



SERINUS[®]
ENERGY

Serinus Energy Inc.

Sprawozdanie kierownictwa z działalności
za rok zakończony dnia 31 grudnia 2017 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 (zwanym 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 2017 r. Należy także zapoznać się z informacją prawną zatytułowaną „Wyrażenia perspektywiczne”, która znajduje 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 20 marca 2018 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.

Serinus Energy Inc.
Sprawozdanie kierownictwa z działalności za rok 2017
(kwoty w tys. USD, o ile nie wskazano inaczej)

Kluczowe informacje

- Na wydobycie w 2017 r. poważny wpływ miały kwestie pracownicze i niepokoje społeczne w Tunezji. Pole Chouech Es Saida pozostaje nieczynne od 28 lutego 2017 r., początkowo w związku z kwestiami pracowniczymi. Ponadto od 22 maja 2017 r. do początku września 2017 r. nieczynne było pole Sabria, ze względu na niepokoje społeczne w południowej części kraju. Spółka wznowiła produkcję na polu Sabria, uzyskując w czwartym kwartale 2017 r. średnie wydobycie na poziomie 396 boe/d, co stanowiło spadek o 65%, w porównaniu do 1 131 boe/d w czwartym kwartale 2016 r., głównie w związku z zamknięciem pola Chouech Es Saida w czwartym kwartale 2017 r. oraz niższym wydobyciem z odwiertu WIN-12 w stosunku do okresu sprzed jego zamknięcia.
- W czwartym kwartale 2017 r. średnia cena ropy Brent wyniosła 61,53 USD/bbl, w porównaniu do 49,19 USD/bbl w analogicznym okresie 2016 r., co stanowiło wzrost o 25%. Zrealizowana średnia cena sprzedaży ropy naftowej była wyższa w 2017 r. i wyniosła 51,48 USD/bbl, w porównaniu do 42,10 USD/bbl w 2016 r., odzwierciedlając wzrost średniej ceny ropy Brent z 43,55 USD/bbl w 2016 r. do 54,25 USD/bbl w 2017 r. Zrealizowana w czwartym kwartale 2017 r. średnia cena sprzedaży ropy naftowej była wyższa i wyniosła 56,43 USD/bbl, w porównaniu do 47,40 USD/bbl w czwartym kwartale 2016 r., za sprawą umacniających się w 2017 r. się cen ropy na rynku.
- Przepływy środków pieniężnych z działalności operacyjnej^(a) za okres trzech miesięcy zakończony 31 grudnia 2017 r. były ujemne i wyniosły 6,0 mln USD, w porównaniu do 0,4 mln USD (wartość ujemna) w czwartym kwartale 2016 r. Ujemne przepływy środków pieniężnych wynikały w głównej mierze z kosztów o charakterze jednorazowym, związanych z wypadkiem na odwiercie w Rumunii, które wyniosły 4,0 mln USD oraz niższych o 1,5 mln USD przepływów operacyjnych generowanych z aktywów tunezyjskich. Przepływy środków pieniężnych z działalności operacyjnej^(a) (wyłączając działalność na Ukrainie) za rok 2017 były ujemne i wyniosły 7,9 mln USD, w porównaniu do 4,7 mln USD (wartość ujemna) w 2016 roku. Wykorzystane w działalności operacyjnej pozaplanowe środki w kwocie 3,2 mln USD wynikały z niższych w porównaniu do 2016 r. o 4,0 mln USD przepływów operacyjnych w Tunezji jednorazowych kosztów związanych z wypadkiem na odwiercie w wysokości 4,0 mln USD, kosztów transakcyjnych w wysokości 0,7 mln USD związanych z prawną instytucją „kontynuacji” (ang. *continuance*) oraz procesem dopuszczania akcji Spółki do obrotu na rynku AIM (*Alternative Investment Market*), częściowo skompensowanych poprzez niższe o 5,3 mln USD koszty ogólnego zarządu oraz niższą stratę z tytułu różnic kursowych w wysokości 0,2 mln USD.
- Nakłady inwestycyjne w okresach trzech i dwunastu miesięcy zakończonych 31 grudnia 2017 r. wyniosły, odpowiednio, 3,2 mln USD i 8,9 mln USD. Większość nakładów inwestycyjnych w 2017 r. dotyczyła budowy stacji gazowej Moftinu w Rumunii oraz reaktywacji i przyłączy dla odwiertów do tego obiektu. W dniu 9 maja 2017 r. Spółka zawarła kontrakt wykonawczy EPCC (ang. *Engineering, Procurement, Construction and Commissioning Contract*) z Confind S.R.L. na wykonanie stacji gazowej o operacyjnej przepustowości 15 Mmc/d, w lokalizacji odwiertu Moftinu 1001, obecnie prowadzone są prace budowlane, a rozpoczęcie produkcji gazu spodziewane jest pod koniec drugiego kwartału 2018 r.
- W dniu 18 grudnia 2017 r., miał miejsce wypadek na odwiercie, gdzie w trakcie rutynowych działań przygotowujących odwiert Moftinu 1001 do dalszej produkcji, nastąpiło niespodziewane uwolnienie gazu, co w następstwie spowodowało zapłon. Kontrolę nad odwiertem przywrócono w dniu 6 stycznia 2018 r. Niezwłocznie po zaczopowaniu otworu Spółka wykonała załoczenie otworu ciężką płuczką, a w wyniku przeglądu Spółka ustaliła, że uszczelnienie w wieszaku rur okładzinowych było poddane działaniu wysokiej temperatury i w efekcie jego szczelność jest wątpliwa. W tej sytuacji Spółka zdecydowała się na opuszczenie Moftinu-1001. Koszty związane z powyższym zdarzeniem w kwocie 4,0 mln USD zostały w całości ujęte w wyniku roku 2017. Spółka jest trakcie zgłaszania swoich roszczeń odszkodowawczych do brokera ubezpieczeniowego. Zdarzenie to wpłynęło na opóźnienie prac w zakresie stacji gazowej położonej w lokalizacji Moftinu 1001, a rozpoczęcie produkcji gazu spodziewane jest obecnie pod koniec drugiego kwartału 2018 r. Spółka przystąpiła również do prac projektowych i pozyskiwania ofert na niezwłoczne wykonawstwo odwiertu Moftinu 1007, który zastąpiłby poprzedni i byłby zlokalizowany około 300 metrów od odwiertu Moftinu 1001. Ponowne prace wiertnicze zostaną ujęte w roszczeniach ubezpieczeniowych Spółki.
- Na dzień 31 grudnia 2017 r. pozostałe do spłaty zadłużenie z tytułu kwoty głównej kredytu z Europejskiego Banku Odbudowy i Rozwoju („EBOR”) wynosiło 5,4 mln USD dla Kredytu Głównego i 20 mln USD dla Kredytu Zamiennego. Począwszy od października 2017 r. warunki umów kredytowych z EBOR uległy restrukturyzacji, która w ocenie Spółki, zapewni jej odpowiednie możliwości obsługi zadłużenia, a także realizacji nakładów kapitałowych niezbędnych do rozwoju Spółki. Restrukturyzowane umowy przewidują zmiany konkretnych warunków dotyczących każdego z kredytów, a także kowenantów finansowych. Najważniejsze zmiany obejmują odroczenie terminu spłaty Kredytu Głównego do 31 marca 2019 r., z zachowaniem mechanizmu odprowadzania środków pieniężnych („cash sweep”). Termin zapadalności Kredytu Zamiennego został wydłużony, a spłaty rat rozłożone na okres czterech lat (od 2020 do 2023 r.), zamiast jednorazowej spłaty w czerwcu 2021 r. Ponadto restrukturyzacja zadłużenia przewiduje zwolnienie z wymogu spełnienia wszystkich kowenantów finansowych przez okres jednego roku do września 2018 r., a wszystkie wymogi dotyczące kowenantów na

Serinus Energy Inc.
Sprawozdanie kierownictwa z działalności za rok 2017
(kwoty w tys. USD, o ile nie wskazano inaczej)

poziomie Tunezji zostały na stałe usunięte z umowy. Wartość wskaźnika zadłużenie do EBITDA na dzień 30 września 2018 r. i 31 grudnia 2018 r. została zwiększona maksymalnie do 10,0, a następnie zostanie obniżona do 2,5. Minimalna wartość wskaźnika obsługi długu, obowiązująca na 31 grudnia 2018 r., została określona na poziomie minimum 1,3 i dotyczy obecnie wyłącznie Kredytu Głównego.

- W dniu 24 lutego 2017 r., Spółka sfinalizowała ofertę, 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), w wyniku której wyemitowała 72 mln akcji zwykłych po cenie 0,35 CAD za akcję.
- Spółka ogłosiła zamiar zmiany siedziby Spółki do Jersey, na Wyspach Normandzkich oraz wystąpienia z wnioskiem o dopuszczenie akcji do obrotu na rynku AIM, prowadzonym przez giełdę London Stock Exchange. W dniu 7 marca 2018 r. akcjonariusze Spółki wyrazili zgodę na przeniesienie siedziby do Jersey. W związku z tym Spółka uruchomiła proces przenoszenia siedziby do Jersey oraz dopuszczenia akcji do obrotu na rynku AIM.

(a) Przepływy środków z (wykorzystane w) działalności operacyjnej są przepływami z działalności operacyjnej przed zmianą stanu niepieniężnego kapitału obrotowego

Ogólne informacje operacyjne

Serinus jest międzynarodową spółką poszukiwawczo-wydobywczą prowadzącą działalność w Tunezji i Rumunii. Spółka ma swoje biuro zarządu w Calgary (Kanada) oraz biuro relacji inwestorskich w Warszawie (Polska).

W Sprawozdaniu kierownictwa z działalności zawarta jest analiza wyżej wymienionej działalności. Spółka prowadziła również działalność na Ukrainie, która to działalność została zbyta w lutym 2016 r. Wyniki działalności na Ukrainie, do daty sprzedaży, są wykazywane w sprawozdaniu z całkowitych dochodów/(strat) za rok zakończony 31 grudnia 2016 r. jako działalność zaniechana. Dla celów niniejszego Sprawozdania kierownictwa z działalności analiza wyników działalności na Ukrainie została ograniczona do przepływów środków z działalności operacyjnej, aby umożliwić uzgodnienie przepływów pieniężnych za rok 2016.

Tunezja

Na dzień 31 grudnia 2017 r. Spółka posiadała następujący udział w koncesjach w Tunezji:

Koncesje	Udział operacyjny	Data wygaśnięcia
Chouech Es Saida	100%	styczeń 2028 r.
Ech Chouech	100%	maj 2022 r.
Sabria	45%	listopad 2028 r.
Sanrhar	100%	grudzień 2021 r.
Zinnia	100%	grudzień 2020 r.

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 2017 r. z koncesji sprzedano łącznie 5,2 miliona baryłek (z uwzględnieniem pomniejszenia o koszty należności koncesyjnych oraz ubytki objętości węglowodorów). Spółka zaczęła generować przychody z aktywów w Tunezji od momentu ich nabycia we wrześniu 2013 r. i od tego czasu wygenerowała skumulowany przychód z koncesji (pomniejszony o koszty należności koncesyjnych) w wysokości 113,5 mln USD.

W roku zakończonym 31 grudnia 2017 r. produkcja pochodziła z pól Sabria i Chouech Es Saida. Pole Chouech Es Saida pozostaje zamknięte od 28 lutego 2017 r. z powodu strajku ogłoszonego przez związek zawodowy Tunisia General Trade Union ("UGTT"), który reprezentuje pracowników Spółki zatrudnionych na polu Chouech Es Saida. Wydobywanie na polu Sabria odbywało się od początku roku do 22 maja 2017 r., kiedy to pole zostało zamknięte w związku z trwającymi w południowej części kraju niepokojami społecznymi. We wrześniu Spółka zainicjowała uruchomienie produkcji ropy i gazu na polu Sabria, po zakończeniu protestów i po stwierdzeniu, że wydobywanie na jej polach naftowych może być wznowione w bezpiecznym środowisku. Dla pola Chouech Es Saida Spółka w dalszym ciągu ocenia możliwości ponownego uruchomienia pola. Jednakże, w związku z tym, że Spółka musi koncentrować swoje zasoby finansowe na ukończeniu Projektu Zagospodarowania Gazu Moftinu, oczekuje się, że produkcja z pola Chouech Es Saida nie zostanie wznowiona wcześniej niż w drugiej połowie 2018 r.

Serinus Energy Inc.
Sprawozdanie kierownictwa z działalności za rok 2017
(kwoty w tys. USD, o ile nie wskazano inaczej)

Rumunia

Serinus posiada obecnie 100% uznanych udziałów operacyjnych w Satu Mare poprzez pośrednio zależną spółkę Serinus Energy Romania S.A. (dawniej Winstar Satu Mare S.A.).

Serinus koncentruje się na zagospodarowywaniu odkrycia gazu w Moftinu, które obejmuje wykonywanie infrastruktury naziemnej, a rozpoczęcie wydobywania z odwiertów spodziewane jest pod koniec drugiego kwartału 2018 r. Zważywszy na wypadek na odwiercie Moftinu 1001, który został następnie zacopowany i opuszczony, Spółka przyspiesza prace wiertnicze na odwiercie Moftinu 1007, żeby przygotować się do rozpoczęcia wydobywania w momencie, gdy stacja gazowa będzie gotowa do oddania do użytku. W dniu 9 maja 2017 r. Spółka zawarła kontrakt wykonawczy EPCC (ang. *Engineering, Procurement, Construction and Commissioning Contract*) z Confind S.R.L., obecnie prowadzone są prace wykonawcze w zakresie stacji gazowej o operacyjnej przepustowości 15 Mmcf/d. Spółka realizuje również program wierceń w celu realizacji zobowiązania do wykonania prac w ramach posiadanego trzyletniego przedłużenia umowy koncesji, do 28 października 2019 r.

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.

Początkowy partner, który był właścicielem 40% udziałów w Satu Mare odmówił uczestniczenia w kolejnych etapach prac poszukiwawczych i zagospodarowywania przypisanych do koncesji i w związku z tym nie wniósł swojego udziału do kosztów wspólnego przedsięwzięcia. W związku z powyższym w grudniu 2016 r. Spółka przekazała partnerowi formalne powiadomienie o niedotrzymaniu warunków wspólnej umowy operacyjnej (ang. *Joint Operating Agreement – „JOA”*). Partner nie miał niezbędnych środków ani zamiarów, aby rozwiązać sytuację i w związku z tym nie ma prawa uczestniczyć we wspólnym przedsięwzięciu oraz nie ma prawa do przeniesienia swoich udziałów na osoby trzecie. Partner znajduje się obecnie w sporze podatkowym z władzami Rumunii, w wyniku którego rumuńskie organy podatkowe wydały zapobiegawczy nakaz zajęcia rachunków partnera, związanych z wcześniejszymi działaniami na koncesji Satu Mare. Głównym celem tego nakazu zajęcia było uniknięcie niedozwolonego wypływu kapitału partnera z Rumunii, podczas gdy rozstrzyga się spór podatkowy. Nakaz zajęcia zapobiega również przeniesieniu 40% udziału partnera w koncesji Satu Mare bez zgody rumuńskich organów podatkowych. Serinus nie jest w żaden sposób zaangażowany w powyższy spór podatkowy, spór dotyczy jedynie partnera. Jednakże zajęcie oznacza, że jakiegokolwiek przeniesienie udziałów partnera na Spółkę bezwzględnie wymaga rozmów z rumuńskimi organami podatkowymi. W sierpniu 2017 r. Spółka przekazała partnerowi zawiadomienie o uznanym przeniesieniu udziałów zgodnie z warunkami wspólnej umowy operacyjnej (ang. *Joint Operating Agreement – „JOA”*). Zawiadomienie o uznanym przeniesieniu udziałów stanowi, że Serinus ma prawo do udziałów bez żadnych przyszłych zobowiązań wobec partnera, a partner musi niezwłocznie wykonać wszelkie czynności wymagane do zapewnienia prawomocnego przeniesienia udziałów kapitałowych, w tym uzyskanie wszystkich zezwoleń i zgód administracyjnych, oraz sporządzić wszelkie wymagane dokumenty i podjąć inne działania, które mogą być konieczne, by wpłynąć na szybkie i wiążące przeniesienie udziałów w koncesji Satu Mare. Serinus oczekuje od partnera wypełnienia w pełni obowiązku przeniesienia udziałów w koncesji Satu Mare na rzecz Serinus w trybie przyspieszonym, pod warunkiem uzyskania zgody rumuńskich organów podatkowych.

