

SERINUS ENERGY INC.

Sprawozdanie kierownictwa z działalności
Za okresy trzech i dziewięciu miesięcy zakończone dnia 30 września 2014 r.
(kwoty w dolarach amerykańskich)

Niniejsze Sprawozdanie kierownictwa z działalności („Sprawozdanie z działalności”) spółki Serinus Energy Inc. (zwanej dalej „Serinus” lub „Spółką”) należy analizować łącznie z niezbadanym skróconym skonsolidowanym sprawozdaniem finansowym Spółki za okres zakończony dnia 30 września 2014 r. („Skonsolidowane sprawozdanie finansowe”) oraz rocznym skonsolidowanym sprawozdaniem finansowym sporządzonym na dzień 31 grudnia 2013 r. Należy także zapoznać się z informacją prawną zatytułowaną „Stwierdzenia dotyczące przyszłości”, 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. Skonsolidowane sprawozdanie finansowe na dzień 30 września 2014 r. zostało sporządzone zgodnie z MSR 34 - Śródroczna sprawozdawczość finansowa i nie zawiera wszystkich informacji wymaganych w pełnym rocznym sprawozdaniu finansowym. Niniejszy dokument datowany jest na dzień 12 listopada 2014 r.

Na końcu niniejszego dokumentu można znaleźć definicje niektórych terminów stosowanych w sprawozdaniach obejmujących ujawnienia z dziedziny ropy naftowej i gazu ziemnego, miary niewystępujące w MSSF, a także informacje na temat „Istotnych szacunków”.

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.

Sprawozdanie kierownictwa z działalności
za okresy trzech i dziewięciu miesięcy zakończone dnia 30 września 2014 r.
(kwoty w tys. USD, o ile nie wskazano inaczej)

Główne informacje finansowe

- W trzecim kwartale 2014 r. wielkość wydobycia (stanowiąca produkcję Spółki w Tunezji oraz na Ukrainie – przypadającą na 70% udział Spółki) wyniosła 5 640 boe/d w porównaniu do 4 892 boe/d w trzecim kwartale 2013 r., co stanowiło wzrost o 15%. Wzrost odzwierciedla wzrost wydobycia na Ukrainie o 1 143 boe/d w wyniku programów inwestycyjnych prowadzonych w roku 2014 i 2013. Wzrost ten został skompensowany przez spadek wydobycia w Tunezji o 395 boe/d, w wyniku naturalnych spadków wydobycia i przestojów operacyjnych spowodowanych awarią elektrycznej pompy głębinowej („ESP”), która wymaga wymiany. W trzecim kwartale 2014 r. 83% produkcji stanowił gaz ziemny (w trzecim kwartale 2013 r.: 74%), a pozostałą część stanowiła ropa naftowa oraz kondensat.
- Średnie ceny gazu ziemnego na Ukrainie w trzecim kwartale 2014 r. wynosiły 10,17 USD/Mcf i były niższe w porównaniu do 11,32 USD/Mcf w analogicznym okresie 2013 r. Z dniem 1 stycznia 2014 r. spadły ceny gazu ziemnego, w wyniku obniżek cen importowanego gazu, przyznanych Ukrainie przez Rosję oraz osłabienia hrywny ukraińskiej („UAH”) w relacji do dolara amerykańskiego. Od 1 kwietnia 2014 r. cena wyrażona w hrywnie ukraińskiej, po której sprzedawany jest gaz ziemny Spółki jest wyższa niż cena uzyskiwana w 2013 r., jednakże istotne osłabienie kursu spowodowało, że ceny gazu ziemnego wyrażone w USD są niższe w porównaniu do 2013 r. Średnie efektywne rynkowe kursy hrywny za okresy trzech i dziewięciu miesięcy zakończone 30 września 2014 r. wyniosły odpowiednio 12,53 UAH/USD oraz 11,32 UAH/USD, w porównaniu do, odpowiednio, 8,15 UAH/USD oraz 8,14 UAH/USD w analogicznych okresach 2013 r. Zrealizowane ceny gazu ziemnego w Tunezji wyniosły 14,73 USD/Mcf, a sprzedaż ropy naftowej w Tunezji w trzecim kwartale 2014 r. realizowana była po średniej cenie 98,06 USD za bbl.
- Wartość retroaktywna netto w trzecim kwartale 2014 r., ogółem dla Spółki, wyniosła 34,19 USD za boe, w porównaniu do 56,97 USD w trzecim kwartale 2013 r. Spadek jest związany z niższą wartością retroaktywną netto na Ukrainie, która wyniosła 30,91 USD w porównaniu do 50,29 USD w trzecim kwartale 2013 r. oraz niższą wartością retroaktywną netto w Tunezji, która wyniosła 53,85 USD w porównaniu do 77,27 USD w trzecim kwartale 2013 r. Niższa wartość retroaktywna netto na Ukrainie jest rezultatem wyższych stawek opłat koncesyjnych oraz niższych cen towarów, częściowo skompensowanych niższymi kosztami operacyjnymi, w związku z osłabieniem hrywny ukraińskiej. Z dniem 1 sierpnia 2014 r. stawki opłat koncesyjnych dla gazu ziemnego na Ukrainie wzrosły z 28% do 55%. Niższa wartość retroaktywna netto w Tunezji jest rezultatem: niższych cen towarów oraz wyższych kosztów operacyjnych na skutek wzrostu kosztów związanych z zatrudnieniem.
- Przepływy środków z działalności operacyjnej za okres trzech miesięcy zakończony dnia 30 września 2014 r. wyniosły 19,2 mln USD w porównaniu do 21,6 mln USD w analogicznym okresie 2013 r. Wyższe stawki opłat koncesyjnych i niższe uzyskiwane ceny, które zostały częściowo skompensowane przez wyższe koszty produkcji oraz niższe koszty operacyjne, przyczyniły się do spadku przepływów środków z działalności operacyjnej na Ukrainie. Czynniki, które przyczyniły się do niższych przepływów środków z działalności operacyjnej w Tunezji były: niższe wydobycie, niższe ceny towarów oraz wyższe koszty operacyjne.
- Przepływy środków z działalności operacyjnej za okres dziewięciu miesięcy zakończony dnia 30 września 2014 r. wyniosły 54,9 mln USD w porównaniu do 40,4 mln USD w analogicznym okresie 2013 r. Wzrost przepływów środków z działalności operacyjnej w porównaniu do 2013 r. jest związany głównie z nabyciem Winstar oraz wyższym wydobyciem na Ukrainie.
- Przychody ze sprzedaży pomniejszone o koszty należności koncesyjnych, za okres trzech miesięcy zakończony dnia 30 września 2014 r. spadły do 30,1 mln USD w porównaniu do 35,7 mln USD w analogicznym okresie 2013 r. Przychody ze sprzedaży pomniejszone o koszty należności koncesyjnych, za okres dziewięciu miesięcy zakończony dnia 30 września 2014 r. wzrosły do 91,6 mln USD w porównaniu do 78,3 mln USD w analogicznym okresie 2013 r. Spadek w okresie trzech miesięcy jest spowodowany przez niższe ceny towarów oraz niższe wydobycie ropy naftowej w Tunezji. Wzrost w okresie dziewięciu miesięcy jest rezultatem nabycia Winstar oraz wyższym wydobyciem na Ukrainie.
- W pierwszych dziewięciu miesiącach 2014 r. dokonywane były transfery środków pieniężnych poza Ukrainę. Ze środków z działalności operacyjnej na Ukrainie spłacono pożyczki wewnątrzgrupowe w wysokości 3,6 mln USD oraz wypłacono dywidendy w wysokości 22,5 mln USD. Od chwili nabycia, KUB-Gas LLC wypłaciła łącznie 62,5 mln USD dywidend. Narodowy Bank Ukrainy podjął uchwałę zakazującą przeprowadzania transakcji wymiany walut związanych z wypłatą dywidendy podmiotom zagranicznym począwszy od 23 września 2014 r. Uchwała obowiązuje do 2 grudnia 2014 r.
- Do dnia 30 września 2014 r. Spółka dokonała całkowitej spłaty pożyczki z Dutco w wysokości 15 mln USD.
- W trzecim kwartale 2014 r. Spółka czasowo zawiesiła działania związane z zagospodarowywaniem pól na Ukrainie w oczekiwaniu na poprawę stanu bezpieczeństwa. Produkcja była kontynuowana, ale prace wiertnicze, modernizacyjne,

**Sprawozdanie kierownictwa z działalności
za okresy trzech i dziewięciu miesięcy zakończone dnia 30 września 2014 r.
(kwoty w tys. USD, o ile nie wskazano inaczej)**

szczelinowanie oraz prace konstrukcyjne zostały wstrzymane. W dniu 2 października 2014 r. Spółka poinformowała o poprawie stanu bezpieczeństwa na koncesjach Makiejewskoje, Olgowskoje i Północne Makiejewskoje jak również w ich otoczeniu oraz wznowieniu prac wiertniczych na koncesji Makiejewskoje i podjęciu prac nad odwiertem M-22.

- W Tunezji w dniu 17 lipca 2014 r. rozpoczęto prace nad odwiertem Winstar-12bis ("WIN-12bis"), który osiągnął docelową głębokość 3 855 m. Po przeniesieniu urządzenia wiertniczego odwiert WIN-12bis zostanie podłączony do rurociągu oraz poddany testom produkcyjnym. Po zakończeniu prac nad odwiertem WIN-12bis, urządzenie wiertnicze zostanie przeniesione do lokalizacji odwiertu Winstar-13. Na koncesji Ech Chouech wykonano rekonstrukcję, perforację oraz stymulację szczelinowaniem odwiertów EC-4 i ECS-1. Na koncesji Chouech Es Saida odwierty CS-8bis oraz CS-11 zostały poddane przebudowie w celu wymiany pomp.
- Dwa odwierty poszukiwawcze w Rumunii - Moftinu-1001 i 1002bis zostaną wykonane do docelowej głębokości 1 800 – 2 000 m. Prace wiertnicze i orurowanie obu odwiertów zajmie łącznie około 45 dni z uwzględnieniem czasu potrzebnego na przeniesienie urządzenia wiertniczego pomiędzy dwoma lokalizacjami. Rozpoczęcie prac nad odwiertem Moftinu-1001 planowane jest na listopad.

Informacje ogólne

Serinus jest międzynarodową spółką poszukiwawczo-wydobywczą prowadzącą działalność na Ukrainie, w Tunezji, Brunei i Rumunii oraz posiadającą aktywa w Syrii. Spółka ma biura w Calgary (Kanada), w Dubaju (Zjednoczone Emiraty Arabskie) oraz w Warszawie (Polska).

Dnia 11 czerwca 2010 r. Spółka nabyła efektywnie 70% udziału właścicielskiego (ang. *ownership interest*) w KUB-Gas LLC („**KUB-Gas**”), ukraińskiej spółce posiadającej aktywa, z których do czasu nabycia Winstar Resources Limited („**Winstar**”) w czerwcu 2013 r. generowane były wszystkie przychody Spółki. Przed 11 czerwca 2010 r. żaden z projektów Spółki w obszarze ropy naftowej i gazu ziemnego nie notował produkcji. Wszystkie udziały w KUB-Gas realizowane są poprzez KUBGAS Holdings Limited („**KUB Holdings**”), niepubliczną spółkę z siedzibą na Cyprze, w której Spółka posiada 70% udział.

Spółka kontroluje KUB Holdings i zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej („**MSSF**”) wymagana jest konsolidacja w sprawozdaniu finansowym wyników KUB Holdings oraz KUB-Gas, a zatem Spółka wykazuje 100% przychodów ze sprzedaży, opłat koncesyjnych (ang. *royalties*), kosztów produkcji oraz innych kosztów dla KUB Holdings oraz KUB-Gas. Na tej samej zasadzie Spółka wykazuje 100% aktywów i zobowiązań KUB Holdings oraz KUB-Gas w swoim skonsolidowanym bilansie.

Zasadniczo wszystkie analizy danych finansowych oraz produkcji w niniejszym „Sprawozdaniu kierownictwa z działalności” odzwierciedlają 100% udział w wynikach KUB Holdings oraz KUB-Gas, chyba, że zaznaczono inaczej (jako „efektywny 70% udział netto Serinus”).

W dniu 24 czerwca 2013 r. Spółka oraz Winstar zakończyły realizację planu przejęcia, na mocy którego Spółka nabyła wszystkie wyemitowane i pozostające w obrocie akcje Winstar. W wyniku tego przejęcia Spółka nabyła udziały w Tunezji i Rumunii.

Działalność Spółki koncentruje się na dalszym rozwoju aktywów produkcyjnych na Ukrainie i w Tunezji oraz na nabywaniu i ocenie różnych projektów poszukiwawczych, które znajdują się w fazie przedprodukcyjnej. Spółka uważa, że udowodniła swoją zdolność do negocjowania i zawierania umów w zakresie poszukiwania i zagospodarowywania złóż, wydobywania, ograniczania ryzyka oraz częściowego finansowania zobowiązań inwestycyjnych wynikających z tych umów, poprzez umowy warunkowej cesji udziału w prawie użytkowania górniczego (ang. *farm-out arrangements*). Wydatki inwestycyjne oraz działalność operacyjna są finansowane również przez zadłużenie oraz przez wewnętrznie generowane przychody netto z wydobywania. Kierownictwo zamierza kontynuować stosowanie tego sprawdzonego modelu biznesowego przy realizacji przyszłych projektów, kontynuując jednocześnie rozwój istniejących aktywów naftowo-gazowych.

Sytuacja polityczna i gospodarcza na Ukrainie uległa znacznemu pogorszeniu, od chwili podjęcia przez tamtejszy rząd decyzji o niepodpisaniu z Unią Europejską Umowy Stowarzyszeniowej oraz Umowy o Pogłębionej i Kompleksowej Strefie Wolnego Handlu pod koniec listopada 2013 r. Polityczne i społeczne niepokoje, które w lutym 2014 r. przerodziły się w gwałtowne konflikty, przyczyniły się do odwołania prezydenta, zmiany rządu oraz szefów kluczowych organów

**Sprawozdanie kierownictwa z działalności
za okresy trzech i dziewięciu miesięcy zakończone dnia 30 września 2014 r.
(kwoty w tys. USD, o ile nie wskazano inaczej)**

administracji państwowej. Nastąpiło dalsze nasilenie kryzysu, a walki nadal trwały we wschodniej Ukrainie. Stany Zjednoczone i Unia Europejska na różnych etapach konfliktu ogłaszały sankcje wobec konkretnych obywateli Rosji i przedsiębiorstw, zaś międzynarodowy nacisk na Rosję, mający na celu złagodzenie kryzysu zwiększył się, gdy samolot rejsu MH17 malezyjskich linii lotniczych 17 lipca został zestrzelony nad terytorium kontrolowanym przez separatystów, a wszyscy pasażerowie - 298 osób - ponieśli śmierć. W następstwie tych wydarzeń zostały zaostrome sankcje wobec Rosji. W dniach 5 września 2014 r. oraz 22 września 2014 r. Ukraina i prorosyjscy rebelianci podpisali porozumienia o zawieszeniu broni. Od momentu podpisania rozejmu stopień zagrożenia był niższy, jednak sporadyczne walki nadal trwają, w szczególności w okolicach lotniska w Doniecku we wschodniej Ukrainie.

Ostatnie wydarzenia prowadzą również do pogłębienia trwającego na Ukrainie kryzysu gospodarczego, wzrostu deficytu budżetu państwa, kurczenia się rezerw walutowych Narodowego Banku Ukrainy, i w rezultacie do dalszego obniżenia niezależnych ratingów kredytowych dla Ukrainy. W lutym 2014 r., w następstwie znaczącego osłabienia krajowej waluty, Narodowy Bank Ukrainy wprowadził pewne ograniczenia administracyjne związane z transakcjami wymiany walut. Ukraiński rząd tymczasowo wystąpił do międzynarodowych instytucji kredytowych z wnioskiem o udzielenie finansowania w celu stabilizacji sytuacji makroekonomicznej. W dniu 30 kwietnia 2014 r. Międzynarodowy Fundusz Walutowy zobowiązał się do udzielenia pomocy w wysokości 17 mld USD w ramach dwuletniego programu, aby wspomóc ożywienie gospodarcze kraju. W dniu 25 maja Petro Poroshenko został wybrany na prezydenta i 7 czerwca zaprzysiężony. W dniu 27 czerwca podpisał umowę z Unią Europejską, obniżającą cła importowe pomiędzy państwami-sygnatariuszami oraz zobowiązującą Ukrainę do ambitnego programu reform politycznych i gospodarczych. W dłuższej perspektywie oczekuje się, że umowa doprowadzi do ożywienia ukraińskiej gospodarki oraz poprawy warunków prowadzenia działalności na Ukrainie. Jednakże kraj ten będzie zobowiązany do wprowadzenia szerokiego zakresu zmian, co początkowo spowoduje zakłócenia, gdyż ukraińskie firmy będą zmagaly się z ich wdrażaniem.

W dniu 1 sierpnia 2014 r. Prezydent Petro Poroshenko podpisał ustawę numer 4309A, która zwiększyła stawki opłat koncesyjnych dla gazu ziemnego i kondensatu do, odpowiednio, 55% i 45% z poziomów 28% i 42% na okres od 1 sierpnia 2014 r. do 1 stycznia 2015 r. Nowa ustawa zawiera zapis o „obniżeniu współczynnika” dla nowych odwiertów wykonanych po 1 sierpnia 2014 r. Obniża on opłaty koncesyjne płacone od produkcji z takich odwiertów do poziomu 55% nominalnych stawek na okres dwóch lat (tj. efektywna stawka opłat koncesyjnych z nowych odwiertów wynosić będzie dla gazu 30,25%, natomiast dla kondensatu 24,75%).

W dniu 22 września 2014 r. Narodowy Bank Ukrainy podjął uchwałę nr 591, która zakazuje przeprowadzania szeregu rodzajów transakcji wymiany walut, w tym możliwości wypłaty dywidend akcjonariuszom przez KUB-Gas. Powyższe ograniczenia obowiązują od 23 września 2014 r. do 2 grudnia 2014 r.

Ogólnie wpływ powyższego na działalność Spółki na Ukrainie był ograniczony, jednakże w drugim i trzecim kwartale 2014 r. Spółka czasowo zawiesiła działania związane z zagospodarowywaniem pól na Ukrainie w oczekiwaniu na poprawę stanu bezpieczeństwa. Produkcja była kontynuowana, ale prace wiertnicze, modernizacyjne, szczelinowanie oraz prace konstrukcyjne były wstrzymane. W dniu 2 października 2014 r. Spółka poinformowała o poprawie stanu bezpieczeństwa na koncesjach Makiejewskoje, Olgowskoje i Północne Makiejewskoje jak również w ich otoczeniu oraz o wznowieniu prac wiertniczych na koncesji Makiejewskoje i podjęciu prac nad odwiertem M-22.

