



**SERINUS**<sup>®</sup>  
ENERGY

# Serinus Energy plc

Sprawozdanie kierownictwa z działalności  
za okres trzech i dziewięciu miesięcy zakończony dnia 30 września 2018 r.  
(kwoty w dolarach amerykańskich)

*Niniejsze Sprawozdanie kierownictwa z działalności („Sprawozdanie z działalności”) spółki Serinus Energy plc (zwanej „Serinus” lub „Spółką”) jest przeglądem wyników działalności, płynności oraz zasobów kapitałowych spółki Serinus Energy plc oraz jej spółek zależnych (zwanych łącznie „Serinus” lub „Spółką”). Sprawozdanie z działalności należy analizować łącznie z niezbadanym skróconym skonsolidowanym śródrocznym sprawozdaniem finansowym Serinus za okres trzech i dziewięciu miesięcy zakończony dnia 30 września 2018 r. oraz zbadanym Skonsolidowanym Sprawozdaniem Finansowym Serinus wraz z notami objaśniającymi za rok zakończony dnia 31 grudnia 2017 r. Należy także zapoznać się z informacją prawną zatytułowaną „Wyrażenia perspektywiczne”, która znajduje się na końcu niniejszego dokumentu.*

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

*Niniejsze Sprawozdanie z działalności sporządzone zostało w dolarach amerykańskich („USD”), będących walutą sprawozdawczą Spółki. Załączone sprawozdanie finansowe zostało sporządzone zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej („MSSF”), zwanymi również standardami rachunkowości. Niniejszy dokument datowany jest na dzień 13 listopada 2018 r.*

*W informacji zamieszczonej na końcu niniejszego dokumentu znajdują się definicje niektórych pojęć stosowanych w ujawnieniach dotyczących ropy naftowej i gazu ziemnego, miar niewystępujących w MSSF oraz istotnych szacunków. Dodatkowe informacje na temat Serinus znajdują na stronie internetowej Serinus pod adresem [www.serinusenergy.com](http://www.serinusenergy.com).*

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

**Serinus Energy plc**  
**Sprawozdanie kierownictwa z działalności za trzeci kwartał 2018 r.**  
(kwoty w tys. USD, o ile nie wskazano inaczej)

---

## KLUCZOWE INFORMACJE

- W dniu 3 maja 2018 r. Spółka zakończyła proces przenoszenia siedziby Spółki na Jersey (Wyspy Normandzkie) („Kontynuacja”). W związku z Kontynuacją Spółka zmieniła nazwę z „Serinus Energy Inc.” na „Serinus Energy plc” i przyjęła nowe dokumenty statutowe. W dniu 18 maja 2018 r. akcje Spółki zostały dopuszczone do obrotu na rynku AIM (ang. *Alternative Investment Market*), prowadzonym przez giełdę London Stock Exchange, a oferta, w ramach której wyemitowanych zostało 66 666 667 nowych akcji zwykłych w cenie 15 pensów za akcję i która przyniosła Spółce łączne 10 mln GBP, została zamknięta. Następnie Spółka z własnej inicjatywy wycofała z dniem 22 maja 2018 r. akcje z obrotu na Toronto Stock Exchange, z jednoczesną kontynuacją notowań na Giełdzie Papierów Wartościowych w Warszawie i na rynku AIM.
- W trzecim kwartale 2018 r. Spółka zakończyła budowę zakładu przetwarzania gazu Moftinu w Rumunii, tym niemniej Serinus oczekuje na instalację modułu do niskotemperaturowej separacji (ang. *Low Temperature Separation unit* - LTS) oraz modułu do odwadniania glikolu trietylenowego (ang. *Triethylene Glycol unit* - TEG). Od 21 sierpnia 2018 r. zakład posiada zdolność do rozpoczęcia produkcji testowej, jednak musi czekać na uzyskanie dostępu do systemu rurociągów przesyłowych, którego operatorem jest Transgaz. Dotychczas Transgaz odmówił dostępu do systemu, argumentując to nieodpowiednią jakością gazu. Spółka kontynuuje starania o uzyskanie zgody na wprowadzenie gazu do systemu przesyłu Transgazu. Najnowszy harmonogram prac, przedstawiony przez spółkę realizującą kontrakt wykonawczy EPC, przewiduje przeprowadzenie fabrycznych testów odbiorczych modułów LTS i TEG w dniu 17 listopada 2018 r. Po przeprowadzeniu fabrycznych testów odbiorczych transport modułów LTS i TEG ma zająć 13 dni, a następnego dwa tygodnie zostaną przeznaczone na ich instalację i uruchomienie.
- Spółka wykonała, ukończyła i przetestowała odwiert Moftinu-1003 w trzecim kwartale 2018 r. Odwiert ten został podłączony do zakładu przetwarzania gazu Moftinu i jest gotowy do rozpoczęcia produkcji po uzyskaniu oczekiwanego dostępu do systemu przesyłu Transgaz. Odwiert Moftinu-1007 wykonany w drugim kwartale 2018 r. został również podłączony i jest gotowy do podjęcia produkcji.
- Ze względu na opóźnienia w dostawie modułów i w rezultacie brak możliwości dostarczania gazu do systemu Transgaz oraz ze względu na rosnące ceny gazu ziemnego w Europie, Spółka zdecydowała się ponownie zaprosić do procesu przetargowego liczne podmioty o międzynarodowej renomie zajmujące się obrotem gazem, celem uzyskania możliwie najbardziej konkurencyjnych na rynku warunków umowy sprzedaży gazu dla produkcji z zakładu przetwarzania gazu Moftinu.
- Średnie wydobycie za okres trzech i dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2018 r. wynosiło odpowiednio 346 boe/d i 357 boe/d, w porównaniu do 88 boe/d i 369 boe/d w analogicznych okresach 2017 r. Wzrost produkcji w trzecim kwartale 2018 r. w porównaniu do 2017 r. wynikał z faktu prowadzenia wydobycia z pola Sabria w trzecim kwartale 2018 r. przez cały ten okres, podczas gdy w trzecim kwartale 2017 roku produkcja odbywała się jedynie przez jeden miesiąc, ponieważ pole Sabria pozostawało zamknięte od 22 maja 2017 r. do 6 września 2017 r. Nieznaczny spadek produkcji w okresach dziewięciomiesięcznych porównując rok do roku wynika z zamknięcia pola Chouech Es Saida w Tunezji od 28 lutego 2017 r. oraz niższego wydobycia z pola Sabria w Tunezji po wznowieniu, po okresie zamknięcia tego pola, produkcji we wrześniu 2017 r. Pole Sabria pozostawało zamknięte ze względu na niepokoje społeczne w południowej części kraju. Od momentu wznowienia produkcji wydobycie z odwiertu WIN-12bis utrzymywało się na niższym poziomie niż przed zamknięciem. Udział wydobycia ropy w całkowitej produkcji wyniósł 71% w trzecim kwartale 2018 r., w porównaniu do 74% w trzecim kwartale 2017 r.
- W okresie trzech i dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2018 r. pozytywny wpływ na przychody Spółki miał wzrost cen ropy naftowej. Średnia cena sprzedaży ropy naftowej zrealizowana przez Spółkę wyniosła 70,07 USD/bbl i 69,17 USD/bbl za okres trzech i dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2018 r., w porównaniu do 50,00 USD/bbl i 49,75 USD/bbl w analogicznych okresach 2017 r., co stanowiło wzrost o 40% i 39%. Wzrost zrealizowanych cen odzwierciedlał wyższe średnie ceny ropy Brent, które wynosiły 75,22 USD/bbl i 72,18 USD/bbl za okres trzech i dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2018 r., w porównaniu do 52,11 USD/bbl i 51,82 USD/bbl w analogicznych okresach 2017 r. W okresie dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2018 r., jak i w okresie porównawczym 2017 r., Spółka zrealizowała w 96% cenę ropy Brent.
- Nakłady inwestycyjne w okresie trzech i dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2018 r. wyniosły, odpowiednio, 4,5 mln USD i 11,9 mln USD. Nakłady inwestycyjne w 2018 roku były kierowane na finansowanie końcowej fazy budowy zakładu przetwarzania gazu Moftinu oraz wykonanie odwiertów Moftinu-1007 i Moftinu-1003.
- Przepływy środków pieniężnych z działalności operacyjnej za okres trzech i dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2018 r. wyniosły 27 tys. USD (wartość ujemna) i 1,9 mln USD (wartość dodatnia), w porównaniu do 0,6 mln USD (wartość ujemna) i 1,9 mln USD (wartość ujemna) w analogicznych okresach 2017 r. Wygenerowanie

**Serinus Energy plc**  
**Sprawozdanie kierownictwa z działalności za trzeci kwartał 2018 r.**  
(kwoty w tys. USD, o ile nie wskazano inaczej)

dotychczasowych środków pieniężnych z działalności operacyjnej w trzecim kwartale 2018 r. spowodowane było głównie wyższymi przychodami ze sprzedaży (pomniejszonymi o koszty produkcji w Tunezji) i odszkodowaniem za wypadek na odwiercie, skompensowanymi częściowo przez wyższe bieżące obciążenia podatkowe. W okresie od początku roku przepływy środków pieniężnych z działalności operacyjnej wzrosły do 1,9 mln USD (wartość dodatnia) z 1,9 mln USD (wartość ujemna) w 2017 r., co miało związek z otrzymaniem 3,6 mln USD odszkodowania z tytułu wypadku na odwiercie, który miał miejsce w grudniu 2017 r. oraz z wyższymi przychodami ze sprzedaży (pomniejszonymi o koszty produkcji w Tunezji). Wzrost ten został częściowo skompensowany przez 1,4 mln USD kosztów transakcyjnych poniesionych w związku z procesem Kontynuacji z przenosinami siedziby na Jersey oraz procesem dopuszczenia akcji do obrotu na rynku AIM i wyższymi bieżącymi obciążeniami podatkowymi.