Zgodnie z warunkami JOA, po przekazaniu formalnego powiadomienia o niedotrzymaniu warunków oraz zawiadomienia o uznanym przeniesieniu udziałów, Serinus objął pod względem biznesowym 100% udziału we wspólnym przedsięwzięciu. Spółka powiadomiła Krajową Agencję ds. Zasobów Mineralnych w Rumunii (ang. *National Agency for Mineral Resources – „NAMR”*) o niedotrzymaniu warunków wspólnej umowy operacyjnej przez partnera i dostarczyła wymagane gwarancje na 100% projektu. Spółka powiadomiła o sytuacji władze podatkowe Rumunii. Spółka w dalszym ciągu nalega na wypełnienie przez partnera jego obowiązku przeniesienia udziałów, natomiast jeśli to nie nastąpi, zastosuje wszelkie środki prawne, które zapewnią prawomocne przeniesienie 40% udziałów operacyjnych przysługujących Serinus. Spółka zachowuje prawo do 100% zobowiązań i korzyści związanych z działaniami komercyjnymi prowadzonymi w ramach koncesji Satu Mare.

Biorąc pod uwagę spór prawny partnera z władzami podatkowymi Rumunii, wciąż nie jest jasne czy Partner ma możliwość przeniesienia swoich udziałów w koncesji Satu Mare na Serinus. Istnieje ryzyko związane z terminem przeniesienia, jako że jest on uzależniony od rozwiązania sporu prawnego z władzami podatkowymi.

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

Serinus Energy Inc.
Sprawozdanie kierownictwa z działalności za rok 2017
(kwoty w tys. USD, o ile nie wskazano inaczej)

Pozostałe aktywa

Spółka posiada udziały w niewielkich aktywach w Sturgeon Lake w Prowincji Alberta (Kanada). Obecnie aktywa te nie generują przychodów, a koszty ich przyszłego opuszczenia szacowane są na 1,1 mln USD (1,4 mln CAD). W 2017 r. nie poniesiono kosztów przyszłego opuszczenia tych aktywów (2016 r.: 0,4 mln USD).

We wrześniu 2017 r. Spółka sfinalizowała transakcję sprzedaży swojej pośrednio zależnej spółki, która posiadała udziały w Bloku 9 w Syrii, dla którego w dniu 16 lipca 2012 r. zostało złożone oświadczenie o zaistnieniu siły wyższej, w związku z warunkami wynikającymi z destabilizacji w kraju. W wyniku transakcji sprzedaży, zobowiązania w kwocie 2,2 mln USD związane z tymi aktywami zostały odwrócone przez rachunek zysków i strat oraz zaprezentowane jako zysk ze zbycia aktywów.

Przepływy środków pieniężnych z działalności operacyjnej

Spółka 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.

Poniższa tabela prezentuje uzgodnienie pomiędzy przepływami środków z działalności operacyjnej i przepływami z działalności operacyjnej:

Za okresy zakończone 31 grudnia	Okres trzech miesięcy		Rok zakończony	
	2017	2016	2017	2016
Przepływy środków z działalności operacyjnej	\$ (3 574)	2 366	(4 336)	(1 435)
Zmiana stanu niepieniężnego kapitału obrotowego	(2 398)	(2 734)	(3 518)	(205)
Środki pieniężne z działalności operacyjnej	\$ (5 972)	(368)	(7 854)	(1 640)
Środki pieniężne z działalności operacyjnej na akcje	\$ 0,04	-	\$ (0,06)	(0,02)
Środki pieniężne z działalności operacyjnej				
Działalność kontynuowana	\$ (5 972)	(368)	\$ (7 854)	(4 652)
Działalność zaniechana ^(a)	-	-	-	3 012
	\$ (5 972)	(368)	\$ (7 854)	(1 640)

(a) Działalność na Ukrainie jest wykazywana w sprawozdaniu z całkowitych dochodów jako działalność zaniechana za okres zakończony 31 grudnia 2016 r.

Przepływy środków z działalności operacyjnej za okres trzech miesięcy zakończony 31 grudnia 2017 r. wyniosły 6,0 mln USD (wartość ujemna), w porównaniu do 0,4 mln USD (wartość ujemna) w analogicznym okresie 2016 r. Wykorzystane w działalności operacyjnej pozaplanowe środki w porównaniu do 2016 r. związane były głównie z jednorazowymi kosztami związanymi z wypadkiem (4,0 mln USD w 2017 r.), niższymi o 1,5 mln USD przepływami operacyjnymi generowanymi z aktywów tunezyjskich, korporacyjnymi kosztami transakcyjnymi w wysokości 0,7 mln USD, częściowo skompensowanymi przez niższe o 0,4 mln USD koszty ogólnego zarządu oraz niższą stratę z tytułu różnic kursowych w wysokości 0,2 mln USD.

Wyłączając działalność na Ukrainie, przepływy środków pieniężnych z działalności operacyjnej za 2017 r. były ujemne i wyniosły 7,9 mln USD, w porównaniu do 4,7 mln USD (wartość ujemna) w 2016 r. Wykorzystane w działalności operacyjnej pozaplanowe środki w wysokości 3,2 mln USD w 2017 r. wynikały z niższych o 4,0 mln USD przepływów operacyjnych w Tunezji w 2017 r. w porównaniu do 2016 r., jednorazowych kosztów związanych z wypadkiem na odwiercie w wysokości 4,0 mln USD, kosztów transakcyjnych w wysokości 0,7 mln USD związanych z prawną instytucją „kontynuacji” (ang. *continuance*) oraz procesem wprowadzania akcji Spółki do obrotu na rynku AIM, częściowo skompensowanych poprzez niższe o 5,3 mln USD koszty ogólnego zarządu oraz niższą stratę z tytułu różnic kursowych w wysokości 0,2 mln USD.

Spółka finalizuje składany do brokera ubezpieczeniowego wniosek o wypłatę odszkodowania w związku z kosztami wypadku na odwiercie Moftinu-1001 poniesionymi w grudniu 2017 r. i styczniu 2018 r. Po zakończeniu roku, Spółka złożyła wstępny wniosek o odszkodowanie.

Serinus Energy Inc.
Sprawozdanie kierownictwa z działalności za rok 2017
(kwoty w tys. USD, o ile nie wskazano inaczej)

Zysk/(strata) netto oraz przepływy środków pieniężnych z działalności operacyjnej

Spółka 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. Poniższa tabela prezentuje uzgodnienie pomiędzy przepływami środków z działalności operacyjnej i przepływami z działalności operacyjnej oraz do straty netto w podziale na segmenty.

Okres trzech miesięcy zakończony 31 grudnia	Rumunia		Tunezja		Ukraina		Obszar korporacyjny		Razem	
	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016
Zysk/(strata) netto	(4 134)	56	(2 929)	(12 137)	-	-	(2 618)	(2 338)	(9 681)	(14 419)
Korekty:										
Odpisy umorzeniowe i amortyzacja	1	1	455	1 343	-	-	31	41	487	1 385
Utrata wartości	-	-	-	16 754	-	-	-	-	-	16 754
Zmiana stanu zobowiązania z tytułu wycofania aktywów z eksploatacji	-	-	1 155	-	-	-	-	-	1 155	-
Przyrost wartości	1	2	170	193	-	-	-	-	171	195
(Zysk)/strata ze zbycia aktywów	-	-	-	-	-	-	-	12	-	12
Płatności w formie akcji własnych	-	-	-	-	-	-	235	49	235	49
Niezrealizowany zysk/(strata) z inwestycji	-	-	-	-	-	-	-	(13)	-	(13)
Koszty wycofania aktywów z eksploatacji	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Niezrealizowany (zysk)/strata z tytułu różnic kursowych	9	11	25	86	-	-	32	36	66	133
Pozostałe rezerwy	-	-	599	-	-	-	-	-	599	-
Zmiana stanu odroczonego podatku dochodowego	-	-	278	(5 167)	-	-	-	-	278	(5 167)
Niepieniężna emisja akcji	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Koszty odsetkowe	-	-	-	-	-	-	718	703	718	703
Przepływy środków z działalności operacyjnej	(4 123)	23	(247)	1 072	-	-	(1 602)	(1 510)	(5 972)	(368)
Zmiana stanu niepieniężnego kapitału obrotowego	2 679	-	(469)	2 496	-	-	188	238	2 398	2 734
Przepływy z działalności operacyjnej	(1 444)	23	(716)	3 568	-	-	(1 414)	(1 272)	(3 574)	2 366

Rok zakończony 31 grudnia	Rumunia		Tunezja		Ukraina		Obszar korporacyjny		Razem	
	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016
Zysk/(strata) netto	(4 101)	6	(9 547)	(15 038)	-	(30 657)	(5 144)	(12 489)	(18 792)	(58 178)
Korekty:										
Odpisy umorzeniowe i amortyzacja	5	5	1 722	5 070	-	599	139	183	1 866	5 857
Utrata wartości	-	-	4 981	16 754	-	-	-	-	4 981	16 754
Zmiana stanu zobowiązania z tytułu wycofania aktywów z eksploatacji	-	-	1 155	-	-	-	-	-	1 155	-
Przyrost wartości	5	5	679	770	-	2	-	-	684	777
(Zysk)/strata ze zbycia aktywów	-	-	-	-	-	33 040	(2 179)	-	(2 179)	33 040
Płatności w formie akcji własnych	-	-	-	-	-	-	691	85	691	85
Niezrealizowany zysk/(strata) z inwestycji	-	-	-	-	-	-	13	8	13	8
Koszty wycofania aktywów z eksploatacji	-	-	-	-	-	1	-	(407)	-	(406)
Niezrealizowany (zysk)/strata z tytułu różnic kursowych	14	7	61	154	-	105	(63)	112	12	378
Pozostałe rezerwy	-	-	599	-	-	-	-	-	599	-
Zmiana stanu odroczonego podatku dochodowego	-	-	190	(3 357)	-	-	-	-	190	(3 357)
Niepieniężna emisja akcji	-	-	-	-	-	-	7	-	7	-
Koszty odsetkowe	-	-	-	-	-	(78)	2 919	3 480	2 919	3 402
Przepływy środków z działalności operacyjnej	(4 077)	23	(160)	4 353	-	3 012	(3 617)	(9 028)	(7 854)	(1 640)
Zmiana stanu niepieniężnego kapitału obrotowego	2 679	-	667	1 784	-	(2 143)	172	564	3 518	205
Przepływy z działalności operacyjnej	(1 398)	23	507	6 137	-	869	(3 445)	(8 464)	(4 336)	(1 435)

Produkcja

Za okresy zakończone 31 grudnia w tys. USD, poza wielkościami w % i na boe	Okres trzech miesięcy		Rok	
	2017	2016	2017	2016
Produkcja - ropa naftowa (bb/d)	287	842	279	853
Produkcja - gaz ziemny (mcf/d)	652	1 733	581	1 628
Produkcja - ogółem (boe/d)	396	1 131	376	1 124
% udział ropy	72%	74%	74%	76%
% udział gazu	28%	26%	26%	24%

Serinus Energy Inc.
Sprawozdanie kierownictwa z działalności za rok 2017
(kwoty w tys. USD, o ile nie wskazano inaczej)

Wielkość wydobycia w czwartym kwartale 2017 r. spadła o 65%, do 396 boe/d, w porównaniu do 1 131 boe/d w czwartym kwartale 2016 r. Spadek produkcji w czwartym kwartale 2017 r. spowodowany był zamknięciem pola Chouech Es Saida. I niższym wydobyciem z odwiertu WIN-12 na polu Sabria.

W ujęciu od początku roku, wielkość produkcji zmniejszyła się o 67%, do 376 boe/d, w porównaniu do 1 124 boe/d w analogicznym okresie ubiegłego roku. Spadek produkcji rok do roku wynikał z zamknięcia pól Chouech Es Saida i Sabria. Ponadto wpływ na wielkość produkcji z pola Chouech Es Saida w pierwszym kwartale 2017 r. miało niższe wydobycie w związku z zamknięciem odwiertów CS-3 i CS-1 w połowie grudnia ubiegłego roku, które pozostawały nieczynne również w pierwszym kwartale, w oczekiwaniu na wymianę pomp oraz rekonstrukcję.

Pole Chouech Es Saida pozostaje nieczynne od 28 lutego 2017 r., a jego zamknięcie wynikało ze strajku ogłoszonego przez związek zawodowy Tunisia General Trade Union ("UGTT") w imieniu pracowników Spółki z pola Chouech Es Saida. Zamknięcie nastąpiło na skutek zapowiedzi strajku oraz nielegalnego strajku okupacyjnego na polu w odpowiedzi na zwolnienie z powodu sytuacji ekonomicznej 14, spośród 52, zatrudnionych na Chouech Es Saida, mimo, że Spółka miała prawo do przeprowadzenia tych zwolnień i ściśle przestrzegała stosownych przepisów prawa, kodeksu pracy i regulacji. Zwolnieni pracownicy zaakceptowali wypowiedzenia, a strajk okupacyjny zakończył się w drugim kwartale 2017 r., jednak ze względu na trwające w południowej części kraju niepokoje społeczne, pole pozostawało zamknięte. W trakcie trzeciego kwartału pole całkowicie zamknięto, a wszyscy pozostali pracownicy zostali zwolnieni.

Wydobycie na polu Sabria odbywało się od początku roku do 22 maja 2017 r. kiedy to pole zostało czasowo zamknięte w związku z trwającymi w południowej części kraju niepokojami społecznymi. Produkcja na polu Sabria została wznowiona na początku września po ustąpieniu niepokojów społecznych w południowej części kraju i po stwierdzeniu przez Spółkę, że wydobycie na jej polach może być podjęte w bezpiecznym środowisku.

Na początku września 2017 r. Spółka wznowiła wydobycie z odwiertów produkcyjnych na polu Sabria, z których wszystkie, poza odwiertem Win-12bis, powróciły do poziomu produkcji sprzed zamknięcia. Historycznie wydobycie z odwiertu Win-12bis odbywało się przy wysokich wskaźnikach zawodnienia (ang. *water cut*), szczególnie gdy poprzedzało je zamknięcie odwiertu. Początkowo wydobycie z odwiertu Win-12bis spadło o 60% w porównaniu do stanu przed zamknięciem. W trakcie czwartego kwartału 2017 r. stabilność wydobycia z odwiertu ulegała poprawie, w pierwszym kwartale 2018 r. wydobycie było już bardziej stabilne i wynosiło około 162 boe/d, netto. Spółka w dalszym ciągu monitoruje odwiert Win-12bis, jednak prawdopodobne jest, że odwiert Win-12bis będzie wymagał interwencji w celu poprawy wyników. Średnie wydobycie z pola Sabria za styczeń i luty 2018 r. wynosiło 393 boe/d. Spółka ocenia możliwości ponownego uruchomienia pola Chouech Es Saida pod koniec 2018 r.

W roku zakończonym 31 grudnia 2017 r. wydobycie ropy naftowej i gazu ziemnego odbywało się jedynie z pól Sabria i Chouech Es Saida.

