



SERINUS[®]
ENERGY

Serinus Energy plc

Raport kwartalny wraz ze sprawozdaniem finansowym za III kwartał 2019 r.

(waluta raportu: USD)

*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

NAJWAŻNIEJSZE WYDARZENIA W III KWARTALE 2019 R.

Działalność operacyjna

- W okresie dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2019 r. dzienny poziom wydobycia zwiększył się o 811 boe/d (227%), z 357 boe/d w analogicznym okresie 2018 r., osiągając wielkość 1168 boe/d, na którą złożyło się wydobycie na poziomie 814 boe/d w Rumunii i 354 boe/d w Tunezji; w okresie trzech miesięcy do 30 września 2019 r. łączny dzienny poziom wydobycia obejmował 1685 boe/d z aktywów rumuńskich i 443 boe/d z aktywów tunezyjskich.
- Na koniec października Serinus Energy plc („Serinus” lub „Grupa”) odnotowałaienne wydobycie na poziomie 2142 boe/d. W październiku 2019 r. dzienny poziom wydobycia wyniósł 1.780 boe/d, z czego 571 boe/d przypadało na działalność prowadzoną w Tunezji, a 1.209 boe/d na działalność prowadzoną w Rumunii. Wpływ na średnią wielkość oraz poziom wydobycia na koniec miesiąca miały prace związane z planowym przeglądem konserwacyjnym zakładu przetwarzania gazu Moftinu prowadzone w okresie od 14 do 20 października, a następnie zwiększenie wydobycia ze złoża Moftinu przy zastosowaniu zwięzki o mniejszej średnicy.
- W trakcie kwartału Grupa wznowiła ponadto wydobycie ze złoża Chouech Es Saida („Chouech”) w Tunezji. Dziennie wydobycie z tego złoża odnotowane przez Serinus na koniec października wyniosło 277 bbl/d ropy naftowej.
- Przepływy środków pieniężnych z działalności operacyjnej zwiększyły się w okresie dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2019 r. do 5,6 mln USD, co oznacza wzrost o 8,8 mln USD w stosunku do analogicznego okresu poprzedniego roku, kiedy to saldo przepływów operacyjnych było ujemne na poziomie 3,2 mln USD.
- Po zakończeniu kwartału Grupa pomyślnie przeprowadziła przegląd konserwacyjny zakładu Moftinu, obejmujący siedmiodniowy przestój instalacji. Przetwarzanie gazu ze złoża Moftinu wznowiono 20 października 2019 r.
- Po zakończeniu kwartału Grupa uzyskała przedłużenie terminu obowiązywania koncesji Satu Mare o jeden rok, do 28 października 2020 r.
- Grupa rozpoczęła budowę platformy wiertniczej do wykonania odwiertu wydobywczego Moftinu-1004 na terenie Rumunii. Na wykonanie odwiertu Moftinu-1004 uzyskano już niezbędne zezwolenia, a prace wiertnicze mają się rozpocząć (o ile dostępna będzie wiertnica) w styczniu 2020 r.

Działalność finansowa

- 13 września 2019 r. Grupa spłaciła ostatnią ratę Kredytu Głównego w wysokości 2,8 mln USD, obejmującą odsetki w kwocie 0,1 mln USD.
- Za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2019 r. Grupa osiągnęła przychody ze sprzedaży w wysokości 15,5 mln USD brutto, tj. przed odliczeniem opłat koncesyjnych (14,3 mln USD netto), z czego 9,8 mln USD przypadało na działalność w Rumunii a 5,7 mln USD – na działalność w Tunezji.
- Środki pieniężne z działalności operacyjnej wypracowane przez Grupę w okresie dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2019 r. wyniosły 5,6 mln USD, co stanowi dwukrotny wzrost w porównaniu z analogicznym okresem 2018 r., kiedy to wyniosły one 2,8 mln USD.
- Średnia uzyskana przez Grupę cena sprzedaży ropy naftowej wyniosła 61,20 USD/bbl, natomiast średnia cena netto zrealizowana przez nią na sprzedaży gazu ziemnego wydobytego w Rumunii wyniosła 7,29 USD/mcf za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2019 r.
- Nakłady inwestycyjne za okres trzech kwartałów do 30 września 2019 r. wyniosły 3,0 mln USD, która to kwota dotyczyła głównie ostatniego etapu budowy zakładu przetwarzania gazu Moftinu oraz uruchomienia eksploatacji ze złoża Chouech.
- Koszty wydobycia w okresie dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2019 r. spadły do poziomu 11,96 USD/boe (czyli o 42%), wobec kosztów rzędu 20,61 USD/boe odnotowanych w okresie pierwszych dziewięciu miesięcy poprzedniego roku.

OMÓWIENIE DZIAŁALNOŚCI OPERACYJNEJ

Sprzedaż gazu w Rumunii jest w dalszym ciągu realizowana w cyklach miesięcznych, zgodnie z Umową Sprzedaży Gazu, o zawarciu której informowano w poprzednich raportach. W Rumunii 50% wolumenu wydobytego surowca podlega obowiązkowej sprzedaży na otwartym rynku, w związku z czym począwszy od sierpnia Grupa prowadzi sprzedaż gazu na otwartym rynku, uzyskując konkurencyjny poziom cen.

Grupa kończy opracowywać plany wierceń otworu Moftinu-1004, które zgodnie z założeniami mają się rozpocząć w styczniu 2020 r., o ile dostępna będzie wiertnica. Uzyskano już wymagane zezwolenia oraz zakończono prace nad planami dzierżawy gruntów. Przygotowanie placu wierceń ma się zakończyć do końca 2019 r. Otwarto również proces przetargowy na dostawę wiertnicy poprzez rozesłanie zapytań ofertowych do spółek wiertniczych.

W Tunezji ponownie uruchomione zostało wydobywanie na złożu Chouech w południowej części kraju, gdzie do eksploatacji włączono cztery odwierty. Dzielne wydobywanie z tego złoża na koniec października wyniosło 277 boe/d. Grupa jest jednak przekonana, że wraz ze spadkiem stopnia zawodnienia odwiertów, wydobywanie powróci do historycznie notowanych poziomów.