- Koszty wypadku na odwiercie w kwocie 4,0 mln USD, związane z działaniami interwencyjnymi na odwiercie Moftinu-1001 w grudniu 2017 r., zostały w całości ujęte w wyniku roku 2017. W okresie pierwszych sześciu miesięcy 2018 r. Spółka złożyła wstępny wniosek o odszkodowanie związane z wypadkiem na odwiercie Moftinu-1001 i otrzymała 2,6 mln USD środków z odszkodowania. W trakcie trzeciego kwartału 2018 r. Spółka złożyła drugi częściowy wniosek o odszkodowanie na kwotę 1,0 mln USD, dotyczące pozostałych kosztów wypadku. Spółka otrzymała w trzecim kwartale 2018 r. 0,8 mln USD środków z odszkodowania, a 0,2 mln USD jest wykazane jako należność w bilansie. Po 30 września 2018 r. Spółka otrzymała pozostałe 0,2 mln USD związane z drugim częściowym wnioskiem o odszkodowanie. Środki te zostały w całości ujęte jako przychody w sprawozdaniu z zysków i strat.

## PERSPEKTYWY

W 2018 r. wykonano odwiert Moftinu-1007 o głębokości 1 463 metrów, przetestowano go i przyłączono do zakładu przetwarzania gazu oraz wykonano odwiert Moftinu-1003 o głębokości 1 600 metrów, przetestowano go i przyłączono do zakładu. Również odwiert Moftinu-1000 został przyłączony do zakładu i ma gotowość produkcyjną. Budowa zakładu przetwarzania gazu o operacyjnej przepustowości 15 Mmscf/d została zakończona, tym niemniej Spółka oczekuje na instalację modułów LTS i TEG. Od 21 sierpnia 2018 r. zakład posiada zdolność do rozpoczęcia produkcji testowej, jednak musi czekać na uzyskanie dostępu do systemu rurociągów przesyłowych, którego operatorem jest Transgaz. Dotychczas Transgaz odmówił dostępu do systemu, argumentując to nieodpowiednią jakością gazu. Spółka kontynuuje starania o uzyskanie zgody na wprowadzenie gazu do systemu przesyłu Transgazu. Najnowszy harmonogram prac, przedstawiony przez spółkę realizującą kontrakt wykonawczy EPC, przewiduje przeprowadzenie fabrycznych testów odbiorczych modułów LTS i TEG w dniu 17 listopada 2018 r. Po przeprowadzeniu fabrycznych testów odbiorczych transport modułów LTS i TEG ma zająć 13 dni, a następane dwa tygodnie zostaną przeznaczone na ich instalację i uruchomienie. Pod koniec lipca, w ramach wstępnego rozruchu technicznego zakładu bez tych jednostek przeprowadzono przesył gazu, który następnie został spalony. Przepływ gazu przez zakład przetwarzania gazu wykazał stabilność i gotowość zakładu do działania w ramach zaprojektowanych parametrów.

Ze względu na opóźnienia w dostawie modułów i w rezultacie brak możliwości dostarczania gazu do systemu Transgaz oraz ze względu na rosnące ceny gazu ziemnego w Europie, Spółka zdecydowała się ponownie zaprosić do procesu przetargowego liczne podmioty o międzynarodowej renomie zajmujące się obrotem gazem, celem uzyskania możliwie najbardziej konkurencyjnych na rynku warunków umowy sprzedaży gazu dla produkcji z zakładu przetwarzania gazu Moftinu. Dodatkowo Serinus Energy Romania S.A. stała się członkiem Giełdy Towarowej w Bukareszcie (*ang. Bucharest Commodity Market*).

Spółka przeprowadziła program wierceń w celu realizacji prac objętych zobowiązaniem do wykonania w ramach uzyskanego przedłużenia koncesji do października 2019 r. Wykonane w 2018 r. odwierty Moftinu-1003 i Moftinu-1007 stanowią realizację zobowiązania do wykonania dwóch odwiertów. W ramach ostatniego zobowiązania, przewidzianego w przedłużeniu koncesji, Spółka ma opcję przeprowadzenia badania sejsmicznego 3D dla 120 km<sup>2</sup> lub wykonania kolejnego odwiertu o głębokości 2 000 metrów. Aby zrealizować zobowiązanie Spółka zamierza przeprowadzić w 2019 r. program badań sejsmicznych 3D, co pozwoli Spółce na eksploatację kolejnych obszarów koncesji Satu Mare i na potencjalnie powtórzenie sukcesu projektu zagospodarowywania gazu Moftinu. Dodatkowy odwiert zostanie wykonany w 2019 r. Odwiert ten nie będzie stanowił realizacji zobowiązań i jako taki nie będzie posiadał wymaganej maksymalnej głębokości. Spółka uważa, że odwiert ten, chociaż płytszy, będzie w stanie przeciąć wszystkie odpowiednie strefy. Docelowa mniejsza głębokość umożliwi dotarcie do wszystkich stref przy znacznie niższych kosztach, aniżeli wcześniej wykonane odwierty objęte zobowiązaniem, których narzucona głębokość była wyższa niż poziom występowania stref stanowiących przedmiot zainteresowania.

Obecnie w Tunezji Spółka kieruje uwagę na zwiększenie wydobywania z pola Sabria i planuje skoncentrować się na realizacji niskokosztowych programów prac w celu zwiększenia wydobywania z istniejących odwiertów. W ramach programu, który ma zostać uruchomiony w 2019 r. Spółka zamierza ponownie aktywować odwiert Sabria N-2, a na innym istniejącym już

**Serinus Energy plc**  
**Sprawozdanie kierownictwa z działalności za trzeci kwartał 2018 r.**  
(kwoty w tys. USD, o ile nie wskazano inaczej)

odwiercie na polu Sabria zastosować metody mechanicznej eksploatacji złoża (ang. *artificial lift*) Spółka uważa, że pole Sabria stanowi dużą szansę na rozwój w dłuższej perspektywie, w warunkach ustabilizowanej sytuacji społecznej w Tunezji.

W przypadku koncesji Chouech Es Saida, w rozmowach z tunezyjskimi władzami odnotowano postęp, a w ocenie Spółki – pod warunkiem podpisania porozumienia – będzie można w pierwszym kwartale 2019 r. ponownie uruchomić pole. W ocenie Spółki w ostatnim czasie miał miejsce na tyle duży progres, że Serinus może obecnie podjąć pierwsze kroki zmierzające do wznowienia produkcji na tym polu. Pole pozostaje zamknięte od lutego 2017 r., kiedy to miały miejsce niepokoje społeczne w regionie. Spółka rozpoczęła proces przetargowy na elementy wymagające dłuższego oczekiwania i na obsługę zaplecza dla procesu produkcji. Wznowienie produkcji na polu obejmie program nakładów inwestycyjnych mający na celu wymianę elektrycznej pompy węgłębnej dla odwiertów.

## OGÓLNE INFORMACJE OPERACYJNE

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

W Sprawozdaniu kierownictwa z działalności zawarta jest analiza wyżej wymienionej działalności.

### Tunezja

Na dzień 30 września 2018 r. Spółka posiadała następujący udział w koncesjach w Tunezji:

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

Tunezyjska państwowa spółka naftowo-gazowa Enterprise Tunisienne d'Activites Petroliere („ETAP”) posiada prawo do pozyskania udziału w koncesji Chouech Es Saida w wysokości do 50% udziałów, jeżeli łączna sprzedaż ropy naftowej z koncesji, po pomniejszeniu o koszty należności koncesyjnych oraz ubytki objętości węglowodorów (ang. *shrinkage*), przekroczy 6,5 miliona baryłek. Na dzień 30 września 2018 r. z koncesji sprzedano łącznie 5,2 miliona baryłek (z uwzględnieniem pomniejszenia o koszty należności koncesyjnych oraz ubytki objętości węglowodorów). Spółka zaczęła generować przychody z aktywów w Tunezji od momentu ich nabycia we wrześniu 2013 r. i od tego czasu wygenerowała skumulowany przychód z koncesji (pomniejszony o koszty należności koncesyjnych) w wysokości 119,6 mln USD.

W okresie trzech i dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2018 r. całość produkcji pochodziła z pola Sabria. Pole Chouech Es Saida pozostawało zamknięte od 28 lutego 2017 r. z powodu strajku ogłoszonego przez związek zawodowy Tunisia General Trade Union („UGTT”), który reprezentował pracowników Spółki zatrudnionych na polu Chouech Es Saida. Zamknięcie nastąpiło na skutek zapowiedzi strajku oraz nielegalnego strajku okupacyjnego na polu w odpowiedzi na zwolnienie z powodu sytuacji ekonomicznej 14, spośród 52, zatrudnionych na polu, mimo, że Spółka miała prawo do przeprowadzenia tych zwolnień i ściśle przestrzegała stosownych przepisów prawa, kodeksu pracy i regulacji. Zwolnieni pracownicy zaakceptowali wypowiedzenia, a strajk okupacyjny zakończył się w drugim kwartale 2017 r., jednak ze względu na trwające w południowej części kraju niepokoje społeczne, pole pozostawało nieczynne. W trakcie trzeciego kwartału 2017 r. pole całkowicie zamknięto, a wszyscy pozostali pracownicy zostali zwolnieni.

Pole Sabria pozostawało nieczynne w okresie od maja do września 2017 r., w związku z utrzymującymi się w południowej części kraju niepokojami społecznymi. Pod koniec września 2017 r., po zakończeniu protestów i po stwierdzeniu, że wydobywanie na polach naftowych Spółki może być wznowione w bezpiecznym środowisku, ponownie podjęto produkcję. W odniesieniu do pola Chouech Es Saida Spółka w dalszym ciągu współpracuje z władzami Tunezji nad wypracowaniem rozwiązania umożliwiającego jego ponowne uruchomienie, Spółka uważa, że po zakończeniu procedury administracyjnej będzie w stanie ponownie rozpocząć działalność w pierwszym kwartale 2019 r.

### Rumunia

Serinus posiada obecnie 100% biznesowych udziałów operacyjnych w Satu Mare poprzez pośrednio zależną spółkę Serinus Energy Romania S.A.

**Serinus Energy plc**  
**Sprawozdanie kierownictwa z działalności za trzeci kwartał 2018 r.**  
(kwoty w tys. USD, o ile nie wskazano inaczej)

---

Serinus koncentruje się na zagospodarowaniu odkrycia gazu Moftinu, co obejmuje budowę infrastruktury przesyłu i przetwarzania gazu. W dniu 9 maja 2017 r. Spółka zawarła kontrakt wykonawczy EPCC (ang. *Engineering, Procurement, Construction and Commissioning Contract*) z Confind S.R.L. dotyczący zakładu przetwarzania gazu o operacyjnej przepustowości 15 Mmcf/d, którego budowa została zakończona, a oczekiwana jest jedynie dostawa ostatnich modułów. Odwiert Moftinu-1007, który postanowiono wykonać, aby zastąpić pierwotnie planowane wydobycie z odwiertu Moftinu-1001, oraz Moftinu-1003 zostały ukończone i są gotowe do produkcji pod warunkiem uzyskania dostępu do systemu przesyłu gazu Transgaz.