Przychody ze sprzedaży ropy naftowej i gazu oraz zmiana stanu zapasu ropy naftowej

Za okresy zakończone 31 grudnia w tys. USD, poza wielkościami w % i na boe	Okres trzech miesięcy		Rok	
	2017	2016	2017	2016
Przychody z ropy naftowej oraz zmiana stanu zapasów ropy naftowej	\$ 1 491	3 673	\$ 5 242	13 143
Przychody z gazu ziemnego	404	783	1 327	2 804
Przychody ogółem	\$ 1 895	4 456	\$ 6 569	15 947
Przychody z ropy naftowej oraz zmiana stanu zapasów ropy naftowej (%)	79%	82%	80%	82%
Przychody z gazu ziemnego (%)	21%	18%	20%	18%
Ropa naftowa (USD/bbl)	\$ 56,43	47,40	\$ 51,48	42,10
Gaz ziemny (USD/mcf)	6,73	4,91	6,25	4,70
Średnia zrealizowana cena (USD/boe)	\$ 52,03	42,82	\$ 47,88	38,75

Przychody ze sprzedaży są obecnie generowane w Tunezji. 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 z pozostałej sprzedaży ropy

Serinus Energy Inc.
Sprawozdanie kierownictwa z działalności za rok 2017
(kwoty w tys. USD, o ile nie wskazano inaczej)

naftowej. Pozostała część wydobytej ropy naftowej jest sprzedawana na międzynarodowy rynek, w ramach którego Spółka prowadzi sprzedaż w oparciu o porozumienie handlowe zawarte z Shell International Trading and Shipping Company Limited ("porozumienie z Shell").

W drugim kwartale 2016 r. Spółka, za pośrednictwem tunezyjskiej spółki zależnej, zawarła porozumienie z Shell dotyczące sprzedaży ropy wydobywanej przez Spółkę. Zawarto je na okres pięciu lat, zaś mechanizm cenowy jest konkurencyjny. Korzyści dla Spółki obejmują regularny odbiór ropy przez dużego renomowanego nabywcę.

W 2016 r. miały miejsce dwa odbiory przez tankowce przed sfinalizowaniem porozumienia z Shell. Od momentu zawarcia porozumienia z Shell miał miejsce jeden odbiór przez tankowce w czwartym kwartale 2016 r. i jeden odbiór w drugim kwartale 2017 r., bez dalszych odbiorów do dnia dzisiejszego.

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, to 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 2017 r. Spółka znajdowała się w tzw. *under-lift position* - sprzedaż poniżej udziału w wydobyciu o 27 241 bbl, z czego 6 476 bbl zostało zarezerwowane na potrzeby sprzedaży na rynek lokalny (IV kw. 2016 r.: 23 421 bbl, z czego 5 534 bbl było zarezerwowane na potrzeby sprzedaży na rynek lokalny). W związku z powyższym Spółka ujęła zapas w wysokości 1,5 mln USD na dzień 31 grudnia 2017 r. (31 grudnia 2016 r.: zapas w wysokości 1,2 mln USD).

W okresach trzech i dwunastu miesięcy zakończonych 31 grudnia 2017 r. średnia cena ropy Brent wyniosła, odpowiednio, 61,53 USD/bbl i 54,25 USD/bbl, w porównaniu do 49,19 USD/bbl i 43,55 USD/bbl w analogicznych okresach 2016 r., co w obydwu przypadkach stanowiło wzrost o 25% w porównaniu do analogicznych okresów 2016 r. W czwartym kwartale 2017 r. Spółka zrealizowała cenę ropy Brent w 92% (IV kw. 2016 r.: 96%), a w całym 2017 r. - w 95% (za rok zakończony 31 grudnia 2016 r.: 97%). Zrealizowana w 2017 r. cena wyniosła 51,48 USD/bbl i wzrosła o 22%, z 42,10 USD/bbl w 2016 r. oraz wzrosła o 19%, z 47,40 USD/bbl do 56,43 USD/bbl w czwartym kwartale 2017 r. Wzrost zrealizowanej ceny sprzedaży rok do roku jest nieznacznie niższy niż wzrost ceny ropy Brent, co jest efektem zamknięcia pól oraz zobowiązania do sprzedaży w trakcie odbioru przez tankowce w drugim kwartale 2017 r., które spowodowało, że fizyczne wydobycie tej części ropy odbyło się po okresie zamknięcia pól, ale z zachowaniem cen surowców sprzed zamknięcia pól.

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 ziemnego oraz zmiana stanu zapasu ropy naftowej w czwartym kwartale 2017 r. wyniosły 1,9 mln USD, w porównaniu do 4,5 mln USD w czwartym kwartale 2016 r. Zmniejszenie przychodów o 57% odzwierciedla spadek wydobycia o 65%, częściowo skompensowany przez wzrost cen. Podobne tendencje są zauważalne porównując okresy od początku roku.

Koszty należności koncesyjnych

Za okresy zakończone 31 grudnia	Okres trzech miesięcy		Rok	
	2017	2016	2017	2016
Koszty należności koncesyjnych	\$ 196	735	\$ 680	1 972
Koszty należności koncesyjnych (USD/boe)	\$ 5,38	7,06	\$ 4,96	4,79
Koszty należności koncesyjnych (% sprzedaży)	10,3%	16,5%	10,4%	12,4%

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%. W 2017 r. stawka opłat koncesyjnych dla Pola Sabria wynosiła 10% dla ropy naftowej i 8% dla gazu ziemnego, co odzwierciedlało wzrost współczynnika R w czwartym kwartale 2016 r., kiedy to stawki wzrosły z poziomu

Serinus Energy Inc.
Sprawozdanie kierownictwa z działalności za rok 2017
(kwoty w tys. USD, o ile nie wskazano inaczej)

7% dla ropy naftowej i 6% dla gazu ziemnego. Dla pola Chouech Es Saida stawki opłat koncesyjnych są równe i wynoszą 15%.

Koszty należności koncesyjnych w czwartym kwartale 2017 r. spadły o 73% w porównaniu do czwartego kwartału 2016 r., co odzwierciedla spadek wielkości sprzedaży o 57% i spadek efektywnej stawki opłat koncesyjnych do 10,3% w czwartym kwartale 2017 r., w porównaniu do 16,5% w czwartym kwartale 2016 r. Stawka opłat koncesyjnych była wyjątkowo wysoka w czwartym kwartale 2016 r. i wynosiła 16,5%, w związku z włączeniem w czwartym kwartale 2016 r. opłat koncesyjnych dla pola Chouech Es Saida o stawce 15% oraz retroaktywną korektą za cały 2016 r. w związku ze wzrostem współczynnika R w czwartym kwartale 2016 r. dla pola Sabria. W czwartym kwartale 2017 r. koszty opłat koncesyjnych dotyczyły jedynie pola Sabria.

Porównując okresy od początku roku, koszty należności koncesyjnych spadły o 66%, do 0,7 mln USD w porównaniu do 2,0 mln USD w 2016 r. Spadek związany był z obniżoną wielkością sprzedaży o 59% oraz spadkiem stawki opłat koncesyjnych o dwa punkty procentowe, co miało związek z zamknięciem pola Chouech Es Saida przez większość roku, a w związku z tym średnie stawki opłat koncesyjnych opierały się głównie na stawkach obowiązujących dla pola Sabria, które są niższe od tych dla pola Chouech Es Saida.

Spadek stawek opłat koncesyjnych ma związek z zamknięciem pola Chouech Es Saida przez większość roku, a w związku z tym odzwierciedlały one niższe stawki dotyczące pola Sabria.

Wzrost kosztów należności koncesyjnych w ujęciu na boe za okres trzech miesięcy zakończony 31 grudnia 2017 r. wynika z wyższych cen surowców w porównaniu do czwartego kwartału 2016 r.

Koszty produkcji

Za okresy zakończone 31 grudnia (w tys. USD, poza wielkościami na boe)	Okres trzech miesięcy		Rok	
	2017	2016	2017	2016
Koszty produkcji - Tunezja	\$ 1 764	2 674	\$ 5 207	9 279
Koszty produkcji - Kanada	8	(65)	43	79
Koszty produkcji - Ogółem	1 772	2 609	5 250	9 358
Koszty produkcji - Tunezja (USD/boe)	\$ 48,43	25,70	\$ 37,96	22,55

Koszty produkcji w czwartym kwartale 2017 r. spadły o 32%, do 1,8 mln USD, w porównaniu do czwartego kwartału 2016 r. Spadek ten odzwierciedla zamknięcie pola Chouech Es Saida w Tunezji, co skutkowało niższymi kosztami operacyjnymi i kosztami transportu, częściowo skompensowanymi przez koszty rezerwy na odprawy w wysokości 0,6 mln USD w związku ze zwolnieniem pracowników z pola Chouech Es Saida w trzecim kwartale 2017 r. Rezerwa na odprawy odzwierciedla najlepszy szacunek Spółki co do prawdopodobnego wyniku rozliczeń.

Koszty produkcji przypadające na boe w czwartym kwartale 2017 r. wzrosły do 48,43 USD/boe, w porównaniu do 25,70 USD/boe w porównywalnym okresie 2016 r. Wyłączając koszty rezerwy na odprawy w wysokości 16,44 USD/boe, koszty produkcji wynosiłyby 31,99 USD/boe w czwartym kwartale 2017 r., odzwierciedlając spadek produkcji w 2017 r.

Całkowite koszty produkcji za rok zakończony 31 grudnia 2017 r. spadły o 44%, do 5,3 mln USD, z 9,4 mln USD w 2016 r. z powodów omówionych powyżej. Wyłączając koszty rezerwy na odprawy związanej w 2017 r., koszty produkcji spadłyby o 49% w związku z okresami zamknięcia pól w 2017 r. Koszty produkcji w Tunezji przypadające na boe wzrosły do 37,96 USD/boe, z 22,55 USD/boe w roku 2016. Wyłączając efekt kosztów rezerwy na odprawy w wysokości 4,37 USD/boe, koszty produkcji w 2017 r. wynosiłyby 33,59 USD/boe, w porównaniu do 22,55 USD/boe w 2016 r., odzwierciedlając spadek produkcji o 67%, przy czym koszty produkcji spadły jedynie o 50%.

W okresie zamknięcia pól Spółka ponosiła koszty operacyjne związane z zatrudnieniem na polu, ochroną, ubezpieczeniem i innymi różnymi wydatkami oraz koszty utrzymania biura w Tunezji. Spółka na bieżąco monitoruje koszty działalności operacyjnej w Tunezji w celu ich redukcji, tam gdzie to możliwe.

Serinus Energy Inc.
Sprawozdanie kierownictwa z działalności za rok 2017
(kwoty w tys. USD, o ile nie wskazano inaczej)

Koszty produkcji dotyczące Kanady obejmują koszty związane z aktywami w Sturgeon Lake i wyniosły 43 tys. USD za rok zakończony dnia 31 grudnia 2017 r. Aktywa te nie są aktywami produkcyjnymi. Spółka ponosi minimalne koszty operacyjne w celu utrzymania aktywów.

Operacyjna wartość retroaktywna netto (ang. *operating 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 do 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.

Operacyjna wartość retroaktywna netto według towarów (ang. <i>netback</i>)	Okres trzech miesięcy zakończony			Okres trzech miesięcy zakończony		
	31 grudnia 2017 r.			31 grudnia 2016 r.		
	Ropa naftowa (bbl/d)	Gaz (Mcf/d)	Razem (boe/d)	Ropa naftowa (bbl/d)	Gaz (Mcf/d)	Razem (boe/d)
(w USD/boe, poza wolumenem)						
Wolumen produkcji	287	652	396	842	1 733	1 131
Zrealizowana cena	\$ 56,43	\$ 6,73	\$ 52,03	\$ 47,40	\$ 4,91	\$ 42,82
Koszty należności koncesyjnych	(6,21)	(0,53)	(5,38)	(8,08)	(0,68)	(7,06)
Koszty produkcji	(52,67)	(6,20)	(48,43)	(28,46)	(2,94)	(25,70)
Operacyjna wartość retroaktywna netto ^(a)	\$ (2,45)	\$ -	\$ (1,78)	\$ 10,86	\$ 1,29	\$ 10,06

Operacyjna wartość retroaktywna netto według towarów (ang. <i>netback</i>)	Rok zakończony			Rok zakończony		
	31 grudnia 2017 r.			31 grudnia 2016 r.		
	Ropa naftowa (bbl/d)	Gaz (Mcf/d)	Razem (boe/d)	Ropa naftowa (bbl/d)	Gaz (Mcf/d)	Razem (boe/d)
(w USD/boe, poza wolumenem)						
Wolumen produkcji	279	581	376	853	1 628	1 124
Zrealizowana cena	\$ 51,48	\$ 6,25	\$ 47,88	\$ 42,10	\$ 4,71	\$ 38,75
Koszty należności koncesyjnych	(5,67)	(0,49)	(4,96)	(5,37)	(0,49)	(4,79)
Koszty produkcji	(40,81)	(4,96)	(37,96)	(24,50)	(2,74)	(22,55)
Operacyjna wartość retroaktywna netto ^(a)	\$ 5,00	\$ 0,80	\$ 4,96	\$ 12,23	\$ 1,48	\$ 11,41

- (a) Wartość retroaktywna netto jest definiowana jako przychody ze sprzedaży i zmiana stanu zapasu ropy naftowej pomniejszone o koszty bezpośrednie i kalkulowana jest jako przychody ze sprzedaży ropy naftowej i gazu ziemnego, 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”.

Zrealizowana cena przypadająca na boe wzrosła o 22% w czwartym kwartale 2017 r., w porównaniu do czwartego kwartału 2016 r. Jednakże wysokie koszty produkcji przypadające na boe wpłynęły na osiągniętą negatywną operacyjną wartość retroaktywną netto na boe.

Ujemna wartość retroaktywna netto przypadająca na boe wyniosła 1,78 USD/boe w czwartym kwartale 2017 r., było to o 11,84 USD/boe mniej niż wartość retroaktywna netto wynosząca 10,06 USD/boe, a osiągnięta w porównywalnym okresie 2016 r. Wzrost zrealizowanej ceny sprzedaży został więcej niż skompensowany przez znacznie wyższe koszty produkcji przypadające na boe, w związku z rezerwą na odprawy, której wpływ wyniósł 16,44 USD/boe w ujęciu kwartalnym. Wyłączając koszty rezerwy na odprawy, całkowite koszty produkcji przypadające na boe w czwartym kwartale 2017 r. wynosiłyby 31,99 USD, w rezultacie wartość retroaktywna netto byłaby dodatnia i wynosiłaby 14,66 USD/boe.

W ujęciu rocznym wartość retroaktywna netto wynosiła 4,96 USD/boe, w porównaniu do 11,41 USD/boe w 2016 roku, z powodów opisanych powyżej. Wyłączając koszty rezerwy na odprawy, które wyniosły 4,37 USD/boe, wartość retroaktywna netto wynosiłaby 9,33 USD/boe. Spadek wartości retroaktywnej netto wynika z proporcjonalnie mniejszego spadku kosztów produkcji w porównaniu do wolumenu, częściowo skompensowanego przez wyższą zrealizowaną cenę.

Serinus Energy Inc.
Sprawozdanie kierownictwa z działalności za rok 2017
(kwoty w tys. USD, o ile nie wskazano inaczej)

Koszty ogólnego zarządu

Za okresy zakończone 31 grudnia (w tys. USD, poza wielkościami na boe)	Okres trzech miesięcy		Rok	
	2017	2016	2017	2016
Koszty ogólnego zarządu	\$ 915	1 361	\$ 3 005	8 320
Koszty ogólnego zarządu (USD/boe)	\$ 25,12	13,08	\$ 21,91	20,22

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. Przedstawione koszty ogólnego zarządu są zatem wartością netto – stanowią koszty ogólnego zarządu brutto pomniejszone o odzyskane koszty (ang. *recoveries*).

