyskiwana cena była niższa niż cena limitowana.

Koszty produkcji przypadające na boe za rok zakończony 31 grudnia 2016 r. wyniosły 2,88 USD/boe, w porównaniu do 5,94 USD/boe w analogicznym okresie 2015 r. Koszty produkcji zmniejszyły się w stosunku do okresu porównawczego ze względu na podjęte działania zmierzające do ograniczenia kosztów oraz osłabienie kursu UAH.

Przepływy środków z działalności operacyjnej za rok zakończony 31 grudnia 2016 r. wyniosły 3,0 mln USD w porównaniu do 15,9 mln USD w analogicznym okresie 2015 r. Zmniejszenie przepływów środków z działalności operacyjnej spowodowane było uwzględnieniem wyników tylko do dnia zamknięcia transakcji sprzedaży w 2016 r. i spadkiem cen surowców, częściowo skompensowanych przez niższe stawki opłat koncesyjnych i niższe koszty.

Odpisy umorzeniowe za rok zakończony 31 grudnia 2016 r. wyniosły 4,34 USD/boe, w porównaniu do 7,20 USD/boe w analogicznym okresie 2015 r. Niższa stawka związana jest głównie z niższą wartością umarżonej podstawy na skutek rozpoznanego w 2015 r. odpisu z tytułu utraty wartości (co wpłynęło na niższe wartości księgowe netto) oraz osłabienia kursu UAH.

W roku zakończonym 31 grudnia 2016 r. Spółka nie poniosła żadnych nakładów inwestycyjnych na Ukrainie.

NAKLADY INWESTYCYJNE

	Okres trzech miesięcy zakończony 31 grudnia		Rok zakończony 31 grudnia	
	2016	2015	2016	2015
Nakłady inwestycyjne na rzeczowe aktywa trwałe	\$ 398	\$ 391	\$ 1 914	\$ 8 451
Nakłady inwestycyjne na poszukiwanie i ocenę zasobów	577	172	1 737	4 782
Nakłady inwestycyjne razem	<u>\$ 975</u>	<u>\$ 563</u>	<u>\$ 3 651</u>	<u>\$ 13 233</u>
Nakłady inwestycyjne według lokalizacji				
Tunezja	398	391	1 911	8 430
Rumunia	577	177	1 740	4 785
Obszar korporacyjny	-	(5)	-	18
	<u>\$ 975</u>	<u>\$ 563</u>	<u>\$ 3 651</u>	<u>\$ 13 233</u>

Nakłady inwestycyjne stanowią nakłady poniesione na aktywa, które znajdują się na etapie poszukiwania i oceny zasobów oraz obejmują nakłady poniesione na wykonywanie odwiertów, pozyskiwanie i przetwarzanie danych sejsmicznych. Dla tych aktywów nie określono jeszcze wykonalności pod względem technicznym, ani zasadności ekonomicznej. Aktywa z tytułu poszukiwania i oceny zasobów („E&E”) nie podlegają odpisom umorzeniowym i amortyzacji, ale podlegają testom na utratę wartości (jeśli istnieją przesłanki). Na dzień 31 grudnia 2016 r. obejmują niektóre aktywa w Rumunii. Nakłady poniesione na aktywa, dla których określono wykonalność pod względem technicznym oraz zasadność ekonomiczną są klasyfikowane jako rzeczowe aktywa trwałe.

Nakłady inwestycyjne w Tunezji w okresach trzech miesięcy i roku zakończonych 31 grudnia 2016 r. wyniosły odpowiednio 0,4 mln USD oraz 1,9 mln USD i obejmowały prace związane z elektryczną pompą zanurzeniową („ESP”) w odwiertach CS-1, CS-3 oraz CS-9.

Nakłady inwestycyjne w Rumunii w okresach trzech miesięcy i roku zakończonych 31 grudnia 2016 r. wyniosły odpowiednio 0,6 mln USD i 1,7 mln USD, a obejmowały wstępne koszty pozyskania zezwoleń i licencji oraz koszty związane z dzierżawą gruntów i bieżącymi badaniami inżynierskimi.

Skapitalizowane koszty aktywów w Rumunii z tytułu poszukiwania i oceny zasobów na 31 grudnia 2016 r. wyniosły 20,3 mln USD (31 grudnia 2015 r.: 18,5 mln USD).

PLYNNOŚĆ, ZADŁUŻENIE I ZASOBY KAPITAŁOWE

	Okres trzech miesięcy zakończony 31 grudnia		Okres dwunastu miesięcy zakończony 31 grudnia	
	2016	2015	2016	2015
Przepływy z działalności operacyjnej	\$ 2 366	\$ 1 491	\$ (1 435)	\$ 12 582
Przepływy z działalności finansowej	(13)	309	(27 408)	12 837
Przepływy z działalności inwestycyjnej	(588)	(14)	21 677	(24 618)
Zmiana stanu środków pieniężnych z tytułu różnic kursowych	(107)	(436)	(354)	(80)
Zmiana stanu środków pieniężnych	<u>\$ 1 658</u>	<u>\$ 1 350</u>	<u>\$ (7 520)</u>	<u>\$ 721</u>

W 2016 r. Spółka wygenerowała ujemne przepływy pieniężne z działalności operacyjnej, kontynuuje spłatę zadłużenia oraz ponosi minimalne wydatki inwestycyjne. W warunkach rynku niskich cen surowców, przepływy pieniężne generowane z aktywów tunezyjskich nie są wystarczające do pokrycia kosztów korporacyjnych, w tym kosztów ogólnego zarządu i kosztów obsługi zadłużenia. Środki uzyskane ze sprzedaży działalności na Ukrainie w lutym 2016 r. pomogły zredukować ten niedobór. Za rok zakończony 31 grudnia 2016 r. ujemne przepływy pieniężne wyniosły 7,5 mln USD, w porównaniu do dodatnich przepływów w wysokości 0,7 mln USD w 2015 r.

Podobnie jak większość spółek naftowo-gazowych, Spółka narażona jest na ryzyko płynności, w tym możliwość, że generowane wewnętrznie przepływy pieniężne nie będą wystarczające do sfinansowania bieżącej działalności, projektów inwestycyjnych i obsługi zadłużenia. Dodatkowe finansowanie może nie być dla Spółki dostępne, a rzeczywiście poniesione nakłady przekroczą nakłady planowane.

Spółka w dalszym ciągu podejmuje działania mające na celu ograniczenie wszelkich możliwych kosztów, jednocześnie utrzymując dotychczasowy poziom produkcji w Tunezji. Programy inwestycyjne w 2016 r. zostały ograniczone do tych absolutnie niezbędnych dla utrzymania produkcji.

Po zakończeniu roku, w dniu 24 lutego 2017 r., Spółka wyemitowała 72 mln akcji zwykłych po cenie 0,35 CAD za akcję, dającą łączne wpływy brutto w wysokości 25,2 mln CAD (wpływy netto w wysokości 24,3 mln CAD, po uwzględnieniu prowizji agenta w wysokości 0,9 mln CAD) (dalej „Oferta”). Łączne wpływy netto ze zrealizowanej Oferty zostaną wykorzystane przez Spółkę na sfinansowanie rozbudowy stacji gazowej na polu Moftinu oraz prac przygotowawczych do programu wierceń w 2018 r. na terenie koncesji Satu Mare w Rumunii, usprawnienia produkcji na terenie bloku Sabria w Tunezji oraz na ogólne potrzeby Spółki. Projekt rozbudowywania stacji gazowej Moftinu jest projektem krótkoterminowym, w związku z tym oczekuje się, że wydobywanie z odwiertów poszukiwawczych Moftinu-1001 oraz Moftinu-1000 rozpocznie się na początku 2018 r.

Nie ma żadnych innych ograniczeń w korzystaniu z zasobów kapitałowych Spółki, które mogłyby istotnie wpłynąć bezpośrednio lub pośrednio na jej działalność.

W celu zapewnienia bezpieczeństwa i ochrony kapitału, polityka inwestycyjna Spółki, w zakresie nadwyżek pieniężnych ponad poziom bieżącego zapotrzebowania, zakłada inwestowanie takich środków w instrumenty emitowane przez uznane banki o ratingu „AAA” lub analogicznym, przyznawanym przez niezależne agencje ratingowe.

Kapitał obrotowy

Serinus stosuje kapitał obrotowy jako kluczowy wskaźnik efektywności służący do pomiaru aktywów obrotowych Spółki pomniejszonych o zobowiązania krótkoterminowe, aby wspomóc Kierownictwo w zrozumieniu płynności Serinus w odniesieniu do aktualnych warunków rynkowych oraz jako narzędzie analityczne dla analizy porównawczej w stosunku do poprzednich okresów. Kapitał obrotowy jest miarą niewystępującą w MSSF, dlatego miara ta może być nieporównywalna z miarami stosowanymi przez inne podmioty.

W tabeli poniżej zaprezentowano uzgodnienie kapitału obrotowego do najbardziej zbliżonej miary aktywów obrotowych w MSSF.

	Na dzień 31 grudnia	
	2016	2015
Aktywa obrotowe	\$ 10 728	\$ 72 914
Zobowiązania krótkoterminowe	(49 203)	(84 157)
Kapitał obrotowy ^(a)	<u>\$ (38 475)</u>	<u>\$ (11 243)</u>

- (a) Kapitał obrotowy jest definiowany jako aktywa obrotowe pomniejszone o zobowiązania krótkoterminowe. Kapitał obrotowy jest miarą niewystępującą w MSSF, w celu uzyskania dalszych informacji patrz "Miary niewystępujące w MSSF".

Na dzień 31 grudnia 2016 r. Spółka posiadała ujemny kapitał obrotowy w wysokości 38,5 mln USD (na dzień 31 grudnia 2015 r.: ujemny kapitał obrotowy w wysokości 11,2 mln USD).

Wzrost ujemnego kapitału obrotowego spowodowany jest głównie zbyciem działalności na Ukrainie w pierwszym kwartale 2016 r. (która wykazywała dodatnią wartość kapitału obrotowego na 31 grudnia 2015 r.) i została częściowo skompensowana przez redukcję zadłużenia w związku ze spłatą zobowiązania w wysokości 25,4 mln USD w 2016 r. Na 31 grudnia 2016 r. i 31 grudnia 2015 r. całość zadłużenia prezentowana była jako zobowiązanie krótkoterminowe w związku z niedopełnieniem kowenantu (zwolnienie z którego Spółka otrzymała po zakończeniu okresu sprawozdawczego). Ujemny kapitał obrotowy, po wyłączeniu zadłużenia z tytułu kredytu, wynosiłby 7,5 mln USD na 31 grudnia 2016 r.

Na 31 grudnia 2016 r. Spółka nie dopełniła rocznego kowenantu zadłużenie finansowe do EBITDA na poziomie skonsolidowanym dotyczącego kredytu z Europejskiego Banku Odbudowy i Rozwoju („EBOR”). Po zakończeniu roku EBOR formalnie odstąpił od wymogu utrzymania tego wskaźnika dla roku zakończonego dnia 31 grudnia 2016 r. W wyniku uzyskanego zwolnienia z wymogu spełnienia wskaźnika, kredyt spłacany będzie zgodnie z pierwotnym harmonogramem, a bank nie będzie sięgał do ustanowionych zabezpieczeń. Jednak ze względu na niedopełnienie wskaźnika na dzień 31 grudnia 2016 r., Serinus dokonał reklasyfikacji długoterminowego zadłużenia z tytułu kredytu na zobowiązanie krótkoterminowe w sprawozdaniu finansowym, zgodnie z wymogami standardów rachunkowości. W 2016 r. Spółka finansowała przepływy środków pieniężnych (w tym kapitał obrotowy i wydatki inwestycyjne) ze środków generowanych z działalności w Tunezji oraz środków pieniężnych na rachunkach bankowych.