Spółka pracuje także nad udoskonalaniem i rozszerzeniem zasobu obiektów poszukiwawczych w ramach koncesji. Bazując na starszych danych sejsmicznych 2D i istniejących odwiertach, kierownictwo zidentyfikowało ponad 25 obiektów poszukiwawczych i potencjalnie poszukiwawczych. Spółka zdecydowała się przystąpić do programu badań sejsmicznych 3D w 2019 r., w celu poszukiwania przyszłych możliwości rozwojowych w ramach koncesji Satu Mare.

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

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

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

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

## **Pozostałe aktywa**

Spółka posiada udziały w niewielkich aktywach w Sturgeon Lake w Prowincji Alberta (Kanada). Obecnie aktywa te nie generują przychodów, a koszty ich przyszłego opuszczenia szacowane są na 1,1 mln USD (1,4 mln CAD). W okresie dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2018 r. nie poniesiono kosztów przyszłego opuszczenia tych aktywów (okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2017 r.: 0 USD).

**Serinus Energy plc**  
**Sprawozdanie kierownictwa z działalności za trzeci kwartał 2018 r.**  
(kwoty w tys. USD, o ile nie wskazano inaczej)

## INFORMACJE FINANSOWE

### Przepływy środków pieniężnych z działalności operacyjnej

Spółka stosuje *przepływy środków z działalności operacyjnej* jako kluczowy wskaźnik, służący do pomiaru zdolności Spółki do generowania środków pieniężnych z działalności operacyjnej do sfinansowania przyszłych działań poszukiwawczych i rozwojowych.

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

w tys. USD	Okres trzech miesięcy zakończony 30 września		Okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września	
	2018	2017	2018	2017
Przepływy środków z działalności operacyjnej	\$ 659	\$ 625	\$ (3 192)	\$ (762)
Zmiana stanu niepieniężnego kapitału obrotowego	(686)	(1 210)	5 086	(1 120)
Środki pieniężne z działalności operacyjnej	\$ (27)	\$ (585)	\$ 1 894	\$ (1 882)
Środki pieniężne z działalności operacyjnej na akcję	\$ -	\$ -	\$ 0,01	\$ (0,01)

Środki pieniężne z działalności operacyjnej za okres trzech miesięcy zakończony 30 września 2018 r. wyniosły 27 tys. USD (wartość ujemna) w porównaniu do 0,6 mln USD (wartość ujemna) w analogicznym okresie 2017 r., co stanowi zmianę o 0,6 mln USD. Wygenerowanie dodatkowych środków pieniężnych z działalności operacyjnej w trzecim kwartale 2018 r. wynikało głównie z wyższych przychodów ze sprzedaży (pomniejszonych o koszty produkcji w Tunezji) oraz środków otrzymanych z odszkodowania za wypadek na odwiercie w wysokości 1,0 mln USD częściowo skompensowanych przez wyższe bieżące obciążenia podatkowe.

W ujęciu od początku roku, środki pieniężne z działalności operacyjnej wzrosły, z 1,9 mln USD (wartość ujemna) w 2017 roku do 1,9 mln USD. Wygenerowanie dodatkowych środków pieniężnych z działalności operacyjnej w 2018 r. w głównej mierze spowodowane było otrzymaniem 3,6 mln USD z tytułu odszkodowania dotyczącego jednorazowego zdarzenia - wypadku na odwiercie w grudniu 2017 r. oraz wyższymi przychodami ze sprzedaży (pomniejszonymi o koszty produkcji w Tunezji), częściowo skompensowanym przez wyższe koszty transakcyjne związane z Kontynuacją na Jersey oraz procesem dopuszczenia akcji do obrotu na rynku AIM i wyższymi bieżącymi obciążeniami podatkowymi.

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

Spółka stosuje *przepływy środków z działalności operacyjnej* jako kluczowy wskaźnik, służący do pomiaru zdolności Spółki do generowania środków pieniężnych z działalności operacyjnej do sfinansowania przyszłej działalności. Poniższa tabela prezentuje uzgodnienie pomiędzy przepływami środków z działalności operacyjnej i przepływami z działalności operacyjnej oraz do zysku/(straty) netto w podziale na segmenty.

w tys. USD	Rumunia		Tunezja		Obszar korporacyjny		Razem	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017
<b>Okres trzech miesięcy zakończony 30 września</b>								
Zysk/(strata) netto	1 377	(41)	40	(5 450)	(1 987)	(1 552)	(570)	(7 043)
Korekty:								
Odpisy umorzeniowe i amortyzacja	2	1	385	112	32	36	419	149
Utrata wartości	-	-	-	4 981	-	-	-	4 981
Zysk ze zbycia aktywów	-	-	(117)	-	-	-	(117)	-
Przyrost wartości	7	2	242	169	-	-	249	171
Płatności w formie akcji własnych	-	-	-	-	128	240	128	240
Niezrealizowany (zysk)/strata z tytułu różnic kursowych	(109)	5	196	3	(7)	(190)	80	(182)
Zmiana stanu odroczonego podatku dochodowego	-	-	(1 171)	290	-	-	(1 171)	290
Koszty odsetkowe	-	19	-	-	955	790	955	809
Przepływy środków z działalności operacyjnej	1 277	(14)	(425)	105	(879)	(676)	(27)	(585)
Zmiana stanu niepieniężnego kapitału obrotowego	211	-	790	733	(315)	477	686	1 210
Przepływy z działalności operacyjnej	1 488	(14)	365	838	(1 194)	(199)	659	625

**Serinus Energy plc**  
**Sprawozdanie kierownictwa z działalności za trzeci kwartał 2018 r.**  
(kwoty w tys. USD, o ile nie wskazano inaczej)

w tys. USD Okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września	Rumunia		Tunezja		Obszar korporacyjny		Razem	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Zysk/(strata) netto	4 441	33	262	(6 618)	(6 890)	(2 526)	(2 187)	(9 111)
Korekty:								
Odpisy umorzeniowe i amortyzacja	5	4	1 177	1 267	125	108	1 307	1 379
Utrata wartości	-	-	-	4 981	-	-	-	4 981
Zysk ze zbycia aktywów	-	-	(117)	-	-	(2 179)	(117)	(2 179)
Przyrost wartości	33	4	724	509	-	-	757	513
Płatności w formie akcji własnych	-	-	-	-	374	456	374	456
Akcje wyemitowane jako część wynagrodzenia	-	-	-	-	-	7	-	7
Niezrealizowany zysk/(strata) z inwestycji	-	-	-	-	-	13	-	13
Niezrealizowany (zysk)/strata z tytułu różnic kursowych	22	5	171	36	(649)	(95)	(456)	(54)
Zmiana stanu odroczonego podatku dochodowego	-	-	(302)	(88)	-	-	(302)	(88)
Koszty odsetkowe	-	-	-	-	2 542	2 201	2 542	2 201
Koszty wycofania aktywów z eksploatacji	(24)	-	-	-	-	-	(24)	-
Przepływy środków w działalności operacyjnej	4 477	46	1 915	87	(4 498)	(2 015)	1 894	(1 882)
Zmiana stanu niepieniężnego kapitału obrotowego	(2 730)	-	(1 511)	1 136	(845)	(16)	(5 086)	1 120
Przepływy z działalności operacyjnej	1 747	46	404	1 223	(5 343)	(2 031)	(3 192)	(762)

## Produkcja

	Okres trzech miesięcy zakończony 30 września		Okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września	
	2018	2017	2018	2017
Produkcja - ropa naftowa (bbl/d)	247	65	257	276
Produkcja - gaz ziemny (Mcf/d)	592	136	601	557
Produkcja - ogółem (boe/d)	346	88	357	369
% udział ropy	71%	74%	72%	75%
% udział gazu	29%	26%	28%	25%

Do 30 września 2018 r. całość wydobycia pochodziła jedynie z pola Sabria, podczas gdy w okresie dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2017 r. wydobycie prowadzono na dwóch polach - Sabria i Chouech Es Saida.

Wielkość wydobycia w trzecim kwartale 2018 r. wzrosła do 346 boe/d, w porównaniu do 88 boe/d w trzecim kwartale 2017 r. Wzrost produkcji w trzecim kwartale 2018 r. spowodowany był wydobyciem z pola Sabria przez cały trzeci kwartał 2018 r., podczas gdy w 2017 roku produkcja odbywała się przez jeden miesiąc, ponieważ pole Sabria było zamknięte w okresie od 22 maja 2017 r. do września 2017 r. Pole Chouech Es Saida pozostaje nieczynne od 28 lutego 2017 r., co miało wpływ na trzeci kwartał zarówno 2017 roku, jak i 2018 roku.

W okresie od początku roku wielkość wydobycia wyniosła 357 boe/d i była nieznacznie niższa od 369 boe/d uzyskanych w analogicznym okresie 2017 r. Spadek produkcji wynikał z trwającego od 28 lutego 2017 r. zamknięcia pola Chouech Es Saida oraz niższego wydobycia z pola Sabria od momentu wznowienia produkcji we wrześniu 2017 r., po okresie jego zamknięcia.

Na początku września 2017 r. Spółka wznowiła wydobycie na polu Sabria, po okresie zamknięcia od maja 2017 r. Wszystkie odwierty powróciły do poziomu produkcji przed zamknięciem, poza odwiertem Win-12bis, z którego wydobycie spadło początkowo o 60% w porównaniu do stanu przed zamknięciem. Historycznie, wydobycie z odwiertu Win-12bis odbywało się przy wysokich wskaźnikach zawodnienia (ang. *water cut*), gdy poprzedzało je zamknięcie odwiertu. W trakcie 2017 r. stabilność poziomu wydobycia z odwiertu ulegała poprawie, w 2018 r. wydobycie ustabilizowało się i wynosiło około 145 boe/d netto. W drugim kwartale 2018 r. Spółka zapuściła do odwiertu WIN-12bis instrumenty w celu zbadania otworu pod kątem przeprowadzenia w przyszłości zabiegów na rzecz poprawy wydobycia.