Po zakończeniu kwartału Grupa uzyskała od rumuńskiej Narodowej Agencji ds. Zasobów Mineralnych decyzję o przedłużeniu terminu obowiązywania koncesji Satu Mare do 28 października 2020 r. Spółka uzyskała pozwolenie na realizację programu badań sejsmicznych 3D obejmujących obszar 148 km² w rejonie Berveni, na północ od zakładu przetwarzania gazu Moftinu, lecz w procesie tym wystąpiły nieprzewidziane opóźnienia związane z niezawarciem na czas umów w sprawie dostępu na teren poszczególnych parcel objętych planowanym badaniem sejsmicznym z licznymi właścicielami gruntów. Ostatecznie umowy w sprawie dostępu do gruntów udało się zawrzeć z wszystkimi właścicielami, lecz opóźnienie oznaczało brak możliwości ukończenia sejsmicznych prac polowych przed końcem aktualnego etapu poszukiwawczego. Program badań sejsmicznych, którego podjęcie jest obecnie planowane na II kwartał 2020 r., jest ostatnią z obowiązkowych prac w ramach koncesji Satu Mare.

Spółka prowadzi prace związane z wykonaniem odwiertu Moftinu-1004. Moftinu-1004 ma być odwiertem produkcyjnym o docelowej głębokości ok. 1000 m, zlokalizowanym w obrębie złoża Moftinu. Na wykonanie odwiertu uzyskano już niezbędne zezwolenia, a obecnie trwa budowa infrastruktury naziemnej niezbędnej przy jego wierceniu. O ile dostępna będzie wiertnica, prace nad odwiertem Moftinu-1004 powinny się rozpocząć w styczniu 2020 r. Po jego uzbrojeniu i podłączeniu do rurociągu, Moftinu-1004 zapewni dodatkowe ilości gazu dla zakładu przetwarzania Moftinu.

Po zakończeniu kwartału Grupa na siedem dni wstrzymała pracę zakładu w celu przeprowadzenia przeglądu konserwacyjnego. Przegląd zakończył się pozytywnie, a przetwarzanie gazu uruchomiono ponownie pod koniec października.

PERSPEKTYWY

Rumunia

Perspektywy działalności na rynku rumuńskim są niezwykle obiecujące. Dzienna wielkość wydobycia w tym kraju sięgnęła w październiku 1.209 boe/d, a uzyskane ceny sprzedaży gazu wyniosły 7,09 USD/mcf. Wpływ na średni poziom wydobycia miały prace związane z planowym przeglądem konserwacyjnym zakładu przetwarzania gazu Moftinu prowadzone od 14 do 20 października. Choć wydajność odwiertów Moftinu – 1003 i Moftinu – 1007 była zgodna z założeniami, w Moftinu –1000 wystąpił niepożądany dopływ wody złożowej, w związku z czym wydobywanie tym odwiertem od czasu jego uruchomienia w lipcu 2019 r. odbywało się jedynie sporadycznie.

Po zakończeniu kwartału Grupa uzyskała potwierdzenie, że przedłużenie aktualnego etapu prac w ramach koncesji Satu Mare zostało zatwierdzone. Grupa zobowiązana jest do przeprowadzenia programu badań sejsmicznych w celu realizacji dotychczas niewykonanej części obowiązkowych prac w ramach trzeciego etapu poszukiwań węglowodorów na obszarze koncesji Satu Mare, która wygasa 28 października 2020 r. Przewiduje się, że realizacja programu badań sejsmicznych rozpocznie się w II kwartale 2020 r. Grupa uzyskała już pozwolenie na planowane prace sejsmiczne 3D, które obejmą niezwykle perspektywiczną część obszaru koncesji Satu Mare. Realizacja programu oznaczać będzie wywiązanie się z niewykonanej dotąd części obowiązkowych prac w ramach trzeciego etapu poszukiwań węglowodorów na obszarze koncesji Satu Mare.

Grupa opracowała już plany dotyczące wykonania odwiertu Moftinu-1004 w styczniu 2020 r. Będzie to odwiert eksploatacyjny, wykonany z myślą o udostępnieniu dodatkowych ilości gazu do uzdatniania w zakładzie Moftinu. Ma on pozwolić na pełne wykorzystanie zdolności zakładu przetwarzania gazu Moftinu oraz przedłużenie fazy ustabilizowanej wydajności wydobycia ze złoża.

Tunezja

Po przedłużającym się okresie stagnacji związanym z sytuacją polityczno-społeczną w Tunezji Grupa intensyfikuje działania prowadzone w tym kraju. W marcu 2019 r. miejscowy zespół Serinus podjął działania w celu wznowienia wydobycia z położonego w południowej części Tunezji złoża Chouech. W III kwartale roku cztery odwierty w obrębie złoża Chouech rozpoczęły eksploatację. Wydobycie stopniowo wzrasta w miarę zmniejszania się zawartości wody w odwiertach.

Eksploatacja złoża Sabria przebiega bez zakłóceń, przy minimalnym poziomie nakładów inwestycyjnych. W 2020 r. Grupa będzie dążyć do realizacji niskokosztowych programów inwestycyjnych, takich jak rekonstrukcja odwiertu N-2 czy zastosowanie metod mechanicznej eksploatacji w aktualnie eksploatowanych odwiertach.

OMÓWIENIE WYNIKÓW FINANSOWYCH

Płynność, zadłużenie i zasoby kapitałowe

W okresie dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2019 r. Grupa poniosła w Rumunii nakłady inwestycyjne w wysokości 2,0 mln USD, przede wszystkim na dokończenie budowy zakładu przetwarzania gazu oraz rozpoczęcie realizacji badań sejsmicznych 3D. Kwota ta uwzględnia również koszty utrzymania biura w Bukareszcie, aktywowane do dnia rozpoczęcia wydobycia. Rumunia stała się w analizowanym okresie jednostką generującą znaczne dodatnie przepływy pieniężne w związku z wejściem aktywów w fazę produkcyjną.

W okresie pierwszych dziewięciu miesięcy 2019 r. kontynuowano wydobycie z położonego w Tunezji złoża Sabria, a działalność prowadzona w tym kraju generowała dodatnie przepływy pieniężne. Ze względu na skoncentrowanie wysiłków Grupy na uruchomieniu wydobycia w Rumunii, jedynymi wydatkami inwestycyjnymi poniesionymi w Tunezji były koszty wznowienia eksploatacji na złożu Chouech. Efektem wznowienia eksploatacji tego złoża będzie wzrost przepływów pieniężnych z działalności w Tunezji.