Koszty ogólnego zarządu spadły o 0,4 mln USD, tj. o 33%, z 1,4 mln USD w czwartym kwartale 2016 r. do 0,9 mln USD w czwartym kwartale 2017 r. Spadek był rezultatem istotnych inicjatyw Spółki w celu ograniczenia kosztów. Koszty ogólnego zarządu za cały 2017 rok spadły o 64%, do 3,0 mln USD, z 8,3 mln USD w 2016 r. Poziom spadku był wypadkową działań Spółki na rzecz ograniczenia kosztów oraz poniesionych w 2016 r. jednorazowych kosztów wypowiedzenia umowy w kwocie 2,4 mln USD, w związku z zamknięciem biura w Dubaju.

Negatywny wpływ na koszty ogólnego zarządu przypadające na boe miał spadek wolumenu produkcji w ujęciu rok do roku. Za czwarty kwartał, koszty ogólnego zarządu na boe wzrosły o 92%, do 25,12 USD/boe w 2017 r., w porównaniu do 13,08 USD/boe w czwartym kwartale 2016 r., w związku z 65% spadkiem wolumenu produkcji, tj. znacznie powyżej rekompensującego go 33% spadku kosztów ogólnego zarządu. Za 2017 r. koszty ogólnego zarządu przypadające na boe wzrosły minimalnie do 21,91 USD/boe w 2017 r., z 20,22 USD/boe w 2016 r., co spowodowane było spadkiem wolumenu produkcji o 67%, który przekraczał kompensujący wpływ działań podjętych przez Spółkę w celu ograniczenia kosztów.

Koszty wypadku na odwiercie

Koszty wypadku na odwiercie odzwierciedlają koszty związane z rozwiązywaniem sytuacji awaryjnej w Rumunii. W dniu 18 grudnia 2017 r., miał miejsce wypadek na odwiercie Spółki, kiedy to podczas rutynowych działań przygotowujących odwiert Moftinu 1001 do dalszej produkcji, nastąpiło niespodziewane uwolnienie gazu, co w następstwie spowodowało zapłon. Kontrolę nad odwiertem przywrócono w dniu 6 stycznia 2018 r. Niezwłocznie po zaczopowaniu otworu Spółka wykonała zatłoczenie otworu, a w wyniku następującego przeglądu Spółka ustaliła, że uszczelnienie w wieszaku rur okładzinowych było poddane działaniu na tyle wysokiej temperatury, że jego szczelność jest wątpliwa. Spółka zdecydowała się na likwidację końcową odwiertu i opuszczenie Moftinu 1001. Koszty związane z opisanym powyżej zdarzeniem zostały ujęte w sprawozdaniu finansowym za rok 2017 i wynosiły 4,0 mln USD. Po zakończeniu roku Spółka złożyła wstępny wniosek o wypłatę odszkodowania. Spółka przystąpiła również do prac projektowych i pozyskiwania ofert na niezwłoczne wykonawstwo odwiertu Moftinu 1007, który zastąpiłby poprzedni, zlokalizowany około 300 metrów od odwiertu Moftinu 1001. Ponowne prace wiertnicze zostaną ujęte w rozszczeniach ubezpieczeniowych Spółki.

Koszty transakcyjne

Poniesione w 2017 r. koszty transakcyjne w wysokości 0,7 mln USD związane są z proponowanym przeniesieniem siedziby Spółki z Prowincji Alberta do Jersey, na Wyspach Normandzkich oraz planami wprowadzenia akcji do obrotu na rynku AIM, prowadzonym przez giełdę London Stock Exchange w 2018 r.

Płatności w formie akcji własnych

Za okresy zakończone 31 grudnia (w tys. USD, poza wielkościami na boe)	Okres trzech miesięcy		Rok	
	2017	2016	2017	2016
Płatności w formie akcji własnych	\$ 235	49	\$ 691	85
Płatności w formie akcji własnych (USD/boe)	\$ 6,45	\$ 0,47	\$ 5,04	\$ 0,21

Spółka przyznała członkom kierownictwa, dyrektorom, 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 opcje rozliczane są poprzez emisję akcji zwykłych, pokrywanych z kapitału własnego. W przypadku opcji wyemitowanych przed

Serinus Energy Inc.
Sprawozdanie kierownictwa z działalności za rok 2017
(kwoty w tys. USD, o ile nie wskazano inaczej)

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 każdej rocznicę daty przyznania. W czwartym kwartale 2016 r. przyznano opcje o siedmioletnim okresie ważności, a ich posiadacze nabywają po jednej trzeciej uprawnień z ich tytułu w rocznicę daty ich przyznania przez trzy kolejne lata. W 2017 r. przyznano opcje o pięcioletnim okresie ważności, a ich 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 wyniosły 235 tys. USD w czwartym kwartale 2017 r., w porównaniu do 49 tys. USD w czwartym kwartale 2016 r. Wyższe koszty ujęte w czwartym kwartale 2017 r. w porównaniu do czwartego kwartału 2016 r. odzwierciedlają fakt, że w drugim kwartale 2017 r. przyznano 6 680 000 opcji, w porównaniu do 3 500 000 opcji przyznanych w czwartym kwartale 2016 r. Koszty ujęte w czwartym kwartale 2016 r. odzwierciedlały także fakt, że w okresie od końca 2014 r. do czwartego kwartału 2016 r. nie przyznano żadnych opcji, a zatem amortyzacja kosztu spadała.

Za cały 2017 r. koszty płatności w formie akcji własnych wyniosły 691 tys. USD, w porównaniu do 85 tys. USD w analogicznym okresie 2016 r. z powodów przedstawionych powyżej.

Odpisy umorzeniowe i amortyzacja

Za okresy zakończone 31 grudnia w tys. USD, poza wielkościami na boe	Okres trzech miesięcy		Rok	
	2017	2016	2017	2016
Odpisy umorzeniowe i amortyzacja (Tunezja)	\$ 455	1 343	\$ 1 722	5 070
Odpisy umorzeniowe i amortyzacja (Obszar korporacyjny)	32	42	144	188
Koszty utraty wartości - Tunezja	-	-	4 981	16 754
	<u>487</u>	<u>1 385</u>	<u>6 847</u>	<u>22 012</u>
Odpisy umorzeniowe i amortyzacja - Tunezja (USD/boe)	\$ 12,49	12,91	\$ 12,55	12,32

Koszty odpisów umorzeniowych i amortyzacji 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 w Tunezji za czwarty kwartał 2017 r. spadły o 66%, do 0,5 mln USD, w porównaniu do 1,3 mln USD w czwartym kwartale 2016 r., co skorelowane było z niższą o 65% produkcją.

Stawka umorzeniowa przypadająca na boe spadła do 12,49 USD/boe za okres trzech miesięcy zakończony dnia 31 grudnia 2017 r., w porównaniu do 12,91 USD/boe w analogicznym okresie 2016 r.

Na dzień 31 grudnia 2017 r. nie było żadnych przesłanek, które spowodowałyby konieczność przeprowadzenia testu na utratę wartości albo jej odwrócenia, w związku z czym żadne koszty utraty wartości ani ich odwrócenie nie zostało ujęte w czwartym kwartale 2017 r. W związku z negatywną weryfikacją rezerw technicznych, ze względu na przedłużające się zamknięcie odwiertów oraz utrzymujące się niskie ceny ropy naftowej, Spółka przeprowadziła na 30 września 2017 r. test na utratę wartości w oparciu o wartość godziwą pomniejszoną o koszty sprzedaży określoną dla jej ośrodków wypracowujących środki pieniężne w Tunezji, przy wykorzystaniu aktualnych danych o rezerwach. Wartość godziwą określono na podstawie danych z raportu o potwierdzonych i prawdopodobnych rezerwach oraz zasobach warunkowych 2C na 30 września 2017 r., zastosowano stopę dyskontową na poziomie 20%-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 5,0 mln USD w trzecim kwartale 2017 r. (w okresie trzech miesięcy i w roku zakończonym 31 grudnia 2016 r.: 16,8 mln USD).

Serinus Energy Inc.
Sprawozdanie kierownictwa z działalności za rok 2017
(kwoty w tys. USD, o ile nie wskazano inaczej)

Koszty odsetkowe i przyrost wartości

Za okresy zakończone 31 grudnia (w tys. USD, poza wielkościami na boe)	Okres trzech miesięcy		Rok	
	2017	2016	2017	2016
Koszty odsetek	\$ 718	703	\$ 2 919	3 478
Przyrost wartości zobowiązania z tytułu wycofania składnika	171	195	684	777
	<u>\$ 889</u>	<u>898</u>	<u>\$ 3 603</u>	<u>4 255</u>

Koszty odsetkowe i przyrost wartości w czwartym kwartale 2017 r. pozostały na porównywalnym poziomie do analogicznego kwartału 2016 r. i wyniosły 0,9 mln USD, co jest zgodne z saldem zadłużenia na koniec września 2016 r. w wysokości 30,7 mln USD i na koniec września 2017 r. w wysokości 30,8 mln USD.

W całym 2017 r. koszty odsetkowe i przyrost wartości spadły o 0,7 mln USD, do 3,6 mln USD. Koszty odsetkowe od zadłużenia spadły z 3,5 mln USD w 2016 r. do 2,9 mln USD w 2017 r. Spadek związany był z wyższym poziomem zadłużenia utrzymywanego w pierwszym kwartale 2016 r., który został następnie zredukowany, kiedy w związku ze zbyciem działalności na Ukrainie, dokonano spłat 11,3 mln USD z kredytu z EBOR dla Rumunii oraz 7,4 mln USD z kredytu dla Tunezji. Spłaty te były uzupełnieniem płatności dokonanych zgodnie z harmonogramem w marcu i wrześniu 2016 r. oraz spłatą z maja 2016 r. w kwocie 3,4 mln USD, dokonaną na mocy zapisu umowy o odprowadzaniu nadwyżki środków pieniężnych. Wyższe koszty odsetkowe w 2016 roku wynikały głównie z wyższego poziomu zadłużenia oraz przyspieszonej amortyzacji odroczonej kosztów pozyskania finansowania kredytu z EBOR dla Rumunii.

Koszty przyrostu wartości obejmują wzrost zobowiązania z tytułu wycofania składnika aktywów z użytkowania od końca ubiegłego roku i odzwierciedlają upływ czasu. Koszty przyrostu wartości w 2017 r. pozostały na porównywalnym poziomie jak w 2016 r., w związku z minimalną zmianą szacunków na 31 grudnia 2016 r. w porównaniu do roku poprzedniego. Na dzień 31 grudnia 2017 r., stwierdzona została konieczność zwiększenia szacunku na zobowiązania z tytułu wycofania składnika aktywów z użytkowania dla Tunezji, w związku ze wzrostem mających zastosowanie przyszłych stóp inflacji. Wspomniany wzrost, a także nowe zwiększenia aktywów w Rumunii w 2018 r., będą skutkować wzrostem kosztów przyrostu wartości w 2018 r.

Waluty obce

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.

W okresach trzech i dwunastu miesięcy zakończonych 31 grudnia 2017 r. ujęto stratę z tytułu różnic kursowych odpowiednio w wysokości 0,2 mln USD i 0,1 mln USD, w porównaniu do straty, odpowiednio w wysokości 0,2 mln USD i 0,7 mln USD w analogicznych okresach 2016 r., w związku z wahaniami różnych walut w stosunku do dolara amerykańskiego. W rozdziale „Czynniki ryzyka” omówiono ryzyko walutowe dotyczące dolara amerykańskiego.

Podatek dochodowy

Za okres trzech i dwunastu miesięcy zakończony 31 grudnia 2017 r. bieżący podatek dochodowy wyniósł odpowiednio 0,8 mln USD i 1,3 mln USD (0 USD za czwarty kwartał i rok 2016). Podatek dochodowy w 2017 r. obejmuje podatek bieżący dotyczący koncesji Sabria oraz szacowany koszt ulgi podatkowej w wysokości 1,6 mln USD, uprzednio wykorzystanej, w Tunezji w związku z planowaną inwestycją w Chouech Es Saida, która nie została jeszcze ukończona.

Serinus Energy Inc.
Sprawozdanie kierownictwa z działalności za rok 2017
(kwoty w tys. USD, o ile nie wskazano inaczej)

Nakłady inwestycyjne

	Za okres trzech miesięcy zakończony 31 grudnia 2017 r.			Za okres trzech miesięcy zakończony 31 grudnia 2016 r.		
	Tunezja	Rumunia	Razem	Tunezja	Rumunia	Razem
Rzeczowe aktywa trwałe	\$ (18)	4	- 14	\$ 399	(1)	398
Poszukiwanie i ocena zasobów	-	3 217	3 217	-	577	577
Poszukiwanie i zagospodarowywanie razem	\$ (18)	3 221	3 203	\$ 399	576	975

	Za rok zakończony 31 grudnia 2017 r.			Za rok zakończony 31 grudnia 2016 r.		
	Tunezja	Rumunia	Razem	Tunezja	Rumunia	Razem
Rzeczowe aktywa trwałe	\$ 402	19	421	\$ 1 911	3	1 914
Poszukiwanie i ocena zasobów	-	8 431	8 431	-	1 737	1 737
Poszukiwanie i zagospodarowywanie razem	\$ 402	8 450	8 852	\$ 1 911	1 740	3 651

Nakłady inwestycyjne w Tunezji w roku zakończonym 31 grudnia 2017 r. wyniosły 0,4 mln USD i obejmowały głównie koszty pomp oraz części w związku z rekonstrukcją odwiertów CS-1 i CS-3 na polu Chouech Es Saida.

W Rumunii nakłady inwestycyjne w okresach trzech i dwunastu miesięcy zakończonych 31 grudnia 2017 r. wyniosły, odpowiednio, 3,2 mln USD i 8,5 mln USD. Koszty obejmowały budowę stacji gazowej Moftinu, reaktywację dwóch odwiertów, a także koszty związane z utrzymaniem biura w Bukareszcie. Większość kosztów poniesionych w czwartym kwartale 2017 r. dotyczyła nabycia głównych podzespołów do stacji gazowej i jej linii przesyłowych, w tym jednostek do odwadniania i do separacji oraz testowania odwiertów.

Aktywa w Rumunii w 2017 r. klasyfikowane były jako aktywa z tytułu poszukiwania i oceny zasobów. Aktywa z tytułu poszukiwania i oceny zasobów nie podlegają odpisom umorzeniowym i amortyzacji, ale podlegają testom na utratę wartości jeśli zaistnieją przesłanki. Na 31 grudnia 2017 r. ustalono, że aktywa te spełniają warunki technicznej wykonalności i zasadności ekonomicznej do przeniesienia ich na rzeczowe aktywa trwałe. W związku z przeniesieniem aktywów na rzeczowe aktywa trwałe konieczne było przeprowadzenie testu na utratę wartości, w wyniku którego nie zidentyfikowano utraty wartości aktywów przeniesionych z aktywów z tytułu poszukiwania i oceny zasobów na rzeczowe aktywa trwałe. Test przeprowadzono w oparciu o dane o potwierdzonych i prawdopodobnych rezerwach dla inwestycji Moftinu dla na 31 grudnia 2017 r. i zastosowano stopę dyskontową na poziomie 13,5%.

Skapitalizowane koszty aktywów w Rumunii z tytułu poszukiwania i oceny zasobów, włączając szacunek na zobowiązania z tytułu wycofania składnika aktywów z użytkowania, na 31 grudnia 2017 r. wyniosły 29,3 mln USD (31 grudnia 2016 r.: 20,3 mln USD) i zostały przeniesione do rzeczowych aktywów trwałych.