Wewnętrznie przygotowane prognozy wskazują, że Spółka może w dalszym ciągu naruszać niektóre kowenanty finansowe w przyszłych okresach sprawozdawczych w 2017 r., ze względu na utrzymujące się niskie ceny surowców. Pomimo, że EBOR w przeszłości odstępował od wymogu spełnienia kowenantów, nie ma pewności, że stanie się tak w przyszłości. Jeśli kowenanty nie zostaną spełnione bank może zażądać spłaty zadłużenia. Ta istotna niepewność może powodować poważne wątpliwości co do zdolności Spółki do kontynuowania działalności. Aktualnie Spółka aktywnie ocenia swoje możliwości w tym zakresie, w tym prowadzi rozmowy z EBOR dotyczące zmiany umowy kredytowej i związanych z nią kowenantów finansowych.

Spółka jest w trakcie rozmów z EBOR w celu renegocjacji warunków umowy kredytowej EBOR dla Tunezji, w tym zmian kowenantów finansowych.

Poniżej przedstawiono szczegóły umów kredytowych, które Spółka posiada lub zawarła w okresie zakończonym 31 grudnia 2016 r.:

Kredyt z EBOR – finansowanie w Tunezji

W dniu 20 listopada 2013 r. Spółka sfinalizowała dwie umowy kredytowe z EBOR na łączną kwotę 60 mln USD. Kredyt Główny w wysokości 40 mln USD udzielony został na okres 7 lat i był dostępny w dwóch transzach w wysokości 20 mln USD. W związku z pozyskaniem kredytu z EBOR dla Rumunii w pierwszym kwartale 2015 r., uzgodnioną część drugiej transzy Kredytu Głównego z EBOR związanego z tunezyjskimi aktywami obniżono z 20 mln USD do 8,72 mln USD. Oba kredyty podlegają wymogom spełnienia szeregu warunków, w tym przestrzegania określonych norm w zakresie bezpieczeństwa, środowiska i odpowiedzialności społecznej oraz utrzymania określonych wskaźników finansowych. W rozdziale „Wskaźniki finansowe” przedstawiono dalsze informacje dotyczące kowenantów (ang. *covenants*).

Odsetki od Kredytu Głównego są płatne w okresach półrocznych, w oparciu o zmienną stopę procentową LIBOR powiększoną o 6%. W zależności od decyzji Spółki stopa procentowa może zostać ustalona na stałym poziomie 6% plus terminowa stopa procentowa dostępna dla EBOR na rynku instrumentów zamiany stóp procentowych. Spółka zabezpieczyła stopę procentową dla 20,0 mln USD Kredytu Głównego na poziomie 6,9% na okres dwóch lat, od dnia 30 września 2014 r. do dnia 30 września 2016 r., po tym terminie stopa powróciła do poziomu LIBOR + 6%.

Kredyt Główny będzie spłacany w 12 równych półrocznych ratach. Pierwsza rata w wysokości 1,7 mln USD została spłacona w dniu 31 marca 2015 r. Druga rata w wysokości 2,1 mln USD została spłacona w dniu 30 września 2015 r. W 2016 r. spłacono 7,6 mln USD z Kredytu Głównego (w tym odsetki) ze środków ze sprzedaży ukraińskiej spółki oraz dokonano spłat półrocznych rat w wysokości 1,7 mln USD (zgodnie z harmonogramem w marcu i wrześniu 2016 r.)

Spółka musi przeznaczyć 40% nadwyżki środków pieniężnych wygenerowanych w Tunezji na wcześniejszą spłatę kredytu z EBOR. Nadwyżka środków pieniężnych zdefiniowana jest jako przepływy z działalności operacyjnej tunezyjskiej spółki zależnej Serinus pomniejszone o spłaty zadłużenia i koszty obsługi długu wynikające z całego kredytu głównego dla tunezyjskich aktywów i kredytu dla Rumunii oraz nakłady inwestycyjne, powiększona o każdą nową wypłatę z kredytu dla Tunezji. W przypadku, gdy wcześniejsze spłaty na poczet kredytu dla Rumunii zostaną dokonane w danym roku, wartość środków z Tunezji przeznaczanych na wcześniejszą spłatę kredytu dla Rumunii zostanie obniżona do 25% nadwyżki środków pieniężnych. Nie są przewidziane żadne opłaty związane z przyspieszonymi spłatami przedstawionymi powyżej. W drugim kwartale 2016 r., na podstawie powyższego zapisu umowy kredytowej dokonano spłaty 3,4 mln USD, w związku z nadwyżką środków pieniężnych wygenerowaną w 2015 r.

Na 31 grudnia 2016 r. zadłużenie w ramach Kredytu Głównego wynosiło 7,1 mln USD.

Kredyt Zamienny w wysokości 20 mln USD udzielony został na okres 7 lat i jest oprocentowany w oparciu o sumę zmiennej stopy procentowej LIBOR oraz oprocentowania obliczonego w oparciu o przyrost przychodów netto uzyskanych z aktywów tunezyjskich, ale nie mniej niż 8% rocznie i nie więcej niż 17% rocznie. Spółka może, po spełnieniu określonych warunków, dokonać konwersji całości lub jakiegokolwiek części kwoty głównej Kredytu Zamiennego wraz z naliczonymi odsetkami na akcje nowej emisji Spółki, według wówczas aktualnej ceny rynkowej akcji na TSX lub GPW, jak tego wymagają zasady wymiany. EBOR przysługuje także prawo, by w każdej chwili oraz wielokrotnie dokonywać zamiany całości lub części niespłaconego kapitału Kredytu Zamiennego wraz z naliczonymi odsetkami na akcje nowej emisji Spółki, według wówczas aktualnej ceny rynkowej akcji na TSX lub GPW.

Spółka może również spłacić Kredyt Zamienny w terminie zapadalności w gotówce lub, po spełnieniu określonych warunków, w postaci emisji nowych akcji zwykłych, wycenionych według aktualnej ceny rynkowej akcji na TSX lub GPW. Kwota spłaty podlegać będzie dyskontowaniu, przy zastosowaniu stopy dyskonta ok. 10% w przypadku, gdy wymóg, aby zasadniczo wszystkie aktywa Spółki i jej działalność znajdowały się oraz były prowadzone w krajach objętych działalnością EBOR, nie będzie spełniony w terminie spłaty.

Oba kredyty były dostępne przez okres trzech lat, okres ten już upłynął.

Zabezpieczenie kredytów obejmowało aktywa tunezyjskie, zastaw na określonych rachunkach bankowych oraz akcjach podmiotów zależnych Spółki, które są właścicielami koncesji, jak również korzyści z udziału Spółki w polisach ubezpieczeniowych i porozumieniach w sprawie transakcji pożyczkowych w ramach grupy spółek należących do Serinus.

Wskaźniki finansowe dla kredytu z EBOR – finansowanie w Tunezji

Oba kredyty pozyskane w ramach finansowania dla Tunezji obejmują wymogi spełnienia szeregu warunków, w tym przestrzeganie określonych norm w zakresie bezpieczeństwa, środowiska i odpowiedzialności społecznej oraz utrzymanie określonych wskaźników finansowych. Przy kalkulacji kowenantów stosowane są miary finansowe niewystępujące w ogólnie przyjętych zasadach rachunkowości oraz miary niewystępujące w MSSF, dlatego miary te mogą być nieporównywalne z miarami stosowanymi przez inne podmioty. Szczegóły dotyczące sposobu kalkulacji wskaźników zostały przedstawione w przypisach poniżej.

	Na dzień 31 grudnia 2016	Na dzień 31 grudnia 2015
Wskaźnik obsługi długu (nie niższy niż 1,3:1) (a) - Tunezja (b)	1,4 - SPEŁNIA	2,1 - SPEŁNIA
Wskaźnik obsługi długu (nie niższy niż 1,5:1) (c) - Serinus (d)	2,4 - SPEŁNIA	0,6 - SPEŁNIA
Zadłużenie finansowe do EBITDA (nie wyższy niż 2,5) (e) - Tunezja (f)	1,6 - SPEŁNIA	3,2 - NIE SPEŁNIA
Zadłużenie finansowe do EBITDA (nie wyższy niż 2,75) (g) - Serinus (h)	98,4 - NIE SPEŁNIA	2,5 - SPEŁNIA
Spełnienie wskaźnika	NIE	NIE

- Kalkulacja oparta jest na skorygowanych przepływach pieniężnych za okres ostatnich dwunastu miesięcy podzielonych przez koszty obsługi długu. Przepływy pieniężne skorygowane są o nakłady inwestycyjne poniesione w Tunezji, które nie zostały sfinansowane kredytem z EBOR.
- Skorygowane przepływy pieniężne dla Tunezji za okres dwunastu miesięcy zakończony 31 grudnia 2016 r. wyniosły 5,8 mln USD. Koszty obsługi długu za ten okres wyniosły 4,2 mln USD (31 grudnia 2015 r. odpowiednio: 12,8 mln USD i 5,9 mln USD).
- Kalkulacja oparta jest na skorygowanych przepływach pieniężnych za okres ostatnich dwunastu miesięcy podzielonych przez koszty obsługi długu. Przepływy pieniężne skorygowane są o nakłady inwestycyjne poniesione, które nie są uznawane za koszty projektu EBOR.
- Skorygowane przepływy pieniężne dla Serinus za okres dwunastu miesięcy zakończony 31 grudnia 2016 r. wyniosły 11,6 mln USD. Koszty obsługi długu za ten okres wyniosły 4,8 mln USD (31 grudnia 2015 r. odpowiednio: 5,8 mln USD i 10,1 mln USD).
- Zadłużenie finansowe, jak zdefiniowano w umowie, obejmuje Kredyt Główny w ramach kredytu z EBOR dla Tunezji. Zgodnie z umową EBITDA określana jest za okres dwunastu miesięcy jako przychody ze sprzedaży ropy naftowej i gazu po odjęciu kosztów należności koncesyjnych, pomniejszone o koszty produkcji, koszty ogólnego zarządu, koszty nabycia jednostki. Po 31 grudnia 2015 r. EBOR formalnie odstąpił od wymogu spełnienia kowenantu „zadłużenie finansowe do EBITDA”, dotyczącego kredytu dla Tunezji, za okres sprawozdawczy kończący się dnia 31 grudnia 2015 r.
- Zadłużenie finansowe dla Tunezji wyniosło na 31 grudnia 2016 r. 7,1 mln USD. EBITDA za ten okres wyniosła 4,4 mln USD (31 grudnia 2015 r. odpowiednio: 32,5 mln USD oraz 10,1 mln USD).
- Zadłużenie finansowe, jak zdefiniowano w umowie, obejmuje całe długoterminowe zadłużenie Serinus. Zgodnie z umową EBITDA określana jest za okres dwunastu miesięcy jako przychody ze sprzedaży ropy naftowej i gazu po odjęciu kosztów należności koncesyjnych, pomniejszone o koszty produkcji, koszty ogólnego zarządu, koszty nabycia jednostki. Po 31 grudnia 2016 r. EBOR formalnie odstąpił od wymogu spełnienia kowenantu „zadłużenie finansowe do EBITDA” na poziomie skonsolidowanym za okres sprawozdawczy kończący się 31 grudnia 2016 r.
- Zadłużenie finansowe dla Serinus wyniosło na 31 grudnia 2016 r. 27,1 mln USD. EBITDA za okres dwunastu miesięcy zakończony 31 grudnia 2016 r. wyniosła 275 tys. USD (31 grudnia 2015 r. odpowiednio: 53,1 mln USD oraz 21,4 mln USD).