Środki pieniężne z działalności operacyjnej wypracowane przez Grupę w okresie dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2019 r. wzrosły do 5,6 mln USD, wobec 2,8 mln USD wypracowanych w analogicznym okresie poprzedniego roku. Z uwzględnieniem zmian kapitału obrotowego saldo przepływów pieniężnych z działalności operacyjnej w okresie dziewięciu miesięcy do 30 września 2019 r. było dodatnie na poziomie 5,6 mln USD (2018: saldo ujemne w wysokości 3,2 mln USD).

Z powodu opóźnienia w rozpoczęciu wydobycia ze złoża w Rumunii Grupa znalazła się w trudnej sytuacji pieniężnej i nie zdołała dotrzymać wymaganego wskaźników finansowych (kovenantów), do przestrzegania których zobowiązała się w związku z finansowaniem dłużnym uzyskanym od EBOiR, a także zmuszona była odłożyć realizację programów inwestycyjnych w Tunezji. Opis konsekwencji tej sytuacji przedstawiono poniżej.

W marcu 2019 r. Grupa w ramach oferty publicznej wyemitowała 21 553 583 akcji po cenie 0,105 GBP za akcję. Wpływy brutto z emisji wyniosły 3,0 mln USD. Wraz z akcjami wyemitowane zostały warranty subskrypcyjne w liczbie 0,105 warranta na każdą wyemitowaną akcję, przy czym każdy pełny warrant uprawnia posiadacza do nabycia jednej akcji zwykłej po cenie wykonania wynoszącej 0,105 GBP za akcję w terminie 24 miesięcy od daty zamknięcia oferty.

Wpływy z emisji akcji przeznaczono na spłatę raty Kredytu Głównego zaciągniętego w EBOiR, której wysokość wynosiła 2,9 mln USD, a termin spłaty przypadał na 31 marca 2019 r. Ostatnią ratę w wysokości 2,8 mln USD spłacono 13 września 2019 r., a tym samym do spłaty pozostało jedynie zadłużenie z tytułu udzielonego przez EBOiR Kredytu Zamiennego. Ma on zostać spłacony w czterech ratach, z których pierwsza, wynosząca 25% kapitału plus odsetki, jest wymagalna w terminie do 30 czerwca 2020 r. Pozostałe trzy raty będą spłacane w odstępach rocznych, 30 czerwca każdego roku. Na 30 września 2019 r. z Grupa wykazywała zadłużenie krótkoterminowe z tytułu Kredytu Zamiennego w kwocie 7,6 mln USD.

25 września 2019 r. Grupa otrzymała formalne oświadczenie EBOiR o zwolnieniu jej z wymogu utrzymania wskaźników finansowych na ustalonym poziomie za okres kończący się 30 września 2019 r.

Stan na:		
w tys. USD	30 września 2019 r.	31 grudnia 2018 r.
Aktywa obrotowe	13 637	13 480
Zobowiązania krótkoterminowe	(33 380)	(28 918)
Deficyt kapitału obrotowego	(19 743)	(15 438)

Na 30 września 2019 r. Grupa odnotowała deficyt kapitału obrotowego na poziomie 19,7 mln USD. Wzrost deficytu o 4,3 mln USD w okresie od końca 2018 r. wynika przede wszystkim ze wzrostu kwoty zadłużenia krótkoterminowego

wobec EBOiR. Na 31 grudnia 2018 r. zadłużenie krótkoterminowe wynosiło 5,6 mln USD. Jednak w wyniku ujęcia pierwszej raty Kredytu Zamiennego jako zobowiązania krótkoterminowego na 30 września 2019 r. zadłużenie krótkoterminowe wzrosło do 7,6 mln USD.

Zobowiązania krótkoterminowe wykazane na 30 września 2019 r. uwzględniają zadłużenie wobec EBOiR w wysokości 7,6 mln USD, zobowiązania z tytułu dostaw i usług w wysokości 15,2 mln USD (z czego 8,2 mln USD dotyczy działalności prowadzonej w Brunei w latach 2012–2013), rezerwę na koszty likwidacji (dotyczącą działalności w Brunei, Kanadzie i Tunezji) w wysokości 8,7 mln USD, zobowiązania z tytułu podatku dochodowego w kwocie 1,4 mln USD oraz zobowiązania z tytułu leasingu w wysokości 0,5 mln USD.

Oświadczenie o zdolności do kontynuowania działalności

Zdolność Grupy do terminowego regulowania zobowiązań zależy od jej zdolności do generowania w przyszłych okresach przepływów pieniężnych z działalności operacyjnej i/lub uzyskania niezbędnego finansowania. Grupa opracowała modelowe prognozy przepływów pieniężnych w celu ustalenia takiego sposobu zarządzania dostępnymi środkami, który umożliwi Grupie regulowanie zobowiązań w terminie ich wymagalności, lub wskazania obszarów, w których wymagane może być dodatkowe finansowanie. W związku z powyższym istnieje istotna niepewność co do zdolności Grupy do regulowania wszystkich ciężących na niej zobowiązań finansowych w terminach ich wymagalności.

Zdolność Grupy do generowania w przyszłości przepływów pieniężnych z działalności operacyjnej w wysokości wystarczającej do terminowego regulowania zobowiązań oraz dalsza dostępność istniejących linii kredytowych w przypadku niedotrzymania wymaganych poziomów wskaźników finansowych (kovenantów), stanowią ważne czynniki niepewności mogące budzić istotne wątpliwości co do zdolności Grupy do kontynuowania działalności.

Omówienie wyników finansowych za III kwartał 2019 r.

ŚRODKI PIENIĘŻNE Z DZIAŁALNOŚCI OPERACYJNEJ

Środki pieniężne z działalności operacyjnej stanowią kluczowy wskaźnik służący do pomiaru zdolności Grupy do generowania środków pieniężnych z działalności operacyjnej na finansowanie przyszłych działań w zakresie poszukiwania i zagospodarowywania złóż. Poniższa tabela prezentuje uzgodnienie pomiędzy środkami pieniężnymi z działalności operacyjnej a przepływami środków pieniężnych z działalności operacyjnej:

w tys. USD	Okres 9 miesięcy zakończony 30 września	
	2019	2018
Przepływy pieniężne z działalności operacyjnej	5585	(3192)
Zmiana stanu niepieniężnego kapitału obrotowego	(33)	6031
Środki pieniężne z działalności operacyjnej	5552	2839
Środki pieniężne z działalności operacyjnej na akcję ⁽¹⁾	0,02	0,01

⁽¹⁾ Przeliczone wg średniej liczby akcji w okresie

Odnotowany wzrost środków pieniężnych z działalności operacyjnej w 2019 r. wynikał przede wszystkim z przepływów pieniężnych wygenerowanych w Rumunii i był częściowo zniwelowany przez tzw. efekt bazy, tj. ujęcia w sprawozdaniu finansowym za 2018 r. wpływu środków w wysokości 2,6 mln USD z tytułu ubezpieczenia w związku z wypadkiem na odwiercie w grudniu 2017 r. Środki pieniężne z działalności operacyjnej prowadzonej w Rumunii i Tunezji wyniosły, odpowiednio, 6,0 mln USD i 2,2 mln USD, natomiast środki wydatkowane na cele korporacyjne wyniosły 2,6 mln USD.