**Serinus Energy plc**  
**Sprawozdanie kierownictwa z działalności za trzeci kwartał 2018 r.**  
(kwoty w tys. USD, o ile nie wskazano inaczej)

### Przychody ze sprzedaży ropy naftowej i gazu

w tys. USD	Okres trzech miesięcy zakończony 30 września		Okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września	
	2018	2017	2018	2017
Przychody z ropy naftowej <sup>(1)</sup>	\$ 1 594	\$ 298	\$ 4 851	\$ 3 751
Przychody z gazu ziemnego	573	84	2 009	923
Przychody ogółem	\$ 2 167	\$ 382	\$ 6 860	\$ 4 674
Przychody z ropy naftowej (%)	74%	78%	71%	80%
Przychody z gazu ziemnego (%)	26%	22%	29%	20%
Ropa naftowa (USD/bbl)	\$ 70,07	\$ 50,00	\$ 69,17	\$ 49,75
Gaz ziemny (USD/Mcf)	10,53	6,71	12,25	6,07
Średnia zrealizowana cena (USD/boe)	\$ 68,11	\$ 47,48	\$ 70,39	\$ 46,39

(1) Dane porównawcze za rok 2017 obejmują „zmianę stanu zapasów ropy naftowej”

Przychody ze sprzedaży są obecnie generowane wyłącznie w Tunezji. Spółka jest zobowiązana do sprzedaży 20% rocznego wydobycia z koncesji Sabria na rynek lokalny, po cenie niższej o około 10% w stosunku do ceny uzyskiwanej ze sprzedaży pozostałej ropy naftowej. Pozostała część wydobytej ropy naftowej jest sprzedawana na rynek międzynarodowy, w ramach którego Spółka prowadzi sprzedaż w oparciu o porozumienie handlowe zawarte z Shell International Trading and Shipping Company Limited („porozumienie z Shell”).

Przychody ze sprzedaży ropy naftowej i gazu wyniosły 2,2 mln USD za okres trzech miesięcy zakończony 30 września 2018 r., w porównaniu do 0,4 mln USD w analogicznym okresie 2017 r. Wzrost ten wynika ze znacznego zwiększenia produkcji oraz wzrostu średniej zrealizowanej ceny o 43%. Zrealizowane ceny ropy naftowej wzrosły o 40%, do 70,07 USD/bbl, co odzwierciedla wzrost średniej ceny ropy Brent w tym samym okresie, z 52,11 USD/bbl do 75,22 USD/bbl. W trzecim kwartale 2018 r. Spółka zrealizowała cenę ropy Brent w 93%, w porównaniu do 96% realizacji ceny ropy w trzecim kwartale 2017 r. Średnia zrealizowana cena gazu ziemnego wzrosła do 10,53 USD/mcf, w porównaniu do 6,71 USD/mcf w 2017 r. Wzrost ten wynikał ze wzrostu ceny referencyjnej wykorzystywanej do ustalenia ceny sprzedaży oraz zmiany podstawy ceny referencyjnej. Ceny gazu ziemnego są regulowane na szczeblu państwowym i przed 2018 rokiem powiązane były ze średnią krocząca ceną oleju opałowego o niskiej zawartości siarki za okres dziewięciu miesięcy (odnoszone do Brent). Powiązanie to zostało zmienione w 2018 r. na średnią cenę oleju opałowego o niskiej zawartości siarki za miesiąc bieżący, co spowodowało wzrost cen o około 10%. Przychody ze sprzedaży gazu ziemnego za okres trzech miesięcy zakończony 30 września 2018 r. nie uwzględniają korekty cen, dotyczącej sprzedaży 2017 r.

Podobne tendencje są zauważalne porównując okresy od początku roku. Przychody wzrosły o 47%, do 6,9 mln USD w 2018 r., co wynikało z wzrostu średniej zrealizowanej ceny o 52%, nieznacznie skompensowanego przez spadek wydobycia o 3%. Zrealizowane ceny wzrosły z podobnych przyczyn, co obserwowalne w kwartale, przy czym cena ropy Brent wzrosła do 72,18 USD/bbl, w porównaniu do ceny 51,82 USD/bbl odnotowanej w 2017 roku. W ujęciu od początku roku Spółka zrealizowała cenę ropy Brent w 96% zarówno w 2018 r., jak i w 2017 r. W związku ze zmianą podstawy ceny referencyjnej stosowanej do określenia ceny gazu, w 2018 r. otrzymano korektę dotyczącą sprzedaży w czwartym kwartale 2017 r., a zatem przychody ze sprzedaży gazu ziemnego zawierają 0,4 mln USD korekty dotyczącej zmiany referencyjnej ceny. Po wyłączeniu tej jednorazowej korekty, zrealizowana cena gazu ziemnego wynosiłaby 9,78 USD/mcf i byłaby wyższa o 61% od ceny gazu ziemnego zrealizowanej w okresie dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2017 r., która wynosiła 6,07 USD/mcf.

Jeśli chodzi o gromadzenie ropy naftowej to przed 2018 rokiem Spółka ujmowała zapasy w wartości sprzedaży netto, a zmiana stanu zapasów była ujmowana w rachunku zysków i strat jako „zmiana stanu zapasów ropy naftowej”. Środki pieniężne otrzymywane co miesiąc od Shell były prezentowane w bilansie jako „zaliczki na sprzedaż ropy naftowej”. Kiedy ropa naftowa była fizycznie załadowana na tankowce i następowało przeniesienie własności, to zapasy i zaliczki odwracano, należności były rozliczane z pozostałą kwotą należną od Shell, a zmiana stanu zapasu w rachunku zysków i strat była reklasyfikowana do przychodów. Począwszy 1 stycznia 2018 r., w związku z zastosowaniem MSSF 15, przychód jest rozpoznawany w momencie dostarczenia wolumenu odbieranego przez tankowce, w przeciwieństwie do poprzedniego wymogu rozpoznawania przychodu w momencie załadowania na tankowce. Tym samym zmiana stanu zapasu ropy naftowej jest obecnie prezentowana jako przychody ze sprzedaży ropy naftowej i gazu ziemnego. Zmiana w sposobie rozpoznawania



**Serinus Energy plc**  
**Sprawozdanie kierownictwa z działalności za trzeci kwartał 2018 r.**  
(kwoty w tys. USD, o ile nie wskazano inaczej)

przychodu na podstawie MSSF 15 pozostaje bez wpływu na wynik. W sprawozdaniu z sytuacji finansowej, zapas surowca, po pomniejszeniu o zaliczki na sprzedaż ropy naftowej, ewidencjonowany jest jako należności handlowe.

### Koszty należności koncesyjnych

w tys. USD	Okres trzech miesięcy zakończony 30 września		Okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września	
	2018	2017	2018	2017
Koszty należności koncesyjnych	\$ 218	\$ 39	\$ 673	\$ 484
Koszty należności koncesyjnych (USD/boe)	\$ 6,85	\$ 4,85	\$ 6,91	\$ 4,80
Koszty należności koncesyjnych (% sprzedaży)	10,1%	10,2%	9,8%	10,4%

Stawki opłat koncesyjnych w Tunezji ustalane są na podstawie indywidualnych umów koncesyjnych. Dla dwóch koncesji, Sabria i Zinnia, stawki opłat koncesyjnych uzależnione są od wysokości wskaźnika - obliczonego jako stosunek skumulowanych przychodów ze sprzedaży (pomniejszonych o podatki) do skumulowanych nakładów inwestycyjnych poniesionych na terenie koncesji - zwanego współczynnikiem R. Ponieważ współczynnik R wzrasta, maksymalna stawka opłat koncesyjnych wynosi 15%. W 2018 r. stawka opłat dla koncesji Sabria wynosiła 10% dla ropy naftowej i 8% dla gazu ziemnego. Dla koncesji Chouech Es Saida stawki opłat są równe i wynoszą 15%.

Koszty należności koncesyjnych w kwartale zakończonym 30 września 2018 r. wzrosły do 0,2 mln USD, w porównaniu do 39 tys. USD za analogiczny okres 2017 r., co związane było ze wzrostem sprzedaży. Efektywna stawka opłat koncesyjnych spadła, z 10,2% w drugim kwartale 2017 r. do 10,1% w trzecim kwartale 2018 r., w związku z nieznacznie wyższym udziałem sprzedaży gazu ziemnego w 2018 r., dla którego stawka opłat koncesyjnych jest niższa niż dla ropy naftowej z koncesji Sabria.

W okresie od początku roku, koszty należności koncesyjnych wzrosły do 0,7 mln USD, w porównaniu do 0,5 mln USD za analogiczny okres 2017 r. Wzrost ten spowodowany był wzrostem przychodów oraz spadkiem stawek opłat koncesyjnych w ujęciu rocznym. Średnia stawka opłat koncesyjnych za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2018 r. wynosiła 9,8%, w porównaniu do 10,4% w analogicznym okresie 2017 r. W 2017 r. wydobycie z pola Chouech Es Saida, przed jego zamknięciem w lutym, miało wyższą stawkę opłat koncesyjnych niż wydobycie z pola Sabria, co przekładało się na wyższą średnią stawkę w 2017 r. Dodatkowo proporcjonalnie większe wydobycie gazu z pola Sabria w 2018 r., w porównaniu do 2017 r., skutkowało nieznacznie niższą średnią stawką opłat koncesyjnych dla koncesji Sabria w 2018 r.

Wzrost kosztów należności koncesyjnych przypadających na boe za okres trzech i dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2018 r. wynika z wyższych cen surowców w porównaniu do okresu trzech i dziewięciu miesięcy zakończonych 30 września 2017 r.

### Koszty produkcji

w tys. USD	Okres trzech miesięcy zakończony 30 września		Okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września	
	2018	2017	2018	2017
Koszty produkcji - Tunezja	\$ 686	\$ 578	\$ 1 963	\$ 3 443
Koszty produkcji - Kanada	5	7	46	35
Koszty produkcji - Ogółem	\$ 691	\$ 585	\$ 2 009	\$ 3 478
Koszty produkcji - Tunezja (USD/boe)	\$ 21,56	\$ 71,88	\$ 20,14	\$ 34,17

Koszty produkcji w trzecim kwartale 2018 r. wzrosły o 18%, do 0,7 mln USD, w porównaniu do 0,6 mln USD w analogicznym okresie 2017 r. Wzrost kosztów w 2018 r. spowodowany był wzrostem wydobycia na polu Sabria, częściowo skompensowany przez niższe koszty związane z utrzymaniem biura w Tunezji.