Kierownictwo uważa, że chociaż podejmuje odpowiednie środki w celu wspierania zrównoważonego rozwoju działalności KUB-Gas w istniejących okolicznościach, to utrzymywanie się obecnego niestabilnego otoczenia biznesu może mieć negatywny - w stopniu aktualnie niemożliwym do określenia - wpływ na wyniki i sytuację finansową Spółki.

**Sprawozdanie kierownictwa z działalności
za okresy trzech i dziewięciu miesięcy zakończone dnia 30 września 2014 r.
(kwoty w tys. USD, o ile nie wskazano inaczej)**

UKRAINA

Na dzień 30 września 2014 r. KUB-Gas posiadała następujące koncesje na Ukrainie:

Koncesje wydobywcze	Data wydania	Data wygaśnięcia
Pole Wiergunskoje	27 września 2006 r.	27 września 2026 r.
Pole Olgowskoje	6 lutego 2012 r.	6 lutego 2032 r.
Pole Makiejewskoje	10 kwietnia 2012 r.	10 kwietnia 2032 r.
Pole Krutogorowskoje	30 sierpnia 2013 r.	30 sierpnia 2033 r.
Koncesje poszukiwawcze		
Pole Północne Makiejewskoje	29 grudnia 2010 r.	20 grudnia 2015 r.

Spółka może wydobywać gaz ziemny i kondensat na podstawie posiadanych licencji poszukiwawczych w ilościach nieprzekraczających 10% szacowanych, a zatwierdzonych przez udzielającą koncesji Ministerstwo Ochrony Środowiska Ukrainy, zasobów geologicznych. Dopóki koncesja posiada status poszukiwawczy, Spółka nie może przekroczyć limitu. Spółka może przekształcać koncesje poszukiwawcze w wydobywcze, pozwalające jej na prowadzenie wydobycia gazu ziemnego i kondensatu bez ograniczeń przez okres obowiązywania koncesji, który zasadniczo wynosi 20-25 lat.

Spółka zaczęła generować przychody od momentu nabycia KUG-Gas w czerwcu 2010 r. i od tego czasu wygenerowała skumulowany przychód z koncesji (pomniejszony o koszty należności koncesyjnych) w wysokości 264,2 mln USD, z czego 185,0 mln USD przypada na 70% udział netto Serinus.

TUNEZJA

W dniu 24 czerwca 2013 r., Spółka nabyła Winstar, który posiadał udział operacyjny w koncesjach Chouech Es Saida, Ech Chouech, Sanhrar, Sabria oraz Zinna w Tunezji. Produkcja ropy i gazu odbywa się obecnie na czterech koncesjach.

Na dzień 30 września 2014 r. Spółka posiadała następujący udział w koncesjach:

Koncesje	Udział operacyjny	Data wygaśnięcia
Chouech Es Saida	100%	grudzień 2027 r.
Ech Chouech	100%	wrzesień 2022 r.
Sabria	45%	listopad 2028 r.
Zinna	100%	grudzień 2020 r.
Sanhrar	100%	grudzień 2021 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 ciekłych węglowodorów z koncesji, po pomniejszeniu o koszty należności koncesyjnych oraz ubytki objętości gazu (ang. *shrinkage*) przekroczy 6,5 miliona baryłek. Na dzień 30 września 2014 r. z koncesji sprzedano łącznie 4,9 miliona baryłek, po pomniejszeniu o koszty należności koncesyjnych oraz ubytki objętości gazu.

BRUNEI - BLOK L

W Brunei Spółka posiada 90% udział w Bloku L w Brunei na podstawie umowy o podziale wpływów z wydobycia („Umowa PSA dla Bloku L”), która daje Spółce i innym partnerom prawo do poszukiwania i, po spełnieniu określonych warunków, prawo do wydobycia ropy i gazu z Bloku L, na obszarze 1 123 km² (281 000 akrów), obejmującym określone obszary lądowe i morskie. Spółka jest Operatorem Bloku. Do dnia 31 grudnia 2012 r. Spółka poniosła wymagane w ramach tego etapu minimalne nakłady inwestycyjne w wysokości 16 mln USD i jedynym zobowiązaniem pozostało wykonanie co najmniej dwóch odwiertów poszukiwawczych na lądzie, każdy o minimalnej głębokości 2 000 m. Pierwszy z odwiertów, Uskok Lukut-1 został wykonany na całkowitą głębokość 2 137 m. Prace nad odwiertem zostały zawieszono w oczekiwaniu na dalszą ocenę, w związku z wystąpieniem bardzo wysokiego ciśnienia w formacji. Ze względu na znacznie wyższe niż zakładano ciśnienie w formacji oraz z uwagi na ograniczenia związane ze sprzętem, Spółka uznała, że nie jest w stanie dłużej w sposób bezpieczny

**Sprawozdanie kierownictwa z działalności
za okresy trzech i dziewięciu miesięcy zakończone dnia 30 września 2014 r.
(kwoty w tys. USD, o ile nie wskazano inaczej)**

prować prac wiertniczych przy odwiercie. Odwiert został orurowany do głębokości 2 120 metrów, gdzie został wykonany korek cementowy. Testy mocno zniszczonych stref wykazały niekomercyjne wartości przepływu gazu. Urządzenie wiertnicze zostało przeniesione na drugą lokalizację - odwiert Luba-1, który po osiągnięciu 1 720 metrów głębokości został zawieszony, po nieudanych próbach uwolnienia dolnego zestawu przewodu wiertniczego (ang. *bottom hole assembly* – „BHA”), przychwyconego w otworze. Wysiłki w celu uwolnienia BHA skończyły się niepowodzeniem.

Przyszłe przepływy pieniężne dla Bloku L są niepewne, bez przypisanych potwierdzonych i prawdopodobnych rezerw. W związku z powyższym, Spółka zdecydowała, że na dzień 31 grudnia 2013 r. Blok L (jako ośrodek wypracowujący środki pieniężne – ang. „CGU”) został objęty odpisem aktualizującym w wysokości całkowitych poniesionych nakładów. Spółka wspólnie z Petroleum Brunei przeprowadza obecnie analizę programu wierceń pod kątem określenia dalszego kierunku działań.

Na dzień 30 września 2014 r. aktywa w Bloku L w Brunei są w całości objęte odpisem z tytułu utraty wartości.

RUMUNIA

Wraz z nabyciem Winstar, Spółka stała się partnerem umowy joint venture z Rompetrol S.A. („**Rompetrol**”), w ramach której, po spełnieniu pewnych zobowiązań obejmujących przetworzenie i pozyskanie danych sejsmicznych oraz wykonanie odwiertów poszukiwawczych, Spółka zyskała 60% udział w lądowym obszarze koncesji Satu Mare o powierzchni 2 949 km² w północno-zachodniej Rumunii. Spółka wypełniła 100% zobowiązań do wykonania prac w ramach pierwszego etapu, wynikających z umowy koncesji i przystąpiła do drugiego etapu prac poszukiwawczych. Etap drugi, który wygasa w maju 2015 r., obejmuje wykonanie dwóch odwiertów poszukiwawczych oraz pozyskanie 180 km² danych sejsmicznych 3D, które - zgodnie z warunkami umowy joint venture, Spółka zobowiązana jest sfinansować w 100%. Spółka oczekuje, że ukończy drugi etap w 2014 r.

Koncesja Satu Mare zajmuje obszar przy granicy z Węgrami i Ukrainą, w Basenie Panońskim. Koncesja wygasa we wrześniu 2033 r.

SYRIA

W Syrii Spółka posiada obecnie 50% udział operacyjny w Bloku 9 na podstawie umowy o podziale wpływów z wydobycia („**Umowa PSC dla Bloku 9**”), która daje jej prawo do poszukiwania i, po spełnieniu określonych warunków, prawo do wydobycia ropy i gazu z Bloku 9, na obszarze 10 032 km² (2,48 mln akrów) w północno-zachodniej części Syrii. Spółka uzgodniła przeniesienie 5% udziału na osobę trzecią, co podlega zatwierdzeniu przez władze syryjskie. Po uzyskaniu zgody efektywny udział Spółki w Bloku 9 będzie wynosił 45%.

Spółka, jako Operator w Bloku 9 w Syrii, złożyła oświadczenie Ministerstwu Ropy Naftowej i Zasobów Mineralnych o zaistnieniu, z dniem 16 lipca 2012 r. siły wyższej. Okoliczności, które spowodowały zaistnienie siły wyższej, obejmują uwarunkowania wynikające z bieżącej niestabilności, w tym trudne warunki funkcjonowania oraz niemożność dokonywania transferu środków pieniężnych do kraju, uniemożliwiające wypełnienie zobowiązań określonych w Umowie. Wszystkie wymienione okoliczności pozostają poza kontrolą Spółki. Okres prac poszukiwawczych dla Bloku miał wygasnąć 27 października 2012 r. Prace nad pierwszym odwiertem poszukiwawczym Itheria-1 zostały wstrzymane na głębokości 2 072 metrów.

Na dzień 30 września 2014 r. aktywa Spółki w Syrii są w całości objęte odpisem z tytułu utraty wartości, jako że działalność pozostaje nadal zawieszona. Spółka monitoruje sytuację, jednakże żadne konkretne plany w odniesieniu do terminu ewentualnego powrotu do Syrii, w celu kontynuowania prac poszukiwawczych w Bloku 9, nie mogą zostać podjęte.

POZOSTAŁE AKTYWA

W ramach przejęcia Winstar, Spółka nabyła udziały w niewielkich aktywach w Sturgeon Lake w Prowincji Alberta (Kanada). Spółka planuje zbyć te aktywa. Aktywa te nie generują przychodów, a koszty ich przyszłego opuszczenia szacowane są na 1,6 mln USD.

Sprawozdanie kierownictwa z działalności
za okresy trzech i dziewięciu miesięcy zakończone dnia 30 września 2014 r.
(kwoty w tys. USD, o ile nie wskazano inaczej)

Ponadto w ramach przejścia Winstar, Spółka nabyła 4% udziałów w zyskach netto w zezwoleniu poszukiwawczym Igal II na Węgrzech. Spółka zamierza zakończyć działalność na Węgrzech na początku 2015 r.

Udziały niesprawujące kontroli

Spółka kontroluje KUB Holdings i zgodnie z MSSF wymagana jest konsolidacja w sprawozdaniu finansowym wyników KUB Holdings oraz KUB-Gas, a zatem zaprezentowanie 100% przychodów ze sprzedaży, opłat koncesyjnych oraz kosztów produkcji dla KUB Holdings oraz KUB-Gas w ich sprawozdaniach z całkowitych dochodów oraz sprawozdaniach z przepływów pieniężnych. Na tej samej zasadzie Spółka wykazuje 100% aktywów i zobowiązań KUB Holdings oraz KUB-Gas w swoim skonsolidowanym bilansie. 30% udział w aktywach netto KUB Holdings oraz KUB-Gas przypadający na akcjonariuszy mniejszościowych KUB Holdings jest następnie prezentowany w wierszu „udziały niesprawujące kontroli”, w pozycji kapitałów własnych w bilansie. Zysk netto oraz całkowite dochody za rok obrotowy są prezentowane w sposób umożliwiający ich podział pomiędzy 70% udział Spółki, a 30% udział udziałów niesprawujących kontroli.

Zasadniczo wszystkie analizy danych finansowych oraz produkcji w niniejszym Sprawozdaniu kierownictwa z działalności odzwierciedlają 100% udział w wynikach KUB Holdings oraz KUB-Gas, jeżeli nie zaznaczono inaczej. W tabelach poniżej przedstawiono wyniki Spółki za okresy trzech i dziewięciu miesięcy zakończone dnia 30 września 2014 r. ustalone zgodnie z MSSF, obejmujące, jak opisano powyżej, 100% udział w KUB Holdings oraz KUB-Gas, a następnie wyodrębniono 30% udział przypadający na udziały niesprawujące kontroli, aby w ten sposób wykazać wyniki przypadające na 70% udział Spółki.

	Okres trzech miesięcy zakończony 30 września 2014 r.			Okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2014 r.		
	Raportowane wyniki finansowe	Przypadające na udziały niesprawujące kontroli	Udział netto Serinus	Raportowane wyniki finansowe	Przypadające na udziały niesprawujące kontroli	Udział netto Serinus
Dzienna wielkość wydobycia (boe)	7 556	(1 916)	5 640	6 817	(1 663)	5 154
Przychody ze sprzedaży ropy naftowej i gazu	\$ 46 407	\$ (10 836)	\$ 35 571	\$ 123 905	\$ (26 681)	\$ 97 224
Koszty należności koncesyjnych	(16 326)	4 492	(11 834)	(32 334)	8 313	(24 021)
Przychody ze sprzedaży ropy naftowej i gazu pomniejszone o koszty należności koncesyjnych	30 081	(6 344)	23 737	91 571	(18 368)	73 203
Koszty produkcji	(6 309)	894	(5 415)	(19 548)	2 797	(16 751)
Koszty ogólnego zarządu	(3 403)	19	(3 384)	(7 809)	19	(7 790)
Koszt nabycia jednostki	59	-	59	(1 441)	-	(1 441)
Płatności w formie akcji własnych	(685)	-	(685)	(2 402)	-	(2 402)
Zysk ze zbycia aktywów	19	11	30	126	11	137
Odpisy umorzeniowe i amortyzacja	(8 141)	1 576	(6 565)	(24 292)	4 597	(19 695)
Utrata wartości aktywów z tytułu poszukiwania i oceny zasobów	-	-	-	(337)	-	(337)
Odsetki i pozostałe przychody	1 990	(261)	1 729	2 338	(334)	2 004
Niezrealizowana strata z inwestycji	(77)	-	(77)	(8)	-	(8)
Koszty odsetkowe i przyrost wartości	(696)	520	(176)	(3 731)	1 778	(1 953)
Zysk/(strata) z tytułu różnic kursowych	(2 308)	10	(2 298)	(6 825)	319	(6 506)
Zysk przed opodatkowaniem	10 530	(3 575)	6 955	27 642	(9 181)	18 461
Bieżące obciążenie podatkowe	(1 646)	803	(843)	(6 147)	2 080	(4 067)
Zmiana stanu odroczonego podatku dochodowego	(2 333)	14	(2 319)	(3 477)	(123)	(3 600)
Zysk/ (strata) za okres	\$ 6 551	\$ (2 758)	\$ 3 793	\$ 18 018	\$ (7 224)	\$ 10 794
Środki pieniężne z działalności operacyjnej	\$ 19 181	\$ (4 870)	\$ 14 311	\$ 54 887	\$ (13 483)	\$ 41 404

**Sprawozdanie kierownictwa z działalności
za okresy trzech i dziewięciu miesięcy zakończone dnia 30 września 2014 r.
(kwoty w tys. USD, o ile nie wskazano inaczej)**

Przepływy środków pieniężnych z działalności operacyjnej

Jak wspomniano w niniejszym Sprawozdaniu kierownictwa z działalności, w rozdziale dotyczącym miar niewystępujących w MSSF, Spółka stosuje „przepływy środków z działalności operacyjnej” jako kluczowy wskaźnik służący do pomiaru zdolności Spółki do generowania środków pieniężnych z działalności operacyjnej do finansowania przyszłych działań poszukiwawczych.

Środki pieniężne z działalności operacyjnej obliczane są w oparciu o przepływy z działalności operacyjnej przed uwzględnieniem zmiany stanu niepieniężnego kapitału obrotowego.

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

	Okres trzech miesięcy zakończony 30 września		Okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września	
	2014	2013	2014	2013
Przepływy środków z działalności operacyjnej	\$ 29 373	\$ 21 942	\$ 62 900	\$ 41 166
Zmiana stanu niepieniężnego kapitału obrotowego	(10 192)	(382)	(8 013)	(717)
Środki pieniężne z działalności operacyjnej	\$ 19 181	\$ 21 560	\$ 54 887	\$ 40 449
Środki pieniężne z działalności operacyjnej na akcje	\$ 0,24	\$ 0,27	\$ 0,70	\$ 0,68

Dodatknie środki pieniężne z działalności operacyjnej są generowane na Ukrainie oraz w Tunezji i stanowią aktywa produkcyjne Spółki w okresie. Generowane środków pieniężnych z działalności operacyjnej były wystarczające do pokrycia wpływu środków pieniężnych związanego z działalnością operacyjną w pozostałych obszarach działalności Spółki.

Środki pieniężne z działalności operacyjnej za okres trzech miesięcy zakończony dnia 30 września 2014 r. spadły o 2,4 mln USD i wyniosły 19,2 mln USD w porównaniu do 21,6 mln USD w analogicznym okresie 2013 r. Wyższe stawki opłat koncesyjnych i niższe uzyskiwane ceny, które zostały częściowo skompensowane przez wyższe koszty produkcji oraz niższe koszty operacyjne, przyczyniły się do spadku przepływów środków z działalności operacyjnej na Ukrainie. Czynnikiem, które przyczyniły się do niższych przepływów środków z działalności operacyjnej w Tunezji, były niższe wydobycie, niższe ceny towarów oraz wyższe koszty operacyjne.

Przepływy środków z działalności operacyjnej za okres dziewięciu miesięcy zakończony dnia 30 września 2014 r. wzrosły o 14,5 mln USD i wyniosły 54,9 mln USD w porównaniu do 40,4 mln USD w analogicznym okresie 2013 r. Wzrost przepływów środków z działalności operacyjnej w porównaniu do 2013 r. jest związany głównie z nabyciem Winstar oraz wyższym wydobyciem na Ukrainie.

Sprawozdanie kierownictwa z działalności
za okresy trzech i dziewięciu miesięcy zakończone dnia 30 września 2014 r.
(kwoty w tys. USD, o ile nie wskazano inaczej)

Produkcja

	Okres trzech miesięcy zakończony		Okres dziewięciu miesięcy zakończony	
	30 września		30 września	
	2014	2013	2014	2013
Średnia dzienna wielkość produkcji (udział netto Serinus)				
Ropa naftowa (bbl/d)	876	1 165	960	393
Gaz ziemny (Mcf/d)	28 070	21 738	24 594	19 382
Kondensat gazu ziemnego (bbl/d)	86	104	95	123
Ogółem boe/d	5 640	4 892	5 154	3 746
Produkcja według lokalizacji (boe/d)				
Ukraina	4 470	3 327	3 879	3 218
Tunezja	1 170	1 565	1 275	528
Ogółem boe/d	5 640	4 892	5 154	3 746

Wielkość produkcji w trzecim kwartale 2014 r. wzrosła o 15% do poziomu 5 640 boe/d (przypadające na udział netto Serinus), w porównaniu do 4 892 boe/d w analogicznym okresie roku 2013. Wzrost w trzecim kwartale 2014 r. odzwierciedla wzrost wielkości produkcji na Ukrainie o 34%, skompensowany przez spadek wielkości produkcji w Tunezji o 25%.