WYDOBYCIE

	Okres 9 miesięcy zakończony 30 września	
	2019	2018
Tunezja		
Ropa naftowa (bbl/d)	270	257
Gaz ziemny (Mcf/d)	504	601
Tunezja (boe/d)	354	357
Rumunia		
Gaz ziemny (Mcf/d)	4791	-
Kondensat (bbl/d)	16	-
Rumunia (boe/d)	814	-
Grupa		
Ropa naftowa (bbl/d)	270	257
Gaz ziemny (Mcf/d)	5295	601
Kondensat (bbl/d)	16	-
Łączne wydobycie w Grupie (boe/d)	1168	357
% udział frakcji ciekłych	24%	72%
% udział gazu	76%	28%

Dzienny poziom wydobycia w okresie dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2019 r. wyniósł 1168 boe/d, co oznacza wzrost o 811 boe/d (227%) w porównaniu z analogicznym okresem 2018 r., do czego przyczyniło się uruchomienie wydobycia w Rumunii (25 kwietnia 2019 r.) oraz wznowienie w trakcie trzeciego kwartału eksploatacji złoża Chouech. Całkowita dzienna wielkość wydobycia w okresie trzech miesięcy zakończonym 30 września 2019 r. wyniosła 2128 boe/d, co oznacza wzrost z poziomu 346 boe/d odnotowanego w analogicznym okresie ubiegłego roku.

W Tunezji wydobycie w okresie dziewięciu miesięcy do 30 września 2019 r. pochodziło ze złóż Sabria i Chouech, kształtując się na średnim dziennym poziomie 354 boe/d, co oznacza spadek z 357 boe/d w 2018 r. będący następstwem naturalnego szczyptywania się zasobów, częściowo skompensowany dzięki wznowieniu wydobycia ze złoża Chouech w lipcu bieżącego roku. Dzielne wydobycie w okresie trzech miesięcy zakończonym 30 września 2019 r. wyniosło 443 boe/d, co oznacza wzrost z poziomu 346 boe/d w analogicznym okresie 2018 r.

W Rumunii wydobycie rozpoczęto 25 kwietnia 2019 r., a jego średnia dzienna wielkość w okresie dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2019 r. ukształtowała się na poziomie 814 boe/d. Średnie dziennie wydobycie za okres trzech miesięcy zakończony 30 września 2019 r. wyniosło 1685 boe/d, wobec zerowej wielkości wydobycia w tym samym okresie poprzedniego roku.

PRZYCHODY ZE SPRZEDAŻY ROPY NAFTOWEJ I GAZU

w tys. USD	Okres 9 miesięcy zakończony 30 września	
	2019	2018
Tunezja		
Przychody ze sprzedaży ropy naftowej	4496	4851
Przychody ze sprzedaży gazu ziemnego	1226	2009
Przychody ze sprzedaży w Tunezji	5722	6860
Rumunia		
Przychody ze sprzedaży gazu ziemnego	9535	-
Przychody ze sprzedaży kondensatu	212	-
Przychody ze sprzedaży w Rumunii	9747	-
Grupa		
Przychody ze sprzedaży ropy naftowej	4496	4851
Przychody ze sprzedaży gazu ziemnego	10 761	2009
Przychody ze sprzedaży kondensatu	212	-
Przychody Grupy ogółem	15 469	6860
Przychody ze sprzedaży frakcji ciekłych (%)	30%	71%
Przychody ze sprzedaży gazu ziemnego (%)	70%	29%
Tunezja		
Ropa naftowa (USD/bbl)	61,20	69,17
Gaz ziemny (USD/Mcf)	8,91	12,25
Średnia cena uzyskana w Tunezji (USD/boe)	59,37	70,39
Rumunia		
Gaz ziemny (USD/Mcf)	7,29	-
Kondensat (USD/bbl)	54,93	-
Średnia cena uzyskana w Rumunii (USD/boe)	43,94	-
Grupa		
Ropa naftowa (USD/bbl)	61,20	69,17
Gaz ziemny (USD/Mcf)	7,45	12,25
Kondensat (USD/bbl)	54,93	-
Średnia cena uzyskana przez Grupę (USD/boe)	48,61	70,39

Grupa jest zobowiązana do sprzedaży 20% rocznego wydobycia ropy naftowej w ramach koncesji Sabria na rynku lokalnym, po cenie o około 10% niższej w stosunku do ceny uzyskiwanej z pozostałej sprzedaży ropy naftowej. Pozostała część wydobytej ropy naftowej stanowi pulę przeznaczoną do sprzedaży na rynek międzynarodowy, w ramach którego Grupa prowadzi sprzedaż na podstawie umowy handlowej zawartej z Shell International Trading and Shipping Company Limited („umowa z Shell”). Ceny gazu ziemnego są regulowane na poziomie krajowym i w przypadku surowca wydobywanego ze złoża Sabria powiązane są ze średnią ceną oleju opałowego o wysokiej zawartości siarki (odnoszoną do Brent) w danym miesiącu.

W Rumunii 50% wydobytego gazu ziemnego podlega obowiązkowej sprzedaży na otwartym rynku, natomiast sprzedaż pozostałej części wydobycia odbywa się na podstawie umowy sprzedaży gazu zawartej ze spółką Vitol Gas and Power BV. Zgodnie z warunkami umowy cena sprzedaży ustalana jest w odniesieniu do średniej ceny uzyskiwanej w transakcjach zawieranych na rynkach scentralizowanych w Rumunii.