W ujęciu od początku roku, koszty produkcji spadły o 42% do 2 mln USD, w porównaniu do 3,5 mln USD w okresie porównawczym. Spadek kosztów w 2018 r. odzwierciedla całkowite zamknięcie pola Chouech Es Saida w trzecim kwartale 2017 r., obejmujące wypowiedzenie umów całemu personelowi operacyjnemu pola, co skutkowało niższymi kosztami operacyjnymi, spadkiem kosztów biura w Tunezji, częściowo skompensowanymi przez wyższe wydobycie z pola Sabria.

**Serinus Energy plc****Sprawozdanie kierownictwa z działalności za trzeci kwartał 2018 r.**

(kwoty w tys. USD, o ile nie wskazano inaczej)

Koszty produkcji przypadające na boe w okresie dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2018 r. spadły do 20,14 USD/boe, w porównaniu do 34,17 USD/boe w porównywalnym okresie 2017 r. Powody spadku kosztów zostały opisane powyżej.

Koszty produkcji dotyczące Kanady obejmują koszty związane z aktywami w Sturgeon Lake i wyniosły 46 tys. USD za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2018 r. (okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2017 r.: 35 tys. USD). Aktywa te nie są aktywami produkcyjnymi. Spółka ponosi minimalne koszty operacyjne w celu utrzymania aktywów.

**Operacyjna wartość retroaktywna netto (ang. *operating netback*)**

Serinus stosuje operacyjną wartość retroaktywną netto jako kluczowy wskaźnik efektywności, aby wspomóc Kierownictwo w zrozumieniu rentowności spółki Serinus w odniesieniu do aktualnych warunków rynkowych oraz jako narzędzie do analizy porównawczej efektywności operacyjnej w stosunku do poprzednich okresów. Operacyjna wartość retroaktywna netto składa się z przychodów z tytułu sprzedaży ropy naftowej i gazu ziemnego, pomniejszonych o koszty należności koncesyjnych i koszty produkcyjne. Wartość retroaktywna netto jest miarą niewystępującą w MSSF, dlatego miara ta może być nieporównywalna z miarami stosowanymi przez inne podmioty. Patrz rozdział zatytułowany „Miary niewystępujące w MSSF” w celu uzyskania informacji dotyczących miar niewystępujących w MSSF.

w tys. USD	Okres trzech miesięcy zakończony 30 września 2018 r.			Okres trzech miesięcy zakończony 30 września 2017 r.		
	Ropa naftowa (bbl)	Gaz (Mcf)	Razem (boe)	Ropa naftowa (bbl)	Gaz (Mcf)	Razem (boe)
Wolumen produkcji	247	592	346	65	136	88
Zrealizowana cena	\$ 70,07	\$ 10,53	\$ 68,11	\$ 50,00	\$ 6,71	\$ 47,48
Koszty należności koncesyjnych	(7,61)	(0,83)	(6,85)	(5,37)	(0,56)	(4,85)
Koszty produkcji	(22,07)	(3,38)	(21,56)	(76,90)	(9,59)	(71,88)
Operacyjna wartość retroaktywna netto	\$ 40,39	\$ 6,32	\$ 39,70	\$ (32,27)	\$ (3,44)	\$ (29,25)

w tys. USD	Okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2018 r.			Okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2017 r.		
	Ropa naftowa (bbl)	Gaz (Mcf)	Razem (boe)	Ropa naftowa (bbl)	Gaz (Mcf)	Razem (boe)
Wolumen produkcji	257	601	357	276	557	369
Zrealizowana cena	\$ 69,17	\$ 12,25	\$ 70,39	\$ 49,75	\$ 6,07	\$ 46,39
Koszty należności koncesyjnych	(7,24)	(1,01)	(6,91)	(5,48)	(0,47)	(4,80)
Koszty produkcji	(19,79)	(3,51)	(20,14)	(36,64)	(4,47)	(34,17)
Operacyjna wartość retroaktywna netto	\$ 42,14	\$ 7,73	\$ 43,34	\$ 7,63	\$ 1,13	\$ 7,42

Wartość retroaktywna netto przypadająca na boe w trzecim kwartale 2018 r. wyniosła 39,70 USD/boe i była wyższa o 68,95 USD/boe od wartości retroaktywnej netto osiągniętej w analogicznym okresie 2017 r., kiedy to odnotowano 29,25 USD/boe (wartość ujemna). Za ten wzrost odpowiada w głównej mierze wzrost zrealizowanych cen w połączeniu z niższymi kosztami produkcji przypadającymi na boe.

Podobne tendencje są zauważalne porównując okresy od początku roku.

**Serinus Energy plc**  
**Sprawozdanie kierownictwa z działalności za trzeci kwartał 2018 r.**  
(kwoty w tys. USD, o ile nie wskazano inaczej)

### Koszty ogólnego zarządu

w tys. USD	Okres trzech miesięcy zakończony 30 września		Okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września	
	2018	2017	2018	2017
Koszty ogólnego zarządu	\$ 816	\$ 570	\$ 2 225	\$ 2 090
Koszty ogólnego zarządu (USD/boe)	\$ 25,65	\$ 70,89	\$ 22,83	\$ 20,74

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

Koszty ogólnego zarządu w trzecim kwartale 2018 r. wzrosły o 0,2 mln USD do kwoty 0,8 mln USD, z poziomu 0,6 mln w porównywalnym okresie 2017 r. Wzrost ten spowodowany były spadkiem kwoty odzyskanych kosztów w ramach kosztów ogólnego zarządu i został częściowo skompensowany niższymi kosztami zatrudnienia. Koszty ogólnego zarządu przypadające na boe spadły, odzwierciedlając wzrost produkcji w trzecim kwartale 2018 r., w porównaniu do analogicznego okresu 2017 r.

Koszty ogólnego zarządu za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2018 r. zwiększyły się z 2,1 mln USD w 2017 r. do 2,2 mln USD w 2018 r., z powodów, które zostały opisane powyżej. W związku ze wzrostem kosztów ogólnego zarządu i niższą wielkością produkcji, koszty ogólnego zarządu na boe zwiększyły się do 22,83 USD/bbl, z 20,74 USD/bbl w 2017 r.

### Koszty wypadku na odwiercie

W dniu 18 grudnia 2017 r. miał miejsce wypadek na odwiercie, kiedy to podczas rutynowych działań przygotowujących odwiert Moftinu-1001 do dalszej produkcji nastąpiło niespodziewane uwolnienie gazu, co w następstwie spowodowało zapłon. Kontrolę nad odwiertem przywrócono w dniu 6 stycznia 2018 r. Niezwłocznie po zaczopowaniu otworu Spółka wykonała zatłoczenie otworu, a w wyniku przeprowadzonego następnie przeglądu Spółka ustaliła, że uszczelnienie w wieszaku rur okładzinowych było poddane działaniu na tyle wysokiej temperatury, że jego szczelność jest wątpliwa. Spółka zdecydowała się na likwidację końcową odwiertu i opuszczenie Moftinu-1001. Koszty związane z opisanym powyżej zdarzeniem w kwocie 4,0 mln USD zostały w całości ujęte w wyniku roku 2017. W pierwszym kwartale 2018 r. Spółka poniosła 0,1 mln USD kolejnych kosztów związanych z opuszczeniem odwiertu Moftinu-1001 oraz rekultywacji terenu odwiertu i naprawy dróg dojazdowych uszkodzonych w trakcie działań interwencyjnych.

W okresie pierwszych sześciu miesięcy 2018 r. Spółka złożyła wstępny wniosek o odszkodowanie związane z wypadkiem na odwiercie Moftinu-1001 i otrzymała 2,6 mln USD środków z odszkodowania. W trakcie trzeciego kwartału 2018 r. Spółka złożyła drugi cząstkowy wniosek o odszkodowanie, dotyczące pozostałych kosztów wypadku i ujęła środki w wysokości 1,0 mln USD. Spółka otrzymała w trzecim kwartale 2018 r. 0,8 mln USD środków z odszkodowania, a 0,2 mln USD jest wykazane jako należność w bilansie. Po 30 września 2018 r. Spółka otrzymała pozostałe 0,2 mln USD związane z drugim cząstkowym wnioskiem o odszkodowanie. Środki te zostały w całości ujęte jako przychody w sprawozdaniu z zysków i strat. Spółka wykonała również zastępczy odwiert Moftinu-1007, zlokalizowany około 300 metrów od odwiertu Moftinu-1001. Koszty przeprowadzenia tych prac wiertniczych stanowiły ostateczną część roszczeń odszkodowawczych Spółki w złożonych w czwartym kwartale 2018 r. Europejski Bank Odbudowy i Rozwoju („EBOR”) jest uposażonym w ramach właściwej polisy ubezpieczeniowej.

### Koszty transakcyjne

Poniesione w okresie dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2018 r. koszty transakcyjne w wysokości 1,4 mln USD związane są z przeniesieniem w ramach Kontynuacji Spółki z Prowincji Alberta w Kanadzie na Jersey (Wyspy Normandzkie) w dniu 3 maja 2018 r. oraz wprowadzeniem akcji do obrotu na rynku AIM, prowadzonym przez giełdę London Stock Exchange, co nastąpiło w dniu 18 maja 2018 r. Ponieważ operacja została zainicjowana w trzecim kwartale 2017 r. to w pierwszych dziewięciu miesiącach 2017 r. poniesiono 0,1 mln USD kosztów z nią związanych.

**Serinus Energy plc****Sprawozdanie kierownictwa z działalności za trzeci kwartał 2018 r.**

(kwoty w tys. USD, o ile nie wskazano inaczej)

**Płatności w formie akcji własnych**

w tys. USD	Okres trzech miesięcy zakończony 30 września		Okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września	
	2018	2017	2018	2017
Płatności w formie akcji własnych	\$ 128	\$ 240	\$ 374	\$ 456
Płatności w formie akcji własnych (USD/boe)	\$ 4,02	\$ 29,85	\$ 3,84	\$ 4,53

Płatności w formie akcji własnych wyniosły 128 tys. USD i 374 tys. USD w okresach trzech i dziewięciu miesięcy zakończonych 30 września 2018 r., w porównaniu do, odpowiednio, 240 tys. USD i 456 tys. USD odnotowanych w analogicznych okresach 2017 r., co stanowiło, odpowiednio, spadek o 47% i 18%. Niższe koszty ujęte w 2018 r. w porównaniu do 2017 r. odzwierciedlają przyznanie i utratę opcji w 2018 r.