Płynność, zadłużenie i zasoby kapitałowe

Za okresy zakończone 31 grudnia	Okres trzech miesięcy		Rok	
	2017	2016	2017	2016
Przepływy z działalności operacyjnej	\$ (3 574)	2 366	\$ (4 336)	(1 435)
Przepływy z działalności finansowej	(160)	(13)	15 738	(27 408)
Przepływy z działalności inwestycyjnej	(2 400)	(588)	(8 433)	21 677
Zmiana stanu środków pieniężnych z tytułu różnic kursowych	(65)	(107)	(14)	(354)
Zmiana stanu środków pieniężnych	\$ (6 199)	1 658	\$ 2 955	(7 520)

W okresie trzech miesięcy zakończonym 31 grudnia 2017 r. zmiana stanu środków pieniężnych netto wyniosła 6,2 mln USD (wartość ujemna) w porównaniu do 1,7 mln USD (wartość dodatnia) w okresie trzech miesięcy zakończonym 31 grudnia 2016 r. Negatywna zmiana w wykorzystaniu środków pieniężnych o 7,9 mln USD była spowodowana głównie spadkiem przepływów środków pieniężnych z działalności operacyjnej o 5,9 mln USD, w połączeniu z kosztami finansowymi w wysokości

Serinus Energy Inc.
Sprawozdanie kierownictwa z działalności za rok 2017
(kwoty w tys. USD, o ile nie wskazano inaczej)

0,2 mln USD oraz wyższymi o 1,8 mln USD wydatkami inwestycyjnymi, w porównaniu do czwartego kwartału 2016 r. W większości za spadek przepływów środków pieniężnych z działalności operacyjnej był spowodowany zamknięciem pól w Tunezji, tym samym obniżając generowane przepływy, jednorazowymi kosztami dotyczącymi wypadku na odwiercie w Rumunii w wysokości 4,0 mln USD, rezerwą na odprawy dla pracowników Chouech Es Saïda w wysokości 0,6 mln USD oraz szacowanym na kwotę 1,6 mln USD zwrotem ulgi podatkowej wykorzystanej w Tunezji na uprzednio planowaną inwestycję. Częściowo skompensowały to niższe koszty ogólnego zarządu dla segmentu korporacyjnego.

W roku zakończonym 31 grudnia 2017 r. zmiana stanu środków pieniężnych netto wyniosła 3,0 mln USD (wartość dodatnia) w porównaniu do 7,5 mln USD (wartość ujemna) w 2016 r. Zmiana rok do roku spowodowana była niższymi kosztami ogólnego zarządu, podwyższeniem kapitału własnego w 2017 r. oraz niższymi niż w 2016 r. spłatami zadłużenia, częściowo skompensowanymi przez niższe przepływy środków pieniężnych z działalności operacyjnej w Tunezji. Środki ze zbycia działalności na Ukrainie pomniejszone o spłaty zadłużenia w pierwszym kwartale 2016 r. wyniosły 6,8 mln USD.

W 2017 r. Spółka wygenerowała ujemne przepływy pieniężne z działalności operacyjnej w wysokości 7,9 mln USD, (przed zmianami w kapitale obrotowym) i wykorzystała w działalności operacyjnej przepływy w wysokości 4,3 mln USD (przed zmianami w kapitale obrotowym). Na wielkość przepływów wykorzystanych w działalności operacyjnej miały wpływ problemy społeczne w Tunezji, które spowodowały konieczność zamknięcia pól operacyjnych przez część 2017 r. Powyższe, w połączeniu z wypadkiem na odwiercie w Rumunii oraz kosztami ogólnego zarządu dla segmentu korporacyjnego, spowodowało, że Spółka nie wygenerowała wystarczających przepływów pieniężnych, aby pokryć zapotrzebowanie na środki pieniężne do finansowania działalności operacyjnej.

W rezultacie zamknięcia pól w Tunezji w trakcie 2017 r., środki pieniężne wygenerowane z tunezyjskich aktywów nie były wystarczające na pokrycie nakładów inwestycyjnych w wysokości 0,4 mln USD poniesionych w Tunezji w roku 2017.

W trakcie 2017 r. Spółka dokonała spłaty zadłużenia zgodnie z harmonogramem w wysokości 1,7 mln USD, spłaty odsetek w wysokości 0,6 mln USD oraz poniosła nakłady inwestycyjne w Rumunii związane z projektem zagospodarowania gazu Moftinu w wysokości 8,0 mln USD.

W celu poprawy swojej płynności finansowej Spółka, w lutym 2017 r. Spółka sfinalizowała ofertę akcji w wysokości 18 mln USD (po pomniejszeniu o koszty). 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”), z której wpływy zostaną wykorzystane przez Spółkę na sfinansowanie budowy stacji gazu Moftinu w Rumunii, na uruchomienie produkcji gazu w Rumunii oraz w celu umożliwienia rumuńskim aktywom uzyskania pozycji jednostki biznesowej generującej przepływy pieniężne.

Ponadto, począwszy od października 2017, warunki kredytów z EBOR uległy renegotjacji, co zapewniło między innymi przesunięcie spłaty rat kapitałowych Kredytu Głównego na 2019 r. i zwolnienie z wymogu spełnienia wszystkich kowenantów do września 2018 r., co zapewni Spółce odpowiednie możliwości obsługi zadłużenia, a także realizacji nakładów kapitałowych niezbędnych do rozwoju Spółki (patrz sekcja „Kredyt z EBOR – finansowanie w Tunezji”).

Prace wykonawcze dotyczące projektu zagospodarowania gazu Moftinu zostały opóźnione przez wypadek na odwiercie Moftinu 1001. Stacja jest obecnie dostosowywana do potrzeb uruchomienia produkcji gazu z Moftinu-1000 oraz z planowanego odwertu Moftinu-1007, na co składa się wyposażanie stacji gazowej o przepustowości 15 mmcf/d, podłączanie linii przesyłowych z odwertów oraz sprzedażowego gazociągu z przyłączem do przebiegającego w sąsiedztwie krajowego systemu przesyłu gazu Transgaz, co ma nastąpić pod koniec drugiego kwartału 2018 r. Negatywny wpływ na Spółkę w 2017 r. miały koszty związane z wypadkiem na odwiercie w wysokości 4,0 mln USD wynikające z awaryjnej sytuacji, planowane jest odzyskanie tych środków z ubezpieczenia.

W odniesieniu do pokrycia krótkoterminowych potrzeb Spółki w zakresie płynności zależy to od otrzymania odszkodowania z tytułu ubezpieczenia, dotyczącego wypadku na odwiercie, ukończenia w terminie budowy stacji gazowej Moftinu oraz od zakończenia prac wiertniczych nad odwiertem Moftinu 1007, które zapewnią Spółce źródła dalszych przepływów pieniężnych.

Generowanie przepływów pieniężnych w Tunezji nadal stanowi wyzwanie ze względu na obecny poziom wydobycia, jednakże po ustabilizowaniu wydobycia oraz w wyniku działań mających na celu ograniczenie kosztów, Tunezja powinna zostać jednostką biznesową generującą przepływy pieniężne przy obecnej cenie surowców.

Nie ma żadnej pewności, że wewnętrznie wygenerowane przepływy pieniężne będą wystarczające do zaspokojenia finansowych zobowiązań Spółki, łącznie z programem przyszłych nakładów inwestycyjnych, ani że Spółka będzie w stanie pozyskać dodatkowe finansowanie.

Serinus Energy Inc.
Sprawozdanie kierownictwa z działalności za rok 2017
(kwoty w tys. USD, o ile nie wskazano inaczej)

Spółka aktywnie rozważa alternatywne sposoby finansowania jej działalności i zapewnienia potrzebnej płynności i kapitału. Spółka monitoruje swoją sytuację, jeżeli chodzi o płynność i ocenia czy generowane wewnętrznie przepływy pieniężne będą wystarczające do zaspokojenia zapotrzebowania na środki pieniężne. Limit zadłużenia Spółki jest całkowicie wykorzystany, a okres dokonywania wypłat wygaś, w związku z czym Spółka nie ma dostępu do dodatkowego finansowania w ramach umów kredytowych z EBOR. Alternatywy dostępne dla Serinus w celu zarządzania płynnością obejmują umowy dzierżawy zasobów („farm-out arrangements”) oraz zabezpieczenia nowego kapitału własnego, a także minimalizowanie kosztów poprzez ograniczenie kosztów operacyjnych i administracyjnych oraz odraczanie nakładów inwestycyjnych. Nie ma żadnych ograniczeń w korzystaniu z zasobów kapitałowych Spółki, które mogłyby istotnie wpłynąć bezpośrednio lub pośrednio na jej działalność.

Spółka dąży do dopuszczenia akcji do obrotu na rynku AIM, prowadzonym przez giełdę London Stock Exchange, co jak wierzy zwiększy jej dostęp do kapitału na rynkach kapitałowych.

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 i zobowiązań krótkoterminowych w MSSF.

	31 grudnia 2017	31 grudnia 2016
Kapitał obrotowy na dzień:		
Aktywa obrotowe	\$ 15 393	10 728
Zobowiązania krótkoterminowe	(21 960)	(49 203)
Ujemny kapitał obrotowy	\$ (6 567)	(38 475)
Zadłużenie zaprezentowane jako krótkoterminowe	\$ -	(30 699)
Ujemny kapitał obrotowy (z wyłączeniem zadłużenia z tytułu kredytów)	(6 567)	(7 776)

- (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 2017 r., Spółka Serinus posiadała ujemny kapitał obrotowy w wysokości 6,6 mln USD, w porównaniu do 38,5 mln USD (wartość ujemna) na dzień 31 grudnia 2016 r. Na dzień 31 grudnia 2016 r. całość zadłużenia z tytułu kredytu prezentowana była jako zobowiązanie krótkoterminowe, w związku z niedopełnieniem kowenantów bankowych. Po wyłączeniu zreklasyfikowanego długoterminowego zadłużenia, kapitał obrotowy na 31 grudnia 2016 r. wynosiłby 7,8 mln USD (wartość ujemna). Na dzień 31 grudnia 2017 r. wartość zobowiązań krótkoterminowych wzrosła do 22 mln USD, o 3,5 mln USD, w porównaniu do zobowiązań krótkoterminowych (po wyłączeniu zreklasyfikowanego długoterminowego zadłużenia) w wysokości 18,5 mln USD na 31 grudnia 2016 r. Wzrost zobowiązań krótkoterminowych był rezultatem powstania zobowiązań z tytułu kosztów dotyczących wypadku na odwiercie oraz rezerwy na zobowiązanie z tytułu podatku w kwocie 1,6 mln USD, związane ze zwrotem ulgi podatkowej.

Zmniejszenie ujemnego kapitału obrotowego od grudnia 2016 r. (z wyłączeniem zadłużenia z tytułu kredytów) o 1,2 mln USD miało związek głównie z wpływami z emisji akcji, utrzymywanymi jako środki pieniężne i zbycia syryjskich aktywów, które zwolniło zobowiązania w kwocie 2,2 mln USD i przyczyniło się do osiągnięcia zysku ze zbycia aktywów w rachunku zysków i strat.

Na dzień 31 grudnia 2017 r. i 2016 r. ujęte były zobowiązania dotyczące Brunei w wartości 8,2 mln USD. Z tej kwoty 2,2 mln USD dotyczy sporu ze spółką wiertniczą w związku z pracami na Bloku L w 2013 r. Pozostałe 6,0 mln USD dotyczy umowy o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku M w Brunei, która wygaśa w sierpniu 2012 r.

Serinus Energy Inc.
Sprawozdanie kierownictwa z działalności za rok 2017
(kwoty w tys. USD, o ile nie wskazano inaczej)

Kredyt z EBOR – finansowanie w Tunezji

W dniu 20 listopada 2013 r. Serinus 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 pierwszym kwartale 2015 r., po wypłaceniu kredytu z EBOR dla Rumunii, uzgodnioną część drugiej transzy 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 sekcji „Kowenanty” przedstawiono dalsze informacje dotyczące wskaźników finansowych dla kredytu z EBOR – finansowanie w Tunezji.

Spółka zawarła obowiązujące od 31 października 2017 r. umowy z EBOR dotyczące Kredytu Głównego i Kredytu Zamiennego, w celu restrukturyzacji niektórych warunków zadłużenia z pierwotnych umów kredytowych. Nowe umowy obejmują zmianę konkretnych warunków dotyczących każdego z kredytów, a także kowenantów finansowych.

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 (*forward rate*) 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 31 grudnia 2014 r. do dnia 31 grudnia 2016 r., po którym to terminie stopa procentowa powróciła do poziomu LIBOR + 6%.

Kredyt Główny był spłacany w 12 równych półrocznych ratach. Pierwsza rata została spłacona w dniu 31 marca 2015 r. Kolejne raty spłacane były zgodnie z harmonogramem w dniach 31 marca i 31 grudnia każdego roku. W pierwszym kwartale 2016 r. spłacono 7,6 mln USD z Kredytu Głównego, w tym odsetki, wykorzystując środki ze sprzedaży działalności na Ukrainie, w wyniku czego druga transza Kredytu Głównego została w całości spłacona. W 2017 roku, zgodnie z harmonogramem, dokonano spłaty półrocznej raty kapitałowej w wysokości 1,7 mln USD w marcu oraz odsetek w wysokości 0,2 mln USD w marcu i 0,3 mln USD we wrześniu. Na dzień 31 grudnia 2017 r. pozostała do spłaty część kapitałowa Kredytu Głównego wynosiła 5,4 mln USD (31 grudnia 2016 r.: 7,1 mln USD). Zgodnie z warunkami restrukturyzacji zadłużenia, nastąpiło odroczenie spłaty rat kapitałowych, które zgodnie z pierwotną umową wynosiły po 1,7 mln USD i przypadały do spłaty we wrześniu i marcu każdego roku. Zgodnie ze zmienionymi warunkami do 2019 roku kapitał nie będzie spłacany, a pozostałe do spłaty zadłużenie z tytułu kwoty głównej zostanie spłacone w dwóch równych ratach w wysokości 2,7 mln USD w dniach 31 marca 2019 r. i 31 grudnia 2019 r.

Na podstawie zmienionych warunków mechanizm odprowadzania środków pieniężnych (tzw. *cash sweep*) określono obecnie na poziomie całej spółki. Poprzednio Spółka musiała przeznaczyć 40% nadwyżki środków pieniężnych wygenerowanych w Tunezji na wcześniejszą spłatę Kredytu Głównego z EBOR. Według nowych warunków mechanizm odprowadzania środków pieniężnych kalkulowany jest w oparciu o okresy półroczne na dzień 31 grudnia i 30 czerwca każdego roku, tak długo jak będzie istniało zadłużenie z tytułu Kredytu Głównego. Saldo środków pieniężnych przekraczające 7,0 mln USD zostanie wykorzystane w celu spłaty Kredytu Głównego w kolejności odwrotnej do terminów zapadalności aż do momentu, gdy pozostałe saldo Kredytu Głównego będzie nie wyższe niż określone zgodnie z pierwotnym harmonogramem rat. Nie są przewidziane żadne opłaty związane z przyspieszonymi spłatami przedstawionymi powyżej.

Kredyt Zamienny w wysokości 20 mln USD udzielony został na okres 7 lat i przypadał do spłaty na dzień 30 czerwca 2021 r. Na mocy zmienionych warunków termin zapadalności przedłużono do czerwca 2023 r. wraz z kapitalizacją naliczonych odsetek do czerwca 2020 r. W czerwcu 2020 r. ustalona zostanie łączna kwota pozostałego do spłaty kapitału powiększona o naliczone skapitalizowane odsetki, która stanowić będzie nowe saldo podlegające spłacie w czterech równych ratach rocznych, przypadających do zapłaty w czerwcu każdego roku w okresie od 2020 do 2023 r. Kredyt Zamienny jest oprocentowany w oparciu o sumę zmiennej stopy procentowej LIBOR oraz oprocentowania obliczonego w oparciu o przyrost przychodów netto, ale nie mniej niż 8% rocznie i nie więcej niż 17% rocznie. Marża ta była uprzednio kalkulowana w oparciu o przychody netto uzyskane z aktywów tunezyjskich, jednak na mocy nowych warunków podstawa została rozszerzona o przychody netto uzyskane z aktywów rumuńskich. Serinus 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.

Zamienność kredytu oparta jest na cenie rynkowej, co skutkowałoby wyemitowaniem zmiennej ilości akcji Spółki, w rezultacie tego nie została przypisana żadna wartość do opcji zamiany. Kredyt Zamienny został ujęty jako zadłużenie i zaklasyfikowany do zobowiązań finansowych według zamortyzowanego kosztu.