Wielkość produkcji rok do roku wzrosła o 38% z 3 746 boe/d do 5 154 boe/d, (przypadające na udział netto Serinus). Wzrost w 2014 r. odzwierciedla 1 275 boe/d produkcji w Tunezji oraz wzrost wielkości produkcji na Ukrainie o 21%.

UKRAINA

	Okres trzech miesięcy zakończony		Okres dziewięciu miesięcy zakończony	
	30 września		30 września	
	2014	2013	2014	2013
Średnia dzienna wielkość produkcji (udział netto Serinus)				
Gaz ziemny (Mcf/d)	26 310	19 338	22 706	18 576
Kondensat gazu ziemnego (bbl/d)	85	104	95	123
Ogółem boe/d	4 470	3 327	3 879	3 218

Średnia wielkość wydobycia na Ukrainie, (przypadająca na udział netto Serinus), w trzecim kwartale 2014 r. wzrosła o 34% do poziomu 4 470 boe/d, w porównaniu z 3 327 boe/d w analogicznym okresie 2013 r. Wzrost jest rezultatem udanego programu wierceń prowadzonego w 2013 r. oraz pierwszej połowie 2014 r., w tym odwiertów M-16 i M-17.

Podobne tendencje są zauważalne porównując rok do roku.

Przepływ gazu przez stację przetwórstwa Makiejewskoje zainicjowano w dniu 6 marca 2014 r. Nowa stacja zwiększyła przepustowość z około 30 MMcf/d do 68 MMcf/d dla pól Olgowskoje i Makiejewskoje. Prace związane z rozruchem zostały ukończone przed końcem pierwszego kwartału, a produkcja z odwiertu M-16 została przekierowana do nowej stacji przetwórstwa gazu z końcem kwietnia.

Sprawozdanie kierownictwa z działalności
za okresy trzech i dziewięciu miesięcy zakończone dnia 30 września 2014 r.
(kwoty w tys. USD, o ile nie wskazano inaczej)

TUNEZJA

	Okres trzech miesięcy zakończony 30 września		Okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września	
	2014	2013	2014	2013
Średnia dzienna wielkość produkcji				
Ropa naftowa (bbl/d)	876	1 165	960	393
Gaz ziemny (mcf/d)	1 761	2 398	1 888	808
Ogółem boe/d	1 170	1 565	1 275	528

Średnia wielkość wydobycia w Tunezji w trzecim kwartale 2014 r. spadła o 25% do 1 170 boe/d, w porównaniu do 1 565 boe/d w analogicznym okresie 2013 r. Produkcja odbywa się głównie na obszarze pól Chouech Es Saida oraz Sabria, które stanowią 90% produkcji w Tunezji. Spadek produkcji dotyczy pola Chouech Es Saida, gdzie w 2014 r. miały miejsce liczne awarie elektrycznej pompy głębinowej („ESP”). W pierwszej połowie 2014 r. dużo czasu zajęło na zaopatrzenie w nowe pompy i ich dostarczenie. W trzecim kwartale 2014 r. przeprowadzono modernizację odwiertów CS-8bis oraz CS-11, a pompy zostały wymienione. Pozostała część spadku produkcji spowodowana jest naturalnymi spadkami wydobycia z odwiertów.

W ujęciu rok do roku, wzrost wydobycia w 2014 r. odzwierciedla dziewięć miesięcy działalności od nabycia Winstar w czerwcu 2013 r. Spółka nabyła aktywa tunezyjskie dnia 24 czerwca 2013 r., w ramach przejęcia Winstar, a zatem dane za 2013 r. obejmują wyniki operacyjne z aktywów Winstar uwzględnione w skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym Serinus począwszy od dnia 24 czerwca 2013 r.

Przychody ze sprzedaży ropy naftowej i gazu

	Okres trzech miesięcy zakończony 30 września		Okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września	
	2014	2013	2014	2013
Ropa naftowa	\$ 7 902	\$ 12 153	\$ 27 519	\$ 12 153
Gaz ziemny	37 549	31 959	93 409	86 448
Kondensat gazu ziemnego	956	1 282	2 977	4 431
	<u>\$ 46 407</u>	<u>\$ 45 394</u>	<u>\$ 123 905</u>	<u>\$ 103 032</u>
Ukraina				
Gaz ziemny (USD/Mcf)	\$ 10,17	\$ 11,32	\$ 9,71	\$ 11,50
Kondensat gazu ziemnego (USD/bbl)	84,98	92,53	80,09	92,75
Średnia cena (USD/boe)	<u>\$ 61,47</u>	<u>\$ 68,73</u>	<u>\$ 58,78</u>	<u>\$ 69,87</u>
Tunezja (a)				
Ropa naftowa (USD/bbl)	\$ 98,06	\$ 113,39	\$ 105,01	\$ 113,39
Gaz ziemny (USD/Mcf)	14,73	14,43	14,46	14,43
Średnia cena (USD/boe)	<u>\$ 95,63</u>	<u>\$ 106,56</u>	<u>\$ 100,50</u>	<u>\$ 106,56</u>

(a) Wyniki operacyjne Tunezji zostały uwzględnione od dnia 24 czerwca 2013 r. (daty nabycia) włącznie.

Przychody z tytułu ropy naftowej i gazu ziemnego w trzecim kwartale 2014 r. wzrosły o 2% w stosunku do trzeciego kwartału 2013 r., odzwierciedlając wzrost poziomu wydobycia, który został częściowo skompensowany przez niższe ceny towarów. Podobne tendencje są zauważalne porównując rok do roku (wzrost przychodów ze sprzedaży o 20%).

Przychody ze sprzedaży na Ukrainie w trzecim kwartale 2014 r. wyniosły 36,1 mln USD w porównaniu do 30,1 mln USD w trzecim kwartale 2013 r. Wzrost o 20% jest wynikiem wzrostu wolumenu wydobycia o 34% oraz spadku średniej ceny towarów o 11%.

**Sprawozdanie kierownictwa z działalności
za okresy trzech i dziewięciu miesięcy zakończone dnia 30 września 2014 r.
(kwoty w tys. USD, o ile nie wskazano inaczej)**

Ceny gazu ziemnego na Ukrainie spadły w trzecim kwartale 2014 r. w porównaniu do analogicznego okresu 2013 r. Zrealizowana cena gazu ziemnego wynosiła 10,17 USD za Mcf w porównaniu do 11,32 USD za Mcf w trzecim kwartale 2013 r. Urzędowa cena gazu na Ukrainie ustalana jest przez ukraińską Państwową Komisję ds. Regulacji Energetyki („PKRE”), w relacji do ceny gazu importowanego z Rosji. Zapłata za gaz sprzedawany na Ukrainie następuje w hrywnie, dlatego wyrażenie jego zrealizowanej ceny w USD podlega również ryzyku walutowemu.

Podobne tendencje są zauważalne porównując zrealizowane ceny gazu ziemnego rok do roku: 9,71 USD za Mcf w 2014 r. w porównaniu do 11,50 USD za Mcf w analogicznym okresie 2013 r.

Z dniem 1 stycznia 2014 r. spadły ceny gazu ziemnego na Ukrainie, co jest wynikiem wpływu obniżek cen importowanego gazu, przyznanych Ukrainie przez Rosję oraz osłabienia hrywny ukraińskiej w relacji do dolara amerykańskiego. Spowodowało to ukształtowanie się zrealizowanej ceny w pierwszym kwartale 2014 r. na poziomie 8,55 USD za Mcf. Z dniem 1 kwietnia 2014 r. obniżki cen rosyjskiego gazu zostały zniesione, zwiększając zrealizowaną cenę do poziomu 10,23 USD za Mcf w drugim kwartale 2014 r. oraz 10,17 USD za Mcf w trzecim kwartale 2014 r. Kursy hrywny pogorszył się w trzecim kwartale 2014 r. Średni efektywny kurs hrywny za okresy trzech i dziewięciu miesięcy zakończone dnia 30 września 2014 r. wyniósł odpowiednio 12,53 UAH/USD oraz 11,32 UAH/USD w porównaniu do 8,15 UAH/USD i 8,14 UAH/USD w analogicznych okresach roku 2013 r.

Większość produkcji Spółki na Ukrainie jest dostarczana na rynek i sprzedawana hurtownikom, którzy następnie sprzedają ją odbiorcom przemysłowym. Ostateczna cena uzyskiwana przez KUB-Gas jest niższa o około 4-5% w związku z marżą hurtowników.

Sprzedaż ropy naftowej w Tunezji uwzględnia ilości załadowane na tankowce (odbioru odbywają się zazwyczaj co dwa miesiące) oraz zmianę wartości sprzedaży netto zapasów ropy naftowej. W pierwszych dziewięciu miesiącach 2014 r., odbyło się sześć odbiorów przez tankowce (w lutym, marcu, kwietniu, czerwcu, lipcu i wrześniu). Spółka zrealizowała odbiór tankowcem pod koniec września, w wyniku czego Spółka sprzedała większą ilość niż wyprodukowała. Na 30 września 2014 r. Spółka znajdowała się w tzw. *overlift position* - sprzedaż powyżej udziału w wydobyciu o około 11 649 bbls. Jeśli to możliwe, zapasy wyceniane są w cenie sprzedaży netto. Wartość sprzedaży powyżej udziału w wydobyciu ujmowana jest jako zobowiązanie. Na dzień 30 września 2014 r. zobowiązanie związane z przekroczeniem udziału w wydobyciu wyniosło 1,1 mln USD.

Przychody ze sprzedaży w Tunezji wyniosły 10,3 mln USD w trzecim kwartale 2014 r. w porównaniu do 15,3 mln USD w trzecim kwartale 2013 r. Spadek o 33% jest spowodowany spadkiem wielkości wydobycia o 25% oraz spadkiem średnich cen towarów o 10%. Ceny ropy naftowej w Tunezji bazują na cenie lub dyskoncie ropy Brent sprzedawanej w okresie trzech dni po załadunku, w zależności od warunków rozliczenia płatności. Spółka jest zobowiązana do sprzedaży 20% rocznego wydobycia z koncesji Sabria na rynek lokalny, po cenie niższej o około 10% w stosunku do ceny uzyskiwanej ze sprzedaży pozostałej ropy naftowej. 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). W trzecim kwartale 2014 r. średnia cena ropy Brent wyniosła 101,82 USD za bbl w porównaniu do 108,45 USD za bbl w analogicznym okresie 2013 r.

Przychody ze sprzedaży w Tunezji za okres dziewięciu miesięcy zakończony dnia 30 września 2014 r. wyniosły 35 mln USD w porównaniu do 15,3 mln USD w analogicznym okresie 2013 r. Wzrost przychodów ze sprzedaży w porównaniu do 2013 r. jest głównie rezultatem nabycia Winstar w 2013 r.

Serinus Energy Inc.
Sprawozdanie kierownictwa z działalności
za okresy trzech i dziewięciu miesięcy zakończone dnia 30 września 2014 r.
(kwoty w tys. USD, o ile nie wskazano inaczej)

Tłumaczenie

Koszty należności koncesyjnych (ang. royalties)

	Okres trzech miesięcy zakończony 30 września		Okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września	
	2014	2013	2014	2013
	Ukraina	\$ 14 974	\$ 7 701	\$ 27 711
Tunezja (a)	1 352	2 040	4 623	2 040
Koszty należności koncesyjnych ogółem	\$ 16 326	\$ 9 741	\$ 32 334	\$ 24 715
USD/boe	\$ 23,49	\$ 16,76	\$ 17,37	\$ 17,66
Koszty należności koncesyjnych według lokalizacji jako procent sprzedaży				
Ukraina	41,5%	25,6%	31,2%	25,9%
Tunezja	13,1%	13,3%	13,2%	13,3%
	<u>35,2%</u>	<u>21,5%</u>	<u>26,1%</u>	<u>24,0%</u>

(a) Wyniki operacyjne Tunezji zostały uwzględnione od dnia 24 czerwca 2013 r. (daty nabycia) włącznie.

Średnie stawki opłat koncesyjnych za okresy trzech i dziewięciu miesięcy zakończone dnia 30 września 2014 r. wyniosły odpowiednio 35,2% i 26,1%, w porównaniu do 21,5% i 24% w ubiegłym roku. Wzrost stawek opłat koncesyjnych spowodowany jest wyższymi stawkami opłat koncesyjnych na Ukrainie.

Średnie stawki opłat koncesyjnych na Ukrainie za okresy trzech i dziewięciu miesięcy zakończone dnia 30 września 2014 r. wyniosły odpowiednio 41,5% i 31,2% w porównaniu do 25,6% i 25,9% w analogicznych okresach 2013 r.

Począwszy od stycznia 2013 r. stawki opłat koncesyjnych na Ukrainie ustalone zostały na poziomie 25% dla gazu ziemnego oraz 39% dla kondensatu. Z dniem 1 kwietnia 2014 r. rząd ukraiński ogłosił wzrost stawek opłat koncesyjnych do 28% dla gazu ziemnego oraz 42% dla kondensatu.

W dniu 1 sierpnia 2014 r. parlament ukraiński i prezydent przyjęli uchwałę zwiększającą opłaty koncesyjne dla gazu ziemnego i kondensatu do, odpowiednio, 55% i 45% z poziomów 28% i 42% na okres od 1 sierpnia 2014 r. do 1 stycznia 2015 r. O ile nie zostaną określone nowe stawki lub okres obowiązywania powyższych nie zostanie przedłużony, stawki opłat koncesyjnych zostaną przywrócone do wcześniejszych poziomów (tj. 28% i 42%). Nowa ustawa zawiera również zapis o „obniżeniu współczynnika” dla nowych odwiertów wykonanych po 1 sierpnia 2014 r. Obniża on opłaty koncesyjne płacone od produkcji z takich nowych odwiertów do poziomu 55% nominalnych stawek na okres dwóch lat (tj. efektywna stawka opłat koncesyjnych dla gazu z nowych odwiertów wynosić będzie 30,25%). Ponadto, podstawą opodatkowania stosowaną do kalkulacji opłat koncesyjnych nie jest średnia wartość celna importowanego gazu, tak jak to było wcześniej, ale poziom ceny dla gazu ziemnego sprzedawanego odbiorcom przemysłowym, ustalonej przez ukraińską Państwową Komisję ds. Regulacji Energetyki.

Stawki opłat koncesyjnych w Tunezji za okresy trzech i dziewięciu miesięcy zakończone dnia 30 września 2014 r. nie różnią się i wynoszą około 13,1%. Stawki opłat koncesyjnych w Tunezji ustalane są na podstawie indywidualnych umów koncesyjnych i nie przekraczają 15%. Dla dwóch koncesji, Sabria i Zinna, stawki opłat koncesyjnych uzależnione są od wysokości wskaźnika - obliczonego jako stosunek skumulowanych przychodów ze sprzedaży, pomniejszonych o koszty należności koncesyjnych, do skumulowanych nakładów inwestycyjnych poniesionych na terenie koncesji - zwanego współczynnikiem R. Ponieważ współczynnik R wzrasta, maksymalna stawka opłat koncesyjnych wynosi 15%. Dla pola Sabria wysokość wskaźnika R jest szacowana na podstawie danych za budżetowanych na 2014 r.

Podobne tendencje są zauważalne porównując rok do roku: średnia stawka opłat koncesyjnych wzrosła do 26,1% w porównaniu do 24% w 2013 r.

**Sprawozdanie kierownictwa z działalności
za okresy trzech i dziewięciu miesięcy zakończone dnia 30 września 2014 r.
(kwoty w tys. USD, o ile nie wskazano inaczej)**

Koszty produkcji

	Okres trzech miesięcy zakończony 30 września		Okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września	
	2014	2013	2014	2013
Ukraina	\$ 2 978	\$ 364	\$ 9 323	\$ 11 173
Tunezja (a)	3 143	2 175	10 037	2 175
Kanada	188	-	188	-
Koszty produkcji	\$ 6 309	\$ 2 539	\$ 19 548	\$ 13 348
Koszty produkcji według lokalizacji (USD/boe)				
Ukraina	\$ 5,07	\$ 0,83	\$ 6,16	\$ 8,90
Tunezja	29,21	15,11	28,85	15,11
	\$ 9,08	\$ 4,37	\$ 10,50	\$ 9,54

(a) Wyniki operacyjne Tunezji zostały uwzględnione od dnia 24 czerwca 2013 r. (daty nabycia) włącznie.

Koszty produkcji w wielkościach bezwzględnych wzrosły o 148% do poziomu 6,3 mln USD w trzecim kwartale 2014 r., z 2,5 mln USD w trzecim kwartale 2013 r. Widoczny wzrost w trzecim kwartale 2014 r. w porównaniu do trzeciego kwartału 2013 r. jest spowodowany wyjątkowo niskimi kosztami produkcji w 2013 r. wynikającymi z ujęcia korekt w wysokości około 2,1 mln USD, czyli 3,61 USD/boe, które dotyczyły kapitalizacji kosztów, niewłaściwie ujętych w drugim kwartale 2013 r. w zyskach i stratach wygenerowanych na Ukrainie. Wyłączając korekty dokonane w 2013 r., całkowite koszty produkcji za okres trzeciego kwartału 2013 r. przypadające na boe wyniosły 7,98 USD.

Koszty produkcji przypadające na boe w trzecim kwartale 2014 r. wzrosły do 9,08 USD/boe w porównaniu do 4,37 USD/boe w trzecim kwartale 2013 r. Koszty produkcji na Ukrainie wyniosły 5,07 USD/boe w porównaniu do 0,83 USD/boe (skorygowane 5,63 USD/boe). Wyłączając korekty ubiegłego okresu, spadek kosztów produkcji spowodowany jest na osłabieniem hrywny ukraińskiej, gdyż działalność na Ukrainie raportowana jest w USD. Produkcja w Tunezji ma wyższe średnie koszty produkcji w porównaniu do Ukrainy. Koszty produkcji w Tunezji za trzeci kwartał 2014 r. wyniosły średnio 29,21 USD/boe, w porównaniu do 15,11 USD/boe w analogicznym okresie. Wzrost spowodowany jest wyższymi kosztami związanymi z zatrudnieniem w 2014 r. Produkcja w Tunezji w głównej mierze dotyczy ropy naftowej, dla której koszty produkcji są wyższe niż dla aktywów na Ukrainie, gdzie prowadzi się wydobycie gazu ziemnego.

Koszty produkcji za okres dziewięciu miesięcy zakończony dnia 30 września 2014 r. wzrosły do 19,5 mln USD z poziomu 13,3 mln USD w analogicznym okresie roku 2013 r. Koszty produkcji przypadające na boe wzrosły do 10,50 USD/boe w porównaniu z 9,54 USD/boe w ubiegłym roku. Wzrost kosztów produkcji przypadających na boe w Tunezji w 2014 r. jest spowodowany głównie wyższymi kosztami związanymi z zatrudnieniem w 2014 r. Koszty produkcji na Ukrainie spadły rok do roku o 31% do 6,16 USD/boe, ze względu na wzrost poziomu produkcji oraz osłabienie hrywny ukraińskiej.