W okresie sprawozdawczym przychody ze sprzedaży ropy naftowej i gazu ziemnego wzrosły o 126% r/r, tj. do 15,5 mln USD z 6,9 mln USD. Wzrost ten wynikał ze wzrostu wydobycia o 227%, którego efekt został częściowo zniwelowany spadkiem średnich cen sprzedaży o 32%, odzwierciedlającym procentowy wzrost udziału gazu w stosunku do ropy naftowej w strukturze wydobycia Grupy.

Ceny sprzedaży ropy uzyskane w okresie dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2019 r. zmniejszyły się do 61,20 USD/bbl, z poziomu 69,17 USD/bbl odnotowanego w tym samym okresie 2018 r. Przyczyną tego stanu rzeczy był 10-procentowy spadek notowań ropy Brent, z 72,18 USD/bbl w okresie dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2018 r. do 64,67 USD/bbl w analogicznym okresie 2019 r. Zarówno w okresie sprawozdawczym, jak i w analogicznym okresie ubiegłego roku Grupa sprzedawała ropę po średniej cenie stanowiącej około 95% ceny ropy Brent.

OPLATY KONCESYJNE

w tys. USD	Okres 9 miesięcy zakończony 30 września	
	2019	2018
Tunezja	605	673
Rumunia	563	-
Ogółem	1168	673
Tunezja (USD/boe)	6,26	6,91
Rumunia (USD/boe)	2,53	-
Ogółem (USD/boe)	3,66	6,91
Tunezja (jako % przychodów ze sprzedaży)	10,6%	9,8%
Rumunia (jako % przychodów ze sprzedaży)	5,8%	-
Ogółem (jako % przychodów ze sprzedaży)	7,6%	9,8%

Stawki opłat koncesyjnych w Tunezji ustalane są na podstawie indywidualnych umów koncesyjnych. Dla koncesji Sabria stawki opłat koncesyjnych uzależnione są od wysokości wskaźnika – obliczanego jako stosunek skumulowanych przychodów ze sprzedaży, pomniejszonych o podatki, do skumulowanych nakładów inwestycyjnych poniesionych na terenie koncesji – zwanego współczynnikiem R. Wraz ze wzrostem współczynnika R wzrasta również stawka opłat koncesyjnych, do maksymalnej wysokości 15%. W 2019 r. stawka opłat z tytułu koncesji Sabria wynosiła 10% dla ropy naftowej i 8% dla gazu ziemnego. W ramach koncesji Chouech stawki opłat koncesyjnych są ustalone na równym poziomie 15%.

W Rumunii stawki opłat koncesyjnych z tytułu wydobycia gazu ziemnego i kondensatu wynoszą, odpowiednio, 3,5–13,0% i 3,5–13,5% w zależności od wielkości wydobycia w danym kwartale. Począwszy od sierpnia 2019 r. opłaty koncesyjne w Rumunii nie są już naliczane na podstawie uzyskanej przez Grupę ceny sprzedaży, lecz na podstawie ceny referencyjnej ustalonej przez władze rumuńskie. Obecnie Grupa uzyskuje wyższą w porównaniu z ceną referencyjną cenę sprzedaży gazu i niższą cenę kondensatu.

Opłaty koncesyjne w okresie pierwszych dziewięciu miesięcy 2019 r. zwiększyły się za sprawą wzrostu przychodów ze sprzedaży. Efektywna stawka opłat koncesyjnych w Tunezji wzrosła w ujęciu rok do roku z 9,8% do 10,6% ze względu na uruchomienie eksploatacji w ramach koncesji Chouech, z tytułu której stawki opłat koncesyjnych są wyższe niż w wypadku koncesji Sabria (15% wobec 10%). W Rumunii efektywna stawka opłat koncesyjnych za gaz ziemny wyniosła 5,8%, a za kondensat – 4,7%.

KOSZTY WYDOBYCIA

w tys. USD	Okres 9 miesięcy zakończony 30 września	
	2019	2018
Tunezja	2595	1963
Rumunia	1180	-
Kanada	40	46
Ogółem	3815	2009
Tunezja (USD/boe)	26,87	20,14
Rumunia (USD/boe)	5,31	-
Ogółem (USD/boe)	11,96	20,61

W okresie sprawozdawczym koszty wydobycia w Tunezji wzrosły do 2,6 mln USD, z 2,0 mln USD w analogicznym okresie 2018 r., co było wynikiem wznowienia wydobycia ze złoża Chouech w południowej Tunezji. Koszty wydobycia w Rumunii odzwierciedlają koszty poniesione od rozpoczęcia wydobycia 25 kwietnia 2019 r. i obejmują koszty funkcjonowania zakładu przetwarzania gazu, koszty prac na złożu oraz koszty prowadzenia biura w Bukareszcie. Koszty wydobycia w Kanadzie dotyczą aktywów w Sturgeon Lake, które nie są eksploatowane i generują jedynie minimalne koszty operacyjne związane z ich utrzymaniem.

OPERACYJNA WARTOŚĆ RETROAKTYWNA NETTO

Serinus traktuje operacyjną wartość retroaktywną netto jako kluczowy wskaźnik efektywności dający obraz rentowności Serinus w kontekście panujących warunków rynkowych, oraz jest narzędziem analizy porównawczej efektywności operacyjnej Spółki w stosunku do poprzednich okresów. Operacyjna wartość retroaktywna netto składa się z przychodów z tytułu sprzedaży ropy naftowej i gazu ziemnego, pomniejszonych o bezpośrednie koszty wydobycia i opłaty koncesyjne. Wartość retroaktywna netto nie jest standardowym wskaźnikiem przewidzianym w MSSF, w związku z czym może nie być wprost porównywalna ze wskaźnikami stosowanymi przez inne podmioty.

	Okres 9 miesięcy zakończony 30 września	
Tunezja	2019	2018
Wielkość wydobycia (boe/d)	354	357
Uzyskana cena	59,37	70,39
Opłaty koncesyjne	(6,26)	(6,91)
Koszty wydobycia	(26,87)	(20,14)
Operacyjna wartość retroaktywna netto	26,24	43,34

	Okres 9 miesięcy zakończony 30 września	
Rumunia	2019	2018
Wielkość wydobycia (boe/d)	814	-
Uzyskana cena	43,94	-
Opłaty koncesyjne	(2,53)	-
Koszty wydobycia	(5,31)	-
Operacyjna wartość retroaktywna netto	36,10	-

	Okres 9 miesięcy zakończony 30 września	
Grupa	2019	2018
Wielkość wydobycia (boe/d)	1168	357
Uzyskana cena	48,61	70,39
Opłaty koncesyjne	(3,66)	(6,91)
Koszty wydobycia	(11,96)	(20,61)
Operacyjna wartość retroaktywna netto	32,99	42,87

Spadek operacyjnej wartości retroaktywnej netto do 32,99 USD/boe w okresie dziewięciu miesięcy do 30 września 2019 r., z 42,87 USD/boe w okresie pierwszych dziewięciu miesięcy 2018 r., był spowodowany głównie spadkiem cen ropy naftowej oraz wyższymi kosztami wydobycia ponoszonymi w Tunezji.