**Odpisy umorzeniowe, amortyzacja i utrata wartości**

w tys. USD	Okres trzech miesięcy zakończony 30 września		Okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września	
	2018	2017	2018	2017
Odpisy umorzeniowe i amortyzacja (Tunezja)	\$ 385	\$ 112	\$ 1 177	\$ 1 267
Odpisy umorzeniowe i amortyzacja (Rumunia)	2	1	5	4
Odpisy umorzeniowe i amortyzacja (Kanada)	32	36	125	108
Utrata wartości - Tunezja	-	4 981	-	4 981
	\$ 419	\$ 5 130	\$ 1 307	\$ 6 360
Odpisy umorzeniowe i amortyzacja - Tunezja (USD/boe)	\$ 12,10	\$ 13,93	\$ 12,08	\$ 12,57

Koszty odpisów umorzeniowych i amortyzacji naliczane są w podziale na koncesje, przy uwzględnieniu wartości księgowej netto koncesji, przyszłych kosztów zagospodarowania związanych z jej rezerwami oraz biorąc pod uwagę wielkość potwierdzonych i prawdopodobnych rezerw danej koncesji.

Koszty odpisów umorzeniowych i amortyzacji w Tunezji za trzeci kwartał 2018 r. wzrosły do 0,4 mln USD, z 0,1 mln USD w analogicznym okresie 2017 r. Wzrost spowodowany jest wyższym wydobywaniem w 2018 r. W 2017 r. pole Sabria było zamknięte przez większą część trzeciego kwartału.

W okresie od początku roku koszty odpisów umorzeniowych w Tunezji spadły o 7%, z 1,3 mln USD do 1,2 mln USD, co spowodowane było niższą o 3% produkcją w 2018 r. w porównaniu do 2017 r. oraz nieznacznie niższą stawką umorzeniową przypadającą na boe. W ujęciu na boe, stawka umorzeniowa wynosiła 12,08 USD/boe w okresie dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2018 r., w porównaniu do 12,57 USD/boe w analogicznym okresie 2017 r.

**Koszty odsetkowe i przyrost wartości**

w tys. USD	Okres trzech miesięcy zakończony 30 września		Okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września	
	2018	2017	2018	2017
Koszty odsetek	\$ 955	809	\$ 2 542	\$ 2 201
Przyrost wartości zobowiązania z tytułu wycofania składnika aktywów z użytkowania	249	171	757	513
	\$ 1 204	980	\$ 3 299	\$ 2 714

Koszty odsetkowe za trzeci kwartał 2018 r. wzrosły o 18% i wyniosły 1,0 mln USD, w porównaniu do 0,8 mln USD w analogicznym okresie 2017 r., co wynika z wyższego poziomu zadłużenia (ze względu na odsetki naliczone od kredytu zamiennego) oraz wyższych stóp oprocentowania kredytów w 2018 r. (wzrost stawki LIBOR). Średni poziom zadłużenia uwzględniony w kalkulacji kosztów odsetkowych za trzeci kwartał 2018 r. wyniósł 33,0 mln USD, w porównaniu do 30,5 mln USD w 2017 r., w związku z czym koszty odsetkowe były nieznacznie wyższe w trzecim kwartale 2018 r.

Koszty odsetkowe za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2018 r. wyniosły 2,5 mln USD, w porównaniu do 2,2 mln USD w 2017 r., wzrost o 0,3 mln USD wynika z podobnych czynników jak opisane powyżej.

**Serinus Energy plc**  
**Sprawozdanie kierownictwa z działalności za trzeci kwartał 2018 r.**  
(kwoty w tys. USD, o ile nie wskazano inaczej)

Koszty przyrostu wartości obejmują wzrost rezerwy z tytułu wycofania składnika aktywów z użytkowania od końca poprzedniego roku i odzwierciedlają upływ czasu. Koszty przyrostu wartości w 2018 r. były wyższe niż w 2017 r., jako że zobowiązanie z tytułu wycofania składnika aktywów wzrosło na dzień 31 grudnia 2017 r., w związku ze wzrostem przyszłych prognozowanych stóp inflacji w Tunezji, a także zwiększonym zobowiązaniem związanym z zakładem przetwarzania gazu w Rumunii i odwiertem Moftinu-1007 oraz Moftinu – 1003.

### Waluty obce

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

W okresie dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2018 r. ujęto zysk z tytułu różnic kursowych w wysokości 0,2 mln USD, w porównaniu do 0,2 mln USD w analogicznym okresie 2017 r., w związku z wahaniami różnych walut w stosunku do dolara amerykańskiego.

Spółka jest narażona na ryzyko wynikające z wahań kursów wymiany funta brytyjskiego, dolara kanadyjskiego, polskiego złotego, leja rumuńskiego, dinara tunezyjskiego, euro i dolara amerykańskiego. Na dzień 30 września 2018 r. główne ekspozycje Spółki na ryzyko walutowe dotyczyły funta brytyjskiego („GBP”), dolara kanadyjskiego („CAD”), leja rumuńskiego („LEU”) oraz dinara tunezyjskiego („TND”). W poniższej tabeli znajduje się podsumowanie ryzyka walutowego Spółki dla każdej ze wskazanych walut:

Na dzień 30 września 2018 r.					
w tys. USD	GBP	CAD	LEU	TND	
Środki pieniężne i inne aktywa pieniężne	\$ 1 096	\$ 26	\$ 510	\$ 1 462	
Należności	-	68	11 743	4 147	
Należności z tytułu podatku dochodowego	-	-	3	(816)	
Środki pieniężne o ograniczonej możliwości dysponowania	-	1 393	109	-	
Przedpłaty	16	15	1 810	702	
Zobowiązania i rozliczenia międzyokresowe	(35)	(12)	(13 845)	(5 511)	
Ekspozycja netto na ryzyko kursowe	\$ 1 077	\$ 1 490	\$ 330	\$ (16)	
Kurs przeliczeniowy na USD	1,3041	0,7736	0,2487	0,3550	
Ekwiwalent USD wg kursu waluty na koniec okresu	\$ 1 405	\$ 1 153	\$ 82	\$ (6)	

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

Wpływ na zysk/(stratę) netto	30 września	31 grudnia
w tys. USD	2018	2017
Funt szterling (GBP)	\$ 141	\$ -
Dolar kanadyjski (CAD)	115	437
Lej rumuński (LEU)	8	(72)
Dinar tunezyjski (TND)	(1)	(43)
Razem	\$ 263	\$ 322

**Serinus Energy plc**  
**Sprawozdanie kierownictwa z działalności za trzeci kwartał 2018 r.**  
(kwoty w tys. USD, o ile nie wskazano inaczej)

### Nakłady inwestycyjne

Za okres trzech miesięcy zakończony 30 września 2018 r.				
w tys. USD	Tunezja	Rumunia	Obszar korporacyjny	Razem
Rzeczowe aktywa trwałe	\$ (15)	\$ 4 544	\$ 1	\$ 4 530
Poszukiwanie i ocena zasobów	-	-	-	-
Wydatki na poszukiwanie i zagospodarowywanie	(15)	4 544	1	\$ 4 530
Zmiana stanu niepieniężnego kapitału obrotowego	-	(2 377)	-	(2 377)
Poszukiwanie i zagospodarowywanie, płatności pieniężne	\$ (15)	\$ 2 167	\$ 1	\$ 2 153

Za okres trzech miesięcy zakończony 30 września 2017 r.				
w tys. USD	Tunezja	Rumunia	Obszar korporacyjny	Razem
Rzeczowe aktywa trwałe	\$ 13	\$ 15	\$ -	\$ 28
Poszukiwanie i ocena zasobów	-	3 307	-	3 307
Wydatki na poszukiwanie i zagospodarowywanie	13	3 322	-	3 335
Zmiana stanu niepieniężnego kapitału obrotowego	299	(497)	-	(198)
Poszukiwanie i zagospodarowywanie, płatności pieniężne	\$ 312	\$ 2 825	\$ -	\$ 3 137

Za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2018 r.				
w tys. USD	Tunezja	Rumunia	Obszar korporacyjny	Razem
Rzeczowe aktywa trwałe	\$ (31)	\$ 11 850	\$ 85	\$ 11 904
Poszukiwanie i ocena zasobów	-	-	-	-
Wydatki na poszukiwanie i zagospodarowywanie	(31)	11 850	85	11 904
Zmiana stanu niepieniężnego kapitału obrotowego	116	416	-	532
Poszukiwanie i zagospodarowywanie, płatności pieniężne	\$ 85	\$ 12 266	\$ 85	\$ 12 436

Za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2017 r.				
w tys. USD	Tunezja	Rumunia	Obszar korporacyjny	Razem
Rzeczowe aktywa trwałe	\$ 417	\$ 15	\$ -	\$ 432
Poszukiwanie i ocena zasobów	-	5 214	-	5 214
Wydatki na poszukiwanie i zagospodarowywanie	417	5 229	-	5 646
Zmiana stanu niepieniężnego kapitału obrotowego	175	320	-	495
Poszukiwanie i zagospodarowywanie, płatności pieniężne	\$ 592	\$ 5 549	\$ -	\$ 6 141

Nakłady inwestycyjne w Rumunii w okresie dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2018 r. wyniosły 11,9 mln USD. Koszty obejmowały głównie budowę zakładu przetwarzania gazu Moftinu w wysokości 3,9 mln USD, koszty wykonania odwiertu, uzbrojenia, testowania i przyłączenia odwiertu Moftinu-1007 w wysokości 3,5 mln USD, koszty wykonania odwiertu, uzbrojenia, testowania i przyłączenia odwiertu Moftinu-1003 w wysokości 3,0 mln USD a także koszty związane z utrzymaniem biura w Bukareszcie w wysokości 0,9 mln USD.