W okresach trzech i dziewięciu miesięcy zakończonych dnia 30 września 2014 r. koszty produkcji obejmują 0,2 mln USD kosztów związanych z aktywami w Sturgeon Lake. W ramach przejęcia Winstar, Spółka nabyła udziały w niewielkich aktywach w Sturgeon Lake w Prowincji Alberta (Kanada). Aktywa te nie są aktywami produkcyjnymi. Spółka ponosi minimalne koszty operacyjne w celu utrzymania nieruchomości.

Sprawozdanie kierownictwa z działalności
za okresy trzech i dziewięciu miesięcy zakończone dnia 30 września 2014 r.
(kwoty w tys. USD, o ile nie wskazano inaczej)

Wartość retroaktywna netto ze sprzedaży ropy naftowej i gazu ziemnego (ang. oil and gas netback)

UKRAINA

Wartość retroaktywna netto według towarów
(ilości w tysiącach)

	Okres trzech miesięcy zakończony 30 września					
	2014			2013		
	Gaz (Mcf)	Kondensat (bbl)	Razem (boe)	Gaz (Mcf)	Kondensat (bbl)	Razem (boe)
Średnie dzienne wielkości sprzedaży (brutto)	37 585	122	6 386	27 626	149	4 753
Średnie dzienne wielkości sprzedaży (udział netto Serinus)	26 310	85	4 470	19 338	104	3 327
Przychody ze sprzedaży	\$ 10,17	\$ 84,98	\$ 61,47	\$ 11,32	\$ 93,52	\$ 68,73
Koszty należności koncesyjnych	(4,19)	(44,09)	(25,49)	(2,84)	(36,04)	(17,61)
Koszty produkcji	(0,86)	-	5,07	(0,14)	-	(0,83)
Wartość retroaktywna netto (ang. netback)	\$ 5,12	\$ 40,89	\$ 30,91	\$ 8,34	\$ 57,48	\$ 50,29

Okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września

	Okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września					
	2014			2013		
	Gaz (Mcf)	Kondensat (bbl)	Razem (boe)	Gaz (Mcf)	Kondensat (bbl)	Razem (boe)
Średnie dzienne wielkości sprzedaży (brutto)	32 438	136	5 542	26 537	176	4 599
Średnie dzienne wielkości sprzedaży (udział netto Serinus)	22 706	95	3 879	18 576	123	3 218
Przychody ze sprzedaży	\$ 9,71	\$ 80,09	\$ 58,78	\$ 11,50	\$ 92,75	\$ 69,87
Koszty należności koncesyjnych	(2,97)	(37,10)	(18,31)	(2,89)	(35,45)	(18,07)
Koszty produkcji	(1,05)	-	(6,16)	(1,54)	-	(8,90)
Wartość retroaktywna netto (ang. netback)	\$ 5,69	\$ 42,99	\$ 34,31	\$ 7,07	\$ 57,30	\$ 42,90

TUNEZJA

Wartość retroaktywna netto według towarów
(ilości w tysiącach)

	Okres trzech miesięcy zakończony 30 września					
	2014			2013		
	Gaz (Mcf)	Kondensat (bbl)	Razem (boe)	Gaz (Mcf)	Kondensat (bbl)	Razem (boe)
Średnie dzienne wielkości sprzedaży (udział netto Serinus)	1 761	876	1 170	2 398	1 165	1 565
Przychody ze sprzedaży	\$ 14,73	\$ 98,06	\$ 95,63	\$ 14,43	\$ 113,39	\$ 106,56
Koszty należności koncesyjnych	(1,83)	(13,10)	(12,57)	(1,92)	(15,08)	(14,18)
Koszty produkcji	(5,06)	(28,83)	(29,21)	(2,52)	(15,11)	(15,11)
Wartość retroaktywna netto (ang. netback)	\$ 7,84	\$ 56,13	\$ 53,85	\$ 9,99	\$ 83,20	\$ 77,27

Okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września

	Okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września					
	2014			2013		
	Gaz (Mcf)	Kondensat (bbl)	Razem (boe)	Gaz (Mcf)	Kondensat (bbl)	Razem (boe)
Średnie dzienne wielkości sprzedaży (udział netto Serinus)	1 888	960	1 275	808	393	528
Przychody ze sprzedaży	\$ 14,46	\$ 105,01	\$ 100,50	\$ 14,43	\$ 113,39	\$ 106,56
Koszty należności koncesyjnych	(1,84)	(14,03)	(13,29)	(1,92)	(15,08)	(14,18)
Koszty produkcji	(4,87)	(28,73)	(28,85)	(2,52)	(15,11)	(15,11)
Wartość retroaktywna netto (ang. netback)	\$ 7,75	\$ 62,25	\$ 58,36	\$ 9,99	\$ 83,20	\$ 77,27

**Sprawozdanie kierownictwa z działalności
za okresy trzech i dziewięciu miesięcy zakończone dnia 30 września 2014 r.
(kwoty w tys. USD, o ile nie wskazano inaczej)**

Wartość retroaktywna netto na Ukrainie spadła w trzecim kwartale 2014 r. do 30,91 USD/boe w porównaniu z 50,29 USD/boe w analogicznym okresie 2013 r., ze względu na wyższe stawki opłat koncesyjnych, niższy poziom uzyskiwanych cen oraz wyższe koszty produkcji.

Wartość retroaktywna netto za okres dziewięciu miesięcy zakończony dnia 30 września 2014 r. spadła do 34,31 USD/boe w porównaniu z 42,90 USD/boe w 2013 r., głównie ze względu na niższe zrealizowane ceny w wyniku umowy rabatowej na importowany gaz (ang. *incentives contract*) na początku 2014 r. oraz osłabieniem się hrywny ukraińskiej w relacji do dolara amerykańskiego o 62% od początku roku.

Wartość retroaktywna netto w Tunezji wyniosła w trzecim kwartale 2014 r. 53,85 USD/boe w porównaniu z 77,27 USD/boe w trzecim kwartale 2013 r. Spadek w trzecim kwartale 2014 r. spowodowany jest wyższymi kosztami produkcji oraz niższymi uzyskiwanymi cenami. Koszty produkcji w trzecim kwartale 2014 r. są wyższe ze względu na wzrost kosztów zatrudnienia. Podobne tendencje są zauważalne porównując rok do roku: wartość retroaktywna netto spadła do 58,36 USD/boe w porównaniu do 77,27 USD/boe w 2013 r. Wyniki operacyjne Winstar zostały uwzględnione od dnia 24 czerwca 2013 r. (daty nabycia) włącznie.

Koszty ogólnego zarządu

	Okres trzech miesięcy zakończony 30 września		Okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września	
	2014	2013	2014	2013
	Koszty ogólnego zarządu USD/boe	\$ 3 403	\$ 4 265	\$ 7 809
	\$ 4,90	\$ 7,34	\$ 4,20	\$ 6,89

Koszty ogólnego zarządu za trzeci kwartał 2014 r. spadły do 3,4 mln USD w porównaniu do 4,3 mln USD w analogicznym okresie 2013 r. Spadek kosztów jest spowodowany głównie niższymi kosztami honorariów oraz usług konsultingowych.

Koszty ogólnego zarządu za okres dziewięciu miesięcy spadły o 1,8 mln USD, co związane jest z poniesionym w 2013 r. jednorazowym kosztem usług konsultingowych świadczonych na Ukrainie w wysokości 1,6 mln USD.

Koszty ogólnego zarządu przypadające na boe spadły do 4,90 USD/boe oraz 4,20 USD/boe odpowiednio za okres trzech i dziewięciu miesięcy zakończony dnia 30 września 2014 r. w porównaniu z 7,34 USD/boe i 6,89 USD/boe w 2013 r., ze względu na wzrost produkcji.

Koszty ogólnego zarządu Spółki są zasadniczo ujmowane w zyskach i stratach, przy czym część kosztów bezpośrednio związanych z poszukiwaniem i zagospodarowaniem aktywów jest kapitalizowana.

Koszty transakcyjne

	Okres trzech miesięcy zakończony 30 września		Okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września	
	2014	2013	2014	2013
	Koszty transakcyjne USD/boe	(59)	\$ 949	\$ 1 441
	(0,08)	\$ 1,63	\$ 0,77	\$ 2,43

Koszty transakcyjne stanowią wydatki związane z projektami. Za okres trzech i dziewięciu miesięcy obejmują koszty związane z wprowadzaniem akcji wyemitowanych w ramach transakcji nabycia Winstar do obrotu na Giełdę Papierów Wartościowych w Warszawie oraz inne koszty projektów dotyczących Spółki. Dane za trzeci kwartał 2014 r. obejmują skorygowane koszty w wysokości 0,3 mln USD, które zostały zwrócone w tym kwartale.

**Sprawozdanie kierownictwa z działalności
za okresy trzech i dziewięciu miesięcy zakończone dnia 30 września 2014 r.
(kwoty w tys. USD, o ile nie wskazano inaczej)**

Płatności w formie akcji własnych

	Okres trzech miesięcy zakończony 30 września		Okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września	
	2014	2013	2014	2013
Płatności w formie akcji własnych	\$ 685	\$ 393	\$ 2 402	\$ 831
USD/boe	\$ 0,99	\$ 0,68	\$ 1,29	\$ 0,59

Płatności w formie akcji własnych w trzecim kwartale 2014 r. wyniosły 0,7 mln USD (w trzecim kwartale 2013 r.: 0,4 mln USD). Wzrost tych kosztów w trzecim kwartale 2014 r. to efekt liczby opcji przyznanych i natychmiast nabytych, podczas gdy w analogicznym okresie roku 2013 r. przyznano mniejszą liczbę opcji.

Podobne tendencje są zauważalne porównując rok do roku.

Zgodnie z planem opcji na akcje, posiadacze opcji nabywają jedną trzecią uprawnień z ich tytułu natychmiast, natomiast w rocznicę daty ich przyznania w dwóch następnych latach uzyskują kolejną jedną trzecią uprawnień (jedna trzecia w każdym kolejnym roku). Warunki te powodują proporcjonalnie wyższy koszt w okresie przyznania opcji w porównaniu do okresów późniejszych.

Odpisy umorzeniowe, amortyzacja i utrata wartości

	Okres trzech miesięcy zakończony 30 września		Okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września	
	2014	2013	2014	2013
Ukraina	\$ 5 254	\$ 5 480	\$ 15 322	\$ 15 555
Tunezja	2 846	3 172	8 862	3 172
Obszar korporacyjny	41	35	108	111
Odpisy umorzeniowe i amortyzacja	\$ 8 141	\$ 8 687	\$ 24 292	\$ 18 838
Utrata wartości	\$ -	\$ -	\$ 337	\$ -
Odpisy umorzeniowe i amortyzacja według lokalizacji (USD/boe)				
Ukraina	\$ 8,94	\$ 12,53	\$ 10,13	\$ 12,39
Tunezja	26,45	22,04	25,47	22,04
	\$ 11,71	\$ 14,95	\$ 13,05	\$ 13,46

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

Koszty odpisów umorzeniowych i amortyzacji za okres trzech miesięcy zakończony dnia 30 września 2014 r. spadły do 8,1 mln USD, w porównaniu do 8,7 mln USD w analogicznym okresie 2013 r., ze względu na niższe wydobycie w Tunezji.

W ujęciu rok do roku, wzrost kosztów odpisów umorzeniowych i amortyzacji do 24,3 mln USD w porównaniu do 18,8 mln USD w 2013 r. jest związany z nabyciem aktywów tunezyjskich.

Koszty odpisów umorzeniowych przypadające na boe spadły do 11,71 USD/boe i 13,05 USD/boe, odpowiednio za okresy trzech i dziewięciu miesięcy zakończone dnia 30 września 2014 r. w stosunku do 14,95 USD/boe i 13,46 USD/boe w analogicznych okresach 2013 r. Spadek wynika z niższych stawek amortyzacyjnych przypadających na boe na Ukrainie, głównie ze względu na osłabienie hrywny ukraińskiej, co skutkuje niższymi wartościami księgowymi netto.

Sprawozdanie kierownictwa z działalności
za okresy trzech i dziewięciu miesięcy zakończone dnia 30 września 2014 r.
(kwoty w tys. USD, o ile nie wskazano inaczej)

Koszty odsetkowe i przyrost wartości

	Okres trzech miesięcy zakończony 30 września		Okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września	
	2014	2013	2014	2013
Odsetki od długoterminowych zobowiązań z tytułu kredytu	\$ 427	\$ 516	\$ 2 072	\$ 2 052
Odsetki od pożyczki oraz zamiennych skryptów dłużnych	54	128	922	911
Pozostałe koszty odsetkowe	3	137	98	179
Przyrost wartości	212	272	639	295
	<u>\$ 696</u>	<u>\$ 1 053</u>	<u>\$ 3 731</u>	<u>\$ 3 437</u>

Koszty odsetkowe i przyrost wartości spadły o 0,4 mln USD za okres trzech miesięcy zakończony dnia 30 września 2014 r. Spadek jest spowodowany spłatą pożyczki z Dutco na początku kwartału. Koszty odsetkowe i przyrost wartości wzrosły o 0,3 mln USD za okres dziewięciu miesięcy zakończony dnia 30 września 2014 r. Wzrost jest spowodowany głównie uwzględnieniem przyrostu wartości związanej z aktywami Winstar.

Strata z tytułu różnic kursowych

	Okres trzech miesięcy zakończony 30 września		Okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września	
	2014	2013	2014	2013
Strata z tytułu różnic kursowych	\$ 2 308	\$ (120)	\$ 6 825	\$ 162

Sprawozdanie finansowe prezentowane jest w dolarach amerykańskich (USD), które stanowią walutę sprawozdawczą Spółki. W okresie trzech i dziewięciu miesięcy zakończonym dnia 30 września 2014 r. ujęto w zyskach i stratach stratę z tytułu różnic kursowych, w wysokości odpowiednio 2,3 mln USD i 6,8 mln USD.

Sprawozdania finansowe KUB-GAS sporządzane są w hrywnie ukraińskiej, która jest walutą funkcjonalną tej jednostki. W wyniku osłabienia hrywny ukraińskiej w relacji do dolara amerykańskiego w okresie trzech i dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2014 r. o odpowiednio 13% i 62%, w związku z przeliczeniem na koniec okresu na hrywnę sald wyrażonych w walutach innych niż hrywna, ujęta została strata z tytułu różnic kursowych w wysokości odpowiednio 1,4 mln USD i 5,9 mln USD w okresie trzech i dziewięciu miesięcy zakończonym dnia 30 września 2014 r. (2013 r.: 0,2 mln USD i 0,4 mln USD). Strata z tytułu różnic kursowych została ujęta w zyskach i stratach.

W trakcie konsolidacji KUB-Gas i Serinus, aktywa i zobowiązania KUB-Gas są przeliczane na dolary amerykańskie przy zastosowaniu kursu wymiany aktualnego na dzień bilansowy. Przychody i koszty są przeliczane na dolary amerykańskie według kursu wymiany zbliżonego do kursu z dnia danej transakcji. Różnice kursowe z przeliczenia ujmowane są w innych całkowitych dochodach/(stratach). Strata ujęta w okresie trzech i dziewięciu miesięcy zakończonych 30 września 2014 r. wyniosła odpowiednio 6,5 mln USD i 27,4 mln USD. Umocnienie kursu będzie miało odwrotny skutek.

Sprawozdanie kierownictwa z działalności
za okresy trzech i dziewięciu miesięcy zakończone dnia 30 września 2014 r.
(kwoty w tys. USD, o ile nie wskazano inaczej)

Podsumowanie bilansu (kwoty w tys. USD)

	Na dzień 30 września		Na dzień 31 grudnia	
	2014	2013	2013	2012
Aktywa obrotowe	\$ 45 201	\$ 37 039	\$ 40 305	
Aktywa trwałe	261 861	275 434	147 404	
Aktywa razem	307 062	312 473	187 709	
Zobowiązania krótkoterminowe	48 668	60 171	39 088	
Zobowiązania długoterminowe	102 385	81 758	25 171	
Zobowiązania razem	151 053	141 929	64 259	
Kapitał zakładowy	344 479	344 403	231 516	
Kapitał własny	156 009	170 544	123 450	

Aktywa razem

Wartość aktywów ogółem na dzień 30 września 2014 r. wynosiła 307,1 mln USD, w porównaniu do 312,5 mln USD na dzień 31 grudnia 2013 r. Spadek jest wynikiem kontynuacji osłabienia kursu wymiany hrywny ukraińskiej w relacji do dolara amerykańskiego. Spadek został częściowo skompensowany przez wzrost należności w Tunezji od partnera Spółki ETAP w koncesji Sabria, związanych z wydatkami inwestycyjnymi poniesionymi na wiercenia w ciągu roku.

Zobowiązania razem

Suma zobowiązań na dzień 30 września 2014 r. wynosiła 151,1 mln USD, co w porównaniu z kwotą 141,9 mln USD na dzień 31 grudnia 2013 r. oznacza wzrost o 9,2 mln USD. Wzrost spowodowany jest wypłatą 30,0 mln USD w ramach kredytu z EBOR dla Tunezji, częściowo skompensowaną osłabieniem kursu wymiany hrywny ukraińskiej w relacji do dolara amerykańskiego oraz spłatą pożyczki z Dutco (15 mln USD).

Nakłady inwestycyjne

Nakłady inwestycyjne stanowią nakłady poniesione na aktywa, które znajdują się na etapie poszukiwania i oceny zasobów oraz obejmują nakłady poniesione na wykonywanie odwiertów, pozyskiwanie i przetwarzanie danych sejsmicznych. Dla tych aktywów nie określono jeszcze wykonalności pod względem technicznym, ani zasadności ekonomicznej. Aktywa z tytułu poszukiwania i oceny zasobów („E&E”) nie podlegają odpisom umorzeniowym i amortyzacji, ale podlegają odpisom z tytułu utraty wartości i na dzień 30 września 2014 r. obejmują niektóre aktywa na Ukrainie i w Rumunii. Nakłady poniesione na aktywa, dla których określono wykonalność pod względem technicznym oraz zasadność ekonomiczną są klasyfikowane jako rzeczowe aktywa trwałe i na dzień 30 września 2014 r. obejmują niektóre aktywa na Ukrainie i w Tunezji.