PODATEK OD ZYSKÓW NADZWYCZAJNYCH

	Okres 9 miesięcy zakończony 30 września	
w tys. USD	2019	2018
Podatek od zysków nadzwyczajnych	2074	-
Podatek od zysków nadzwyczajnych (USD/Mcf)	1,59	-

W Rumunii działalność Grupy podlega opodatkowaniu podatkiem od zysków nadzwyczajnych z tytułu wydobycia gazu ziemnego, który nakładany jest na dodatkowe przychody w przypadku, gdy cena gazu przekroczy poziom 47,53 RON/Mwh (ok. 3,40 USD/mcf). Stawka opodatkowania dodatkowych przychodów ze sprzedaży wynosi 60% w przypadku sprzedaży gazu po cenie w przedziale od 47,53 RON/Mwh do 85,00 RON/Mwh oraz 80% w przypadku sprzedaży gazu po cenie powyżej 85,00 RON/Mwh. Koszty podlegające odliczeniu przy obliczaniu kwoty podatku od zysków nadzwyczajnych obejmują opłaty koncesyjne oraz nakłady inwestycyjne do 30% wysokości dodatkowych przychodów.

W 2019 r. zobowiązania Grupy z tytułu podatku od zysków nadzwyczajnych wyniosły łącznie 2,1 mln USD, tj. 1,59 USD na Mcf gazu wydobytego w Rumunii.

ODPISY UMORZENIOWE I AMORTYZACJA

	Okres 9 miesięcy zakończony 30 września	
w tys. USD	2019	2018
Tunezja	1383	1177
Rumunia	5168	5
Segment korporacyjny	515	125
	7066	1307
Tunezja (USD/boe)	14,32	12,08
Rumunia (USD/boe)	23,25	-

Odpisy z tytułu umorzenia i amortyzacji naliczane są w podziale na koncesje, przy uwzględnieniu wartości księgowej netto koncesji, przyszłych kosztów zagospodarowania rezerw oraz wielkości potwierdzonych i prawdopodobnych rezerw danej koncesji.

Odpisy z tytułu umorzenia i amortyzacji w Tunezji wzrosły w stosunku do okresu porównywalnego za sprawą ponownego włączenia do eksploatacji złoża Chouech, co miało miejsce w lipcu 2019 r. Odpisy z tytułu umorzenia i amortyzacji w Rumunii zwiększyły się za sprawą uruchomienia wydobycia na koncesji Satu Mare w kwietniu 2019 r.

Odpisy z tytułu umorzenia i amortyzacji związane z korektą z tytułu MSSF 16 w 2019 r. wyniosły 0,4 mln USD (segment korporacyjny – 0,3 mln USD, Rumunia – 0,1 mln USD). Szczegółowe informacje na ten temat przedstawiono w Nocie 3.

KOSZTY OGÓLNEGO ZARZĄDU

	Okres 9 miesięcy zakończony 30 września	
w tys. USD	2019	2018
Koszty ogólnego zarządu	2587	2225
Koszty ogólnego zarządu (USD/boe)	8,11	22,83

Koszty ogólnego zarządu Grupy są zasadniczo ujmowane w zyskach i stratach, przy czym część kosztów bezpośrednio związanych z poszukiwaniem i zagospodarowaniem aktywów jest kapitalizowana lub wykazywana jako koszty produkcji. Koszty ogólnego zarządu wykazywane są w kwocie netto, która jest równa kosztom ogólnego zarządu brutto pomniejszonym o odzyskane koszty tego rodzaju, wykazane jako koszty kapitałowe lub koszty wydobycia.

Koszty ogólnego zarządu za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2019 r. wzrosły o 0,4 mln USD, co odzwierciedla przede wszystkim wzrost kosztów usług specjalistycznych i niższy poziom kosztów odzyskanych

w 2019 r. Znaczny spadek kosztów ogólnego zarządu w przeliczeniu na boe wynikał z wyższych wolumenów wydobycia po rozpoczęciu eksploatacji w Rumunii (w II kwartale 2019 r.) oraz na złożu Chouech (w III kwartale 2019 r.).

PŁATNOŚCI W FORMIE AKCJI WŁASNYCH

	Okres 9 miesięcy zakończony 30 września	
w tys. USD	2019	2018
Płatności w formie akcji własnych	648	374
Płatności w formie akcji własnych (USD /boe)	2,03	3,84

Wzrost kosztów wynagrodzeń w formie akcji własnych wynika przede wszystkim z wydania w analizowanym okresie dodatkowych opcji na akcje, których posiadacze nabywali jedną trzecią wynikających z nich uprawnień natychmiast w dniu przyznania.

KOSZTY FINANSOWE NETTO

	Okres 9 miesięcy zakończony 30 września	
w tys. USD	2019	2018
Odsetki od zadłużenia długoterminowego	2684	2542
Odsetki od zobowiązań z tytułu leasingu	81	-
Zmiana	1021	757
Zysk z tytułu różnic kursowych	(187)	(227)
	3599	3072

Koszty odsetkowe netto za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2019 r. wzrosły do 3,6 mln USD, do czego przyczyniło się wyższe oprocentowanie zadłużenia w EBOiR (10,4% wobec 9,6%), wynikające ze wzrostu stawki LIBOR, oraz wdrożenie nowego standardu MSSF 16 („leasing”).

NAKLĄDY INWESTYCYJNE

	Okres 9 miesięcy zakończony 30 września	
w tys. USD	2019	2018
Tunezja	1028	(31)
Rumunia	2002	11 850
Segment korporacyjny	-	85
	3030	11 904

Poniesione w Rumunii nakłady inwestycyjne w wysokości 2,0 mln USD związane były przede wszystkim z ukończeniem zakładu przetwarzania gazu, rozpoczęciem badań sejsmicznych 3D oraz aktywowaniem kosztów utrzymania biura w Bukareszcie do dnia rozpoczęcia wydobycia.