INFORMACJE O AKCJACH

Spółka ma prawo wyemitować nieograniczoną liczbę akcji zwykłych, z czego na dzień 31 grudnia 2016 r. było wyemitowanych 78 629 941 akcji zwykłych, 79 000 opcji na akcje zwykłe po cenie wykonania wyrażonej w USD oraz 3 611 000 opcji na akcje po cenie wyrażonej w dolarach kanadyjskich („CAD”). Po zakończeniu roku, w związku ze sfinalizowaniem Oferty, Spółka wyemitowała 72 000 000 akcji zwykłych, na skutek czego na 24 lutego 2017 r. było wyemitowanych 150 629 941 akcji zwykłych.

Spółka ma również prawo wyemitować nieograniczoną liczbę akcji uprzywilejowanych. Brak jest aktualnie wyemitowanych lub pozostających w obrocie akcji uprzywilejowanych.

Podsumowanie akcji zwykłych pozostających w obrocie:

	Liczba akcji	Wartość bieżąca akcji
Stan na 31 grudnia 2016 r. i 31 grudnia 2015 r.	78 629 941	\$ 344 479

Podsumowanie wyemitowanych opcji na akcje:

W tabeli poniżej przedstawiono zestawienie opcji na akcje zwykłe na dzień 31 grudnia 2016 r.:

	Opcje denominowane w USD		Opcje denominowane w CAD	
	Liczba opcji	Średnia ważona cena wykonania opcji (USD)	Liczba opcji	Średnia ważona cena wykonania opcji (CAD\$)
Stan na 31 grudnia 2015 r.	1 270 600	\$ 3,96	111 000	\$ 2,28
Opcje przyznane	-	\$ -	3 500 000	\$ 0,32
Opcje, które utraciły ważność / unieważnione	(1 191 600)	\$ 3,97	-	\$ -
Stan na 31 grudnia 2016 r.	<u>79 000</u>	<u>\$ 3,90</u>	<u>3 611 000</u>	<u>\$ 0,38</u>

W tabelach poniżej przedstawiono zestawienie wyemitowanych opcji USD i CAD na dzień 31 grudnia 2016 r.:

Opcje denominowane w USD

Cena wykonania (USD)	Ważne opcje	Możliwe do zrealizowania	Średnioważony czas trwania w latach
\$ 3,01 - \$ 4,00	32 000	32 000	1,74
\$ 4,01 - \$ 5,00	35 000	35 000	1,88
\$ 5,01 - \$ 5,10	12 000	12 000	0,19
<u>\$3,90</u>	<u>79 000</u>	<u>79 000</u>	<u>1,57</u>

Opcje denominowane w CAD

Cena wykonania (CAD)	Ważne opcje	Możliwe do zrealizowania	Średnioważony czas trwania w latach
\$ 0,01 - \$ 1,50	3 500 000	-	6,73
\$ 1,51 - \$ 2,50	74 000	74 000	2,84
\$ 2,51 - \$ 3,22	37 000	37 000	2,43
<u>\$0,38</u>	<u>3 611 000</u>	<u>111 000</u>	<u>6,61</u>

Na dzień publikacji niniejszego sprawozdania wystąpiły następujące zmiany w stanie posiadanych przez dyrektorów i kierownictwo przyznanym opcji od dnia 31 grudnia 2016 r. do dnia sporządzenia niniejszego sprawozdania:

Nazwisko Dyrektora/Członka Kierownictwa Wyższego Szczegła/Kluczowego Personelu	Zmiany posiadanych opcji			
	Opcje posiadane na 16 marca 2017 r.	Akcje posiadane na 31 grudnia 2016 r.	Zmiany posiadanych akcji	Akcje posiadane na 16 marca 2017 r.
Evgenij Iorich ^(a)	-	3 415	-	3 415
Jeffrey Auld	3 500 000	-	-	-
Helmut Langanger	-	-	-	-
Sebastian Kulczyk ^(b)	-	-	-	-
Lukasz Redziniak	-	-	-	-
Dominik Libicki	-	-	-	-
Tracy Heck	-	-	-	-
Jakub Korczak ^(c)	-	-	-	-
	<u>3 500 000</u>	<u>3 415</u>	<u>-</u>	<u>3 415</u>

(a) Pan Iorich zajmuje stanowisko w Pala Investments, spółce powiązanej z Pala Assets Holdings Limited („Pala”). Na 31 grudnia 2016 r. Pala posiadała 5.880.484 akcje, w wyniku przeprowadzonej Oferty zwiększyła ilość posiadanych akcji o dalsze 5.385.600 i w rezultacie na dzień 24 lutego 2017 r. posiada 11.266.084 akcji. Ze względu na sprawowane stanowisko w Pala Investments, można uznać, że Pan Iorich kontroluje ww. akcje oprócz akcji wykazanych w tabeli powyżej.

(b) Pan Kulczyk sprawuje wyższe stanowisko wykonawcze w KI. Na 31 grudnia 2016 r. KI posiadał 39.909.606 akcji, w wyniku przeprowadzonej Oferty zwiększyła ilość posiadanych akcji o dalsze 38.693.049 i w rezultacie na dzień 24 lutego 2017 r. posiada 78.602.655 akcji. Ze względu na sprawowane stanowisko w KI, można uznać, że Pan Kulczyk kontroluje ww. akcje oprócz akcji wykazanych w tabeli powyżej.

(c) Z dniem 9 stycznia 2017 r. Pan Jakub Korczak złożył rezygnację z pełnionej funkcji w Spółce.

Na 31 grudnia 2016 r. KI posiadała 50,8% akcji zwykłych, a Pala Assets Holdings posiadała 7,5% wyemitowanych akcji zwykłych. Na dzień sporządzenia niniejszego sprawozdania kierownictwo posiada wiedzę o trzech akcjonariuszach, którzy posiadają więcej niż 5% ogólnej liczby akcji zwykłych spółki. KI posiada 52,18%, Pala Assets Holdings posiada 7,48% oraz Quercus Towarzystwo Funduszy Inwestycyjnych SA posiada 5,24% wyemitowanych akcji zwykłych.

ZOBOWIĄZANIA UMOWNE ORAZ PODJĘTE ZOBOWIĄZANIA

Zobowiązania umowne na 31 grudnia 2016 r., za które odpowiedzialna jest Spółka są następujące:

	Do 1 roku	Od 2 do 3 lat	Od 4 do 5 lat	Powyżej 5 lat	Razem
Wynajem biura	\$ 592	\$ 899	\$ 385	\$ -	\$ 1 876
Kredyt z EBOR - Tunezja ^(a)	3 464	3 734	24 050	-	31 248
Zobowiązania umowne ogółem	<u>\$ 4 056</u>	<u>\$ 4 633</u>	<u>\$ 24 435</u>	<u>\$ -</u>	<u>\$ 33 124</u>

- a) Zobowiązania z tytułu kredytu z EBOR prezentowane są bez uwzględnienia odroczonej kosztów finansowania i obejmują wyłącznie bieżące naliczone odsetki.

Wszystkie zobowiązania Spółki powstały w toku zwykłej działalności gospodarczej i są związane z pracami w Tunezji oraz Rumunii.

Tunezja

Tunezyjska państwowa spółka naftowo-gazowa Enterprise Tunisienne d'Activites Petroliere („ETAP”) posiada prawo do udziału operacyjnego w koncesji Chouech Es Saida w wysokości do 50%, jeżeli łączna sprzedaż ropy naftowej z koncesji, po pomniejszeniu o koszty należności koncesyjnych oraz ubytki objętości węglowodorów (ang. *shrinkage*), przekroczy 6,5 miliona baryłek. Na dzień 31 grudnia 2016 r. sprzedano łącznie z koncesji 5,2 milionów baryłek (z uwzględnieniem pomniejszenia o koszty należności koncesyjnych oraz ubytki objętości węglowodorów).

Rumunia

Zgodnie z warunkami przedłużenia Etapu 3 (zatwierdzonego 31 października 2016 r.), zobowiązania do prac obejmują wykonanie dwóch odwiertów oraz – do wyboru przez Spółkę – pozyskanie nowych danych sejsmicznych 3D dla 120 km² lub wykonanie trzeciego odwiertu. Dwa odwierty muszą być wykonane odpowiednio na głębokość co najmniej 1 000 i 1 600 metrów, a w przypadku zdecydowania się na trzeci, ma on mieć głębokość 2 000 m. Przedłużenie Etapu 3 obowiązuje przez okres trzech lat i wygasa 28 października 2019 r.

Powierzchnia biurowa

Spółka posiada umowę najmu lokalu biurowego w Calgary (Kanada), która wygasa 30 listopada 2020 r.

ZOBOWIĄZANIA POZABILANSOWE

Spółka nie była stroną żadnych zobowiązań umownych ujmowanych pozabilansowo zarówno w bieżącym okresie sprawozdawczym jak i w roku ubiegłym.

TRANSAKCJE Z PODMIOTAMI POWIĄZANYMI

Nemmoco Petroleum Corporation („Nemmoco”) to spółka niepubliczna, w której 37,5% udziałów posiada Timothy M. Elliott, były członek kierownictwa i Rady Dyrektorów Spółki. Nemmoco świadczyła na rzecz dubajskiego biura Spółki usługi kadrowe i ogólne oraz usługi w zakresie księgowości i administracji na zasadzie podziału kosztów. W związku ze zmianami kierownictwa wyższego szczebla z dniem 31 sierpnia 2016 r., umowa z Nemmoco została rozwiązana, Spółka nie jest już obecna w Dubaju, a Nemmoco przestała być jednostką powiązaną w dniu 1 września 2016 r. Opłaty na rzecz Nemmoco za rok zakończony 31 grudnia 2016 r. wyniosły 0,6 mln USD (2015 r.: 0,7 mln USD).

Loon Energy Corporation („Loon Energy”) to kanadyjska spółka publiczna. Serinus i Loon Energy są spółkami powiązаныmi ze względu na wspólnego głównego akcjonariusza, mającego istotny wpływ na obie spółki. Usługi w zakresie zarządzania i administracji świadczone były na rzecz spółki przez kierownictwo i pracowników Serinus do 31 sierpnia 2016 r., kiedy to umowa o świadczenie usług została rozwiązana, natomiast zawarta została umowa najmu biura od Loon Energy, która obowiązywała do 15 lutego 2017 r. Opłaty na rzecz Serinus za rok zakończony 31 grudnia 2016 r. wyniosły 9 tys. USD (2015 r.: 9 tys. USD). Na dzień 31 grudnia 2016 r. kwota zadłużenia Loon Energy wobec Serinus z tytułu tych usług wynosiła 0 USD (31 grudnia 2015 r.: 0 USD).

Opisane transakcje z podmiotami powiązаныmi były realizowane według wartości uzgodnionych przez strony.