	Okres trzech miesięcy zakończony		Okres dziewięciu miesięcy zakończony	
	30 września		30 września	
	2014	2013	2014	2013
Nakłady inwestycyjne na rzeczowe aktywa trwałe	\$ 13 725	\$ 11 407	\$ 35 617	\$ 19 646
Nakłady inwestycyjne na poszukiwanie i ocenę zasobów	1 828	19 060	6 246	30 874
Nakłady inwestycyjne ogółem	\$ 15 553	\$ 30 467	\$ 41 863	\$ 50 520

**Sprawozdanie kierownictwa z działalności
za okresy trzech i dziewięciu miesięcy zakończone dnia 30 września 2014 r.
(kwoty w tys. USD, o ile nie wskazano inaczej)**

	Okres trzech miesięcy zakończony 30 września		Okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września	
	2014	2013	2014	2013
Nakłady inwestycyjne według lokalizacji				
Ukraina	\$ 1 552	\$ 12 094	\$ 14 080	\$ 22 998
Tunezja	12 925	1 037	23 411	1 037
Brunei	-	17 003	337	26 152
Rumunia	1 702	333	4 343	333
Pozostałe	(626)	-	(308)	-
	<u>\$ 15 553</u>	<u>\$ 30 467</u>	<u>\$ 41 863</u>	<u>\$ 50 520</u>

W okresach trzech i dziewięciu miesięcy zakończonych dnia 30 września 2014 r. Spółka poniosła na Ukrainie nakłady inwestycyjne w wysokości 1,6 mln USD i 14,1 mln USD, obejmujące prace wiertnicze na odwiertach M-17, O-11 i NM-4 oraz ukończenie prac dotyczących stacji przetwórstwa gazu Makiejewskoje.

Odwiert M-17 został wykonany w pierwszym kwartale 2014 r. do końcowej głębokości 3 445 metrów. W drugim kwartale odwiert został orurowany, a urządzenie serwisowe rozpoczęło pracę. Przed wstrzymaniem działań związanych z zagospodarowywaniem pól, Spółka zakończyła testy odwiertu M-17. Urządzenia pomiarowe wykazały gaz opłacalny do wydobywania w strefach S5 i S6 oraz potencjał zbiornikowy w strefach R30c i S7. Testy ze strefy S7 dały przepływ gazu 900 Mcf/d bez stymulacji. Strefa S6 testowana była dając różne przepływy, z których najwyższy to 6,6 MMcf/d. Strefa S6 została podłączona do produkcji 26 czerwca. Średni przepływ gazu z odwiertu M-17 w trzecim kwartale wynosił 11,9 MMcf/d (8,3 MMcf/d dla udziału netto Serinus).

W dniu 4 kwietnia 2014 r. rozpoczęto prace nad odwiertem O-11, po przeniesieniu wiertnicy z M-17. Pod koniec maja odwiert osiągnął planowaną głębokość 3 230 metrów, został orurowany, a urządzenie wiertnicze zwolnione. W czerwcu dokonano perforacji odwiertu, po której nastąpił silny wypływ powietrza z odwiertu. Odwiert został zamknięty w celu odbudowy ciśnienia.

W dniu 16 czerwca 2014 r. rozpoczęto prace nad odwiertem NM-4, który osiągnął głębokość 102 metrów. Przed zawieszeniem działań wiertniczych w odwiercie zostało wykonane orurowanie.

Prace związane ze stacją przetwórstwa gazu Makiejewskoje zostały zakończone. Przepływ gazu przez stację zainicjowano w dniu 6 marca 2014 r., a odwiert M-16 został przelączony do nowej stacji przetwórstwa gazu z końcem kwietnia.

W dniu 2 października 2014 r. Spółka poinformowała o poprawie stanu bezpieczeństwa na koncesjach Makiejewskoje, Olgowskoje i Północne Makiejewskoje jak również w ich otoczeniu oraz wznowieniu prac wiertniczych na koncesji Makiejewskoje i podjęciu prac nad odwiertem M-22. Celem dla odwiertu M-22 jest nowa akumulacja z okresu serpuchowu, położona na południowy zachód od struktury obejmującej odwierty M-16 i M-17.

Na dalszą część roku zaplanowano program stymulowania dla odwiertów O-11, O-15, NM-3 i M-17. Program szczelinowania jest aktualnie planowany na 2015 r. w związku ze stanem bezpieczeństwa.

Nakłady inwestycyjne w Tunezji w okresie trzech i dziewięciu miesięcy wyniosły 12,9 mln USD i 23,4 mln USD. W dniu 17 lipca 2014 r. rozpoczęto prace nad odwiertem Winstar-12bis ("WIN-12bis"), który osiągnął docelową głębokość 3 855 m. Po przeniesieniu urządzenia wiertniczego odwiert WIN-12bis zostanie podłączony do rurociągu oraz poddany testom produkcyjnym. Po zakończeniu prac nad odwiertem WIN-12bis, urządzenie wiertnicze zostanie przeniesione do lokalizacji odwiertu Winstar-13. Na koncesji Ech Chouech wykonano rekonstrukcję, perforację oraz stymulację szczelinowaniem odwiertów EC-4 i ECS-1. Na koncesji Chouech Es Saida odwierty CS-8bis oraz CS-11 zostały poddane modernizacji w celu wymiany pomp.

Od początku roku wydatki w okresie dziewięciu miesięcy przeznaczone były na przygotowanie placów dla odwiertów, pomniejsze prace rekonstrukcyjne nad odwiertami oraz wykonanie rekonstrukcji odwiertu CS-Sil-1 przy zastosowaniu urządzenia *coiled tubing*. Prace nad odwiertem CS-Sil-1 zakończyły się sukcesem umożliwiając produkcję na poziomie około 400 - 500 Mcf/d czyli 40 - 50 bbl ropy. Podjęto również nieudaną próbę modernizacji odwiertu CS Sil-10 przy zastosowaniu urządzenia *coiled tubing* na odcinku od triasowych piaskowców TAGI do silurskiej strefy Tannezuft. Oba odwierty są obecnie

**Sprawozdanie kierownictwa z działalności
za okresy trzech i dziewięciu miesięcy zakończone dnia 30 września 2014 r.
(kwoty w tys. USD, o ile nie wskazano inaczej)**

przedmiotem analiz mających określić dodatkowe środki służące zwiększeniu lub przywróceniu produkcji.

Na początku czerwca rozpoczęto program badań sejsmicznych 3D na obszarze 203,5 km² na polu Sanrhar. Proces pozyskiwania danych został zakończony, natomiast przetwarzanie danych zostało ukończone w około 50%. Zebrane ograniczone dane 2D wykazały obecność szeregu zaburzonych czterema uskokami zamknięć strukturalnych, które zostaną dokładniej zbadane w ramach bieżącego programu.

W Rumunii wydatki dotyczyły programu badań sejsmicznych oraz przygotowania do programu wierceń. Rozpoczęcie programu wierceń dwóch odwiertów nastąpiło na początku listopada, a oba odwierty będą wykonywane jeden po drugim. Program zbierania nowych danych sejsmicznych 3D rozpoczął się we wrześniu i jest ukończony w około 60%. Obszar badań obejmuje teren o powierzchni 180 km² usytuowany ok. 35 km na południowy zachód od pola Moftinu przy zachodniej granicy koncesji Satu Mare.

Skapitalizowane koszty aktywów Spółki z tytułu poszukiwania i oceny zasobów kształtują się następująco:

	Na dzień 30 września 2014 r.	Na dzień 31 grudnia 2013 r.
Ukraina	5 230	10 947
Rumunia	8 099	887
	<u>\$ 13 329</u>	<u>\$ 11 834</u>

Zadłużenie i zamienne skrypty dłużne

	Na dzień 30 września 2014	Na dzień 31 grudnia 2013
Krótkoterminowe zobowiązania pomniejszone o aktywa obrotowe	\$ 3 467	\$ 23 132
Długoterminowe zobowiązanie z tytułu kredytu	26 009	8 030
Zadłużenie netto	<u>\$ 29 476</u>	<u>\$ 31 162</u>

Dutco

W lipcu 2013 r. Spółka zawarła umowę pożyczki z Dutco Energy Limited („Dutco”), aby uzyskać do 15 mln USD, które ma zostać przeznaczone na sfinansowanie programu wierceń w Brunei („Umowa pożyczki Dutco”).

Umowa pożyczki Dutco była zawarta na okres 12 miesięcy, oprocentowanie pożyczki wynosiło 12% w skali roku od wypłaconych kwot, a odsetki były płatne miesięcznie. Na 30 września 2014 r. pożyczka z Dutco została całkowicie spłacona.

Pożyczka zabezpieczona była zastawem na akcjach Kulczyk Oil Ventures Limited, spółki w 100% zależnej od Serinus, która jest pośrednio właścicielem aktywów i zobowiązań związanych z działalnością w Brunei, na Ukrainie oraz w Syrii. Zastaw na akcjach został zwolniony po zakończeniu kwartału.

Kredyt z EBOR – finansowanie w Tunezji

W dniu 20 listopada 2013 r. Spółka sfinalizowała dwie umowy kredytowe z EBOR na łączną kwotę 60 mln USD. Kredyt Główny w wysokości 40 mln USD udzielony został na okres 7 lat i jest dostępny w dwóch transzach w wysokości 20 mln USD. Odsetki są płatne w okresach półrocznych, w oparciu o zmienną stopę procentową równą stopie obowiązującej na londyńskim rynku międzybankowym („LIBOR”) za okres równy okresowi odsetkowemu, powiększoną o 6%. W zależności od decyzji Spółki stopa procentowa może zostać ustalona na stałym poziomie 6% plus terminowa stopa procentowa dostępna dla EBOR na rynku instrumentów zamiany stóp procentowych. Kredyt Główny będzie spłacany w 12 równych półrocznych ratach począwszy od okresu przypadającego po pierwszym roku zaciągnięcia kredytu. Druga transza Kredytu Głównego będzie dostępna dopiero po pełnym zaciągnięciu Kredytu Zamiennego, a także po spełnieniu określonych warunków, w tym uzyskania i utrzymania określonych docelowych wskaźników produkcji przez okres trzech kolejnych miesięcy, a także spełnienia określonych wskaźników finansowych i pokrycia rezerw.

**Sprawozdanie kierownictwa z działalności
za okresy trzech i dziewięciu miesięcy zakończone dnia 30 września 2014 r.
(kwoty w tys. USD, o ile nie wskazano inaczej)**

Kredyt Zamienny w wysokości 20 mln USD udzielony został na okres 7 lat i jest oprocentowany w oparciu o zmienną stopę procentową będącą sumą obowiązującej na londyńskim rynku międzybankowym stopie "LIBOR" oraz oprocentowania obliczonego w oparciu o przyrost przychodów netto uzyskanych z aktywów tunezyjskich, ale nie mniej niż 8% rocznie i nie więcej niż 17% rocznie. Spółka może, po spełnieniu określonych warunków, dokonać konwersji całości lub jakiegokolwiek części kwoty głównej Kredytu Zamiennego wraz z naliczonymi odsetkami na akcje nowej emisji Spółki według wówczas aktualnej ceny rynkowej akcji na TSX lub GPW, jak tego wymagają zasady wymiany. EBOR także przysługuje 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. Warunki zamiany obejmują wymóg, aby zasadniczo wszystkie aktywa Spółki i jej działalność znajdowały się i były prowadzone w krajach objętych działalnością EBOR.

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 użyciu stopy dyskonta ok. 10% w przypadku, gdy wymóg, aby zasadniczo wszystkie aktywa Spółki i jej działalność znajdowały się i były prowadzone w krajach objętych działalnością EBOR, nie jest spełniony w terminie spłaty.

Oba kredyty są dostępne przez okres trzech lat.

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. W rozdziale „Wskaźniki finansowe” przedstawiono dalsze informacje dotyczące wskaźników finansowych (ang. *covenants*).

Na dzień 30 września 2014 r. zadłużenie w ramach Kredytu Głównego wynosiło 20 mln USD, natomiast w ramach Kredytu Zamiennego 10 mln USD, a poniesione koszty transakcyjne wyniosły 0,9 mln USD. Ponadto Spółka zabezpieczyła stopę procentową dla Kredytu Głównego w wysokości 20 mln USD na poziomie 6,9% na okres dwóch lat od dnia 30 września 2014 r. do dnia 30 września 2016 r.

Kredyt z EBOR – finansowanie na Ukrainie

W drugim kwartale 2011 r. Spółka KUB Gas podpisała umowę kredytu z EBOR na kwotę do 40,0 mln USD. Środki z kredytu przeznaczone są na sfinansowanie zagospodarowania złóż, których dotyczą koncesje na Ukrainie. Oprocentowanie kredytu składa się z dwóch elementów: bazującym na LIBOR + 6% oraz drugim – uzależnionym od przyrostu przychodów, przy czym całkowite oprocentowanie nie może przekroczyć 19%. Kredyt wypłacony był w dwóch transzach, tj. 23,0 mln USD zostało wypłacone w roku 2011, a pozostałe 17,0 mln USD stało się dostępne do wypłaty w 2012 r. W dniu 20 maja 2013 r. zgodnie z warunkami umowy, upłynął termin dostępności drugiej transzy w wysokości 17 mln USD, która nie została wykorzystana. Spłata kredytu ma nastąpić w trzynastu równych ratach półrocznych, poczynając od lipca 2012 r. Spółka Serinus, jako pośrednio większościowy akcjonariusz KUB-Gas, zobowiązała się do udzielania gwarancji na zabezpieczenie całej pozostałej do spłaty kwoty kredytu, w miarę potrzeb. W rozdziale „Wskaźniki finansowe” przedstawiono dalsze informacje dotyczące wskaźników finansowych (ang. *covenants*).

Saldo zadłużenia na dzień 30 września 2014 r. z tytułu kwoty głównej oraz odsetek wynosiło 4,2 mln USD (na dzień 31 grudnia 2013 r.: 7,6 mln USD). W styczniu i lipcu 2014 r. dokonano spłat po 1,8 mln USD zgodnie z harmonogramem.

Sprawozdanie kierownictwa z działalności
za okresy trzech i dziewięciu miesięcy zakończone dnia 30 września 2014 r.
(kwoty w tys. USD, o ile nie wskazano inaczej)

Wskaźniki finansowe (ang. covenants)

Kredyt z EBOR – finansowanie w Tunezji

Na dzień 30 września 2014 r. zadłużenie w ramach Kredytu Głównego z EBOR dla Tunezji wyniosło 20 mln USD. Oba kredyty 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. Wskaźniki finansowe obejmują utrzymanie wskaźnika obsługi długu na poziomie nie niższym niż 1,5:1 zarówno dla Spółki, jak i jednostki zależnej w Tunezji. Dodatkowo Spółka oraz jej jednostka zależna zobowiązane są do utrzymania wskaźnika zadłużenia finansowego do EBITDA na poziomie nie wyższym niż 2,75.

Na dzień 30 września 2014 r. wskaźnik obsługi długu dla Spółki, zgodnie z umową kredytu z EBOR dla Tunezji wynosił 40:1. Kalkulacja oparta jest na skonsolidowanych przepływach pieniężnych grupy Serinus z ostatnich dwunastu miesięcy, po korektach wymaganych zgodnie z umową. Skonsolidowane przepływy pieniężne Serinus skorygowane są o koszty odsetek i nakłady inwestycyjne, z wyłączeniem nakładów związanych z rozwojem Brunei oraz nakłady w Tunezji, które finansowane są z kredytu z EBOR dla Tunezji. Suma powyższych korekt do skonsolidowanych przepływów pieniężnych za okres dwunastu miesięcy zakończony dnia 30 września 2014 r. wyniosła 44 mln USD. Wymagane pokrycie jest oparte na harmonogramie spłat kwoty głównej i odsetek kredytu EBOR dla Tunezji za ten sam okres, które na dzień 30 września 2014 r. wyniosło 1,1 mln USD.

Na dzień 30 września 2014 r. wskaźnik obsługi długu dla jednostki zależnej w Tunezji, zgodnie z umową kredytu z EBOR dla Tunezji, wynosił 17:1. Kalkulacja oparta jest na przepływach pieniężnych tunezyjskiej spółki zależnej z ostatnich dwunastu miesięcy, po korektach wymaganych zgodnie z umową. Przepływy pieniężne tunezyjskiej spółki zależnej skorygowane są o koszty odsetek i nakłady inwestycyjne, z wyłączeniem tych związanych z nakładami w Tunezji, które finansowane są z kredytu z EBOR dla Tunezji. Suma powyższych korekt do skonsolidowanych przepływów pieniężnych za okres dwunastu miesięcy zakończony dnia 30 września 2014 r. wyniosła 19,1 mln USD. Wymagane pokrycie jest oparte na harmonogramie spłat kwoty głównej i odsetek kredytu EBOR dla Tunezji za ten sam okres, które na dzień 30 września 2014 r. wyniosło 1,1 mln USD.

Na dzień 30 września 2014 r. wskaźnik zadłużenia finansowego do EBITDA dla Spółki wyniósł 0,4:1. Zadłużenie finansowe, jak zdefiniowano w umowie, obejmuje zobowiązania: zobowiązania z tytułu podatku dochodowego, pożyczkę zamienną na akcje, krótkoterminowe zobowiązanie z tytułu kredytu, pozostałe rezerwy oraz długoterminowe zobowiązania z tytułu kredytu, które na dzień 30 września 2014 r. wyniosły łącznie 37,4 mln USD. EBITDA dla Spółki za ostatnie dwanaście miesięcy określona jest jako przychody ze sprzedaży ropy naftowej i gazu po odjęciu kosztów należności koncesyjnych, pomniejszone o koszty produkcji, koszty ogólnego zarządu, koszty nabycia jednostki, które za okres dwunastu miesięcy zakończony dnia 30 września 2014 r. wyniosły łącznie 85,6 mln USD.

Na dzień 30 września 2014 r. wskaźnik zadłużenia finansowego do EBITDA dla jednostki zależnej w Tunezji wyniósł 1,3:1. Zadłużenie finansowe, jak zdefiniowano w umowie, obejmuje zobowiązania: zobowiązania z tytułu podatku dochodowego, pożyczkę zamienną na akcje, krótkoterminowe zobowiązanie z tytułu kredytu, pozostałe rezerwy oraz długoterminowe zobowiązania z tytułu kredytu, które na dzień 30 września 2014 r. wyniosły łącznie 37,2 mln USD. EBITDA dla tunezyjskiej spółki zależnej za ostatnie dwanaście miesięcy określona jest jako przychody ze sprzedaży ropy naftowej i gazu po odjęciu kosztów należności koncesyjnych, pomniejszone o koszty produkcji, koszty ogólnego zarządu, koszty nabycia jednostki, które za okres dwunastu miesięcy zakończony dnia 30 września 2014 r. wyniosły łącznie 28,7 mln USD.

Na dzień 30 września 2014 r. Spółka spełniła wszystkie warunki umowy kredytu z EBOR dla Tunezji.

Kredyt z EBOR – finansowanie na Ukrainie

KUB-Gas zobowiązany jest do utrzymania poniższych wskaźników finansowych:

- wskaźnik pokrycia obsługi długu nie niższy niż 1,3, oraz
- zadłużenie finansowe do EBITDA nie wyższe niż 3.