Nakłady inwestycyjne poniesione w Tunezji wynikały przede wszystkim z konieczności przeprowadzenia prac rekonstrukcyjnych na odwiertach w obrębie złoża Chouech w celu przywrócenia ich do eksploatacji.

DANE DOTYCZĄCE STRUKTURY AKCJONARIATU

Poniższa tabela przedstawia stan niewykonanych opcji na akcje na dzień publikacji niniejszego raportu, a także zmiany w liczbie akcji będących w posiadaniu poszczególnych członków Rady Dyrektorów w okresie od 30 września 2019 r. do dnia sporządzenia niniejszego raportu.

Imię i nazwisko	Stan posiadania opcji na 30 września i 13 listopada 2019 r.	Stan posiadania akcji na 30 września i 13 listopada 2019 r.
Członkowie Rady Dyrektorów pełniący funkcje wykonawcze:		
Jeffrey Auld	8 000 000	22 197
Członkowie Rady Dyrektorów niepełniący funkcji wykonawczych:		
Łukasz Rędziniak	-	-
Jim Causgrove	100 000	-
Eleanor Barker	100 000	100 000
Dawid Jakubowicz	-	-
	8 200 000	122 197

Według informacji dostępnych kierownictwu na dzień sporządzenia niniejszego raportu, następujący akcjonariusze posiadają ponad 5% ogólnej liczby akcji zwykłych Grupy (na podstawie zawiadomień przekazanych przez akcjonariuszy): Kulczyk Investments S.A. – 38.09%, Marlborough Fund Managers – 10.64%, JCAM Investments Ltd – 7.89%.

Rada Dyrektorów jest odpowiedzialna za publikację i prawidłowość informacji korporacyjnych i finansowych publikowanych na stronie internetowej Grupy. Obowiązujące na Jersey przepisy dotyczące sporządzania i publikowania sprawozdań finansowych mogą różnić się od regulacji obowiązujących w innych jurysdykcjach.

Serinus Energy plc
Śródroczne skrócone skonsolidowane sprawozdanie z całkowitych dochodów
(w tys. USD) (dane niebadane)

	Nota	Okres 9 miesięcy zakończony 30 września	
		2019	2018
Przychody ze sprzedaży, pomniejszone o opłaty koncesyjne		14 301	6187
Koszt własny sprzedaży			
Koszty wydobycia		(3815)	(2009)
Odpisy umorzeniowe i amortyzacja		(7066)	(1307)
Podatek od zysków nadzwyczajnych		(2074)	-
Koszt własny sprzedaży ogółem		(12 955)	(3316)
Zysk brutto ze sprzedaży		1402	2871
Koszty ogólnego zarządu		(2587)	(2225)
Koszty płatności w formie akcji własnych		(648)	(374)
Uzyskane odszkodowanie za wypadek na odwiercie		53	3639
Zysk ze zbycia		-	117
Koszty notowań na rynku giełdowym		(7)	(1367)
Zysk (strata) z działalności operacyjnej		(1843)	2661
Koszty finansowe		(3599)	(3072)
Strata przed opodatkowaniem		(5442)	(411)
Bieżący podatek dochodowy		(1486)	(2078)
Odroczony podatek dochodowy		1319	302
Strata za okres sprawozdawczy		(5609)	(2187)
Inne całkowite dochody			
<i>Inne całkowite dochody do ujęcia w wyniku finansowym w kolejnych okresach:</i>			
Korekta z tytułu różnic kursowych		(1199)	-
Całkowita strata za okres		(6808)	(2187)
Strata na akcję:			
Podstawowa i rozwodniona	5	(0,02)	(0,01)

Serinus Energy plc
Śródroczne skrócone skonsolidowane sprawozdanie z sytuacji finansowej
(w tys. USD) (dane niebadane)

Stan na:	Nota	30 września 2019 r.	31 grudnia 2018 r.
Aktywa			
Aktywa trwałe			
Rzeczowe aktywa trwałe		103 238	107 541
Aktywa obrotowe			
Środki pieniężne o ograniczonej możliwości dysponowania		1 098	1 054
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności		10 568	10 143
Środki pieniężne i inne aktywa pieniężne		1 971	2 283
Aktywa obrotowe ogółem		13 637	13 480
Aktywa ogółem		116 875	121 021
Kapitał własny			
Kapitał zakładowy		377 942	375 208
Kapitał z nadwyżki		24 052	23 307
Skumulowane inne całkowite straty		(1 199)	-
Niepokryta strata		(390 782)	(385 173)
Kapitał własny ogółem		10 013	13 342
Zobowiązania			
Zobowiązania długoterminowe			
Rezerwa na koszty likwidacji		37 427	36 573
Rezerwa z tytułu odroczonego podatku dochodowego		11 835	13 154
Zadłużenie długoterminowe		22 660	27 667
Zobowiązania z tytułu leasingu		101	-
Pozostałe rezerwy		1 459	1 367
Zobowiązania długoterminowe ogółem		73 482	78 761
Zobowiązania krótkoterminowe			
Rezerwa na koszty likwidacji		8 662	8 696
Krótkoterminowa część kredytu długoterminowego		7 553	5 624
Bieżąca część zobowiązań z tytułu leasingu		469	-
Zobowiązania i rozliczenia międzyokresowe bierne		16 696	14 598
Zobowiązania krótkoterminowe ogółem		33 380	28 918
Zobowiązania ogółem		106 862	107 679
Zobowiązania i kapitał własny ogółem		116 875	121 021

Niniejsze śródroczne skrócone skonsolidowane sprawozdanie finansowe zostało zatwierdzone do publikacji przez Radę Dyrektorów Spółki 13 listopada 2019 r.