PERSPEKTYWY 2017

Spółka koncentruje się na Rumunii, która będzie napędzała wzrost w ciągu najbliższych trzech lat. Projekt rozbudowywania stacji gazowej Moftinu jest projektem o krótkim horyzoncie realizacji, w związku z tym oczekuje się, że wydobycie z odwiertów Moftinu-1001 oraz Moftinu-1000 rozpocznie się na początku 2018 r. Spółka uzyskała wszystkie niezbędne zezwolenia i wkrótce przystąpi do budowy stacji gazowej o operacyjnej przepustowości 15 MMcf/d. Prace nad projektem będą prowadzone przez cały 2017 rok.

Spółka opracowuje również program wierceń w celu realizacji prac objętych zobowiązaniem w ramach uzyskanego przedłużenia koncesji i planuje wykonać w 2018 r. trzy dodatkowe odwierty poszukiwawcze (Moftinu-1003, 1004 i 1005). Spółka uważa, że potencjalne wydobycie z tych odwiertów doprowadzi do osiągnięcia przez stację pełnej wydajności pod koniec 2018 r.

W Tunezji Spółka skoncentruje się na przeprowadzeniu niskokosztowych programów prac w celu zwiększenia wydobycia z istniejących odwiertów, w tym wykonanie ponownej aktywizacji Sabrii N-2 oraz zainstalowania rurek syfonowych w innym odwiercie na polu Sabria. Spółka postrzega pole Sabria jako dużą szansę na rozwój w dłuższej perspektywie.

Spółka uważa, że skala działalności prowadzonej w Tunezji jako uzależniona od osiągnięcia i utrzymania niższych progów opłacalności. W odniesieniu do cen ropy naftowej, dodatkowe odwierty pionowe stają się opłacalne, gdy cena ropy naftowej Brent osiąga poziom 45 USD/bbl, potencjalne odwierty poziome wielohoryzontalne przesuwają próg opłacalności poniżej 30 USD/bbl dla pola Sabria. Obecna wydajność infrastruktury naziemnej pozwala jedynie na obsługę od 1 do 3 dodatkowych odwiertów dla każdego z pól: Sabria, Chouech Es Saida/Ech Chouech. Instalacja gazowa STEG El Borma jest bliska osiągnięcia maksymalnej przepustowości. Dalsze zagospodarowywanie gazu na obszarze tej koncesji może się przesunąć do czasu ukończenia gazociągu Nawara, który istotnie zwiększy przepustowość.

Produkcja Spółki została istotnie ograniczona w pierwszym kwartale 2017 r. w wyniku zamknięcia pola Chouech Es Saida, które potrwa przez cały pierwszy kwartał. Przy założeniu, że pole pozostanie wyłączone, przewidywana produkcja w pierwszym kwartale 2017 r. wyniesie około 650 boe/d. Produkcja dla całego 2017 r. uzależniona jest od pomyślnego rozwiązania kwestii protestu na polu Chouech Es Saida oraz związanych z nim spraw dotyczących bezpieczeństwa i ochrony, jak również terminarza programu inwestycji na polu Sabria.

DYWIDENDY

Do dnia dzisiejszego Spółka nie wypłacała dywidend i nie przewiduje wypłaty dywidend w dającej się przewidzieć przyszłości. Jeżeli Spółka podejmie decyzję o wypłacie dywidendy w przyszłości, będzie zobowiązana przeprowadzić określone testy wypłacalności, jakie przewidziano w Prawie Spółek Prowincji Alberta.

WYBRANE DANE ROCZNE

W poniższej tabeli przedstawiono wybrane roczne informacje finansowe ze zdanego skonsolidowanego sprawozdania finansowego.

	Na dzień 31 grudnia		
	2016	2015	2014
Aktywa ogółem	\$ 104 836	\$ 185 187	\$ 259 467
Długoterminowe zobowiązania ogółem	51 883	54 832	97 447
	Rok zakończony 31 grudnia		
	2016	2015	2014
Przychody ze sprzedaży, pomniejszone o koszty należności koncesyjnych ^(a)	\$ 13 975	\$ 22 986	\$ 39 065
Strata netto z działalności kontynuowanej przypadająca na:			
Akcjonariuszy zwykłych	\$ (27 521)	\$ (52 150)	\$ (45 763)
Strata netto na akcję			
Podstawowa i rozwodniona	\$ (0,35)	\$ (0,66)	\$ (0,58)
Strata netto przypadająca na:			
Akcjonariuszy zwykłych	\$ (58 899)	\$ (49 104)	\$ (30 501)
Udziały niesprawujące kontroli	721	1 306	6 540
Strata netto na akcję			
Podstawowa i rozwodniona	\$ (0,75)	\$ (0,62)	\$ (0,39)
Średnia ważona liczba akcji	78 629 941	78 629 941	78 627 711

(a) Wartości zostały zaprezentowane po uwzględnieniu reklasyfikacji działalności na Ukrainie do działalności zaniechanej, patrz Nota 6 do zdanego Skonsolidowanego Roczego Sprawozdania Finansowego na dzień 31 grudnia 2016 r.

Aktywa ogółem

Wartość aktywów ogółem na dzień 31 grudnia 2016 r. wynosiła 104,8 mln USD, w porównaniu do 185,2 mln USD na dzień 31 grudnia 2015 r. Spadek jest wynikiem zbycia aktywów na Ukrainie w lutym 2016 r. oraz utworzeniem na 31 grudnia 2016 r. odpisu z tytułu utraty wartości rzeczowych aktywów trwałych w Tunezji w wysokości 16,8 mln USD.

Zobowiązania długoterminowe ogółem

Suma zobowiązań długoterminowych na dzień 31 grudnia 2016 r. wynosiła 51,9 mln USD, w porównaniu z kwotą 54,8 mln USD na dzień 31 grudnia 2015 r. Zmiana spowodowana jest głównie przyrostem zobowiązania z tytułu wycofania składnika aktywów z użytkowania oraz zmianą stanu rezerwy z tytułu odroczonego podatku dochodowego.

PODSUMOWANIE DANYCH KWARTALNYCH

W poniższej tabeli przedstawiono wybrane kwartalne informacje finansowe za okres ostatnich ośmiu kwartałów:

	IV kw. 2016	III kw. 2016	II kw. 2016	I kw. 2016	IV kw. 2015	Przekształcone ^(a)		
						III kw. 2015	II kw. 2015	I kw. 2015
Przychody z ropy naftowej i gazu	\$ 4 456	\$ 3 632	\$ 4 080	\$ 3 779	\$ 4 794	\$ 6 237	\$ 6 816	\$ 8 128
Strata z działalności kontynuowanej przypadająca na:								
Akcjonariusze zwykli	\$ (14 420)	\$ (4 971)	\$ (3 994)	\$ (4 137)	\$ (14 291)	\$ (32 092)	\$ (1 133)	\$ (4 606)
Strata na akcję - podstawowa i rozdwniona	\$ (0,19)	\$ (0,06)	\$ (0,05)	\$ (0,05)	\$ (0,18)	\$ (0,41)	\$ (0,01)	\$ (0,06)
Zysk / (strata) netto przypadający na:								
Akcjonariuszy zwykłych	\$ (14 419)	\$ (4 971)	\$ (3 994)	\$ (35 515)	\$ (14 604)	\$ (30 281)	\$ 49	\$ (4 268)
Udziały niesprawujące kontroli	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 721	\$ (116)	\$ 777	\$ 500	\$ 145
Strata na akcję - podstawowa i rozdwniona	\$ (0,19)	\$ (0,06)	\$ (0,05)	\$ (0,45)	\$ (0,18)	\$ (0,39)	\$ -	\$ (0,05)

(a) Wartości zostały zaprezentowane po uwzględnieniu reklasyfikacji działalności na Ukrainie do działalności zaniechanej, patrz Nota 6 do zbadanego Skonsolidowanego Roczego Sprawozdania Finansowego na dzień 31 grudnia 2016 r.

- Wpływ na stratę w pierwszym kwartale 2015 r. miały niższe ceny surowców, które zostały częściowo skompensowane przez wzrost wydobycia w Tunezji.
- Wpływ na stratę w drugim kwartale 2015 r. miały: niższe ceny surowców i niższe wydobycie w Tunezji, w związku z zamknięciem pola Sabria pod koniec maja z powodu protestów.
- Wpływ na wynik w trzecim kwartale 2015 r. miały: wyższe wydobycie i niższe ceny surowców w Tunezji. Ponadto ujemny wpływ na wynik miało ujęcie odpisu z tytułu utraty wartości aktywów w Tunezji w wysokości 44,3 mln USD wraz z efektem podatku odroczonego.
- Wpływ na wynik w czwartym kwartale 2015 r. miały: niższe wydobycie oraz niższe ceny surowców w Tunezji. Ponadto ujemny wpływ na wynik miało ujęcie odpisu z tytułu utraty wartości aktywów w Tunezji w wysokości 7,1 mln USD.
- Wpływ na wynik w pierwszym kwartale 2016 r. miały: niższe wydobycie i niższe ceny surowców w Tunezji. Ponadto ujemny wpływ na wynik miała strata ze zbycia działalności na Ukrainie.
- Wpływ na wynik w drugim kwartale 2016 r. miały niższe ceny surowców w Tunezji.
- Wpływ na wynik w trzecim kwartale 2016 r. miały niższe ceny surowców w Tunezji oraz wzrost kosztów ogólnego zarządu, w związku z kosztami odpraw dla kierownictwa wyższego szczebla poniesionymi w kwartale.

Wpływ na wynik w czwartym kwartale 2016 r. miały wzrastające ceny surowców w Tunezji oraz niższe koszty ogólnego zarządu w obszarze korporacyjnym, które zostały skompensowane przez spadek wydobycia. Ponadto ujemny wpływ na wynik miało ujęcie odpisu z tytułu utraty wartości aktywów w Tunezji w wysokości 16,8 mln USD.

CZYNNIKI RYZYKA

Spółka czynnie identyfikuje ryzyko nieodłączne mające wpływ na działalność operacyjną poprzez spójne identyfikowanie ryzyka w codziennych działaniach, co umożliwia podejmowanie odpowiednich decyzji. Poniżej przedstawiono główne ryzyka zidentyfikowane przez Serinus. Przez główne ryzyko rozumie się narażenie na potencjalne istotny wpływ na zdolność Spółki do spełnienia celów. Część ryzyk jest związana z działalnością poszukiwawczo-wydobywczą, podczas gdy inne są charakterystyczne dla Serinus i jej działalności na rynkach wschodzących. Poniżej wymienione rodzaje ryzyka nie stanowią wyczerpującej i stałej listy, nie powinny zatem być uznawane za kompletne podsumowanie wszystkich ryzyk związanych z działalnością Serinus. Jeżeli wystąpi któreś z poniżej wymienionych rodzajów ryzyk lub inne zagrożenie, może ono istotnie wpłynąć na naszą działalność, sytuację finansową, wyniki finansowe oraz przepływy pieniężne.

Ryzyko cen surowców

Wpływ na wyniki finansowe Serinus mają ceny uzyskiwane za ropę naftową, gaz ziemny i kondensat. Ceny tych surowców uzależnione są od globalnej i regionalnej podaży oraz popytu, które mogą prowadzić do wahań cen. Wpływ na ceny mają również takie czynniki jak wzrost gospodarczy, ograniczenia transportu, wydarzenia polityczne, decyzje podejmowane przez członków Organizacji Krajów Eksportujących Ropę Naftową (ang. *OPEC*) oraz warunki pogodowe. Czynniki te mogą mieć zróżnicowany wpływ na poszczególne rodzaje produktów.