**Serinus Energy plc**  
**Sprawozdanie kierownictwa z działalności za trzeci kwartał 2018 r.**  
(kwoty w tys. USD, o ile nie wskazano inaczej)

**Płynność, zadłużenie i zasoby kapitałowe**

w tys. USD	Okres trzech miesięcy zakończony 30 września		Okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września	
	2018	2017	2018	2017
Przepływy z działalności operacyjnej	\$ 659	\$ 625	\$ (3 192)	\$ (762)
Przepływy z działalności finansowej	(233)	(229)	12 242	15 898
Przepływy z działalności inwestycyjnej	(2 053)	(3 139)	(12 358)	(6 033)
Zmiana stanu środków pieniężnych z tytułu różnic kursowych	2	175	626	51
Zmiana stanu środków pieniężnych	\$ (1 625)	\$ (2 568)	\$ (2 682)	\$ 9 154

W okresie trzech miesięcy zakończonym 30 września 2018 r. zmiana stanu środków pieniężnych netto wyniosła 1,6 mln USD (wartość ujemna), w porównaniu do 2,6 mln USD (wartość ujemna) w okresie trzech miesięcy zakończonym 30 września 2017 r. W okresie dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2018 r. zmiana stanu środków pieniężnych netto wyniosła 2,7 mln USD (wartość ujemna), w porównaniu do 9,2 mln USD (wartość dodatnia) w analogicznym okresie 2017 r.

Przepływy z działalności operacyjnej w okresie dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2018 r. wyniosły 3,2 mln USD, w porównaniu do 0,8 mln USD w okresie porównawczym. Przepływy środków pieniężnych z działalności operacyjnej pozostały na niezmiennym poziomie w stosunku do porównywalnego okresu 2017 r. i wyniosły 1,9 mln USD. Przepływy z działalności operacyjnej spadły w ujęciu rok do roku, co spowodowane było głównie rozliczeniem kosztów związanych z wypadkiem na odwiercie, pomniejszonych o środki otrzymane z tytułu odszkodowania oraz Kontynuacją do Jersey i dopuszczaniem akcji do obrotu na rynku AIM.

Przepływy z działalności finansowej w okresie dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2018 r. wyniosły 12,2 mln USD, na co składały się wpływy uzyskane przez Spółkę w związku z emisją nowych akcji towarzyszącą dopuszczeniu akcji do obrotu na rynku AIM w maju 2018 r. częściowo skompensowane z płatnościami odsetek od Kredytu Głównego. Zgodnie ze zmienionymi warunkami umów Kredytu Głównego i Kredytu Zamiennego z EBOR, w 2018 r. nie dokonano żadnych spłat rat kapitałowych długoterminowego zadłużenia. Przepływy z działalności finansowej w okresie porównawczym roku 2017 w wysokości 15,9 mln USD dotyczyły głównie emisji akcji w lutym 2017 r. o wartości 18,0 mln USD, co zostało częściowo skompensowane przez zgodną z harmonogramem spłatę kredytu w wysokości 1,7 mln USD oraz odsetek w wysokości 0,5 mln USD.

Przepływy z działalności inwestycyjnej w okresie dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2018 r. w wysokości 12,4 mln USD dotyczyły głównie nakładów inwestycyjnych poniesionych w Rumunii w wysokości 11,9 mln USD, związanych z projektem zagospodarowania gazu Moftinu i wykonaniem odwiertów Moftinu-1007 i Moftinu-1003, oraz spłaty zobowiązań netto w wysokości 0,5 mln USD. W analogicznym okresie 2017 r. nakłady inwestycyjne wyniosły 5,6 mln USD, a spłata zobowiązań netto wynosiła 0,5 mln USD.

Generowanie przepływów pieniężnych w Tunezji nadal stanowi wyzwanie ze względu na obecny poziom wydobycia, jednak dzięki ustabilizowaniu wydobycia oraz w wyniku działań mających na celu ograniczenie kosztów, Tunezja była jednostką biznesową generującą dodatnie przepływy pieniężne w trzech kwartałach 2018 r.

Na dzień 30 września 2018 r. Spółka nie spełniła kowenantu *zadłużenie finansowe do EBITDA* na poziomie skonsolidowanym, obliczonego za okres trzech miesięcy zakończony 30 września 2018 r. W dniu 28 września 2018 r. Spółka otrzymała formalnie zwolnienie od EBOR z wymogu utrzymania tego wskaźnika dla okresu zakończonego dnia 30 września 2018 r. W wyniku uzyskanego zwolnienia z wymogu spełnienia wskaźnika, kredyt spłacany będzie zgodnie z pierwotnym harmonogramem, a bank nie będzie sięgał do ustanowionych zabezpieczeń w związku z niespełnieniem wskaźnika. Przyszłe spełnianie kowenantów będzie uzależnione od wyników osiągniętych przez zakład przetwarzania gazu oraz odwierty w Rumunii, możliwości poprawy wydobycia w Tunezji poprzez wznowienie działalności pola Choueh Es Saida i/lub podjęcia bez opóźnień planowanych inwestycji na polu Sabria oraz od cen surowców. Wyniki wydobycia z rumuńskich odwiertów uzależnione są od przebiegu pociągnięcia do użytkowania zakładu przetwarzania gazu oraz długości technicznego przestoju, koniecznego w momencie dostarczenia brakujących modułów.

Wewnętrznie przygotowane modele progностyczne wskazują na prawdopodobne niedopełnienie kowenantów w przyszłych kwartałach na skutek opóźnień w generowaniu przepływów z działalności operacyjnej w Rumunii i Tunezji.

Na dzień 31 grudnia 2018 r., z uwagi na prawdopodobne niedopełnienie kowenantów, zadłużenie może stać się natychmiast wymagalne, istnieje istotna niepewność, która może powodować poważne wątpliwości co do zdolności Spółki do

**Serinus Energy plc**  
**Sprawozdanie kierownictwa z działalności za trzeci kwartał 2018 r.**  
(kwoty w tys. USD, o ile nie wskazano inaczej)

kontynuowania działalności. Zdolność Spółki do kontynuowania działalności jest zależna od jej zdolności do generowania przyszłych przepływów pieniężnych z działalności, aby spełnić przyszłe wymogi co do kowenantów.

### Kapitał obrotowy

Serinus stosuje kapitał obrotowy jako kluczowy wskaźnik efektywności służący do pomiaru aktywów obrotowych Spółki pomniejszonych o zobowiązania krótkoterminowe, aby wspomóc Kierownictwo w zrozumieniu płynności spółki Serinus w odniesieniu do aktualnych warunków rynkowych oraz jako narzędzie analityczne dla analizy porównawczej w stosunku do poprzednich okresów. Kapitał obrotowy jest miarą niewystępującą w MSSF, dlatego miara ta może być nieporównywalna z miarami stosowanymi przez inne podmioty. Patrz rozdział zatytułowany „Miary niewystępujące w MSSF” w celu uzyskania informacji dotyczących miar niewystępujących w MSSF. W tabeli poniżej zaprezentowano uzgodnienie kapitału obrotowego do najbardziej zbliżonej miary aktywów obrotowych i zobowiązań krótkoterminowych w MSSF.

w tys. USD	30 września 2018	31 grudnia 2017
Aktywa obrotowe	\$ 14 556	15 393
Zobowiązania krótkoterminowe	(23 834)	(21 960)
Ujemny kapitał obrotowy	\$ (9 278)	(6 567)

Na dzień 30 września 2018 r. ujemny kapitał obrotowy wynosił 9,3 mln USD, w porównaniu do 6,6 mln USD (wartość ujemna) na dzień 31 grudnia 2017 r. Na dzień 30 września 2018 r. wartość zobowiązań krótkoterminowych wynosiła 23,8 mln USD i wzrosła o 1,9 mln USD, w porównaniu do zobowiązań krótkoterminowych w wysokości 22,0 mln USD na 31 grudnia 2017 r. Zmiana kapitału obrotowego jest rezultatem reklasyfikacji zobowiązania z tytułu kredytu w wysokości 5,5 mln zł na krótkoterminowe, w związku ze spłatą dwóch równych rat przypadających na marzec i wrzesień 2019 r., co zostało częściowo skompensowane spadkiem zobowiązań o 3,6 mln USD.

Zobowiązania krótkoterminowe w wysokości 23,8 mln USD na dzień 30 września 2018 r. zawierają 5,5 mln USD zobowiązań z tytułu kredytów, 13,8 mln USD zobowiązań handlowych i 2,8 mln USD rezerw z tytułu wycofania składnika aktywów. Na dzień 30 września 2018 r. i 31 grudnia 2017 r. ujęte było zobowiązań 8,2 mln USD dotyczących Brunei. Z tej kwoty 2,2 mln USD dotyczy sporu ze spółką wiertniczą w związku z pracami na Bloku L w 2013 r. Pozostałe 6,0 mln USD dotyczy prac w ramach umowy o podziale wpływów z wydobywania dla Bloku M w Brunei, która wygasła w sierpniu 2012 r. Zobowiązania krótkoterminowe także zawierają 2,8 mln USD zobowiązań z tytułu wycofania składnika aktywów w Brunei i Kanadzie. Zobowiązania dotyczące Kanady są skompensowane przez środki pieniężne na lokacie w wysokości 1,1 mln USD, które są prezentowane w aktywach obrotowych jako środki pieniężne o ograniczonej możliwości dysponowania.

Aktywa obrotowe w wysokości 14,6 mln USD na dzień 30 września 2018 r. obejmują 4,6 mln USD środków pieniężnych i ich ekwiwalentów, 1,5 mln USD należności z tytułu podatku dochodowego, 1,1 mln USD środków pieniężnych o ograniczonej możliwości dysponowania oraz i 6,9 mln USD należności handlowych. Należności handlowe zawierają 3,3 mln USD należności od rządu oraz 2,5 mln USD należności związanych ze sprzedażą ropy i gazu z Tunezji. Kwota 2,5 mln USD obejmuje 0,8 mln USD należności z tytułu przychodów związanych z załadunkiem ropy na tankowce we wrześniu 2018 r. Spółka spodziewa się odzyskać należności w czwartym kwartale 2018 r.

### Kredyt z EBOR – finansowanie w Tunezji

Spółka posiada zadłużenie w ramach dwóch kredytów z EBOR, Kredyt Główny i Kredyt Zamienny. Warunki obydwu kredytów zostały zmienione po ich renegotjacji w październiku 2017 r.