**Sprawozdanie kierownictwa z działalności
za okresy trzech i dziewięciu miesięcy zakończone dnia 30 września 2014 r.
(kwoty w tys. USD, o ile nie wskazano inaczej)**

Na dzień 30 września 2014 r. wskaźnik pokrycia obsługi długu dla KUB-Gas, obliczony zgodnie z warunkami umowy kredytu z EBOR dla Ukrainy, wyniósł 5,3:1. Kalkulacja oparta jest na przepływach pieniężnych KUB-Gas za ostatnie dwanaście miesięcy po korektach wymaganych zgodnie z umową. Przepływy pieniężne KUB-Gas są korygowane o koszty odsetek i nakłady inwestycyjne pomniejszone o wpływy z pożyczek. Suma powyższych korekt do przepływów pieniężnych KUB-Gas za okres dwunastu miesięcy zakończony dnia 30 września 2014 r. wyniosła 479,7 mln hrywien ukraińskich. Wymagane pokrycie jest oparte na harmonogramie spłat kwoty głównej oraz odsetek kredytu EBOR dla Ukrainy za ten sam okres i na dzień 30 września 2014 r. wyniosło 90,3 mln hrywien ukraińskich.

Na dzień 30 września 2014 r. wskaźnik zadłużenia finansowego do EBITDA dla KUB-Gas wyniósł 0,1:1. Zadłużenie finansowe, jak zdefiniowano w umowie, obejmuje krótkoterminowe zobowiązanie oraz długoterminowe zobowiązania z tytułu kredytu, które na dzień 30 września 2014 r. wyniosły łącznie 0,59 mln hrywien ukraińskich. EBITDA dla KUB-Gas za ostatnie dwanaście miesięcy określona jest jako przychody ze sprzedaży ropy naftowej i gazu po odjęciu kosztów należności koncesyjnych, pomniejszone o koszty produkcji, koszty ogólnego zarządu, koszty nabycia jednostki, które za okres dwunastu miesięcy zakończony dnia 30 września 2014 r. wyniosły łącznie 692,9 mln hrywien ukraińskich.

Na dzień 30 września 2014 r. KUB-Gas LCC spełniła wszystkie wymogi dotyczące wskaźników finansowych. Na dzień 30 września 2014 r. zadłużenie w ramach tego kredytu wyniosło 4,2 mln USD.

Płynność i zasoby kapitałowe

Wymagania co do płynności Spółki wynikają przede wszystkim z potrzeby finansowania działalności poszukiwawczej i wydobywczej oraz finansowania kapitału obrotowego. Podstawowymi źródłami utrzymywania płynności Spółki w okresach objętych przeglądem, poza przepływami pieniężnymi z działalności operacyjnej generowanymi na Ukrainie i w Tunezji, były emisje długu. Z wyjątkiem Ukrainy i Tunezji, projekty Spółki są obecnie w fazie poszukiwawczej i w związku z tym Spółka nie przewiduje z nich przychodów w najbliższej przyszłości. Przepływy pieniężne z działalności operacyjnej na Ukrainie i w Tunezji oraz środki z kredytów z EBOR są wystarczające do pokrycia realizowanego przez Spółkę programu intensywnych nakładów inwestycyjnych oraz uregulowania pozostającego do spłaty ujemnego kapitału obrotowego.

Spółka KUB-Gas generuje dodatnie przepływy pieniężne z działalności operacyjnej, które są wystarczające do prowadzenia szerokiego programu inwestycyjnego na Ukrainie, uregulowania pozostającego do spłaty kapitału obrotowego oraz spłaty kredytu z EBOR dotyczącego finansowania na Ukrainie.

Aktywa w Tunezji generują dodatnie przepływy pieniężne z działalności operacyjnej, które wraz z dostępnym kredytem z EBOR są wystarczające do sfinansowania programu inwestycyjnego.

Dotychczas nabywanie i rozwój aktywów Spółki były finansowane głównie z emisji kapitału własnego, które przyniosły od momentu utworzenia Spółki łącznie około 305 mln USD, oraz z wpływów z zadłużenia zewnętrznego, które łącznie wyniosły 56 mln USD.

Podobnie jak większość spółek zajmujących się działalnością poszukiwawczą, Spółka narażona jest na ryzyko utraty zdolności wypełniania wszystkich swoich zobowiązań finansowych w terminie lub utraty zdolności upłynniania składników majątkowych za korzystną cenę i w korzystnych terminach. Spółka podejmuje i planuje nadal podejmować różne kroki skutecznie zmniejszające powyższe ryzyko. Spółka stale monitoruje poziom swojej płynności, aby ocenić, czy dysponuje środkami koniecznymi do sfinansowania planowanych nakładów i programów poszukiwawczych dla posiadanych aktywów naftowo-gazowych lub czy istnieją inne realne możliwości pozyskania finansowania na te cele z emisji nowych akcji lub z zaciągnięcia zobowiązań, lub z innych źródeł finansowania, takich jak np. umowy warunkowej cesji udziału w prawie użytkowania górniczego (ang. *farm-out agreement*).

Czynniki ekonomiczne wpływające na przepływy pieniężne z działalności operacyjnej i działalności inwestycyjnej zawierają wahania kursów wymiany walut. Wskutek wahań kursów wymiany dolara amerykańskiego i innych walut, w okresie trzech miesięcy zakończonym dnia 30 września 2014 r. ujęto ujemne różnice kursowe w wysokości 2,3 mln USD.

Na dzień 30 września 2014 r. zadłużenie Spółki składało się z dwóch kredytów z EBOR, oprocentowanych w oparciu o zmienną stopę procentową, z możliwością zamiany na stałą stopę procentową. Spółka zabezpieczyła stopę procentową dla

**Sprawozdanie kierownictwa z działalności
za okresy trzech i dziewięciu miesięcy zakończone dnia 30 września 2014 r.
(kwoty w tys. USD, o ile nie wskazano inaczej)**

Kredytu Głównego w wysokości 20 mln USD na poziomie 6,9% na okres dwóch lat od dnia 30 września 2014 r. do dnia 30 września 2016 r. Na dzień 30 września 2014 r. około 12% zadłużenia jest narażone na zmiany stóp procentowych.

Od momentu rozpoczęcia działalności w międzynarodowym sektorze ropy naftowej i gazu, Spółka uzależniona jest od możliwości pozyskania nowego kapitału w celu finansowania swojej działalności i programów inwestycyjnych oraz umów warunkowej cesji udziału w prawie użytkowania górniczego (ang. *farm-out arrangements*), na podstawie których część poniesionych kosztów historycznych została Spółce zwrócona, a część przyszłych zobowiązań inwestycyjnych jest przejmowana przez nowego partnera. Spółka skutecznie pozyskiwała nowy kapitał, kiedy był on potrzebny w przeszłości i zamierza pozyskiwać nowy kapitał, kiedy będzie to wymagane w przyszłości.

Pożyczka z Dutco została spłacona w trzecim kwartale.

Na bieżąco Spółka może korzystać z różnych źródeł finansowania swojego programu nakładów inwestycyjnych: środków generowanych wewnątrz, umów warunkowej cesji udziału w prawie użytkowania górniczego, długu (we właściwym wymiarze), nowych emisji akcji, jeśli będą możliwe na korzystnych warunkach, oraz sprzedaży aktywów. Przyszłe zapotrzebowanie na finansowanie zewnętrzne będzie szacowane na bieżąco. Przy finansowaniu przejęć przedsiębiorstw Spółka może rozważyć zaciągnięcie przyszłych zobowiązań.

Dywidendy z tunezyjskiej spółki zależnej mogą zostać wypłacone, jeżeli zostaną spełnione warunki umowy kredytowej z EBOR. Określone wskaźniki finansowe i pokrycia rezerw zostały określone zarówno na poziomie tunezyjskiej spółki zależnej, jak i poziomie korporacyjnym Serinus.

Dywidendy z ukraińskiej spółki zależnej mogą zostać wypłacone, jeżeli zostaną spełnione warunki umowy kredytowej z EBOR. W dniu 22 września 2014 r. Narodowy Bank Ukrainy podjął uchwałę zakazującą przeprowadzania transakcji wymiany walut związanych z wypłatą dywidendy podmiotom zagranicznym. Powyższe ograniczenia obowiązują od dnia 23 września 2014 r. do dnia 2 grudnia 2014 r. W międzyczasie KUB-Gas będzie gromadził środki pieniężne do czasu, aż będą mogły zostać wypłacone akcjonariuszom spoza Ukrainy. Na dzień 30 września 2014 r. KUB-Gas posiadała 6,85 mln USD środków pieniężnych w kasie.

Z funkcjonowaniem spółki zajmującej się działalnością poszukiwawczą związane jest nieodłączne ryzyko płynności, w tym możliwość, że generowane wewnątrz przepływy pieniężne nie będą wystarczające do sfinansowania działań poszukiwawczych, dodatkowe finansowanie może nie być dla Spółki dostępne lub, że rzeczywiście poniesione nakłady na działalność poszukiwawczą przekroczą nakłady planowane. Alternatywne środki dostępne dla Spółki celem zarządzania płynnością obejmują: odroczenie planowanych nakładów inwestycyjnych, które przekraczają wartości wymagane dla utrzymania koncesji, umowy typu „farm-out” oraz zabezpieczenie dostępności środków kapitałowych i dłużnych.

Środki kapitałowe i dłużne pozyskane przez Spółkę są, w zależności od potrzeb, przekazywane do spółek zależnych w celu finansowania działalności operacyjnej i nakładów inwestycyjnych. Do czasu ogłoszenia wyżej wymienionych ograniczeń związanych z wypłatą dywidend na Ukrainie dla tego typu przelewów gotówkowych Spółka nie spotkała się wcześniej z żadnymi ograniczeniami prawnymi lub ekonomicznymi. Przed ogłoszeniem powyższych, jedynym ograniczeniem były warunki kredytu z EBOR, które ograniczały KUB-Gas możliwość dokonywania na rzecz Spółki wypłaty dywidend, spłaty pożyczek lub pożyczek pieniężnych. W 2014 r. przestał obowiązywać wskaźnik dotyczący kapitału obrotowego dla kredytu z EBOR dla Ukrainy.

Jako operator wspólnego przedsięwzięcia joint venture w Bloku 9 w Syrii, Spółka złożyła oświadczenie o zaistnieniu siły wyższej, ze względu na okoliczności obejmujące uwarunkowania wynikające z bieżącej niestabilności, w tym trudne warunki funkcjonowania oraz niemożność dokonywania transferu środków pieniężnych do kraju, uniemożliwiające wypełnienie zobowiązań określonych w umowie. Spółka wypełnia sankcje nałożone przez rządy Stanów Zjednoczonych, Kanady, Ligę Państw Arabskich i Unię Europejską na inwestycje w sektorze ropy naftowej i gazu ziemnego w Syrii.

Nie ma żadnych innych ograniczeń w korzystaniu z zasobów kapitałowych Spółki, które mogłyby istotnie wpłynąć bezpośrednio lub pośrednio na jej działalność. Spółka spełnia wszystkie warunki wynikające z umów kredytowych, które mogłyby ograniczać jej działalność lub uzyskała zwolnienie ze wskaźników finansowych (ang. *covenants*).

**Sprawozdanie kierownictwa z działalności
za okresy trzech i dziewięciu miesięcy zakończone dnia 30 września 2014 r.
(kwoty w tys. USD, o ile nie wskazano inaczej)**

W celu zapewnienia bezpieczeństwa i ochrony kapitału, polityka inwestycyjna Serinus 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.

W okresie objętym niniejszym raportem Spółka nie udzieliła gwarancji o wartości przekraczającej 10% jej kapitału własnego, za wyjątkiem gwarantowania spłaty kredytu zaciągniętego przez KUB-Gas, jak opisano powyżej w rozdziale „Kredyt z EBOR”. Szczegółowe informacje na temat wszystkich zobowiązań pozostałych do spłaty, w tym także zastawów, są przedstawione w notach do skróconego skonsolidowanego śródrocznego sprawozdania finansowego na dzień 30 września 2014 r.

Ponadto, Serinus jest odpowiedzialny za 6 mln USD gwarancji (bez ustanawiania zabezpieczenia w postaci zastawu na środkach pieniężnych lub innych aktywach), wystawionej przez Winstar na rzecz Rumuńskiej Krajowej Agencji ds. Zasobów Mineralnych, związanej z zabezpieczeniem minimalnego zakresu prac w ramach Etapu 2 poszukiwawczego, do wykonania których zobowiązana jest rumuńska spółka zależna Winstar.

Kapitał obrotowy

	Na dzień 30 września 2014 r.	Na dzień 31 grudnia 2013 r.
Aktywa obrotowe	\$ 45 201	\$ 37 039
Zobowiązania krótkoterminowe	48 668	60 171
Kapitał obrotowy	<u>\$ (3 467)</u>	<u>\$ (23 132)</u>

Na dzień 30 września 2014 r. Spółka posiadała ujemny kapitał obrotowy w wysokości 3,5 mln USD (na dzień 31 grudnia 2013 r.: 23,1 mln USD). Spółka uważa, że przepływy środków z działalności operacyjnej lub kapitał własny i dalsze finansowanie dłużne, mogą zostać wykorzystane do uregulowania niedoboru kapitału obrotowego.

Transakcje z podmiotami powiązanymi

Nemmoco Petroleum Corporation („Nemmoco”), spółka niepubliczna, w której 37,5% udziałów posiada Timothy M. Elliott, członek kierownictwa i Rady Dyrektorów Spółki, świadczy na rzecz dubajskiego biura Spółki usługi kadrowe, ogólne oraz usługi w zakresie księgowości i administracji na zasadzie podziału kosztów. Opłaty za okresy trzech i dziewięciu miesięcy zakończone dnia 30 września 2014 r. wyniosły odpowiednio 0,2 mln USD i 0,6 mln USD (2013 r.: 0,2 mln USD i 0,5 mln USD). Na dzień 30 września 2014 r. zobowiązania wobec Nemmoco wynosiło 138 tys. USD (31 grudnia 2013 r.: 23 tys. USD).

Loon Energy Corporation („Loon Energy”), kanadyjska spółka publiczna, nie zatrudnia żadnych pracowników. Usługi w zakresie zarządzania i administracji świadczone są na rzecz spółki przez kierownictwo i pracowników Serinus. Opłaty za okresy trzech i dziewięciu miesięcy zakończone dnia 30 września 2014 r. wyniosły odpowiednio 3 tys. USD i 8 tys. USD (w 2013 r.: 3 tys. USD i 9 tys. USD). Na dzień 30 września 2014 r. kwota zadłużenia Loon Energy wobec Serinus z tytułu tych usług wynosiła 0 USD (na dzień 31 grudnia 2013 r.: 0 USD). Serinus i Loon Energy są spółkami powiązanymi ze względu na pięciu wspólnych Dyrektorów i członków kierownictwa oraz wspólnego głównego akcjonariusza.

Spółka ponosi odpowiedzialność prawną za gwarancję udzieloną w sierpniu 2007 r. rządowi Peru („Gwarancja Loon”) w związku z przyznaniem kontraktu koncesyjnego dawnej spółce zależnej Loon Peru Limited. Loon Energy, jednostka dominująca Loon Peru Limited, podjęła działania niezbędne do zastąpienia Gwarancji Loon, jednakże obecnie trwa proces rezygnacji z bloku, którego dotyczy gwarancja, i nie oczekuje się aktualnie odnowienia gwarancji.

Loon Energy i Spółka zawarły umowę w sprawie ochrony przed odpowiedzialnością z tytułu Gwarancji Loon. Dnia 25 października 2010 r. spółka Loon Energy ogłosiła, że nie zamierza przystąpić do drugiego etapu działań poszukiwawczych. W związku z powyższym, maksymalna odpowiedzialność Spółki z tytułu Gwarancji Loon może wystąpić w wysokości zależnej od minimalnych zobowiązań do wykonania robót w zakresie pierwszej fazy poszukiwań. Minimalny zakres prac pierwszego etapu został wykonany, a Spółka nie przewiduje znaczącej ekspozycji na istotne ryzyko z tytułu gwarancji.

**Sprawozdanie kierownictwa z działalności
za okresy trzech i dziewięciu miesięcy zakończone dnia 30 września 2014 r.
(kwoty w tys. USD, o ile nie wskazano inaczej)**

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

Zobowiązania

Zobowiązania umowne, za które odpowiedzialna jest Spółka są następujące:

	Do 1 roku	Od 2 do 3 lat	Od 4 do 5 lat	Powyżej 5 lat	Razem
Wynajem biura	\$ 504	\$ 943	\$ 1 044	\$ 1 137	\$ 3 628
Kredyt z EBOR - Ukraina	4 086	81	-	-	4 167
Kredyt z EBOR - Tunezja	3 333	6 667	6 667	12 594	29 261
Zobowiązania umowne ogółem	<u>\$ 7 923</u>	<u>\$ 7 691</u>	<u>\$ 7 711</u>	<u>\$ 13 731</u>	<u>\$ 37 056</u>

Wszystkie zobowiązania Spółki powstały w toku zwykłej działalności gospodarczej i są związane z pracami w Bloku L w Brunei, na Ukrainie, w Tunezji oraz Rumunii.

Blok L w Brunei

Zgodnie z Umową PSA dla Bloku L, okres prac poszukiwawczych wynosi sześć lat od dnia 27 sierpnia 2006 r. i jest podzielony na dwa etapy, Etap 1 i Etap 2, z których każdy początkowo obejmował okres trzech lat. Termin Etapu 2 upłynął w dniu 27 sierpnia 2013 r. Spółka otrzymała potwierdzenie, że wniosek o przedłużenie umowy PSA na trzy miesiące został rozpatrzony pozytywnie. Nowym terminem ukończenia minimalnego zakresu prac w ramach Etapu 2 był 27 listopada 2013 r. Etap 2 prac poszukiwawczych został automatycznie przedłużony, w celu umożliwienia dokończenia prowadzonych wierceń oraz realizacji programu oceny.

W sierpniu 2010 r. strony umowy PSA podjęły decyzję o przystąpieniu do realizacji Etapu 2 prac poszukiwawczych. Minimalny zakres prac Etapu 2 obejmował: (i) pozyskanie i przetworzenie 130 km² danych sejsmicznych 3D na lądzie, (ii) pozyskanie i przetworzenie 13,5 km² danych sejsmicznych 3D (ang. *3D swath*) na lądzie, (iii) pozyskanie i przetworzenie 13 km danych sejsmicznych 2D na lądzie; (iv) pozyskanie i przetworzenie co najmniej 34,5 km² danych sejsmicznych 3D na lądzie oraz (v) wykonanie co najmniej dwóch odwiertów poszukiwawczych na lądzie, każdy o minimalnej głębokości 2 000 m. Spółka poniosła większe nakłady niż zakładane minimum dla Etapu 2 (które wynosiło 16 mln USD) i pozostałe zobowiązania zostały spełnione w 2013 r. Pierwszy z odwiertów został wykonany w październiku, drugi w grudniu.

Po napotkaniu trudności operacyjnych podczas prowadzenia prac w ramach etapu 2, Spółka zawiesiła dalsze działania wiertnicze i aktualnie wspólnie z Petroleum BRUNEI przeprowadza ocenę programu wierceń.