W szczególności Spółka Serinus narażona jest na ryzyko wynikające z wahań ceny rynkowej ropy Brent. Ceny ropy naftowej w Tunezji oparte są na warunkach porozumienia z Shell, które odzwierciedlają rynkową cenę ropy Brent. Ceny gazu ziemnego w Tunezji są regulowane na szczeblu państwowym i związane są ze średnią kroczącą ceną oleju opałowego o niskiej zawartości siarki za okres dwunastu miesięcy (odnoszone do Brent). Spółka nie posiada żadnych programów zabezpieczenia, które mogłyby ewentualnie złagodzić ryzyko cen surowców.

W związku z aktualną sytuacją gospodarczą miały miejsce wahania cen i spodziewana jest dalsza niepewność co do poziomu cen w najbliższym czasie. Przedłużający się okres występowania niskich cen może mieć wpływ (i wpływa) na wartość aktywów i poziom nakładów inwestycyjnych, a tym samym negatywnie wpływać na Serinus i jej działalność.

Ryzyko finansowe

Zakres ryzyka finansowego obejmuje ryzyko walutowe, zmiany stóp procentowych, ryzyko kredytowe oraz ryzyko utraty płynności finansowej

Ryzyko walutowe

Spółka jest narażona na ryzyko wynikające z wahań kursów wymiany dolara kanadyjskiego, polskiego złotego, leja rumuńskiego, dinara tunezyjskiego, euro i dolara amerykańskiego. Na dzień 31 grudnia 2016 r. główne ekspozycje Spółki na ryzyko walutowe dotyczyły dolara kanadyjskiego („CAD”), dinara tunezyjskiego („TND”) oraz leja rumuńskiego („RON”). W poniższej tabeli znajduje się podsumowanie ryzyka walutowego Spółki dla każdej ze wskazanych walut:

	31 grudnia 2016 r.		
	CAD	TND	LEU
Środki pieniężne i inne aktywa pieniężne	113	1 505	58
Należności	136	1 497	801
Należności z tytułu podatku dochodowego	-	5 959	3
Przedpłaty	(92)	410	93
Zobowiązania i rozliczenia międzyokresowe	(153)	(6 004)	(508)
Ekspozycja netto na ryzyko kursowe	\$ 4	\$ 3 367	\$ 447
Ekwiwalent USD wg kursu waluty na koniec okresu	\$ 3	\$ 1 458	\$ 104

Biorąc pod uwagę ekspozycję netto na ryzyko kursowe walut na koniec okresu, w przypadku umocnienia się lub osłabienia tych walut o 10% w relacji do dolara amerykańskiego (przy założeniu, że inne czynniki pozostają bez zmiany), wynik netto po opodatkowaniu spadłby lub wzrósłby odpowiednio o poniższe wartości:

	Na dzień 31 grudnia	
	2016	2015
Dolar kanadyjski	\$ -	(6)
Dinar tunezyjski	146	174
Lej rumuński	10	5
Razem	\$ 156	\$ 173

Ryzyko stóp procentowych

Ekspozycja na ryzyko stopy procentowej dotyczy głównie zobowiązań Serinus. W pierwszym kwartale 2016 r. kredyty dla Ukrainy i Rumunii zostały całkowicie spłacone, w związku z czym jedynym zadłużeniem pozostaje kredyt dla Tunezji. Spółka zabezpieczyła stopę procentową dla 20,0 mln USD Kredytu Głównego na poziomie 6,9% na okres dwóch lat, od dnia 30 września 2014 r. do dnia 30 września 2016 r., po tym terminie stopa powróciła do poziomu LIBOR + 6%. Kredyt Zamienny jest oprocentowany w oparciu o przyrost przychodów, ale nie mniej niż 8% i nie więcej niż 17%.

Zmiana stopy LIBOR o 1% przy założeniu, że zadłużenie pozostanie na niezmiennym poziomie, w przypadku Kredytu Głównego zmieniłaby koszty odsetek o 18 tys. USD (31 grudnia 2015 r.: 0 USD), natomiast dla Kredytu Zmiennego o 232 tys. USD (2015 r.: 207 tys. USD).

Ryzyko kredytowe

Środki pieniężne i inne aktywa pieniężne Spółki oraz środki pieniężne o ograniczonej możliwości dysponowania są zdeponowane w największych instytucjach finansowych. Kierownictwo Spółki monitoruje ryzyko kredytowe poprzez weryfikację zdolności kredytowej instytucji, w której deponowane są środki pieniężne i inne aktywa pieniężne Spółki oraz środki pieniężne o ograniczonej możliwości dysponowania.

Saldo należności Spółki składa się z kwot należnych od partnerów joint venture, które zakłada się, że zostaną rozliczone z przyszłymi nakładami inwestycyjnymi, należności z tytułu sprzedaży produktów w Tunezji, należności z tytułu podatków od surowców podlegających zwrotowi od kanadyjskiego rządu federalnego oraz naliczone odsetki od depozytów pieniężnych o ograniczonej możliwości dysponowania, dla których ryzyko kredytowe oceniane jest jako niskie ze względu na fakt, że środki te są zdeponowane w dużych instytucjach finansowych.

Zdaniem kierownictwa, poziom ekspozycji Spółki na ryzyko kredytowe w Tunezji nie ma charakteru istotnego, ponieważ produkty sprzedawane są na podstawie umowy, a termin płatności wynosi 30 dni. Ropa naftowa sprzedawana jest renomowanym podmiotom, w oparciu o indywidualne ustalenia pomiędzy stronami. Na dzień 31 grudnia 2016 r. Spółka nie posiadała należności uznawanych za przeterminowane, czyli powyżej 90 dni po terminie płatności (31 grudnia 2015 r.: 0 USD). Większość z tych wartości stanowią należności od dużych klientów, o stabilnej sytuacji. Kierownictwo oczekuje, że kwoty te zostaną spłacone. W roku zakończonym 31 grudnia 2016 r. Spółka miała czterech klientów (działalność kontynuowana), a sprzedaż dla nich stanowiła 51%, 19%, 22% i 8% całkowitej sprzedaży (2015 r.: sześciu klientów i sprzedaż stanowiąca 40%, 24%, 12%, 12%, 6% i 6% całkowitej sprzedaży).

Kierownictwo nie wprowadziło formalnej polityki limitów kredytowych dla klientów, a poziom ekspozycji na ryzyko kredytowe jest zatwierdzany i monitorowany na bieżąco dla wszystkich istotnych klientów indywidualnie. Wartości bilansowe poszczególnych aktywów finansowych wykazane w sprawozdaniu z sytuacji finansowej odpowiadają maksymalnej ekspozycji na ryzyko kredytowe. W zakresie swoich aktywów finansowych Spółka nie wymaga zabezpieczenia.

Ryzyko utraty płynności finansowej

Ryzyko płynności oznacza ryzyko, że Serinus nie będzie w stanie regulować swoich zobowiązań w terminie. Istnieje naturalne ryzyko utraty płynności, w tym możliwość, że Spółka nie będzie miała dostępu do dodatkowego finansowania, a także że faktyczne nakłady inwestycyjne będą wyższe od zaplanowanych. Spółka stale monitoruje poziom swojej płynności, aby ocenić, czy dysponuje środkami niezbędnymi do sfinansowania planowanych prac poszukiwawczych w obrębie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego lub czy istnieją inne realne możliwości pozyskania finansowania na te cele. Spółka może ograniczać ryzyko płynności poprzez odraczanie zaplanowanych nakładów inwestycyjnych, które przekraczają kwoty wymagane dla zachowania koncesji, zawieranie umów przekazania udziału w koncesji, pozyskiwanie kapitału własnego lub kapitału dłużnego. Patrz dalej rozdział „Płynność, zadłużenie i zasoby kapitałowe”.

Na 31 grudnia 2016 r. Spółka nie dopełniła rocznego kowenantu zadłużenie finansowe do EBITDA na poziomie skonsolidowanym dotyczącego kredytu z Europejskiego Banku Odbudowy i Rozwoju („EBOR”). Po zakończeniu roku EBOR formalnie odstąpił od wymogu utrzymania tego wskaźnika dla roku zakończonego dnia 31 grudnia 2016 r. W wyniku uzyskanego zwolnienia z wymogu spełnienia wskaźnika, kredyt spłacany będzie zgodnie z pierwotnym harmonogramem, a bank nie będzie sięgał do ustanowionych zabezpieczeń. Jednak ze względu na niedopełnienie wskaźnika na dzień

31 grudnia 2016 r., Serinus dokonał reklasyfikacji długoterminowego zadłużenia z tytułu kredytu na zobowiązanie krótkoterminowe w sprawozdaniu finansowym, zgodnie z wymogami standardów rachunkowości. W czwartym kwartale 2016 r. Spółka finansowała wypływy środków pieniężnych (w tym kapitał obrotowy i wydatki inwestycyjne) ze środków generowanych z działalności w Tunezji oraz środków pieniężnych na rachunkach bankowych.

Wewnętrznie przygotowane prognozy wskazują, że Spółka może w dalszym ciągu naruszać niektóre kowenanty finansowe w przyszłych okresach sprawozdawczych w 2017 r., ze względu na utrzymujące się niskie ceny surowców. Pomimo, że EBOR w przeszłości odstępował od wymogu spełnienia kowenantów, nie ma pewności, że stanie się tak w przyszłości. Jeśli kowenanty nie zostaną spełnione bank może zażądać spłaty zadłużenia. Ta istotna niepewność może powodować poważne wątpliwości co do zdolności Spółki do kontynuowania działalności. Aktualnie Spółka aktywnie ocenia swoje możliwości w tym zakresie, w tym prowadzi rozmowy z EBOR dotyczące zmiany umowy kredytowej i związanych z nią kowenantów finansowych.

Ryzyko związane z prowadzoną działalnością, środowiskiem naturalnym i bezpieczeństwem

Działalność Serinus wymaga istotnych inwestycji zarówno w obszarze poszukiwania i zagospodarowywania złóż, jak i utrzymywania obiektów. Działaniom tym towarzyszy ryzyko związane ze środowiskiem naturalnym oraz bezpieczeństwem. Ochrona pracowników, zapewnienie bezpieczeństwa miejsca pracy oraz ochrona środowiska są sprawami najwyższej wagi. Ryzyko operacyjne obejmuje pożary, eksplozje, pęknięcia, przerwy w dostawie prądu, trudne warunki pogodowe i uwalnianie szkodliwych substancji, takich jak wyciek ropy naftowej i gazu. Każde z tych zagrożeń może spowodować przerwanie działalności, obrażenia ciała lub śmierć, zniszczenie mienia, sprzętu lub/oraz środowiska. Straty wynikające z zaistnienia któregokolwiek z powyższych ryzyk mogą w stopniu istotnym negatywnie wpłynąć na działalność.

Ograniczając powyższe ryzyka, Spółka ocenia swoje przedsięwzięcia pod kątem ryzyka finansowego, geologicznego i technicznego, a także opracowuje plany ograniczania ryzyka, do których zalicza się między innymi wszechstronny program ubezpieczeń. Istnieje ryzyko, że ubezpieczenie nie zapewni wystarczającej ochrony we wszystkich okolicznościach, nie wszystkie ryzyka są możliwe do ubezpieczenia.