Pozostałe do spłaty na dzień 30 września 2018 r. zobowiązanie z tytułu kwoty głównej dla Kredytu Głównego wyniosło 5,4 mln USD (31 grudnia 2017 r.: 5,4 mln USD). Do 2019 r. spłata rat kapitałowych nie jest wymagalna, a pozostały do spłaty kapitał ma zostać spłacony w dwóch równych ratach kapitałowych w wysokości 2,7 mln USD każda, w dniach 31 marca 2019 r. i 30 września 2019 r.

Na czerwiec 2023 r. Kredyt Zamienny w wysokości 20 mln USD. wraz z kapitalizacją naliczonych do czerwca 2020 r. odsetek. W czerwcu 2020 r. ustalona zostanie łączna kwota pozostałego do spłaty kapitału powiększona o naliczone skapitalizowane odsetki, która stanowić będzie nowe saldo podlegające spłacie w czterech równych ratach rocznych, przypadających do zapłaty w czerwcu każdego roku w okresie od 2020 do 2023 r. Na dzień 30 września 2018 r., łączna kwota pozostała do spłaty wynosiła 28,4 mln USD.



**Serinus Energy plc**  
**Sprawozdanie kierownictwa z działalności za trzeci kwartał 2018 r.**  
(kwoty w tys. USD, o ile nie wskazano inaczej)

Zgodnie z warunkami kredytu, EBOR ma prawo do żądania wcześniejszej spłaty w przypadku, gdy zmieni się struktura sprawowania kontroli w Spółce. Mimo, że dopuszczono akcje Spółki do obrotu na rynku AIM i podniesiono kapitał, EBOR nie skorzystał z prawa do żądania wcześniejszej spłaty, ponieważ spełniono warunek, że pakiet akcji Kulczyk Investments S.A., w związku z podniesieniem kapitału zakładowego, nie spadł poniżej 30% i nie ma żadnego pojedynczego inwestora, który posiadałby więcej niż 24,99% kapitału zakładowego Spółki.

Umowa Kredytu Głównego zawiera klauzulę, zgodnie z którą jeśli roczny wskaźnik pokrycia rezerw dla rezerw tunezyjskich wynosi mniej niż 1,5, EBOR ma prawo do żądania wcześniejszej spłaty w takiej wysokości, by wskaźnik został spełniony. W odniesieniu do rezerw na dzień 31 grudnia 2017 r., EBOR odstąpił od skorzystania z prawa do żądania wcześniejszej spłaty.

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

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

Kowenanty, które kalkulowane są na poziomie skonsolidowanym, kształtują się jak następuje:

- *Wartość wskaźnika zadłużenie finansowe do EBITDA* we wrześniu i grudniu 2018 r. może wynosić maksymalnie do 10,0, a następnie zostanie obniżona do 2,5. Wskaźnik zadłużenie do EBITDA ma zastosowanie zarówno do Kredytu Głównego, jak i Kredytu Zamiennego.
- *Wartość wskaźnika obsługi długu* obowiązująca na 31 grudnia 2018 r., została określona na poziomie minimum 1,3 i dotyczy wyłącznie Kredytu Głównego.

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

- *Zadłużenie finansowe* zdefiniowane jest jako kapitałowa część kredytu oraz innych pożyczek i zobowiązań zidentyfikowanych w Umowach Kredytowych.
- *EBITDA* kalkulowana jest w oparciu o warunki i definicje przedstawione w Umowie Kredytowej, które korygują dochody o koszty odsetkowe, podatek dochodowy oraz transakcje niepieniężne (w tym odpisy umorzeniowe, amortyzacja, koszty poszukiwania i oceny zasobów, utratę wartości lub rezerwy, zyski lub straty z tytułu niezrealizowanych różnic kursowych oraz płatności w formie akcji własnych) i wyliczana jest za okres kolejnych dwunastu miesięcy.
- *Wskaźnik obsługi długu* jest kalkulowany jako stosunek (i) przepływów środków pieniężnych wynikających z działalności operacyjnej za okres ostatnich dwunastu miesięcy, taki jak wykazywany w rachunku przepływów pieniężnych, pomniejszonych o przepływy wykorzystane do nabycia długoterminowych aktywów oraz innych nakładów inwestycyjnych, wyłączając nakłady inwestycyjne finansowane kapitałem własnym, określanym przez Serinus jako „skorygowane przepływy pieniężne”, do (ii) sumy spłat kapitału oraz odsetek od zadłużenia finansowego zgodnie z harmonogramem za okres ostatnich dwunastu miesięcy.

Na dzień 30 września 2018 r. Spółka nie spełniła kowenantu *zadłużenie finansowe do EBITDA* na poziomie skonsolidowanym obliczonego za okres trzech miesięcy zakończony 30 września 2018 r. W dniu 28 września 2018 r. Spółka otrzymała formalnie zwolnienie od EBOR z wymogu utrzymania tego wskaźnika dla okresu zakończony dnia 30 września 2018 r. W wyniku uzyskanego zwolnienia z wymogu spełnienia wskaźnika, kredyt spłacany będzie zgodnie z pierwotnym harmonogramem, a bank nie będzie sięgał do ustanowionych zabezpieczeń w związku z niespełnieniem wskaźnika.

**Serinus Energy plc**  
**Sprawozdanie kierownictwa z działalności za trzeci kwartał 2018 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 czerwca 2018 r. było wyemitowanych 217 318 805 akcji zwykłych, 47 000 opcji na akcje zwykłe po cenie wykonania wyrażonej w USD oraz 8 890 000 opcji na akcje po cenie wyrażonej w dolarach kanadyjskich („CAD”).

Po zakończeniu kwartału Spółka zamieniła opcje z planu TSX na plan AIM i przeliczyła cenę wykonania wszystkich opcji pozostających do spłaty na funta szterlinga w oparciu o kurs wymiany z dnia kontynuacji.

W 2018 r. wyemitowanych zostało 66 666 667 nowych akcji zwykłych w cenie 15 pensów za akcję, łączne wpływy uzyskane przez Spółkę, bez kosztów transakcyjnych, wyniosły 10 mln GBP. Łączne zaraportowane wpływy wyniosły 12,7 mln USD (pomniejszone o koszty).

Na dzień publikacji niniejszego sprawozdania wystąpiły następujące zmiany w stanie opcji przyznanych i posiadanych przez dyrektorów i członków kadry kierowniczej od dnia 30 września 2018 r. do dnia sporządzenia niniejszego sprawozdania:

Nazwisko Dyrektora/Członka Kierownictwa Wyższego Szczegła/Kluczowego Personelu	Opcje posiadane na 13 listopada 2018 r.	Akcje posiadane na 30 września 2018 r.	Zmiany akcjonariatu	Akcje posiadane na 13 listopada 2018 r.
Evgenij Iorich <sup>(a)</sup>	100 000	3 415	-	3 415
Jeffrey Auld	4 500 000	22 197	-	22 197
Łukasz Redziniak	-	-	-	-
Dominik Libicki	-	-	-	-
Eleanor Baker	100 000	100 000	-	100 000
Tracy Heck	2 750 000	-	-	-
Calvin Brackman	750 000	-	-	-
Jim Causgrove	100 000	-	-	-
Dawid Jakubowicz	-	-	-	-
	8 300 000	125 612	-	125 612

(a) *Pan Iorich zajmuje stanowisko w Pala Investments, spółce powiązanej z Pala Assets Holdings Limited („Pala”). Pala posiadała na dzień 30 września 2018 r. 11.266.084 akcje. Ze względu na sprawowaną funkcję 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 o następujących akcjonariuszach, którzy posiadają więcej niż 5% ogólnej liczby akcji zwykłych Spółki, jak zaraportowano przez akcjonariuszy: Kulczyk Investments S.A. posiada 38,77%, Marlborough Fund Managers posiada 7,67%, James Caird Investments Ltd posiada 8,28% i Pala Assets Holdings Limited posiada 5,18%, wyemitowanych akcji zwykłych.

## MIARY NIEWYSTĘPUJĄCE W MSSF

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

Serinus oblicza „wartość retroaktywna netto” oraz „kapitał obrotowy” w sposób zaprezentowany wcześniej w tym dokumencie.

**Serinus Energy plc**  
**Sprawozdanie kierownictwa z działalności za trzeci kwartał 2018 r.**  
(kwoty w tys. USD, o ile nie wskazano inaczej)

---

## WYRAŻENIA PERSPEKTYWICZNE

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

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

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

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

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

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

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

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

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

**Serinus Energy plc**  
**Sprawozdanie kierownictwa z działalności za trzeci kwartał 2018 r.**  
(kwoty w tys. USD, o ile nie wskazano inaczej)

## SKRÓTY

W niniejszym Sprawozdaniu z działalności mogą być stosowane następujące skróty:

bbl	baryłka (baryłki)	bbl/d	baryłek dziennie
boe	baryłka ekwiwalentu ropy naftowej	boe/d	baryłki ekwiwalentu ropy dziennie
mcf	tys. stóp sześciennych	mcf/d	tys. stóp sześciennych dziennie
mmcf	mln stóp sześciennych	mmcf/d	mln stóp sześciennych dziennie
mcfe	tys. stóp sześciennych ekwiwalentu	mcfe/d	tys. stóp sześciennych ekwiwalentu dziennie
mmcfe	mln stóp sześciennych ekwiwalentu	mmcfe/d	mln stóp sześciennych ekwiwalentu dziennie
mboe	tys. baryłek ekwiwalentu ropy	Bcf	miliard stóp sześciennych
mmboe	mln baryłek ekwiwalentu ropy	mcm	tys. metrów sześciennych
CAD	dolar kanadyjski	USD	dolar amerykański
tys. USD	tys. dolarów amerykańskich	UAH	hrywna ukraińska
mln USD	milion dolarów amerykańskich	TND	dinar tunezyjski

## PRZELICZNIK MIAR

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

## INFORMACJE DLA INWESTORÓW

Dodatkowe informacje na temat Serinus i jej działalności znajdują się na stronie internetowej [www.sedar.com](http://www.sedar.com). Informacje można także uzyskać na stronie Spółki pod adresem [www.serinusenergy.com](http://www.serinusenergy.com).

Oczekujemy na pytania zainteresowanych stron. Pytania kierować można na adres biura Serinus w Calgary: Suite 1500, 700 – 4<sup>th</sup> Avenue S.W., Calgary, Alberta T2P 3J4 Canada (Nr telefonu: +1 403 264-8877) lub wysyłając wiadomość e-mail na adres [info@serinusenergy.com](mailto:info@serinusenergy.com).