Zgodnie z zawartym porozumieniem, w celu zakończenia postępowania prawnego, w którym zakwestionowany został tytuł prawny Spółki z Umowy PSA dla Bloku L, Spółka zgodziła się wypłacić kwotę do 3,5 mln USD z jej 10% udziału w wydobyciu określonego w Umowie PSA dla Bloku L. Żadna rezerwa z tego tytułu nie została ujęta w sprawozdaniu finansowym, ponieważ w Bloku L póki co nie prowadzi się wydobycia.

Syria

Zgodnie z warunkami Umowy PSC dla Bloku 9, w ciągu pierwszego etapu prac poszukiwawczych, trwającego cztery lata i kończącego się dnia 27 listopada 2011 r., Spółka zobowiązana jest do pozyskania i przetworzenia 350 km² danych sejsmicznych 3D i wykonania dwóch odwiertów poszukiwawczych. Prace, pozostałe do realizacji w ramach zobowiązania, obejmują wykonanie dwóch odwiertów poszukiwawczych. Władze syryjskie, pod warunkiem określonych ograniczeń, przedłużyły pierwszy etap prac poszukiwawczych określony w Umowie PSC dla Bloku 9 do dnia 26 października 2012 r. Wykonywanie pierwszego z dwóch odwiertów poszukiwawczych rozpoczęło się dnia 22 lipca 2011 r. i zostało zawieszona w październiku 2011 r. w związku z niekorzystnymi warunkami operacyjnymi w Syrii.

**Sprawozdanie kierownictwa z działalności
za okresy trzech i dziewięciu miesięcy zakończone dnia 30 września 2014 r.
(kwoty w tys. USD, o ile nie wskazano inaczej)**

Spółka jako Operator w Bloku 9 w Syrii, złożyła oświadczenie dotyczące wystąpienia z dniem 16 lipca 2012 r. Siły Wyższej, ze względu na okoliczności wynikające z bieżącej niestabilności, obejmujące trudne warunki funkcjonowania oraz niemożliwość dokonywania transferu środków pieniężnych do kraju, uniemożliwiający wypełnienie zobowiązań określonych w Umowie. Spółka będzie kontynuowała monitorowanie sytuacji operacyjnej w Syrii w celu oceny, kiedy możliwe będzie wznowienie działalności w Syrii.

Ukraina

Spółka jest zobowiązana do poniesienia określonych nakładów inwestycyjnych w celu wypełnienia warunków koncesji poszukiwawczej na Ukrainie. Zgodnie z warunkami utrzymania koncesji, KUB-Gas jest zobowiązana do pozyskania i przetworzenia danych sejsmicznych, przeprowadzenia analiz geofizycznych i wykonania odwiertów poszukiwawczych na terenie pól, których koncesja dotyczy. Zobowiązania te nie mają charakteru wiążącego i mogą ulec zmianie w zależności od wyników prac poszukiwawczych, jednakże potencjalna wysokość nakładów kapitałowych Spółki na finansowanie działalności na polach może osiągnąć w latach 2014-2015 wartość 22 mln USD, w ramach planowanego programu rozwoju. Dopuszczalne są uzasadnione odstępstwa od zadeklarowanych nakładów kapitałowych, podlegające uzgodnieniom z organem wydającym koncesję, natomiast niewykonanie zobowiązania do przeprowadzenia prac poszukiwawczych i brak uzasadnienia odstępstw od programu nakładów inwestycyjnych może skutkować cofnięciem koncesji. Na koncesji Północne Makiejewskoje Spółka planuje wykonać jeden odwiert w 2015 r., a kolejne wykonywane będą w zależności od wyników testów.

Tunezja

Tunezyjska państwowa spółka naftowo-gazowa, ETAP, posiada prawo do udziału operacyjnego w koncesji Chouech Es Saida w wysokości do 50%, jeżeli łączna sprzedaż ciekłych węglowodorów z koncesji przekroczy 6,5 miliona baryłek. Na dzień 30 września 2014 r. sprzedano łącznie z koncesji 4,9 miliona baryłek, po pomniejszeniu o koszty należności koncesyjnych oraz ubytki objętości gazu. Zdaniem kierownictwa, istnieją wystarczające możliwości w zakresie poszukiwania i zagospodarowywania złóż, które w przypadku pomyślnej realizacji, spowodują wypełnienie powyższego warunku w ciągu najbliższych 10 lat.

Rumunia

Wraz z przejęciem Winstar, Spółka nabyła 60% udziału w lądowym obszarze koncesji poszukiwawczej Satu Mare o powierzchni 2 949 km² w północno-zachodniej Rumunii. Zgodnie z warunkami umowy warunkowej cesji udziału w prawie użytkowania górniczego zawartej z Rompetrol, Spółka jest zobowiązana do sfinansowania w 100% objętych zobowiązaniem prac poszukiwawczych na terenie koncesji w ramach Etapu 1 i 2. Spółka, jako partner joint venture, wypełniła 100% zobowiązań wynikających z umowy koncesji w ramach etapu pierwszego oraz przystąpiła do drugiego etapu prac poszukiwawczych. Etap drugi, który wygasa w maju 2015 r. obejmuje wykonanie dwóch odwiertów poszukiwawczych oraz pozyskanie 180 km² danych sejsmicznych 3D. Wydatki te są aktualnie ponoszone i będą kontynuowane do początku 2015 r.

Sprawozdanie kierownictwa z działalności
za okresy trzech i dziewięciu miesięcy zakończone dnia 30 września 2014 r.
(kwoty w tys. USD, o ile nie wskazano inaczej)

Dywidendy

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

Wybrane dane kwartalne (w tysiącach USD, z wyjątkiem wartości na jedną akcję)

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

	III kw. 2014	II kw. 2014	I kw. 2014	IV kw. 2013
Przychody z ropy naftowej i gazu	\$ 46 407	\$ 41 635	\$ 35 863	\$ 43 700
Wartość retroaktywna netto (ang. <i>netback</i>) (USD/boe)	\$ 34,19	\$ 44,38	\$ 38,27	\$ 43,18
Zysk/(Strata) za okres				
Akcjonariusze zwykli	\$ 3 793	\$ 5 344	\$ 1 657	\$ (79 740)
Udziały niesprawujące kontroli	\$ 2 758	\$ 3 389	\$ 1 077	\$ 2 837
Na jedną akcję - podstawowy/a i rozwodniony/a przypadający/a na akcjonariuszy zwykłych	\$ 0,05	\$ 0,07	\$ 0,02	\$ (1,01)
Średnie dzienne wielkości sprzedaży (boe) (brutto)	7 556	6 531	6 351	6 631
Średnie dzienne wielkości sprzedaży (boe) (udział netto Serinus)	5 640	4 965	4 849	5 079

	III kw. 2013	II kw. 2013	I kw. 2013	IV kw. 2012
Przychody z ropy naftowej i gazu	\$ 45 394	\$ 28 929	\$ 28 709	\$ 27 338
Wartość retroaktywna netto (ang. <i>netback</i>) (USD/boe)	\$ 56,97	\$ 37,80	\$ 40,08	\$ 49,20
Zysk/(Strata) za okres				
Akcjonariusze zwykli	\$ 8 147	\$ 829	\$ 2 082	\$ (917)
Udziały niesprawujące kontroli	\$ 3 815	\$ 2 352	\$ 2 152	\$ 1 982
Na jedną akcję - podstawowy/a i rozwodniony/a przypadający/a na akcjonariuszy zwykłych	\$ 0,10	\$ 0,02	\$ 0,04	\$ (0,02)
Średnie dzienne wielkości sprzedaży (boe) (brutto)	6 318	4 541	4 500	4 194
Średnie dzienne wielkości sprzedaży (boe) (udział netto Serinus)	4 892	3 179	3 151	2 937

W okresie od czwartego kwartału 2012 do drugiego kwartału 2013 r., przychody Spółki ze sprzedaży ropy naftowej i gazu oraz średnie dzienne wydobycie związane były z działalnością na Ukrainie. Stały wzrost działalności w tym okresie, realizowany był poprzez nakłady inwestycyjne, które przyczyniły się do wzrostu produkcji o 16%. Stały wzrost produkcji i przychodów ze sprzedaży ropy naftowej i gazu trwał przez pierwszy i drugi kwartał 2013 r. Wzrost ten był również spowodowany powodzeniem prowadzonych na Ukrainie wierceń. Na koniec drugiego kwartału 2013 r. Spółka sfinalizowała nabycie Winstar, co wpłynęło na istotny wzrost przychodów z tytułu ropy naftowej i gazu oraz średniego dziennego wydobycia. Ujemny wpływ na dochód netto w czwartym kwartale 2013 r. miało ujęcie odpisu z tytułu utraty wartości Bloku L w Brunei w wysokości 83 mln USD. W trzecim kwartale 2014 r. negatywny wpływ na wartość retroaktywną netto miał wzrost stawek opłat koncesyjnych na Ukrainie począwszy od 1 sierpnia 2014 r.

**Sprawozdanie kierownictwa z działalności
za okresy trzech i dziewięciu miesięcy zakończone dnia 30 września 2014 r.
(kwoty w tys. USD, o ile nie wskazano inaczej)**

Informacje o akcjach

Spółka ma prawo wyemitować nieograniczoną liczbę akcji zwykłych, z czego na dzień 30 września 2014 r. było wyemitowanych 78 629 941 akcji zwykłych, 5 679 400 opcji na akcje zwykłe po cenie wykonania wyrażonej w USD oraz 79 000 opcji na akcje po cenie wyrażonej w dolarach kanadyjskich („CAD”).

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

Podsumowanie akcji zwykłych pozostających w obrocie:

	Liczba akcji		Wartość bieżąca akcji
Stan na 31 grudnia 2013	78 611 441	\$	344 403
Wyemitowane w związku z wykonaniem opcji na akcje	18 500		76
Stan na 30 września 2014 r.	\$ 78 629 941	\$	344 479

Podsumowanie wyemitowanych opcji na akcje:

W tabeli poniżej przedstawiono zestawienie opcji na akcje zwykłe na dzień 30 września 2014 r.:

	Opcje denominowane w USD		Opcje denominowane w CAD	
	Liczba opcji	Średnia ważona cena wykonania opcji (USD)	Liczba opcji	Średnia ważona cena wykonania opcji (CAD)
Stan na 31 grudnia 2013	7 089 900	\$4,69	-	-
Opcje przyznane	248 000	\$3,54	79 000	\$2,66
Opcje wykonane	(18 500)	\$2,85	-	-
Opcje, które utraciły ważność	(1 640 000)	\$5,41		
Stan na 30 września 2014 r.	5 679 400	\$4,39	79 000	\$2,66

Spółka przyznała określonym pracownikom Serinus 248 000 opcji na akcje po średniej ważonej cenie wykonania 3,54 USD za akcję. Ponadto Spółka przyznała pracownikom 79 000 opcji po średniej ważonej cenie wykonania 2,66 CAD, z czego 12 000 opcji zostało przyznanych w okresie trzech miesięcy zakończonym dnia 30 września 2014 r. Okres ważności opcji na zakup akcji wynosi pięć lat, a ich posiadacze nabywają jedną trzecią uprawnień z ich tytułu natychmiast, natomiast w pierwszą i drugą rocznicę daty przyznania uzyskują kolejną jedną trzecią uprawnień (po jednej trzeciej uprawnień w każdej rocznicy).

W tabelach poniżej przedstawiono zestawienie wyemitowanych opcji USD i CAD na dzień 30 września 2014 r.:

Opcje denominowane w USD

Cena wykonania (USD)	Opcje przyznane	Opcje uprawnione do wykonania	Pozostały okres obowiązywania w latach (średnia ważona)
\$ 2,85 - 3,50	518 000	289 668	3,98
\$ 3,51 - 4,00	1 365 400	1 365 400	1,71
\$ 4,01 - 5,00	2 761 000	1 169 665	3,96
\$ 5,01 - 6,20	1 035 000	1 035 000	0,71
\$ 4,39	5 679 400	3 859 733	2,83

**Sprawozdanie kierownictwa z działalności
za okresy trzech i dziewięciu miesięcy zakończone dnia 30 września 2014 r.
(kwoty w tys. USD, o ile nie wskazano inaczej)**

Opcje denominowane w CAD

Cena wykonania (CAD)	Opcje przyznane	Opcje uprawnione do wykonania	Pozostały okres obowiązania w latach (średnia ważona)
\$ 1,56 - 2,50	12 000	4 000	4,88
\$ 2,51 - 3,22	67 000	22 333	4,71
\$ 2,66	79 000	26 333	4,74

Na dzień publikacji niniejszego sprawozdania wystąpiły następujące zmiany w stanie posiadanych przez dyrektorów i kierownictwo przyznanych opcji od dnia 31 grudnia 2013 r. do dnia sporządzenia niniejszego sprawozdania:

Nazwisko Dyrektora/Członka Kierownictwa Wyższego Szczebla/Kluczowego Personelu	Opcje posiadane na 12 listopada 2014 r.
Timothy M. Elliott	1 153 600
Norman W. Holton	953 300
Manaj Narendra Madnani	171 000
Michael A. McVea	150 000
Gary King	120 000
Stephen Akerfeldt	171 000
Helmut Langanger	150 000
Sebastian Kulczyk (1)	-
Jock M. Graham	1 003 100
Edwin A. Beaman	87 000
Aaron LeBlanc	99 000
Evgenij Iorich (2)	100 000
Tracy Heck	150 000
Jakub Korczak	99 000
Alec Silenzi	90 000
	4 497 000

(1) Pan Kulczyk sprawuje wyższe stanowisko wykonawcze w KI. KI posiada 39.909.606 akcji. Ze względu na sprawowane stanowisko w KI, można uznać, że Pan Kulczyk kontroluje ww. akcje oprócz akcji wykazanych w tabeli powyżej.

(2) Pan Iorich sprawuje stanowisko w Pala Investments, spółce powiązanej z Pala Assets Holdings Limited („Pala”). Pala posiada 5.880.484 akcje. Ze względu na sprawowane stanowisko w Pala Investments, można uznać, że Pan Iorich kontroluje ww. akcje oprócz akcji wykazanych w tabeli powyżej.

Na dzień sporządzenia niniejszego sprawozdania kierownictwo posiada wiedzę jedynie o dwóch akcjonariuszach, którzy posiadają więcej niż 5% ogólnej liczby akcji zwykłych spółki. KI posiada 50,8% oraz Pala Assets Holdings posiada 7,5% akcji zwykłych wyemitowanych na dzień 30 września 2014 r.

W okresie objętym niniejszym sprawozdaniem nie nastąpiła zmiana w ilości akcji posiadanych przez dyrektorów i członków kierownictwa wyższego szczebla, z wyjątkiem zmiany liczby akcji posiadanych przez Pana Timothy’ego M. Elliota – Prezesa i Dyrektora Generalnego Serinus, który posiada 600 000 akcji Serinus na dzień sporządzenia niniejszego sprawozdania. W wyniku transakcji zawartych w dniach 15 sierpnia, 20 sierpnia i 22 sierpnia Pan Elliot nabył odpowiednio 12 800, 6 700 i 8 163 akcje. Pełna lista akcji i opcji posiadanych przez pozostałych Dyrektorów Serinus i członków kierownictwa wyższego szczebla jest prezentowana w sprawozdaniu kierownictwa z działalności za rok zakończony 31 grudnia 2013 r.

**Sprawozdanie kierownictwa z działalności
za okresy trzech i dziewięciu miesięcy zakończone dnia 30 września 2014 r.
(kwoty w tys. USD, o ile nie wskazano inaczej)**

Zarządzanie ryzykiem

Na Spółkę, jej działalność, perspektywy na przyszłość, sytuację finansową i działalność operacyjną mają wpływ czynniki ryzyka, klasyfikowane do kategorii ryzyka finansowego i rynkowego, ryzyka operacyjnego oraz ryzyka z zakresu bezpieczeństwa, środowiska, regulacji i polityki. Spółka czynnie identyfikuje i ogranicza ryzyko, jednak niekiedy zachodzą sytuacje nieprzewidziane, w związku z którymi Spółka musi podejmować działania w trybie pilnym.

Ryzyko finansowe i rynkowe

Zakres ryzyka finansowego i rynkowego obejmuje ryzyko zmiany stóp procentowych, ryzyko kredytowe, walutowe, płynności oraz ryzyko cen towarów.

Ryzyko stopy procentowej

Spółka lokuje swoje środki pieniężne i inne aktywa pieniężne w instrumentach podlegających wykupowi w dowolnym czasie bez zastosowania potrąceń, tym samym zmniejszając ekspozycję na wahania dotyczących ich stóp procentowych. Ryzyko stopy procentowej dotyczące zamiennych skryptów dłużnych Spółki nie jest uznawane za istotne, ponieważ koszty są stałe. Oprocentowanie kredytów z EBOR dotyczących finansowania na Ukrainie i w Tunezji jest oparte o stopę LIBOR powiększoną o marżę. Część oprocentowania kredytu z EBOR dla Ukrainy jest zmienna i oparta na przyroście przychodów ze sprzedaży, z ograniczeniem do określonego maksymalnego poziomu do 19%. Część oprocentowania kredytu z EBOR dla Tunezji jest oparta na przyroście przychodów ze sprzedaży, ale nie mniej niż 8% rocznie i nie więcej niż 17% rocznie w odniesieniu do części zmiennej kredytu. Zmiana stopy LIBOR o 1% wpłynęłaby na koszty odsetkowe w kwocie 42 tysięcy USD w oparciu o zadłużenie na dzień 30 września 2014 r. Środki pieniężne o ograniczonej możliwości dysponowania występują w formie instrumentów podlegających wykupowi dopiero po ukończeniu realizacji określonych zobowiązań do wykonania prac, w związku z czym podlegają wahanom stóp procentowych. Jednak ryzyko stóp procentowych nie jest w tym przypadku istotne.

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 tych instytucji. W związku z ograniczeniami związanymi w wypłatą dywidend na Ukrainie, środki pieniężne gromadzone są w międzynarodowym banku na Ukrainie. Na dzień 30 września 2014 r. środki pieniężne posiadane na Ukrainie wyniosły 6,85 mln USD.

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

Na Ukrainie w stosunku do wszystkich klientów niebędących podmiotami powiązanymi, którym ma być przyznany limit kredytowy w kwocie przewyższającej określony poziom, przeprowadzana jest ocena zdolności kredytowej. W zakresie swoich aktywów finansowych Spółka nie wymaga zabezpieczenia. Zdaniem kierownictwa, poziom narażenia Spółki na ryzyko kredytowe na Ukrainie i w Tunezji nie ma charakteru istotnego, ponieważ produkty są sprzedawane na podstawie umowy lub płatności dokonywane są w ciągu 30 dni. Sprzedaż ropy naftowej w Tunezji dokonywana jest renomowanym podmiotom, należności spływają terminowo, i oparta jest na indywidualnych ustaleniach pomiędzy stronami. Na dzień 30 września 2014 r. Spółka posiadała 2 mln USD należności przeterminowanych (na dzień 31 grudnia 2013 r.: 2,1 mln USD). Większość z tych wartości stanowią należności od dużych klientów, o stabilnej sytuacji. Kierownictwo oczekuje, że kwoty te zostaną spłacone. W okresie dziewięciu miesięcy zakończonym dnia 30 września 2014 r. Spółka miała czterech klientów, do których sprzedaż stanowiła 31%, 21%, 20% i 11% całkowitej sprzedaży.