Ryzyko związane z projektami

Istnieje ryzyko związane z poszukiwaniem, oceną i realizacją projektów dotyczących ropy naftowej i gazu.

Ryzyko w obszarze poszukiwań obejmuje niepowodzenia w pozyskiwaniu lub odkrywaniu dodatkowych rezerw, co może przyczynić się do erozji istniejących rezerw Spółki, ponieważ rezerwy te są zczyrywane w trakcie bieżącego wydobycia, i może mieć negatywny wpływ na możliwości wzrostu portfela aktywów Spółki w przyszłości. Nie ma pewności, że Serinus będzie mógł znaleźć w przyszłości odpowiednie aktywa do pozyskania lub wejścia z udziałem. Serinus stosuje aktywne podejście do planowania projektów dla posiadanych koncesji oraz prowadzi szeroko zakrojone działania biznesowe w celu identyfikacji i realizacji potencjalnych możliwości. Ponadto, wszystkie możliwości inwestycyjne są dokładnie rozważane i podlegają analizom technicznym.

Ryzyko związane z oszacowaniem przyszłych aktywów naftowo-gazowych może obejmować niespełniające oczekiwań odwierty negatywne, jak również odwierty produkcyjne o niewystarczającym wydobyciu, aby wygenerować zysk pokrywający koszty związane z pracami wiertniczymi, uzbrojeniem odwiertu, koszty operacyjne i inne koszty. Ukończenie prac związanych z odwiertem nie gwarantuje zysku z inwestycji lub zwrotu poniesionych kosztów. W celu ograniczenia powyższego ryzyka, Serinus angażuje renomowanych specjalistów z branży i monitoruje na bieżąco wyniki danego pola.

Ryzyko związane z realizacją projektów obejmuje głównie kwestie techniczne oraz wystąpienie błędów w specyfikacji, projekcie lub technologii projektu, ryzyko związane z budową oraz wykonaniem projektu w planowanym czasie oraz w ramach zabudżetowanych kosztów. Ryzyko związane jest również z rozruchem i uruchomieniem instalacji oraz spełnieniem wymogów dotyczących efektywności. Ograniczając powyższe ryzyka, Serinus szacuje koszty oraz oczekiwania dla wszystkich projektów oraz ocenia projekt na każdym etapie, aby zapewnić stabilność finansową. Istnieją liczne czynniki znajdujące się poza naszą kontrolą. Czynniki te obejmują ceny surowców, warunki pogodowe, dostępność sprzętu, nieoczekiwany wzrost kosztów, przypadkowe zdarzenia, zmiany regulacyjne, które mogą negatywnie wpływać na zdolność Serinus do realizacji projektów na czas oraz w ramach założonego budżetu.

Przemysł naftowo-gazowy na rynkach wschodzących, na których Serinus działa, nie jest tak rozwinięty jak przemysł naftowo-gazowy w krajach rozwiniętych, takich jak Kanada. W rezultacie działania związane z prowadzeniem prac wiertniczych i zagospodarowywaniem pól mogą trwać dłużej i kosztować więcej niż działania prowadzone w kraju bardziej rozwiniętym. Ponadto dostęp do wiedzy technicznej, specjalistycznego sprzętu i wyposażenia może być bardziej ograniczony. Takie czynniki, związane z działalnością prowadzoną na rynkach wschodzących, są ryzykiem specyficznym, niedoświadczanym przez innych.

Partnerzy i wspólne przedsięwzięcia

Spółka osiąga i będzie osiągać korzyści w przyszłości z partnerstwa i wspólnych przedsięwzięć z lokalnymi i międzynarodowymi podmiotami, poprzez które prowadzona jest działalność poszukiwawcza, rozwojowa i operacyjna dla poszczególnych aktywów. Korzyści obejmują zdolność do pozyskiwania i zabezpieczania nowych możliwości, wykorzystywania znajomości lokalnego rynku i relacji, które posiada partner (w szczególności w krajach lub regionach, w których Spółka nie prowadziła działalności lub była ona wcześniej ograniczona), łagodzenie części ryzyka finansowego w działalności poszukiwawczo-rozwojowej aktywów naftowo-gazowych (poprzez umowy typu farm-out oraz podobnego rodzaju), a także wyrównanie udziałów. Pogorszenie relacji lub brak porozumienia z dotychczasowymi partnerami, niepowodzenie przy zidentyfikowaniu odpowiedniego partnera lub zmiana okoliczności w odniesieniu do odpowiedniego partnera, mogą mieć negatywny wpływ na jego dotychczasową działalność lub zdolność do rozwoju działalności.

Ryzyko polityczne i gospodarcze

Serinus prowadzi działalność na rynkach wschodzących, gdzie występuje ryzyko polityczne i gospodarcze. Poziom stabilności politycznej i niepewność co do decyzji politycznych mogą powodować: możliwość wystąpienia wojny/rewolucji, spory graniczne, wyłączenia, renegecje lub modyfikacje istniejących umów, ograniczenia dotyczące importu, eksportu lub transportu, zmiany w przepisach i taryfach, wzrost obciążeń podatkowych, utratę dotacji, zmianę polityki rynkowej oraz przepisów prawnych dotyczących eksploatacji złóż. W wyniku niestabilności politycznej pojawiają się wyzwania gospodarcze takie jak powolny wzrost, wysoka inflacja oraz niekorzystne wahania kursów wymiany walut.

Ryzyko regulacyjne

Serinus podlega licznym przepisom i regulacjom prawnym ustanawianym przez wiele różnych szczebli administracji rządowej oraz organów stanowiących prawo w krajach, w których prowadzi działalność. Spółka uważa, że w pełni spełnia wymogi prawne ustanowione przez rządy, regulacje i standardy branżowe w krajach, w których prowadzona jest działalność. Przepisy te podlegają jednak interwencji rządowej, które mogą mieć wpływ na przyszłe działania poszukiwawcze, wydobywanie oraz opuszczenie pól lub rezygnację z koncesji. Przyznane prawa i koncesje mogą zostać anulowane, mogą wygasnąć lub zostać wyłączone, a przepisy prawne mogą ulec zmianie. Niektóre koncesje mają ograniczenia, które nie mogą zostać zniesione w odpowiednim czasie. Ze względu na specyfikę rynków wschodzących oraz zmieniających się przepisów, zmiany regulacyjne mogą mieć istotny negatywny wpływ na działalność, w stopniu aktualnie niemożliwym do przewidzenia.

SPRAWY SPORNE

Spółka, ani żaden z podmiotów od niej zależnych, nie są stroną żadnego postępowania przed sądem, właściwym organem arbitrażowym lub organem administracji publicznej w sprawie zobowiązań lub zadłużenia Spółki bądź jej spółek zależnych, których wartość (ujmowana odrębnie lub ogółem) wynosiłaby przynajmniej 10% wartości kapitału własnego Spółki.

ISTOTNE SZACUNKI

Sporządzenie sprawozdania finansowego zgodnie z MSSF wymaga od kierownictwa przyjęcia pewnych założeń i dokonania szacunków na podstawie aktualnie dostępnych informacji, które wpływają na zastosowanie polityki rachunkowości oraz na wielkości aktywów, pasywów, zysków i strat ujętych w sprawozdaniach finansowych. Szacunki i osądy podlegają weryfikacji i opierają się na doświadczeniu kierownictwa oraz innych czynnikach, obejmujących oczekiwania przyszłych zdarzeń, które uważane są za uzasadnione w danych okolicznościach. Jednakże rzeczywiste wyniki mogą różnić się od przyjętych szacunków. Ze względu na swój charakter, szacunki te są obarczone niepewnością pomiaru, a ich wpływ na sprawozdania finansowe w przyszłych okresach może być istotny. Przyjęte szacunki oraz założenia są na bieżąco

weryfikowane. Zmiany wielkości szacunkowych ujmowane są w okresie bieżącym oraz w okresach przyszłych, na które te zmiany wpływają.

Istotne szacunki i osądy dokonane przez kierownictwo mające wpływ na wielkości wykazane w skonsolidowanych sprawozdaniach finansowych zostały opisane poniżej:

(i) Rezerwy ropy naftowej i gazu

Wycena odpisów umorzeniowych, amortyzacji, utraty wartości, zobowiązania z tytułu wycofania składnika aktywów z użytkowania oraz transakcji nabycia jednostki określana jest na podstawie szacunków dokonanych przez Spółkę w odniesieniu do rezerw ropy naftowej i gazu oraz zasobów. Proces ustalania wielkości rezerw jest złożony i wymaga profesjonalnego osądu. Wszystkie rezerwy na dzień 31 grudnia 2016 r. podlegały oszacowaniu przez niezależnych ewaluatorów rezerw. Istotne osądy oparte są na dostępnych danych geologicznych, geofizycznych, inżynierskich i ekonomicznych. Osądy te oparte są na szacunkach i założeniach, które mogą zmienić się istotnie, kiedy dostępne staną się dodatkowe dane z prowadzonej działalności rozwojowej oraz wyniki produkcji, a także gdy zmieniają się warunki gospodarcze mające wpływ na ceny ropy naftowej i gazu oraz koszty. Szacunki rezerw oparte są na aktualnych prognozach produkcji, cenach i warunkach gospodarczych. Gdy zmieniają się okoliczności i dostępne będą dodatkowe dane, zmienią się również oszacowania rezerw. Dokonane szacunki podlegają weryfikacji i są korygowane, w górę lub w dół, jak wymagają tego nowe informacje. Weryfikacje są często wymagane z powodu zmian wydajności odwiertów, cen oraz warunków gospodarczych. Chociaż dokładane są należyte starania w celu zapewnienia, że oszacowania rezerw są dokładne, to oszacowanie rezerw jest nauką opierającą się na wnioskowaniu. W rezultacie subiektywne decyzje, nowe informacje geologiczne lub produkcyjne oraz zmieniające się otoczenie mogą wpływać na wartość tych szacunków. Zmiana szacunków może wynikać ze zmiany ceny ropy naftowej i gazu na koniec roku oraz wydajności złóż. Taka weryfikacja może być dodatnia lub ujemna.

Model przepływów pieniężnych stosowany przy wycenie aktywów naftowo-gazowych zawiera szacunki dotyczące przyszłych cen surowców. Zasadniczo założenia dotyczące cen są pochodzą od niezależnych inżynierów - ewaluatorów rezerw po ich dostosowaniu do specyfiki Spółki. Ceny towarów mogą podlegać wahaniom ze względu na różne czynniki zewnętrzne obejmujące zasady podaży i popytu, poziom zapasów, kursy wymiany walut, pogodę, czynniki ekonomiczne i geopolityczne oraz czynniki wewnętrzne takie jak różnice jakościowe.

(ii) Działalność w obszarze ropy naftowej i gazu

Spółka jest zobowiązana do wykorzystywania osądów przy określaniu charakteru działań w obszarze ropy naftowej i gazu, tj. poszukiwania, oceny, zagospodarowywania złóż i wydobywania oraz przy ustalaniu, czy początkowe koszty tych działań są kapitalizowane lub podlegają reklasyfikacji. Wymagane jest również dokonywanie osądu w odniesieniu do przyszłych zdarzeń i okoliczności oraz stosowanie szacunków do oceny opłacalności ekonomicznej wydobywania zasobów.