Serinus Energy Inc.
Sprawozdanie kierownictwa z działalności za rok 2017
(kwoty w tys. USD, o ile nie wskazano inaczej)

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.

Kredyty były dostępne przez okres trzech lat, okres ten upłynął.

Zabezpieczenie kredytów obejmuje 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. Dodatkowo, nowe warunki przewidują wprowadzenie dodatkowego zabezpieczenia w postaci zastawu na akcjach spółki Serinus Energy Romania S.A., będącej posiadaczem aktywów w Rumunii.

Ponadto zgodnie z warunkami restrukturyzacji zadłużenia zmieniono również kowenanty finansowe. Zmienione umowy kredytowe zapewniają zwolnienie z wymogu spełnienia wszystkich kowenantów do września 2018 r. Wszystkie wymogi dotyczące kowenantów na poziomie Tunezji zostały na stałe usunięte z umowy, a wskaźnik obsługi długu będzie wyliczany wyłącznie na poziomie skonsolidowanym i dotyczy wyłącznie Kredytu Głównego. Minimalna wartość wskaźnika obsługi długu została zmieniona na 1,3, z poprzedniej wartości 1,5, na poziomie skonsolidowanym i obowiązuje od grudnia 2018 r. Maksymalna wartość wskaźnika zadłużenie do EBITDA została zwiększona z 2,75 do 10,0 i obowiązuje we wrześniu 2018 r. i w grudniu 2018 r., a następnie wynosić będzie 2,5.

Kowenanty	Kredyt Główny		Kredyt Zamienny	
	Pierwotny	Po restrukturyzacji	Pierwotny	Po restrukturyzacji
Poziom korporacyjny - wskaźnik obsługi długu	1,5	1,3	1,5	n/d
Poziom korporacyjny - zadłużenie do EBITDA	2,75	Maks. 10,0 wrzesień i grudzień 2018, maks. 2,5 od 2019 r.	2,75	Maks. 10,0 wrzesień i grudzień 2018, maks. 2,5 od 2019 r.
Tunezja - wskaźnik obsługi długu	1,3	n/d	1,3	n/d
Tunezja - zadłużenie do EBITDA	2,5	n/d	2,5	n/d

Kowenanty

Oba kredyty pozyskane w ramach kredytu z EBOR 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.

Kowenanty, jak wspomniano wyżej, zostały zmienione w następujący sposób:

- Wartość wskaźnika zadłużenie do EBITDA na dzień 30 września i 31 grudnia 2018 r. została zwiększona maksymalnie do 10,0, a następnie zostanie obniżona do 2,5. Wskaźnika zadłużenie do EBITDA ma zastosowanie zarówno do Kredytu Głównego, jak i Kredytu Zamiennego.
- Wartość wskaźnika obsługi długu, obowiązująca na 31 grudnia 2018 r., została określona na poziomie minimum 1,3 i dotyczy obecnie wyłącznie Kredytu Głównego.

Definicje kowenantów pozostały niezmienione po restrukturyzacji warunków umów kredytowych i brzmią następująco:

- Zadłużenie finansowe zdefiniowane jest jako kapitałowa część kredytu oraz innych pożyczek i zobowiązań zidentyfikowanych w Umowach Kredytowych.
- EBITDA kalkulowana jest w oparciu o warunki i definicje przedstawione w Umowie Kredytowej, które korygują dochody o koszty odsetkowe, podatek dochodowy oraz transakcje niepieniężne (w tym odpisy umorzeniowe, amortyzacja, koszty

Serinus Energy Inc.
Sprawozdanie kierownictwa z działalności za rok 2017
(kwoty w tys. USD, o ile nie wskazano inaczej)

poszukiwania i oceny zasobów, utratę wartości lub rezerwy, zyski lub straty z tytułu niezrealizowanych różnic kursowych oraz płatności w formie akcji własnych) i kalkulowana jest za okres kolejnych dwunastu miesięcy.

- Wskaźnik obsługi długu jest kalkulowany jako stosunek (i) przepływów środków pieniężnych wynikających z działalności operacyjnej za okres ostatnich dwunastu miesięcy, taki jak wykazywany w rachunku przepływów pieniężnych, pomniejszonych o przepływy wykorzystane do nabycia długoterminowych aktywów oraz innych nakładów inwestycyjnych, wyłączając nakłady inwestycyjne finansowane kapitałem własnym, nazywanych przez Serinus jako „skorygowane przepływy pieniężne”, do (ii) sumy spłat kapitału oraz odsetek od zadłużenia finansowego zgodnie z harmonogramem za okres ostatnich dwunastu miesięcy.

Na dzień 31 grudnia 2017 r. Spółka nie podlegała żadnym wymogom dotyczącym finansowych kowenantów.

Na 31 grudnia 2016 r. Spółka nie dopełniła rocznego kowenantu zadłużenie finansowe do EBITDA na poziomie skonsolidowanym, który obowiązywał w tamtym czasie, co skutkowało reklasyfikacją długoterminowego zadłużenia z tytułu kredytu na zobowiązanie krótkoterminowe, zgodnie z wymogami standardów rachunkowości. Na dzień 31 grudnia 2016 r. wskaźniki przedstawiały się w sposób następujący:

- Wskaźnik zadłużenie finansowe do EBITDA na poziomie Tunezji powinien być nie wyższy niż 2,5 do 1. Na dzień 31 grudnia 2016 r. wskaźnik dla Tunezji był na poziomie 1,6, a więc kowenant został spełniony. Na dzień 31 grudnia 2016 r. zadłużenie finansowe Tunezji wynosiło 7,1 mln USD, a EBITDA 4,4 mln USD.
- Wskaźnik zadłużenie finansowe do EBITDA na poziomie skonsolidowanym powinien być nie wyższy niż 2,75 do 1. Na dzień 31 grudnia 2016 r. wskaźnik na poziomie skonsolidowanym osiągnął poziom 98,4, a więc kowenant nie został spełniony. Na dzień 31 grudnia 2016 r. zadłużenie finansowe Serinus wynosiło 27,1 mln USD, a EBITDA 0,3 mln USD (wielkość ujemna).
- Wskaźnik obsługi długu na poziomie Tunezji powinien być nie niższy niż 1,3. Na dzień 31 grudnia 2016 r. wskaźnik obsługi długu dla Tunezji był na poziomie 1,4, a więc kowenant został spełniony. Na dzień 31 grudnia 2016 r. skorygowane przepływy pieniężne Tunezji za okres ostatnich dwunastu miesięcy wynosiły 5,8 mln USD, a koszty obsługi długu za ten sam okres równe były 4,2 mln USD.
- Wskaźnik obsługi długu na poziomie skonsolidowanym powinien być nie niższy niż 1,5. Na dzień 31 grudnia 2016 r. wskaźnik obsługi długu był na poziomie 2,4, a więc kowenant został spełniony. Na dzień 31 grudnia 2016 r. skorygowane przepływy pieniężne Serinus za okres ostatnich dwunastu miesięcy wynosiły 11,6 mln USD, a koszty obsługi długu za ten sam okres równe były 4,8 mln USD.

Informacje o akcjach

Spółka ma prawo wyemitować nieograniczoną liczbę akcji zwykłych, z czego na dzień 31 grudnia 2017 r. było wyemitowanych 150 652 138 akcji zwykłych, 67 000 opcji na akcje zwykłe po cenie wykonania wyrażonej w USD oraz 9 993 000 opcji na akcje po cenie wyrażonej w dolarach kanadyjskich („CAD”). Po zakończeniu 2017 roku, 828 000 opcji CAD zostało utraconych.

	Liczba akcji zwykłych	Wartość
Stan na 31 grudnia 2015 r. i 2016 r.	78 629 941	\$ 344 479
Wyemitowane za środki pieniężne	72 000 000	19 105
Wyemitowane nie za środki pieniężne	22 197	7
Koszty emisji, pomniejszone o podatek	-	(1 057)
Stan na 31 grudnia 2017 r.	150 652 138	\$ 362 534

Zmiana w liczbie akcji zwykłych w 2017 r. jest wynikiem Oferty, w ramach której Spółka wyemitowała 72 000 000 akcji zwykłych, na skutek czego na 24 lutego 2017 r. było wyemitowanych łącznie 150 629 941 akcji zwykłych. W drugim kwartale 2017 r. kolejne 22 197 akcji zwykłych zostało objęte przez Pana Jeffrey'a Aulda, Prezesa i Dyrektora Generalnego Spółki (CEO), jako część wynagrodzenia, w efekcie czego Spółka ma wyemitowanych 150 652 138 akcji zwykłych.

Serinus Energy Inc.
Sprawozdanie kierownictwa z działalności za rok 2017
(kwoty w tys. USD, o ile nie wskazano inaczej)

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

Spółka posiada następujące opcje:

	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 2016 r.	79 000	\$ 3,90	3 611 000	\$ 0,38
Opcje przyznane	-	-	6 995 000	0,37
Opcje, które utraciły ważność / unieważnione	(12 000)	5,10	(58 000)	2,43
Utracone	-	-	(615 000)	0,37
Stan na 31 grudnia 2017 r.	67 000	\$ 3,68	9 933 000	\$ 0,36

W tabelach poniżej przedstawiono zestawienie wyemitowanych opcji USD i CAD na dzień 31 grudnia 2017 r.:

Opcje denominowane w USD				Opcje denominowane w CAD			
Cena wykonania (USD)	Ważne opcje	Możliwe do zrealizowania	Średnioważony czas trwania w latach	Cena wykonania (CAD)	Ważne opcje	Możliwe do zrealizowania	Średnioważony czas trwania w latach
\$ 3,01 - \$ 4,00	32 000	32 000	0,7	\$ 0,30 - \$ 1,00	9 880 000	1 166 667	5,7
\$ 4,01 - \$ 5,00	35 000	35 000	0,9	\$ 1,01 - \$ 2,50	50 000	50 000	1,9
\$ 5,01 - \$ 5,10	-	-	-	\$ 2,51 - \$ 3,22	3 000	3 000	1,2
	67 000	67 000	0,8		9 933 000	1 219 667	5,6

Na dzień publikacji niniejszego sprawozdania wystąpiły następujące zmiany w stanie opcji przyznanych i posiadanych przez dyrektorów i członków kadry kierowniczej od dnia 31 grudnia 2017 r. do dnia sporządzenia niniejszego sprawozdania:

Zmiany posiadanych akcji

Nazwisko Dyrektora/Członka Kierownictwa Wyższego Szczegła/Kluczowego Personelu	Opcje posiadane na 20 marca 2018 r.	Akcje posiadane na 31 grudnia 2017 r.	Zmiany posiadanych akcji	Akcje posiadane na 20 marca 2018 r.
Evgenij Iorich ^(a)	100 000	3 415	-	3 415
Jeffrey Auld	4 500 000	22 197	-	22 197
Helmut Langanger ^(d)	-	-	-	-
Sebastian Kulczyk ^{(b) (e)}	-	-	-	-
Lukasz Redziniak	-	-	-	-
Dominik Libicki	-	-	-	-
Eleanor Baker	100 000	-	-	-
Tracy Heck	2 750 000	-	-	-
Calvin Brackman	750 000	-	-	-
Trevor Rath ^(c)	-	-	-	-
Jim Causgrove	100 000	-	-	-
	8 300 000	25 612	-	25 612

Serinus Energy Inc.
Sprawozdanie kierownictwa z działalności za rok 2017
(kwoty w tys. USD, o ile nie wskazano inaczej)

- (a) Pan Iorich zajmuje stanowisko w Pala Investments, spółce powiązanej z Pala Assets Holdings Limited („Pala”). Pala posiadała 11.266.084 akcje na dzień 31 grudnia 2017 r., w tym 5.385.600 akcji wyemitowanych w związku z Ofertą. Ze względu na sprawowaną funkcję w Pala Investments, można uznać, że pan Iorich kontroluje ww. akcje, oprócz akcji wykazanych w tabeli powyżej.
- (b) Pan Kulczyk zajmuje wyższe stanowisko wykonawcze w Kulczyk Investments („KI”). KI posiadała 78.602.655 akcji na dzień 31 grudnia 2017 r., w tym 38.693.049 akcji wyemitowanych w związku z Ofertą. Ze względu na sprawowaną funkcję w KI, można uznać, że pan Kulczyk kontroluje ww. akcje.
- (c) Pan Rath złożył rezygnację z dniem 19 stycznia 2018 r., w związku z czym 650.000 posiadanych opcji zostało utraconych, jako że nie zostały one nabyte.
- (d) Pan Langanger złożył rezygnację z dniem 7 marca 2018 r., w związku z czym 150 000 posiadanych opcji zostało utraconych, jako że nie zostały one nabyte.
- (e) Pan Kulczyk złożył rezygnację z dniem 7 marca 2018 r. Pan Kulczyk został zastąpiony przez Pana Dawida Jakubowicza.

Na dzień sporządzenia niniejszego sprawozdania kierownictwo posiada wiedzę o trzech akcjonariuszach, którzy posiadają więcej niż 5% ogólnej liczby akcji zwykłych spółki. KI posiada 52,17%, Pala posiada 7,48% oraz Quercus Towarzystwo Funduszy Inwestycyjnych SA posiada 5,24% wyemitowanych akcji zwykłych.

Podjęte zobowiązania

Zobowiązania umowne Spółki na 31 grudnia 2017 r. przedstawiają się następująco:

	Do 1 roku	Od 1 do 3 lat	Od 4 do 5 lat	Powyżej 5 lat	Razem
Wynajem biura	\$ 653	1 037	7	-	\$ 1 697
Instalacja przetwarzania gazu w Rumunii ⁽¹⁾	1 983	-	-	-	1 983
Kredyt długoterminowy ⁽²⁾	-	11 991	13 181	6 591	31 763
Zobowiązania umowne ogółem	\$ 2 636	13 028	13 188	6 591	\$ 35 443

- 1) Wynikające z umowy zobowiązania dotyczące budowy stacji gazowej.
- 2) Zobowiązania z tytułu kredytu długoterminowego 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 2017 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 28 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 obowiązuje przez okres trzech lat, do dnia 28 października 2019 r. W dniu 5 maja 2017 r. Spółka podpisała list gwarancyjny, w którym zobowiązała się do pokrycia niezbędnych kosztów do kwoty 12 mln USD, aby wypełnić minimalne zobowiązania dla przedłużenia Etapu 3. Gwarancja ta nie obejmuje kosztów już poniesionych od dnia zatwierdzenia przedłużenia.

Spółka zawarła kontrakt wykonawczy EPCC (ang. *Engineering, Procurement, Construction and Commissioning Contract*) z rumuńską spółką Confind S.R.L., na wykonanie stacji gazowej wraz z liniami przesyłowymi i gazociągiem na koncesji Satu Mare. Na dzień 31 grudnia 2017 r. zobowiązania z tytułu tego kontraktu wynoszą 2,0 mln USD.

Powierzchnia biurowa

Spółka posiada umowę najmu lokalu biurowego w Calgary (Kanada), która wygasa 30 listopada 2020 r. i zawarła nową umowę najmu lokalu biurowego w Bukareszcie w Rumunii, która wygasa 27 sierpnia 2020 r.

Serinus Energy Inc.
Sprawozdanie kierownictwa z działalności za rok 2017
(kwoty w tys. USD, o ile nie wskazano inaczej)

Zobowiązania pozabilansowe

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%

Transakcje z podmiotami powiązаныmi

Loon Energy Corporation („Loon Energy”) to kanadyjska spółka publiczna. Serinus i Loon Energy są spółkami powiązаныmi ze względu na wspólnego głównego akcjonariusza, mającego kontrolę nad Serinus oraz istotny wpływ na Loon Energy. Usługi w zakresie zarządzania i administracji świadczone były na rzecz Loon Energy 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. Umowa najmu biura została zakończona z dniem 15 lutego 2017 r. Za rok zakończony 31 grudnia 2017 r. opłaty z tytułu tych usług wyniosły odpowiednio 2 tys. USD (2016: 9 tys. USD). Na dzień 31 grudnia 2017 r. Loon Energy nie posiadała zobowiązań wobec Serinus z tytułu tych usług (31 grudnia 2016 r.: 0 USD). Opisane transakcje z podmiotami powiązаныmi były realizowane według wartości uzgodnionych przez strony.