Sprawozdanie kierownictwa z działalności
za okresy trzech i dziewięciu miesięcy zakończone dnia 30 września 2014 r.
(kwoty w tys. USD, o ile nie wskazano inaczej)

Kierownictwo nie wprowadziło formalnej polityki limitów kredytowych dla klientów poza Ukrainą, a poziom ekspozycji na ryzyko kredytowe jest zatwierdzany i monitorowany indywidualnie i na bieżąco w odniesieniu do wszystkich istotnych klientów.

Maksymalny poziom ekspozycji na ryzyko kredytowe uwzględniony jest w wykazanych w sprawozdaniu z sytuacji finansowej wartości bilansowych poszczególnych aktywów finansowych.

Ryzyko walutowe

Spółka jest narażona na ryzyko wynikające z wahań kursów wymiany dolara kanadyjskiego, polskiego złotego, hrywny ukraińskiej, leja rumuńskiego, dinara tunezyjskiego, euro i dolara amerykańskiego. Na dzień 30 września 2014 r. główne ekspozycje Spółki na ryzyko walutowe dotyczyły dolara kanadyjskiego („CAD”), hrywny ukraińskiej („UAH”), dinara tunezyjskiego („TND”) oraz leja rumuńskiego („RON”). W poniższej tabeli znajduje się podsumowanie ryzyka walutowego Spółki, wyrażone w dolarach amerykańskich, dla każdej ze wskazanych walut:

	30 września 2014 r.				31 grudnia 2013 r.			
	CAD	UAH	TND	RON	CAD	UAH	TND	RON
Środki pieniężne i inne aktywa pieniężne	121	91 146	6 134	27	112	22 027	446	947
Należności	89	23 340	19 932	3 500	103	22 640	16 793	120
Przedpłaty	482	23 127	631	87	318	46 479	97	-
Zobowiązania i rozliczenia międzyokresowe	(990)	(132 315)	(28 257)	(2 109)	(879)	(66 266)	(17 261)	(498)
Ekspozycja netto na ryzyko kursowe	(298)	5 298	(1 560)	1 505	(346)	24 880	75	569
Ekwiwalent w USD według kursu waluty na koniec okresu	\$ (266)	\$ 398	\$ (866)	\$ 431	\$ (325)	\$ 3 001	\$ 46	\$ 177

Za okres dziewięciu miesięcy zakończony dnia 30 września 2014 r. biorąc pod uwagę ekspozycję netto na ryzyko kursowe walut na koniec okresu, w przypadku umocnienia się lub osłabienia dolara kanadyjskiego o 10% względem dolara amerykańskiego (przy założeniu, że inne czynniki pozostają bez zmiany), zysk netto po opodatkowaniu spadłby lub wzrósłby odpowiednio o około 27 tys. USD.

W przypadku umocnienia się lub osłabienia dinara tunezyjskiego o 10% względem dolara amerykańskiego (przy założeniu, że inne czynniki pozostają bez zmiany), zysk netto po opodatkowaniu spadłby lub wzrósłby odpowiednio o około 87 tys. USD.

Wahania hrywny przeliczanej na dolary amerykańskie, w odniesieniu do nierozliczonych sald spółek zależnych na Ukrainie, których walutą funkcjonalną jest hrywna, wpływają na poziom zysków.

W tabeli poniżej przedstawiono ryzyko walutowe Spółki związane z saldami na Ukrainie wyrażonymi w dolarach amerykańskich:

	Na dzień 30 września		Na dzień 31 grudnia	
	2014		2013	
	USD		USD	
Środki pieniężne i inne aktywa pieniężne	68		66	
Pożyczki od jednostki dominującej	(1 327)		(4 870)	
Pożyczki od podmiotów niepowiązanych	(4 166)		(7 666)	
Zobowiązania i rozliczenia międzyokresowe	(1 174)		(2 626)	
Ekspozycja netto na ryzyko kursowe	(6 599)		(15 096)	

Oslabienie hrywny ukraińskiej o 10% względem dolara amerykańskiego (przy założeniu, że inne czynniki pozostają bez zmiany), spowodowałoby spadek zysku netto po opodatkowaniu o około 0,6 mln USD.

**Sprawozdanie kierownictwa z działalności
za okresy trzech i dziewięciu miesięcy zakończone dnia 30 września 2014 r.
(kwoty w tys. USD, o ile nie wskazano inaczej)**

Ryzyko utraty płynności finansowej

Spółka stale monitoruje poziom swojej płynności, aby ocenić, czy dysponuje środkami koniecznymi do sfinansowania planowanych nakładów związanych z pracami poszukiwawczymi w obszarach złożowych ropy naftowej i gazu ziemnego lub czy istnieją inne realne możliwości pozyskania finansowania na te cele z przepływów pieniężnych na działalności operacyjnej, emisji nowych akcji lub innych źródeł finansowania, takich jak np. umowy warunkowej cesji udziału w prawie użytkowania górniczego (ang. farm-out agreement). Istnieje naturalne ryzyko utraty płynności, w tym możliwość, że Spółka nie będzie miała dostępu do dodatkowego finansowania, a także że faktyczne nakłady związane z pracami poszukiwawczymi będą wyższe od zaplanowanych. Spółka może ograniczać ryzyko płynności poprzez odroczenie zaplanowanych nakładów inwestycyjnych, które przekraczają kwoty wymagane dla zachowania koncesji, zawieranie umów przekazania udziału w koncesji, pozyskiwanie kapitału własnego lub kapitału dłużnego.

Ryzyko cen towarów

Spółka narażona jest na ryzyko wynikające z wahań cen gazu ziemnego na Ukrainie oraz ceny rynkowej ropy Brent. Wpływ na cenę gazu ziemnego na Ukrainie mają dostępność gazu ziemnego importowanego z Rosji oraz cena ustalana przez eksporterów w Rosji, podczas gdy wpływ na cenę rynkową ropy Brent mają rynkowe czynniki ryzyka. Spółka nie posiada żadnych programów zabezpieczania, które mogłyby złagodzić ryzyko cen towarów.

Ryzyko operacyjne

Zdolność Spółki do prowadzenia działalności operacyjnej, generowania przepływów pieniężnych, realizowania projektów i pozyskiwania zasobów uzależniona jest od ogólnych warunków rynkowych i warunków prowadzenia działalności, a także od zdolności pozyskiwania i utrzymywania efektywnych kosztowo źródeł finansowania, niezbędnych do wypełniania przez Spółkę zobowiązań i realizowania zaplanowanych programów, rozwiązywania kwestii związanych ze środowiskiem i regulacjami obowiązującymi w wielu różnych systemach prawnych, nieprzewidzianych wzrostów kosztów, dostępności sprzętu, materiałów i personelu, dostępności przepustowości rurociągów i jakości złóż. Jeżeli Spółce nie uda się pozyskać lub natrafić na dodatkowe zasoby, będzie to miało co najmniej wpływ na ograniczenie istniejących zasobów, które tracą wartość w wyniku realizowanej produkcji i może mieć niekorzystny wpływ na możliwości powiększenia aktywów Spółki w przyszłości.

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.

Ryzyko związane z bezpieczeństwem, środowiskiem naturalnym i aspektami regulacyjnymi

Spółka prowadzi działalność obciążoną stosunkowo wysokim ryzykiem. Spółka koncentruje się na zapewnieniu bezpieczeństwa prowadzonej działalności, a także ochronie środowiska naturalnego. Spółka jest przekonana, że w krajach objętych jej działalnością wywiązuje się w pełni lub z nadwyżką z wymogów wynikających z decyzji władz oraz norm branżowych. Jednakże działalność operacyjna podlega regulacji i interwencji rządów, mogących wpływać na możliwości poszukiwania, wydobywania oraz rezygnacji z eksploatacji złóż i z koncesji. Uprawnienia i koncesje mogą być cofane, tracić ważność, podlegać wywłaszczeniu, jak również istnieje możliwość zmiany przepisów prawa. Niektóre koncesje podlegają ograniczeniom, które mogą nie zostać wyeliminowane w wymaganym terminie.

Ryzyko polityczne

Niektóre obszary, na których Spółka prowadzi działalność, są niestabilne pod względem politycznym i gospodarczym, zaś na aktywa i działalność operacyjną mogą wpływać zmiany polityki państwa, niestabilność stosunków społecznych czy też inne zmiany polityczno-gospodarcze, na które Spółka nie ma wpływu. Dotychczasowe wydarzenia na Ukrainie ograniczały działalność Spółki związaną z zagospodarowywaniem pól na Ukrainie i znacząco nie wpłynęły na działalność produkcyjną Spółki. Kierownictwo uważa, że chociaż podejmuje odpowiednie środki w celu wspierania zrównoważonego rozwoju działalności KUB Gas w istniejących okolicznościach, to utrzymywanie się obecnego niestabilnego otoczenia biznesu może mieć negatywny - w stopniu aktualnie niemożliwym do określenia - wpływ na wyniki i sytuację finansową Spółki.

**Sprawozdanie kierownictwa z działalności
za okresy trzech i dziewięciu miesięcy zakończone dnia 30 września 2014 r.
(kwoty w tys. USD, o ile nie wskazano inaczej)**

Postępowania sądowe, arbitrażowe i administracyjne

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

Perspektywy 2014

Wydarzenia, które miały miejsce w tym roku na Ukrainie, przyniosły dla Serinus i jej partnerów szereg niecodziennych wyzwań. Doprowadziły do opóźnień lub odroczenia wielu projektów. Spółka oczekuje, że zakończy rok 2014 z produkcją 6 000 boe/d. Wcześniejsze plany zakładały wzrost o 30% - 35% w stosunku do produkcji na koniec 2013 r., która wynosiła 4 986 boe/d, czyli wydobycie na poziomie około 6 500 – 6 750 boe/d.

Pierwszym wyzwaniem, którym miało wpływ na działalność był spadek zrealizowanych cen w pierwszym kwartale, w związku z obniżką cen na importowany rosyjski gaz oraz osłabienie kursu wymiany UAH/USD, zmniejszające przepływy pieniężne z działalności operacyjnej w pierwszym kwartale. Dostosowując się do zaistniałej sytuacji Spółka przesunęła niektóre działania, takie jak programy wierceń i programy badań sejsmicznych w Tunezji i Rumunii na dalszą część roku. Przesunięcia te zostały wprowadzone tak, aby uniknąć znacznie większych opóźnień w działaniach operacyjnych i dotyczyły obszarów, które nie wpływają na produkcję 2014 r. (tj. badania sejsmiczne i program wierceń w Rumunii). W tym okresie postrzegano jako nadal możliwe do zrealizowania zakończenie roku z produkcją na poziomie 6 500 boe/d.

Drugim wyzwaniem była decyzja podjęta pod koniec czerwca dotycząca zawieszenia prac wiertniczych, modernizacyjnych oraz prac konstrukcyjnych we wschodniej Ukrainie w związku z pogorszeniem stanu bezpieczeństwa. Prace wiertnicze zostały wznowione na początku października, w związku z czym program wierceń w 2014 r. będzie o jeden odwiert różnił się od pierwotnego celu.

Trzecim wyzwaniem było uchwalenie nowej ustawy dotyczącej opłat koncesyjnych (ang. *royalties*) na Ukrainie, która znacząco wpłynie na wartości przepływów pieniężnych dostępnych do sfinansowania tegorocznego programu rozwoju.

Wydatki inwestycyjne w Tunezji będą finansowane ze środków pozyskanych przez Spółkę na podstawie umów kredytowych z EBOR. Wydatki inwestycyjne na Ukrainie będą finansowane z przepływów środków pieniężnych z działalności na Ukrainie, natomiast wydatki inwestycyjne w Rumunii z korporacyjnych przepływów pieniężnych.

Wyrażenia perspektywiczne

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

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

- czynników, na podstawie których Spółka podejmie decyzję o podjęciu lub niepodejmowaniu określonych działań;
- popytu i podaży produktów naftowych na świecie;
- oczekiwań dotyczących zdolności Spółki do pozyskiwania kapitału;

**Sprawozdanie kierownictwa z działalności
za okresy trzech i dziewięciu miesięcy zakończone dnia 30 września 2014 r.
(kwoty w tys. USD, o ile nie wskazano inaczej)**

- podlegania Spółki regulacjom państwowych; oraz
- cen towarów.

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; oraz
- 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.

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. Lista istotnych szacunków znajduje się w Sprawozdaniu kierownictwa z działalności za rok zakończony w dniu 31 grudnia 2013 r. Lista istotnych szacunków ma również zastosowanie dla trzech i dziewięciu miesięcy zakończonych dnia 30 września 2014 r.

Miary niewystępujące w MSSF

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

**Sprawozdanie kierownictwa z działalności
za okresy trzech i dziewięciu miesięcy zakończone dnia 30 września 2014 r.
(kwoty w tys. USD, o ile nie wskazano inaczej)**

Serinus oblicza „przepływy środków z działalności operacyjnej”, „wartość retroaktywną netto”, „zadłużenie netto”, „EBITDA” oraz „kapitał obrotowy” w sposób zaprezentowany wcześniej w niniejszym dokumencie.

Przyszłe zmiany polityki rachunkowości

(i) Zastosowane nowe i zmienione standardy

Dnia 1 stycznia 2014 r. Spółka zastosowała zmianę do MSR 36. Zmiana ta wymaga od jednostek ujawniania wartości odzyskiwalnej ośrodka generującego przepływy pieniężne („CGU”), jeśli wartość ta opiera się na wartości godziwej pomniejszonej o koszty doprowadzenia do sprzedaży. Zastosowanie zmiany nie ma żadnego wpływu na skonsolidowane sprawozdania finansowe.

(ii) Nowe standardy i interpretacje, jeszcze nie zastosowane

Określone nowe standardy i interpretacje, które zostały opublikowane, nie są obowiązujące dla okresu sprawozdawczego 2014.

W grudniu 2013 r. RMSR opublikowała ograniczone zmiany łącznie do dziewięciu standardów w ramach corocznego procesu zmian, Spółka zamierza zastosować te zmiany dla jej sprawozdań finansowych za okresy roczne rozpoczynające się dnia 1 stycznia 2015 r. Wpływ zastosowania zmian nie został jeszcze określony.

W dniu 28 maja 2014 r. RMSR opublikowała MSSF 15 *Przychody z tytułu umów z klientami*. Nowy standard wchodzi w życie dla okresów sprawozdawczych rozpoczynających się w dniu lub po 1 stycznia 2017 r. Spółka zamierza zastosować MSSF 15 dla sprawozdań finansowych za rok rozpoczynający się dnia 1 stycznia 2017 r. Wpływ zastosowania zmian nie został jeszcze określony.

W dniu 24 czerwca 2014 r. RMSR opublikowała MSSF 9 Instrumenty finansowe. Ten pakiet zmian wprowadzonych przez MSSF 9 obejmuje zmieniony model klasyfikacji i wyceny, ujmowanie utraty wartości w oparciu o model „oczekiwanych strat” oraz zasadniczo zmienione podejście do rachunkowości zabezpieczeń. Nowy standard wejdzie w życie dnia 1 stycznia 2018 r. z możliwością jego wcześniejszego zastosowania. Wpływ zastosowania zmian nie został jeszcze określony.

Kontrola i procedury ujawniania oraz kontrola wewnętrzna sprawozdawczości finansowej

Sporządzenie niniejszego Sprawozdania z działalności wspierane jest przez kontrole i procedury ujawniania informacji oraz system kontroli wewnętrznej sprawozdawczości finansowej na dzień 30 września 2014 r.

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

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

(a) odnoszą się do prowadzenia ewidencji, która w odpowiednim stopniu szczegółowości, wiernie i rzetelnie odzwierciedla transakcje i rozporządzenie aktywami emitenta

**Sprawozdanie kierownictwa z działalności
za okresy trzech i dziewięciu miesięcy zakończone dnia 30 września 2014 r.
(kwoty w tys. USD, o ile nie wskazano inaczej)**

- (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 sprawozdawczości finansowej – wytyczne dla małych spółek publicznych” opracowanych przez Komitent Sponsorowanych Organizacji (ang. *The Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission*) - standardy COSO z 1992.

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

Od dnia 31 grudnia 2013 r. nie wystąpiły istotne zmiany w systemie kontroli wewnętrznej Spółki w zakresie sprawozdawczości finansowej.

Zatwierdzenie

Rada Dyrektorów Spółki zatwierdziła informacje zawarte w niniejszym Sprawozdaniu z działalności.

**Sprawozdanie kierownictwa z działalności
za okresy trzech i dziewięciu miesięcy zakończone dnia 30 września 2014 r.
(kwoty w tys. USD, o ile nie wskazano inaczej)**

Skróty

W niniejszym Sprawozdaniu z działalności mogą być stosowane następujące skróty:

Ropa naftowa i ciekły gaz ziemny		Gaz ziemny	
Bbl	baryłka	Mcf	tys. stóp sześciennych
bbl/d	baryłek dziennie	MMcf	mln stóp sześciennych
Mbbl	tys. baryłek	Bcf	mld stóp sześciennych
boe/d	ekwiwalent baryłek ropy dziennie	Mcf/d	tys. stóp sześciennych dziennie
Boe	ekwiwalent baryłek gazu ziemnego i ropy naftowej, o ile nie wskazano inaczej	MMcf/d	mln stóp sześciennych dziennie
Mboe	tys. boe	Mcfe	ekwiwalent tys. stóp sześciennych
		Tcf	bln stóp sześciennych
NGL	ciekle formy gazu ziemnego	Bcfe	ekwiwalent mld stóp sześciennych

Dane wydobycia prezentowane są często w jednostkach „boe” lub „BOE”, tj. ekwiwalent baryłki ropy, lub „Mcfe”, tj. ekwiwalent gazu ziemnego. Dane wyrażone w BOE lub Mcfe mogą jednak niekiedy być mylące, szczególnie prezentowane bez kontekstu. Przelicznik boe na poziomie 6 Mcf: 1 bbl, lub przelicznik Mcfe na poziomie 1 bbl: 6 Mcf, 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 dodatkowe

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. Egzemplarz niniejszej Informacji można również otrzymać, zwracając się do Spółki w tej sprawie pod adresem: Serinus Energy Inc., 1170, 700 – 4th Avenue S.W., Calgary, Alberta T2P 3J4 (Nr telefonu: +1 403 264-8877) lub wysyłając wiadomość e-mail na adres rvaniw@serinusenergy.com.