(iii) Ośrodki wypracowujące środki pieniężne („CGU”)

Ustalenie ośrodków wypracowujących środki pieniężne wymaga osądów w zakresie definiowania grup aktywów generujących wpływy pieniężne, które są w znacznym stopniu niezależne od wpływów środków pieniężnych generowanych przez inne aktywa lub grupy aktywów. Ośrodki wypracowujące środki pieniężne określa podobna struktura geologiczna, wspólna infrastruktura, bliskość geograficzna, rodzaj towaru, podobna ekspozycja na ryzyko rynkowe i istotność.

(iv) Utrata wartości i odwrócenie odpisu z tytułu utraty wartości

Osąd w ocenie czy występują przesłanki dla utraty wartości lub odwrócenia odpisu z tytułu utraty wartości dokonywany jest na podstawie różnych czynników wewnętrznych i zewnętrznych. Wartość odzyskiwalna ośrodków wypracowujących środki pieniężne oraz pojedynczych składników aktywów określana jest w oparciu o wyższą spośród: wartości godziwej pomniejszonej o koszty doprowadzenia do sprzedaży oraz wartości użytkowej. Kluczowe szacunki w procesie ustalania wartości odzyskiwalnej obejmują zazwyczaj potwierdzone i prawdopodobne rezerwy, prognozowane ceny towarów, przyszłe koszty operacyjne oraz koszty zagospodarowania złóż, stopę dyskontową oraz stopę podatkową. Przy ustalaniu wartości odzyskiwalnej może być również konieczne przyjęcie przez kierownictwo założeń dotyczących prawdopodobieństwa zdarzenia. Zmiany powyższych szacunków i osądów wpłyną na wartość odzyskiwalną ośrodków wypracowujących środki pieniężne oraz pojedynczych składników aktywów i mogą wymagać wprowadzenia istotnej korekty wartości bilansowej.

(v) Zobowiązanie z tytułu wycofania składnika aktywów z użytkowania

Spółka rozpoznaje zobowiązanie na przyszłe koszty demontażu i przywrócenia do stanu pierwotnego aktywów z tytułu poszukiwania i oceny zasobów oraz rzeczowych aktywów trwałych. Kierownictwo stosuje osąd w ocenie istnienia i zakresu oraz oczekiwanej metody rekultywacji, obowiązku demontażu i przywrócenia do stanu pierwotnego na koniec każdego okresu sprawozdawczego. Kierownictwo stosuje również osąd w celu określenia czy charakter prowadzonej działalności związany jest z obowiązkiem demontażu i przywrócenia do stanu pierwotnego, czy z normalną działalnością operacyjną. Ponadto rezerwy te oparte są na szacunkowych kosztach, które uwzględniają przewidywaną metodę i zakres przywrócenia do stanu pierwotnego oraz możliwego przyszłego wykorzystania terenu. Rzeczywiste koszty są niepewne i szacunki mogą się różnić na skutek zmian odpowiednich przepisów i regulacji, pojawienia się nowych technologii, doświadczenia operacyjnego, cen oraz planów zakończenia użytkowania. Przewidywany horyzont czasowy przyszłego demontażu i przywrócenia do stanu pierwotnego może ulec zmianie ze względu na określone czynniki, w tym okres użytkowania złoża. Zmiany szacunków związane z przyszłymi oczekiwanymi kosztami, stopą dyskontową oraz czasem mogą skutkować istotnymi korektami utworzonych rezerw, które mogą wpływać na przyszłe wyniki finansowe.

(vi) Podatek odroczony

Szacunki i założenia są wykorzystywane w kalkulacji podatku odroczonego. Osądy obejmują ocenę, czy odpisy aktualizujące są wymagane w oparciu o oczekiwania przyszłych przepływów pieniężnych z działalności operacyjnej oraz stosowanie istniejących przepisów podatkowych. Do tego stopnia, że przyszłe przepływy pieniężne oraz dochód podlegający opodatkowaniu różnią się znacząco od szacunku i mogą mieć wpływ na zdolność Spółki do wykorzystania aktywów i zobowiązań z tytułu odroczonego podatku dochodowego ujętych na dzień bilansowy. Ponadto zmiany przepisów podatkowych mogą ograniczyć zdolność Spółki do uzyskania odliczeń od podatku w przeszłości.

Ustalenie przez Spółkę podatku dochodowego oraz innych zobowiązań podatkowych wymaga interpretacji złożonych przepisów podatkowych i regulacji, często obejmujących wiele wykładni. Szacunki, które wymagają istotnych osądów dokonywane są w odniesieniu do zakresu czasowego odwrócenia się różnic przejściowych, wykorzystania aktywów podatkowych oraz sytuacji, w której dana transakcja lub ostateczne wyliczenie podatku nie są pewne. Wszystkie zeznania podatkowe podlegają kontroli i ewentualnej ponownej ocenie po upływie dłuższego czasu. W związku z powyższym rzeczywista wartość zobowiązania z tytułu podatku dochodowego może istotnie różnić się od wartości oszacowanej i ujętej przez kierownictwo.

(vii) Koszty płatności w formie akcji własnych

Opcje na akcje wyemitowane przez Spółkę ujmowane są w wartości godziwej z zastosowaniem modelu wyceny opcji Blacka-Scholesa. Kalkulacja kosztów płatności w formie akcji własnych wymaga dokonania szacunków, które obejmują założenia dotyczące zmienności ceny akcji, współczynnika utraty praw, długość życia opcji, stopę dywidendy oraz stopę wolną od ryzyka w początkowej dacie przyznania. Szacunki te wpływają na koszty płatności w formie akcji własnych oraz kapitał z nadwyżki z tytułu wkładów oraz są obciążone niepewnością pomiaru.

PRZYSZŁE ZMIANY POLITYKI RACHUNKOWOŚCI

W roku zakończonym dnia 31 grudnia 2016 r. Serinus zastosowała zmiany do MSR 1 *Prezentacja sprawozdań finansowych* opublikowane przez Radę Międzynarodowych Standardów („RMSR”). Zmiany miały minimalny wpływ na skonsolidowane sprawozdanie finansowe.

Serinus nie zastosowała jeszcze niektórych standardów i interpretacji, które zostały wydane, ale nie weszły jeszcze w życie. Poniżej przedstawiono krótki opis standardów lub zmian do standardów MSSF, które nie weszły jeszcze w życie i nie zostały zastosowane przy sporządzaniu niniejszego sprawozdania finansowego. Nie ma żadnych innych standardów i interpretacji, które zostały wydane, ale nie zostały zastosowane, a które mogłyby mieć istotny wpływ na sprawozdanie finansowe Spółki.

W maju 2014 r. RMSR opublikowała MSSF 15 *Przychody z tytułu umów z klientami*, który zastępuje MSR 11 *Umowy o usługę budowlaną*, MSR 18 *Przychody* i związane z nimi interpretacje. Nowy standard wymaga ujmowania przychodu w taki sposób, aby odzwierciedlał transfer przyrzeczonych towarów lub usług do klienta, w kwocie odzwierciedlającej wartość wynagrodzenia, do którego oczekuje się mieć prawo w zamian za te towary lub usługi. Standard wymaga rozważenie

następujących pięciu etapów: (1) identyfikacja umów z klientami, (2) identyfikacja umownych zobowiązań do wykonania świadczeń, (3) określenie ceny transakcji, (4) alokacja ceny transakcji do umownych zobowiązań do realizacji świadczeń, (5) ujęcie przychodów w chwili wypełnienia zobowiązań przez jednostkę. Nowy standard ma zastosowanie dla okresów rocznych rozpoczynających się dnia 1 września 2018 r. i wymaga retrospektywnego lub zmodyfikowanego retrospektywnego ujęcia. Spółka zidentyfikowała wszystkie istniejące umowy z klientami, które wchodzą w zakres standardu i rozpoczęła analizę pojedynczych umów w celu określenia wpływu na przychody jako rezultat zastosowania nowego standardu. Jako, że Spółka aktualnie przeprowadza ocenę wpływu zastosowania tego standardu na jej skonsolidowane sprawozdanie finansowe, nie został jeszcze ustalony.

W lipcu 2014 r. RMSR opublikowała kompletny MSSF 9 *Instrumenty finansowe* zastępujący MSR 39 *Instrumenty finansowe*; ujmowanie i wycena. Nowy standard precyzuje zasady klasyfikacji i wyceny aktywów finansowych i zobowiązań finansowych, w tym wprowadza model utraty wartości oparty o oczekiwane straty oraz zmienia wymogi w zakresie rachunkowości zabezpieczeń. Standard ma zastosowanie dla okresów rocznych rozpoczynających się dnia 1 września 2018 r. i wymaga retrospektywnego ujęcia. Spółka aktualnie przeprowadza ocenę wpływu zastosowania standardu na jej skonsolidowane sprawozdanie finansowe, wpływ ten nie został jeszcze ustalony.

W styczniu 2016 r. RMSR opublikowała MSSF 16 *Leasing*, który zastąpi dotychczasowy standard dotyczący leasingu (MSR 17 *Leasing*). Nowy standard wymaga od jednostek ujmowania wszystkich aktywów oraz zobowiązań z tytułu leasingu w skonsolidowanym sprawozdaniu z sytuacji finansowej. Po stronie leasingobiorcy, MSSF 16 eliminuje klasyfikację leasingów jako operacyjne lub finansowe, traktując wszystkie leasingi jako finansowe. Określone krótkoterminowe umowy leasingu (poniżej 12 miesięcy) i leasing przedmiotów niskowartościowych są zwolnione z wymogów i nadal będą mogły być klasyfikowane tak jako leasing operacyjny. Standard ma zastosowanie dla okresów rocznych rozpoczynających się dnia 1 stycznia 2019 r. i wymaga retrospektywnego ujęcia albo z użyciem zmodyfikowanego retrospektywnego podejścia, z możliwością jego wcześniejszego zastosowania, jeżeli został zastosowany również MSSF 15 *Przychody z tytułu umów z klientami*. Spółka aktualnie przeprowadza analizę istniejących umów leasingowych, które wchodzą w zakres nowych wytycznych i rozpoczęła analizę wpływu tego standardu. Spółka aktualnie przeprowadza ocenę wpływu zastosowania standardu na jej skonsolidowane sprawozdanie finansowe, wpływ ten nie został jeszcze ustalony.

KONTROLE I PROCEDURY UJAWNIANIA ORAZ KONTROLE WEWNĘTRZNE SPRAWOZDAWCZOŚCI FINANSOWEJ

Sporządzenie niniejszego Sprawozdania z działalności wspierane jest przez kontrole i procedury ujawniania informacji oraz system kontroli wewnętrznej sprawozdawczości finansowej na dzień 31 grudnia 2016 r.

Kontrole i procedury ujawniania informacji, jak zdefiniowano w Zarządzeniu Krajowym 52-109, oznaczają kontrole i inne procedury emitenta, które zostały zaprojektowane w celu uzyskania racjonalnej pewności, że istotne informacje wymagane do ujawnienia przez emitenta w jego raporcie rocznym, śródrocznym lub innych raportach publikowanych lub dostarczanych przez niego zgodnie z regulacjami w zakresie papierów wartościowych, są rejestrowane, przetwarzane, podsumowywane i raportowane w terminie wymaganym przez regulacje w zakresie papierów wartościowych i zawierają kontrole i procedury zaprojektowane w celu zapewnienia, że informacje wymagane do ujawnienia przez emitenta w jego raporcie rocznym, śródrocznym lub innych raportach publikowanych lub dostarczanych przez niego zgodnie z regulacjami w zakresie papierów wartościowych, są gromadzone i komunikowane kierownictwu emitenta, w tym dyrektorom emitenta składającym oświadczenie, aby umożliwić podejmowanie decyzji odnośnie wymaganych ujawnień.