Perspektywy 2018

Spółka koncentruje się na Rumunii, która będzie napędzała wzrost w ciągu najbliższych kilku lat. Projekt zagospodarowywania gazu Moftinu jest projektem o krótkim horyzoncie realizacji, w związku z tym oczekuje się, że wydobywanie z odwiertów Moftinu-1000 oraz planowanego odwiertu Moftinu 1007 rozpocznie się pod koniec drugiego kwartału 2018 r. W dniu 9 maja 2017 r. Spółka podpisała kontrakt wykonawczy EPCC (ang. *Engineering, Procurement, Construction and Commissioning Contract*) i jest w trakcie realizacji stacji gazowej o operacyjnej przepustowości 15 Mmcf/d, a rozpoczęcie produkcji gazu spodziewane jest pod koniec drugiego kwartału 2018 r.

Spółka prowadzi również program wierceń w celu realizacji prac objętych zobowiązaniem w ramach uzyskanego przedłużenia koncesji do października 2019 r. i planuje wykonać trzy dodatkowe odwierty (Moftinu-1003, Moftinu-1004 i Moftinu-1007). Spółka uważa, że potencjalne wydobywanie z tych odwiertów powinno doprowadzić do osiągnięcia przez stację do końca 2018 r. pełnej wydajności .

W Tunezji Spółka obecnie kieruje uwagę na zwiększanie produkcji z pola Sabria, po okresie, gdy pozostawało zamknięte oraz planuje skoncentrować się na przeprowadzeniu niskokosztowych programów prac w celu zwiększenia wydobywania z istniejących odwiertów, w tym ponownej aktywizacji Sabrii N-2 oraz instalacji rurek syfonowych w innym odwiercie na polu Sabria, o ile produkcja na polu naftowym Spółki może być prowadzona w bezpiecznym i zrównoważonym środowisku, oferującym wystarczającą pewność, że w dającej się przewidzieć przyszłości nie wystąpią dalsze zakłócenia produkcji. Spółka postrzega pole Sabria jako szansę na znaczny rozwój w dłuższej perspektywie.

Dla pola Chouech Es Saida Spółka przygotowuje oszacowanie kosztu ponownego uruchomienia pola wraz z terminarzem i kosztami wymiany elektrycznej pompy wgłębnej w odwiercie CS-3. Spółka uważa, że skala działalności prowadzonej w Tunezji jest uzależniona od osiągnięcia i utrzymania poniższych 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 oraz Chouech Es Saida/Ech Chouech. Instalacja gazowa STEG El Borma obsługująca Chouech Es Saida/Ech Chouech jest bliska osiągnięcia maksymalnej przepustowości. Dalsze zagospodarowywanie gazu na obszarze tej koncesji może się przesunąć do czasu ukończenia gazociągu Nawara, który istotnie zwiększy przepustowość.

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.

Serinus Energy Inc.
Sprawozdanie kierownictwa z działalności za rok 2017
(kwoty w tys. USD, o ile nie wskazano inaczej)

Wybrane dane roczne

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

	Na dzień 31 grudnia		
	2017	2016	2015
Aktywa ogółem	\$ 114 791	\$ 104 836	\$ 185 187
Długoterminowe zobowiązania ogółem	89 307	51 883	54 832
	Rok zakończony 31 grudnia		
	2017	2016	2015
Przychody ze sprzedaży ropy naftowej i gazu pomniejszone o koszty należności koncesyjnych ^(a)	\$ 5 889	\$ 13 975	\$ 22 986
Strata netto z działalności kontynuowanej na akcję przypadająca na:			
Akcjonariuszy zwykłych	\$ (18 792)	\$ (27 521)	\$ (52 150)
Strata netto na akcję			
Podstawowa i rozwodniona	\$ (0,13)	\$ (0,35)	\$ (0,66)
Strata netto na akcję przypadająca na:			
Akcjonariuszy zwykłych	\$ (18 792)	\$ (58 899)	\$ (49 104)
Udziały niesprawujące kontroli	-	721	1 306
Strata netto na akcję			
Podstawowa i rozwodniona	\$ (0,13)	\$ (0,75)	\$ (0,62)
Średnia ważona liczba akcji	139 796 985	78 629 941	78 629 941

(a) Wartości zostały zaprezentowane po uwzględnieniu reklasyfikacji działalności na Ukrainie do działalności zaniechanej, patrz Nota 21 do zbadanego Skonsolidowanego Roczego Sprawozdania Finansowego na dzień 31 grudnia 2017 r.

Aktywa ogółem

Wartość aktywów ogółem na dzień 31 grudnia 2017 r. wynosiła 115,0 mln USD, w porównaniu do 104,8 mln USD na dzień 31 grudnia 2016 r. Wzrost ten jest wynikiem głównie zwiększeń inwestycyjnych w kwocie 8,9 mln USD, wzrostem rzeczowych aktywów trwałych o 3,5 mln USD związanych ze wzrostem szacunku na zobowiązania z tytułu wycofania składnika aktywów z użytkowania, wzrostem środków pieniężnych o 3,0 mln USD, wzrostem salda należności o 1,6 mln USD oraz wzrostem rozliczeń międzyokresowych czynnych i zapasu ropy naftowej o 0,4 mln USD, skompensowanych częściowo przez spadek należności z tytułu podatku o 0,4 mln USD, odpisy umorzeniowe i amortyzację w kwocie 1,9 mln USD i koszty utraty wartości w wysokości 5,0 mln USD rozpoznanej w ciągu roku.

Zobowiązania długoterminowe ogółem

Suma zobowiązań długoterminowych na dzień 31 grudnia 2017 r. wynosiła 89,3 mln USD, w porównaniu z kwotą 51,9 mln USD na dzień 31 grudnia 2016 r. Zmiana wynika głównie z ujęcia w 2017 roku 31,2 mln USD kredytu jako zobowiązanie długoterminowe, w porównaniu do stanu na 31 grudnia 2016 r., gdzie całość zadłużenia została zaprezentowana jako zobowiązanie krótkoterminowe, a także ze wzrostu długoterminowych zobowiązań z tytułu wycofania składnika aktywów w wysokości 5,4 mln USD, głównie ze względu na wzrost stopy inflacji i wzrost szacunku dotyczącego Tunezji.

Podsumowanie danych kwartalnych

Niektóre dane dotyczące ilości ropy naftowej i kondensatu gazu ziemnego zostały przeliczone na mcf lub mmcf w oparciu o współczynnik konwersji bbl, 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. Wszelkie wartości prezentowane są w mcf.

Serinus Energy Inc.
Sprawozdanie kierownictwa z działalności za rok 2017
(kwoty w tys. USD, o ile nie wskazano inaczej)

	IV kw. 2017	III kw. 2017	II kw. 2017	I kw. 2017	IV kw. 2016	III kw. 2016	II kw. 2016	I kw. 2016
Przychody z ropy naftowej oraz zmiana stanu zapasów ropy naftowej ^(a)	1 895	382	1 342	2 950	4 456	3 632	4 080	3 779
Zysk/(strata) netto przypadający na:								
Akcjonariuszy zwykłych	(9 681)	(7 043)	31	(2 099)	(14 419)	(4 971)	(3 994)	(4 137)
Zysk/(strata) na akcję:								
- podstawowa i rozwodniona	\$ (0,06)	\$ (0,05)	\$ -	\$ (0,02)	\$ (0,19)	\$ (0,06)	\$ (0,05)	\$ (0,05)
Całkowity zysk/(strata) przypadający na:								
Akcjonariuszy zwykłych	(9 681)	(7 043)	31	(2 099)	(14 419)	(4 971)	(3 994)	(35 515)
Udziały niesprawujące kontroli	-	-	-	-	-	-	-	721
Zysk/(strata) na akcję:								
- podstawowa i rozwodniona	\$ (0,06)	\$ (0,05)	\$ -	\$ (0,02)	\$ (0,19)	\$ (0,06)	\$ (0,05)	\$ (0,45)

(a) Wartości zostały zaprezentowane po uwzględnieniu reklasyfikacji działalności na Ukrainie do działalności zaniechanej, patrz Nota 20 do zbadanego Skonsolidowanego Roczego Sprawozdania Finansowego na dzień 31 grudnia 2017 r.

- 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.
- Wpływ na wynik w pierwszym kwartale 2017 r. miał spadek produkcji w związku z zamknięciem pola Chouech Es Saida, częściowo skompensowanym poprzez wzrastające ceny surowców, niższe koszty produkcji i niższe koszty ogólnego zarządu w obszarze korporacyjnym.
- Negatywny wpływ na wynik w drugim kwartale 2017 r. miało zamknięcie pól w Tunezji, z polem Chouech Es Saida zamkniętym przez cały kwartał i polem Sabria zamkniętym od 22 maja 2017 r. Dodatkowo, wpływ na wynik drugiego kwartału 2017 r. miało zbycie spółki zależnej posiadającej syryjskie aktywa w kwocie 2,2 mln USD.
- Negatywny wpływ na przychody ze sprzedaży ropy i gazu w trzecim kwartale 2017 r. miało zamknięcie pól w Tunezji: pole Chouech Es Saida było zamknięte przez cały kwartał (od końca lutego 2017 r.), pole Sabria pozostawało zamknięte od 22 maja 2017 r. do początku września 2017 r. Wydobycie z pola Sabria zostało wznowione ze średnią wartością 286 bbl/d we wrześniu 2017 r. W tym okresie 100% produkcji pochodziła z koncesji Sabria. Ujemny wpływ na wynik miało ujęcie odpisu z tytułu utraty wartości aktywów w Tunezji w wysokości 5,0 mln USD.

Negatywny wpływ na przychody ze sprzedaży ropy i gazu w czwartym kwartale 2017 r. miało zamknięcie pól w Tunezji, przy czym pole Chouech Es Saida było zamknięte przez cały kwartał. Całość wydobycia na poziomie 396 boe w czwartym kwartale 2017 r. pochodziła z pola Sabria. Negatywny wpływ na wynik netto miały wpływ jednorazowe koszty w wysokości 4,0 mln USD poniesione w związku z wypadkiem na odwiercie oraz rezerwa w wysokości 0,6 mln USD na potencjalne koszty odpraw w związku ze zwolnieniem pracowników z pola Chouech Es Saida w Tunezji.

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 Spółkę. 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 Spółki 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 Spółki. Jeżeli wystąpi któreś z poniżej wymienionych rodzajów ryzyk lub inne zagrożenie, może ono istotnie wpłynąć na działalność Spółki, sytuację finansową, wyniki finansowe oraz przepływy pieniężne.

Ryzyko cen surowców

Wpływ na wyniki finansowe Spółki 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 Krajoł Eksportujących Ropę Naftową (ang. OPEC) oraz warunki pogodowe. Czynniki te mogą mieć zróżnicowany wpływ na poszczególne rodzaje produktów.

Serinus Energy Inc.
Sprawozdanie kierownictwa z działalności za rok 2017
(kwoty w tys. USD, o ile nie wskazano inaczej)

W szczególności Spółka narażona jest na ryzyko wynikające z wahań ceny rynkowej ropy Brent. Ceny ropy naftowej oparte są na rynkowej cenie ropy Brent. Ceny gazu ziemnego 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 zabezpieczania, które mogłyby ewentualnie złagodzić ryzyko cen surowców.

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

Ryzyko finansowe

Zakres ryzyka finansowego obejmuje ryzyko zmiany stóp procentowych, ryzyko kredytowe, ryzyko walutowe oraz ryzyka 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 2017 r. główne ekspozycje Spółki na ryzyko walutowe dotyczyły dolara kanadyjskiego („CAD”), leja rumuńskiego („LEU”) oraz dinara tunezyjskiego („TND”). W poniższej tabeli znajduje się podsumowanie ryzyka walutowego Spółki dla każdej ze wskazanych walut:

Na dzień 31 grudnia 2017 r.	CAD	LEU	TND
Środki pieniężne i inne aktywa pieniężne	\$ 4 130	1 591	12
Należności	82	5 814	2 704
Należności z tytułu podatku dochodowego	-	3	2 852
Środki pieniężne o ograniczonej możliwości dysponowania	1 378	-	-
Przedpłaty	43	171	328
Zobowiązania i rozliczenia międzyokresowe	(153)	(10 371)	(6 956)
Ekspozycja netto na ryzyko kursowe	\$ 5 480	(2 792)	(1 060)
Kurs przeliczeniowy na USD	0,7971	0,2570	0,4026
Ekwiwalent USD wg kursu waluty na koniec okresu	\$ 4 368	(718)	(427)

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:

	31 grudnia 2017	31 grudnia 2016
Wpływ na zysk/(stratę) netto		
Dolar kanadyjski (CAD)	\$ 437	\$ 109
Lej rumuński (LEU)	(72)	10
Dinar tunezyjski (TND)	(43)	146
Razem	\$ 322	\$ 265

Ryzyko stóp procentowych

Spółka utrzymuje swoje środki pieniężne i ich ekwiwalenty, jako instrumenty, które są wymienne w dowolnym czasie bez ponoszenia żadnych kar, przez co redukuje swoją ekspozycję na ryzyko zmiany stop procentowych.

Ekspozycja na ryzyko stopy procentowej dotyczy głównie zobowiązań z tytułu kredytu dla Tunezji, który pozostaje jedynym zadłużeniem. Oprocentowanie Kredytu Głównego wynosi LIBOR + 6%. Kredyt zamienny oprocentowany jest w oparciu o LIBOR oraz 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 odpowiednio o 14 tys. USD i o 59 tys. USD w okresie trzech miesięcy i roku zakończonym 31 grudnia 2017 r. (IV kw. 2016: 18 tys. USD), w przypadku Kredytu Zamiennego odpowiednio o 64 tys. USD i 244 tys. USD

Serinus Energy Inc.
Sprawozdanie kierownictwa z działalności za rok 2017
(kwoty w tys. USD, o ile nie wskazano inaczej)

w okresie trzech miesięcy i roku zakończonym 31 grudnia 2017 r. (59 tys. USD i 224 tys. USD w analogicznych okresach 2016 r.).

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 zdeponowane są środki pieniężne i inne aktywa pieniężne Spółki oraz środki pieniężne o ograniczonej możliwości dysponowania.

Saldo należności Spółki składało się głównie z należności z tytułu sprzedaży oraz kwot należnych od partnerów joint venture.

Spółka narażona jest na ryzyko kredytowe w związku z saldami należności od partnerów joint venture, gdyż uregulowanie kwot należnych nie jest zapewnione. Spółka usiłuje złagodzić ryzyko związane z należnościami od partnerów joint venture poprzez uzyskiwanie zgody partnerów na istotne nakłady inwestycyjne oraz wydawanie wezwań do wniesienia dopłat do projektów przez partnerów przed ich rozpoczęciem.

Zdaniem kierownictwa, poziom ekspozycji Spółki na ryzyko kredytowe nie ma charakteru istotnego, ponieważ produkty sprzedawane są na podstawie umowy, a termin płatności wynosi 30 dni. Produkcja sprzedawana jest renomowanym podmiotom, w oparciu o indywidualne ustalenia pomiędzy stronami. Na dzień 31 grudnia 2017 r. Spółka nie posiadała należności uznawanych za przeterminowane, czyli powyżej 90 dni po terminie płatności (31 grudnia 2016 r.: 0 USD). W roku zakończonym 31 grudnia 2017 r., wyłączając zmianę stanu zapasu ropy naftowej oraz należności z tytułu opłat koncesyjnych według rodzaju, Spółka miała trzech klientów, a sprzedaż dla nich stanowiła 54%, 24% i 22% całkowitej sprzedaży (rok zakończony 31 grudnia 2016 r.: czterech klientów i sprzedaż stanowiąca 51%, 19%, 22% i 8% całkowitych przychodów ze sprzedaży).