System kontroli wewnętrznej sprawozdawczości finansowej oznacza proces zaprojektowany przez, lub pod nadzorem dyrektorów emitenta składających oświadczenie, w którym udział bierze rada dyrektorów emitenta, kierownictwo oraz pozostały personel, w celu uzyskania racjonalnej pewności, co do wiarygodności raportowania finansowego oraz przygotowania sprawozdań finansowych dla zewnętrznych użytkowników, zgodnie z odpowiednimi standardami sprawozdawczości finansowej stosowanymi przez emitenta i obejmuje politykę i procedury, które:

- (a) odnoszą się do prowadzenia ewidencji, która w odpowiednim stopniu szczegółowości, wiernie i rzetelnie odzwierciedla transakcje i rozporządzanie aktywami emitenta;
- (b) są zaprojektowane w celu uzyskania racjonalnej pewności, że transakcje są rejestrowane w niezbędnym zakresie umożliwiającym przygotowanie sprawozdań finansowych zgodnie z odpowiednimi standardami sprawozdawczości finansowej stosowanymi przez emitenta, oraz że wpływy i wydatki emitenta są dokonywane wyłącznie z upoważnienia kierownictwa i dyrektorów emitenta; oraz

(c) są zaprojektowane w celu uzyskania racjonalnej pewności w zakresie zapobiegania lub wykrywania w porę nieupoważnionego nabycia, użytkowania lub zbycia aktywów emitenta, które mogą mieć istotny wpływ na roczne lub śródroczne sprawozdania finansowe.

Dyrektor Generalny Spółki oraz Dyrektor Finansowy zaprojektowali kontrole i procedury ujawniania informacji oraz system kontroli wewnętrznej sprawozdawczości finansowej, lub spowodowali, że pod ich nadzorem zostały one zaprojektowane, w celu uzyskania racjonalnej pewności, że informacje wymagane do ujawnienia przez Serinus w jego raporcie rocznym i śródrocznym są rejestrowane, przetwarzane, podsumowywane i raportowane w terminie wymaganym przez regulacje w zakresie papierów wartościowych, oraz w celu uzyskania racjonalnej pewności, co do wiarygodności raportowania finansowego oraz przygotowania sprawozdań finansowych dla zewnętrznych użytkowników, zgodnie z MSSF. System kontroli wewnętrznej sprawozdawczości finansowej oparty jest na zasadach określonych w „System kontroli wewnętrznej sprawozdawczości finansowej – wytyczne dla małych spółek publicznych” opracowanych przez Komitet Sponsorowanych Organizacji (ang. The Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission) - standardy COSO z 2013.

Rada Dyrektorów, działająca za pośrednictwem Komitetu Audytu, odpowiada za zagwarantowanie wypełnienia przez kierownictwo obowiązków ciążących na nim w zakresie sprawozdawczości finansowej i kontroli wewnętrznej. Komitet Audytu spotyka się przynajmniej raz do roku z niezależnymi audytorami Spółki w celu dokonania przeglądu zagadnień rachunkowości, kontroli wewnętrznej, sprawozdawczości finansowej i audytu.

Od dnia 31 grudnia 2015 r. nie wystąpiły istotne zmiany w systemie kontroli wewnętrznej Spółki w zakresie sprawozdawczości finansowej, które miały istotny wpływ lub z dużym prawdopodobieństwem mogą mieć istotny wpływ na kontrole wewnętrzne Spółki w obszarze sprawozdawczości finansowej.

MIARY NIETYTUJĄCE W MSSF

Informacje finansowe zamieszczone w niniejszym Sprawozdaniu z działalności sporządzono zgodnie z MSSF, z wyjątkiem pozycji „przepływy środków z działalności operacyjnej”, „wartość retroaktywna netto”, „zadłużenie netto” oraz „kapitał obrotowy”, które nie są definiowane przez MSSF i nie mają standardowego znaczenia określonego w MSSF. Te miary, niewystępujące w MSSF, dołączono wyłącznie dla celów informacyjnych i nie należy ich traktować jako alternatywy lub miary istotniejszej niż informacje zaprezentowane zgodnie z MSSF. Zdaniem kierownictwa, przepływy środków z działalności operacyjnej, wartość retroaktywna netto oraz kapitał obrotowy mogą stanowić użyteczne miary uzupełniające, ponieważ są stosowane przez Spółkę do pomiaru wyników operacyjnych i oceny harmonogramu wydatkowania i kwoty kapitału niezbędnego do sfinansowania przyszłej działalności operacyjnej. Metoda obliczania tych miar stosowana przez Spółkę może się różnić od metod używanych przez inne podmioty, dlatego te miary mogą być nieporównywalne z miarami stosowanymi przez innych przedsiębiorców.

Serinus oblicza „przepływy środków z działalności operacyjnej”, „wartość retroaktywna netto”, „zadłużenie netto” oraz „kapitał obrotowy” w sposób najbardziej zbliżony do miar występujących w MSSF.

WYRAŻENIA PERSPEKTYWICZNE

Niniejsze Sprawozdanie z działalności zawiera pewne stwierdzenia dotyczące przyszłości. Dotyczą one zdarzeń przyszłych lub przyszłych wyników Spółki. Użyte w niniejszym Sprawozdaniu z działalności pojęcia: „móc”, „byłby”, „mógłby”, „będzie”, „zamierzać”, „planować”, „zakładać”, „mieć przekonanie”, „szacować”, „przewidywać”, „spodziewać się”, „proponować”, „oczekiwać”, „potencjalny”, „kontynuować” i inne podobne stwierdzenia mają na celu zwrócenie uwagi, że są to stwierdzenia dotyczące przyszłości. Stwierdzenia te pociągają za sobą znane i nieznanne ryzyka, niepewności, jak również inne czynniki, które mogą spowodować, że faktyczne wyniki lub zdarzenia będą się zasadniczo różnić od tych przewidywanych w stwierdzeniach lub informacjach dotyczących przyszłości. Stwierdzenia takie odzwierciedlają aktualny pogląd Spółki na określone zdarzenia i podlegają określonym ryzykom, niepewnościom i założeniom. Faktyczne wyniki lub osiągnięcia Spółki mogą, z powodu wielu czynników, różnić się od tych przedstawionych w niniejszym Sprawozdaniu z działalności. Jeżeli przynajmniej jedno lub więcej z takich ryzyk bądź obszarów niepewności stanie się faktem lub jeśli założenia przyjęte przy formułowaniu stwierdzeń dotyczących przyszłości okażą się nieprawidłowe, to faktyczne wyniki mogą znacząco odbiegać od opisanych w niniejszym Sprawozdaniu z działalności jako zamierzone, planowane, przewidywane, prognozowane, szacowane lub oczekiwane.

Stwierdzenia dotyczące przyszłości zawarte w niniejszym Sprawozdaniu z działalności zawierają w szczególności oświadczenia dotyczące:

- czynników, na podstawie których Spółka podejmie decyzję o podjęciu lub niepodjęciu określonych działań;
- popytu i podaży produktów naftowych na świecie;
- oczekiwań dotyczących zdolności Spółki do pozyskiwania kapitału;
- podlegania Spółki regulacjom państwowych; oraz
- cen surowców.

W zakresie stwierdzeń dotyczących przyszłości, zawartych w niniejszym Sprawozdaniu z działalności Spółka poczyniła pewne założenia, dotyczące między innymi:

- wpływu wzrostu konkurencji;
- zdolności wspólników do wywiązywania się z podjętych zobowiązań;
- zdolności Spółki do pozyskiwania dodatkowego finansowania na satysfakcjonujących warunkach;
- zdolności Spółki do przyciągania i utrzymywania przy sobie wykwalifikowanego personelu.

Czynniki ryzyka, przedstawione poniżej oraz gdzie indziej w Sprawozdaniu z działalności, mogą powodować, że rzeczywiste wyniki Spółki będą różniły się istotnie od tych przedstawionych w stwierdzeniach dotyczących przyszłości:

- ogólne warunki gospodarcze;
- zmienność światowych cen rynkowych ropy naftowej i gazu ziemnego;
- konkurencja;
- zobowiązania i ryzyka, w tym między innymi w zakresie ochrony środowiska, związane nieodłącznie z działalnością w sektorze ropy naftowej i gazu ziemnego;
- dostępność kapitału;
- niestabilność geopolityczna w krajach, w których prowadzona jest działalność operacyjna Spółki; oraz
- alternatywy i zmiany popytu na produkty naftowe na świecie.

Ponadto stwierdzenia „rezerwy” lub „zasoby” uznaje się za stwierdzenia dotyczące przyszłości, ponieważ zawierają sugerowaną ocenę, opartą na pewnych szacunkach oraz założeniach, iż rezerwy lub zasoby mogą przynieść korzyści w przyszłości.

Niniejsze ostrzeżenie dotyczy wszystkich informacji i stwierdzeń dotyczących przyszłości, zawartych w niniejszym Sprawozdaniu z działalności. Stwierdzenia te dotyczą wyłącznie założeń i przewidywań przyjętych na dzień niniejszego Sprawozdania z działalności.

SKRÓTY

W niniejszym Sprawozdaniu z działalności mogą być stosowane następujące skróty:

bbl	baryłki	bbl/d	baryłek 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. baryłek ekwiwalentu ropy	Bcf	miliard stóp sześciennych
MMboe	mln baryłek ekwiwalentu ropy	Mcm	tys. metrów sześciennych
UAH	hrywna ukraińska	USD	dolar amerykański
CAD	dolar kanadyjski	M USD	tys. dolarów amerykańskich
MM USD	milion dolarów amerykańskich		

PRZELICZNIK MIAR

Niektóre dane dotyczące ilości ropy naftowej i kondensatu gazu ziemnego zostały przeliczone na Mcfe lub MMcfe w oparciu o współczynnik konwersji boe, gdzie 6 Mcf gazu odpowiada ekwiwalentowi jednej baryłki ropy naftowej. Również niektóre dane dotyczące ilości gazu ziemnego zostały przeliczone na boe lub Mboe przy zastosowaniu powyższego przelicznika. Wartości prezentowane w Mcfe, MMcfe, boe lub Mboe mogą jednak niekiedy być mylące, szczególnie prezentowane bez kontekstu. Współczynnik konwersji jednego bbl ropy naftowej lub gazu ziemnego na 6 Mcf gazu ziemnego oparty jest o metodę konwersji według równoważności energetycznej, która to metoda stosowana jest przede wszystkim na końcówce palnika i nie odzwierciedla równoważnych wielkości w odwiercie.

INFORMACJE DLA INWESTORÓW

Dodatkowe informacje na temat Serinus i jej działalności znajdują się na stronie internetowej www.sedar.com. Informacje można także uzyskać na stronie Spółki pod adresem www.serinusenergy.com.

Oczekujemy na pytania zainteresowanych stron. Pytania kierować można na adres siedziby głównej Serinus: 1500, 700 – 4th Avenue S.W., Calgary, Alberta T2P 3J4 (Nr telefonu: +1 403 264-8877) lub wysyłając wiadomość e-mail na adres info@serinusenergy.com.