Kierownictwo nie wprowadziło formalnej polityki limitów kredytowych, a poziom ekspozycji na ryzyko kredytowe jest zatwierdzany i monitorowany indywidualnie i na bieżąco dla wszystkich istotnych klientów. 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 Spółka 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 na poszukiwanie i zagospodarowanie zasobów będą wyższe od zaplanowanych. Spółka stale monitoruje poziom swojej płynności, aby ocenić, czy dysponuje środkami niezbędnymi do sfinansowania planowanych zobowiązań z tytułu poszukiwania zasobów 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, poprzez umowy typu „farm-out”, pozyskiwanie kapitału własnego lub kapitału dłużnego.

Nie ma żadnej pewności, że wewnętrznie wygenerowane przepływy pieniężne będą wystarczające do zaspokojenia naszych zobowiązań finansowych, łącznie z programem przyszłych nakładów inwestycyjnych, ani że będziemy w stanie pozyskać dodatkowe finansowanie.

Na dzień 31 grudnia 2017 r. Spółka nie podlegała żadnym wymogom dotyczącym finansowych kowenantów, jako że w październiku 2017 r. renegocjowano warunki zadłużenia oraz finansowych kowenantów, patrz rozdział „Kredyt z EBOR – finansowanie w Tunezji”. W czwartym kwartale 2017 r. Spółka finansowała wypływy środków pieniężnych (w tym kapitał obrotowy i wydatki inwestycyjne) ze środków generowanych z działalności w Tunezji oraz wpływów z emisji akcji.

Ryzyko związane z prowadzoną działalnością, środowiskiem naturalnym i bezpieczeństwem

Działalność Spółki 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 któregośkolwiek z powyższych ryzyk mogą w stopniu istotnym negatywnie wpłynąć na działalność.

Serinus Energy Inc.
Sprawozdanie kierownictwa z działalności za rok 2017
(kwoty w tys. USD, o ile nie wskazano inaczej)

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 wyczerpywane w trakcie bieżącego wydobycia, i może mieć negatywny wpływ na możliwości wzrostu portfela aktywów Spółki w przyszłości. Nie ma pewności, że Spółka będzie mogła znaleźć w przyszłości odpowiednie aktywa do pozyskania lub wejścia z udziałem. Spółka 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, Spółka 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, Spółka 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 Spółki do realizacji projektów na czas oraz w ramach założonego budżetu.

Przemysł naftowo-gazowy na rynkach wschodzących, na których Spółka 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

Spółka prowadzi działalność na rynku wschodzącym, na którym 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

Serinus Energy Inc.
Sprawozdanie kierownictwa z działalności za rok 2017
(kwoty w tys. USD, o ile nie wskazano inaczej)

przepisów prawnych dotyczących eksploatacji złóż, niepokoje społeczne i protesty. W wyniku niestabilności politycznej pojawiają się wyzwania gospodarcze takie jak powolny wzrost, wysoka inflacja oraz niekorzystne wahania kursów wymiany walut.

Ryzyko regulacyjne

Spółka podlega licznym przepisom i regulacjom prawnym ustanawianym przez wiele różnych szczebli administracji rządowej oraz organów stanowiących prawo. Spółka uważa, że w pełni spełnia wymogi prawne ustanowione przez rządy, regulacje i standardy branżowe; przepisy te podlegają jednak interwencjom rządowym, 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 nie jest stroną żadnego postępowania przed sądem, właściwym organem arbitrażowym lub organem administracji publicznej w sprawie zobowiązań lub zadłużenia Spółki, 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:

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 2017 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 zmienią 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 zmienią 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 szacowanie 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.

Serinus Energy Inc.
Sprawozdanie kierownictwa z działalności za rok 2017
(kwoty w tys. USD, o ile nie wskazano inaczej)

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.

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.

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.

Zobowiązania 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.

Odroczony podatek dochodowy

Szacunki i założenia są wykorzystywane w kalkulacji odroczonego podatku dochodowego. Osądy obejmują ocenę, czy odpisy aktualizujące są wymagane w oparciu o oczekiwania przyszłych przepływów pieniężnych z działalności operacyjnej oraz stosowanie istniejących przepisów podatkowych oraz warunków umów koncesyjnych. 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 przyszłości.

Ustalenie przez Spółkę dochodu do opodatkowania 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.

Serinus Energy Inc.
Sprawozdanie kierownictwa z działalności za rok 2017
(kwoty w tys. USD, o ile nie wskazano inaczej)

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 okresie trzech miesięcy i roku zakończonym 31 grudnia 2017 r. Spółka nie zastosowała żadnych nowych standardów MSSF, w okresie tym nie zostały ogłoszone również żadne mające zastosowanie zmiany.

Przychody z tytułu umów z klientami

W kwietniu 2016 r. RMSR opublikowała ostateczne zmiany do MSSF 15 *Przychody z tytułu umów z klientami*, który zastępuje MSR 11 *Umowy o usługę budowlaną*, MSR 18 *Przychody* i związane z nimi interpretacje. MSSF 15 ustanawia jednolity model, który ma zastosowanie do umów z klientami. MSSF 15 odchodzi od modelu rozpoznawania przychodu opartego o moment sprzedaży lub wykonania usługi, na rzecz modelu, który jest oparty o transfer kontroli nad towarem lub usługą do klienta. 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. Wymogi dotyczące ujawnień zostały również rozszerzone i uwzględniają charakter, wartość, moment ujęcia i niepewności odnośnie przychodów i przepływów pieniężnych wynikających z umów z klientami.

Nowy standard ma zastosowanie dla okresów rocznych rozpoczynających się dnia 1 stycznia 2018 r., wcześniejsze zastosowanie jest dozwolone. Wymaga retrospektywnego ujęcia dla każdego okresu lub zmodyfikowanego retrospektywnego ujęcia jako korekta skumulowanego efektu na dzień zastosowania standardu. Spółka stosuje standard w dniu 1 stycznia 2018 r., używając zmodyfikowanego retrospektywnego ujęcia, rozpoznając skumulowany efekt zastosowania standardu w zyskach zatrzymanych na dzień 1 stycznia 2018 r. Dane porównawcze nie będą przekształcane. Zgodnie z MSSF 15 przychód będzie rozpoznawany w momencie dostarczenia wolumenu odbieranego przez tankowce, w przeciwieństwie do bieżących wymogów, na podstawie których przychód rozpoznawany był w momencie odbioru. Wpłyne to na prezentację w sprawozdaniu z zysków i strat, jako że wartości, które były ewidencjonowane jako „zmiana stanu zapasu ropy naftowej” będzie rozpoznawana jako „przychody ze sprzedaży gazu ziemnego i ropy naftowej”. Nie będzie miało to wpływu na wynik. Analogicznie, w sprawozdaniu z sytuacji finansowej, zapas surowca po pomniejszeniu o naliczki na sprzedaż ropy naftowej, na podstawie nowego standardu, ewidencjonowany będzie jako należności handlowe. Spółka rozszerzy ujawnienia w notach do skonsolidowanego sprawozdania finansowego, jak zalecono w MSSF, w pierwszym kwartale 2018 r.

Instrumenty finansowe

W lipcu 2014 r. RMSR opublikowała ostateczną wersję MSSF 9 *Instrumenty finansowe* („MSSF 9”) zastępujący MSR 39 *Instrumenty finansowe; ujmowanie i wycena* („MSR 39”). Nowy standard zastępuje obowiązujące dotychczas wielorakie modele klasyfikacji i wyceny finansowych aktywów i zobowiązań, jednolitym podejściem do ustalania czy aktywo finansowe powinno być wyceniane według zamortyzowanego kosztu czy też wartości godziwej. Podejście oparte jest na tym, w jaki sposób jednostka zarządza swoimi instrumentami finansowymi w kontekście modelu biznesowego i warunków umownych dotyczących przepływów pieniężnych z aktywów finansowych. Dopuszczalne metody wyceny aktywów finansowych według MSR 39 zostaną zastąpione przez wartość godziwą przez zysk lub stratę, wartość godziwą przez inne całkowite dochody i zamortyzowany koszt. Standard eliminuje istniejące w MSR 39 metody, takie jak utrzymywane do terminu wymagalności, pożyczki i należności oraz dostępne do sprzedaży.

MSSF 9 zachowuje większość wymagań dotyczących zobowiązań finansowych. Jednakże, tam gdzie zastosowany jest do zobowiązań finansowych wariant wartości godziwej, zmiana wartości godziwej, wynikająca z ryzyka kredytowego jednostki, powinna zostać ujęta w innych całkowitych dochodach, a nie w zysku lub stracie. Serinus obecnie nie wycenia żadnych zobowiązań finansowych w wartości godziwej przez zysk lub stratę; w związku z tym nowy standard nie będzie miał wpływu na rachunkowość zobowiązań finansowych.

Nowy standard zmienia również podejście do modyfikacji zadłużenia. Zgodnie z MSR 39, modyfikacje zadłużenia nie miały wpływu na zysk lub stratę. Jednakże, zgodnie z MSSF 9, różnica pomiędzy wartością bilansową zobowiązania finansowego,

Serinus Energy Inc.
Sprawozdanie kierownictwa z działalności za rok 2017
(kwoty w tys. USD, o ile nie wskazano inaczej)

a bieżącą wartością szacowanych zdyskontowanych po pierwotnej efektywnej stopie oprocentowania przyszłych przepływów pieniężnych zgodnie z umową, musi zostać rozpoznana w zysku lub stracie. Jako że Spółka renegotjowała warunki spłaty swojego długoterminowego zadłużenia, od dnia 31 października 2017 r., wpływ MSSF 9 zostanie rozpoznany jako strata z modyfikacji w kwocie 0,4 mln USD od Kredytu Głównego i zysk z modyfikacji w kwocie 1,4 mln USD od Kredytu Zamiennego. Wpływ netto wyniesie 1,0 mln USD zysku z modyfikacji, co obniży długoterminowe zadłużenie i podwyższy bilans otwarcia zysków zatrzymanych na dzień 1 stycznia 2018 r.

Nowy standard przedstawia również model „straty oczekiwanej” w zakresie szacunku utraty wartości aktywów finansowych. Nowy model skutkował będzie rozpoznawaniem oczekiwanych strat kredytowych w bardziej odpowiednim czasie. Spółka nie spodziewa się, że zmiana modelu utraty wartości będzie miała istotny wpływ na jej skonsolidowane sprawozdanie finansowe.

Ponadto, MSSF 9 zapewnia uproszczony model rachunkowości zabezpieczeń, który w większym stopniu łączy rachunkowość zabezpieczeń z zarządzaniem ryzykiem. Spółka obecnie nie stosuje rachunkowości zabezpieczeń.

Nowy standard ma zastosowanie dla okresów rocznych rozpoczynających się dnia 1 stycznia 2018 r., wcześniejsze zastosowanie jest dozwolone. Spółka zamierza zastosować standard w retrospektywnym ujęciu. Okresy porównawcze nie będą zmieniane.

Leasing

W styczniu 2016 r. RMSR opublikowała MSSF 16 Leasing (“MSSF 16”), który wymaga ujmowania aktywów i zobowiązań z tytułu umów najmu w bilansie. Dla leasingów, MSSF 16 eliminuje występujące obecnie rozróżnienie pomiędzy leasingiem finansowym oraz operacyjnym, tym samym traktuje wszystkie umowy leasingu, jako leasing finansowy. Pewne krótkoterminowe umowy leasingu (poniżej 12 miesięcy) oraz umowy leasingu dotyczące składnika aktywów o niskiej wartości są wyjątkiem od tych wymagań i mogą w dalszym ciągu być klasyfikowane jako leasing operacyjny. Leasingodawcy w dalszym ciągu będą stosować podział na umowy leasingu operacyjnego i finansowego. Klasyfikacja będzie miała wpływ na to jak i kiedy leasingodawca rozpozna przychód oraz które aktywa powinny zostać ujęte.

Nowy standard ma zastosowanie dla okresów rocznych rozpoczynających się od dnia 1 stycznia 2019 r., dozwolone jest jego wcześniejsze zastosowanie, jeżeli został zastosowany również MSSF 15 Przychody z tytułu umów z klientami. Nowy standard wymaga retrospektywnego ujęcia albo użycia zmodyfikowanego retrospektywnego podejścia, gdzie Spółka rozpoznaje skumulowany efekt zastosowania standardu jako korekta bilansu otwarcia zysków zatrzymanych i stosuje standard retrospektywnie. Spółka jest w trakcie identyfikowania, zbierania i analizowania wszystkich umów, które wchodzą w zakres standardu. Wpływu zastosowania tego standardu nie został on jeszcze ustalony. Spółka planuje zastosować MSSF 16 od 1 stycznia 2019 r. Spółka zamierza wprowadzić standard używając zmodyfikowanego retrospektywnego podejścia i rozpoznać skumulowany efekt zastosowania standardu w zyskach zatrzymanych na dzień 1 stycznia 2019 r. i wprowadzić kilka praktycznych rozwiązań dopuszczonych przez standard jak na przykład wyjątki dotyczące umów krótkoterminowych i o niskiej wartości.

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 2017 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

Serinus Energy Inc.
Sprawozdanie kierownictwa z działalności za rok 2017
(kwoty w tys. USD, o ile nie wskazano inaczej)

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 rozporządzenie 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 *System kontroli wewnętrznej – zintegrowane wytyczne* 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.

W okresie od 1 stycznia 2017 r. do 31 grudnia 2017 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. Pod nadzorem Dyrektora Generalnego oraz Dyrektora Finansowego Spółki, przeprowadzona została przez Serinus ocena efektywności kontroli i procedur ujawniania informacji oraz systemu kontroli wewnętrznej sprawozdawczości finansowej na dzień 31 grudnia 2017 r. Na podstawie tej oceny, zarząd doszedł do wniosku, że kontrole i procedury ujawniania informacji oraz system kontroli wewnętrznej sprawozdawczości finansowej były efektywne na dzień 31 grudnia 2017 r.

Miary niewystępujące w MSSF

Informacje finansowe zamieszczone w niniejszym Sprawozdaniu z działalności sporządzono zgodnie z MSSF, z wyjątkiem pozycji „wartość retroaktywna netto”, „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, wartość retroaktywna netto i 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 „wartość retroaktywna netto” oraz „kapitał obrotowy” w sposób zaprezentowany wcześniej w tym dokumencie.

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 nieznane ryzyka, niepewności, jak również inne czynniki, które mogą spowodować, że faktyczne wyniki lub zdarzenia będą się zasadniczo różnić od tych przewidywanych

Serinus Energy Inc.
Sprawozdanie kierownictwa z działalności za rok 2017
(kwoty w tys. USD, o ile nie wskazano inaczej)

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.

Serinus Energy Inc.
Sprawozdanie kierownictwa z działalności za rok 2017
(kwoty w tys. USD, o ile nie wskazano inaczej)

Skróty

W niniejszym Sprawozdaniu z działalności mogą być stosowane następujące skróty:

bbl	baryłka (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
CAD	dolar kanadyjski	USD	dolar amerykański
tys. USD	tys. dolarów amerykańskich	UAH	hrywna ukraińska
mln USD	milion dolarów amerykańskich	TND	dinar tunezyjski

Przelicznik miar

Niektóre dane dotyczące ilości ropy naftowej i kondensatu gazu ziemnego zostały przeliczone na mcfe lub mmcfe w oparciu o współczynnik konwersji bbl, 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: Suite 1500, 700 – 4th Avenue S.W., Calgary, Alberta T2P 3J4 Canada (Nr telefonu: +1 403 264-8877) lub wysyłając wiadomość e-mail na adres info@serinusenergy.com.