Serinus Energy plc
Śródroczne skrócone skonsolidowane sprawozdanie ze zmian w kapitale własnym
(w tys. USD) (dane niebadane)

	Nota	Okres 9 miesięcy zakończony 30 września	
		2019	2018
Kapitał zakładowy			
Stan na początek okresu		375 208	362 534
Emisja akcji, po pomniejszeniu o koszty emisji		2733	12 674
Wykonanie warrantów		1	-
Stan na koniec okresu		377 942	375 208
Skumulowane inne całkowite straty			
Stan na początek okresu		-	-
Całkowita strata za okres		(1199)	-
Stan na koniec okresu		(1199)	-
Kapitał z nadwyżki			
Stan na początek okresu		23 307	22 487
Płatności w formie akcji własnych		648	374
Wydanie warrantów, po odliczeniu kosztów finansowych		97	-
Stan na koniec okresu		24 052	22 861
Niepokryta strata			
Stan na początek okresu		(385 173)	(381 317)
Korekta z tytułu początkowego zastosowania MSSF 9		-	1034
Strata netto		(5609)	(2187)
Stan na koniec okresu		(390 782)	(382 470)

Serinus Energy plc
Śródroczne skrócone skonsolidowane sprawozdanie z przepływów pieniężnych
(w tys. USD) (dane niebadane)

	Nota	Okres 9 miesięcy zakończony 30 września	
		2019	2018
Działalność operacyjna			
Strata za okres sprawozdawczy		(5609)	(2187)
Pozycje niepieniężne:			
Odpisy umorzeniowe i amortyzacja		7066	1307
Przyrost wartości		1021	757
Zysk ze zbycia		-	(117)
Koszty płatności w formie akcji własnych		648	374
Dodatnie różnice kursowe niezrealizowane		(195)	(456)
Bieżące obciążenie podatkowe		1486	2078
Zmiana stanu odroczonego podatku dochodowego		(1319)	(302)
Koszty odsetkowe		2765	2542
Zapłacony podatek dochodowy		(311)	(1133)
Wydatki na pokrycie kosztów likwidacji		-	(24)
Środki pieniężne z działalności operacyjnej		5552	2839
Zmiana stanu niepieniężnego kapitału obrotowego		33	(6031)
Przepływy pieniężne z działalności operacyjnej		5585	(3192)
Działalność finansowa			
Emisja akcji zwykłych		3000	12 674
Koszty emisji akcji		(170)	-
Wykonanie warrantów		1	-
Splata kredytu długoterminowego		(5400)	-
Zapłacone odsetki i prowizje z tytułu finansowania		(355)	(432)
Oplaty leasingowe		(317)	-
Przepływy pieniężne z działalności finansowej		(3241)	12 242
Działalność inwestycyjna			
Nakłady netto na rzeczowe aktywa trwałe ⁽¹⁾		(2633)	(12 436)
Odsetki otrzymane od środków pieniężnych o ograniczonej możliwości dysponowania		(16)	(39)
Wpływy ze zbycia rzeczowych aktywów trwałych		-	117
Przepływy pieniężne wykorzystane w działalności inwestycyjnej		(2649)	(12 358)
Zmiana stanu środków pieniężnych z tytułu różnic kursowych		(7)	626
Zmiana stanu środków pieniężnych i innych aktywów pieniężnych		(312)	(2682)
Środki pieniężne i inne aktywa pieniężne na początek okresu		2283	7252
Środki pieniężne i inne aktywa pieniężne na koniec okresu		1971	4570

⁽¹⁾ Nakłady na rzeczowe aktywa trwałe uwzględniają nakłady inwestycyjne poniesione w okresie oraz związane z nimi zmiany niepieniężnego kapitału obrotowego.

1. Informacje ogólne

Podstawowa działalność Serinus Energy Inc. („Spółka” lub „Grupa”) oraz jej podmiotów zależnych polega na poszukiwaniu i zagospodarowaniu złóż ropy naftowej i gazu ziemnego w Tunezji i Rumunii. Spółka została utworzona zgodnie z przepisami ustawy o spółkach z 1991 r. obowiązującej na wyspie Jersey (ang. *Companies (Jersey) Law 1991*). Główna siedziba i centrala Spółki mieści się pod adresem 28 Esplanade, St. Helier, Jersey, JE1 8SB.

Serinus Energy Inc. jest publiczną spółką giełdową, której akcje zwykle są notowane pod symbolem „SENX” na rynku AIM oraz pod symbolem „SEN” na GPW. Według stanu na 30 września 2019 r. 38,09% akcji Serinus znajdowało się w posiadaniu spółki Kulczyk Investments S.A. („KI”).

2. Podstawa sporządzenia sprawozdania

Niniejsze śródroczne skrócone skonsolidowane sprawozdanie finansowe zostało sporządzone zgodnie z zasadami ujmowania i wyceny zawartymi w Międzynarodowych Standardach Sprawozdawczości Finansowej („MSSF”) oraz ich interpretacjach wydanych przez Radę Międzynarodowych Standardów Rachunkowości („RMSR”) w kształcie przyjętym przez Unię Europejską („UE”), lecz nie zawiera wszystkich informacji, których ujawnienie jest wymagane w rocznym sprawozdaniu finansowym.

O ile nie wskazano inaczej, niniejsze skonsolidowane sprawozdanie finansowe jest przedstawione w dolarach amerykańskich. Wszystkie odniesienia do USD są odniesieniami do dolarów amerykańskich. O ile nie wskazano inaczej i z wyjątkiem wartości przypadających na akcję, wszystkie dane finansowe zaokrąglone są do pełnych tysięcy.

Informacje dotyczące istotnych obszarów niepewności w zakresie szacunków i istotnych osądów dokonywanych przy stosowaniu zasad rachunkowości, które mają największy wpływ na kwoty ujęte w śródrocznym skróconym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym przedstawiono w Nocie 4 do skonsolidowanego sprawozdania finansowego za rok zakończony 31 grudnia 2018 r. W okresie dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2019 r. nie wystąpiły zmiany w tych obszarach.

Kontynuacja działalności

Niniejsze skonsolidowane sprawozdanie finansowe zostało sporządzone przy założeniu, że Serinus będzie kontynuował działalność gospodarczą w dającej się przewidzieć przyszłości oraz że będzie w stanie realizować aktywa i regulować zobowiązania w toku zwykłej działalności.

Grupa zaspokaja swoje bieżące zapotrzebowanie na kapitał obrotowy z przepływów pieniężnych netto z działalności operacyjnej, sald środków pieniężnych, kapitału własnego oraz w pełni wykorzystanych kredytów (Kredyt Zamienny z EBOiR w wysokości 30,6 mln USD). Na 31 października 2019 r. saldo środków pieniężnych Grupy wynosiło 1,9 mln USD.

Rozpoczęcie wydobycia w Rumunii oraz Tunezji wydatnie zwiększyło zdolność Grupy do generowania przepływów pieniężnych w przyszłych okresach. Jednak z powodu opóźnienia w rozpoczęciu wydobycia ze złoża w Rumunii Grupa znalazła się w trudnej sytuacji pieniężnej i nie zdołała dotrzymać wymaganego poziomu wskaźników finansowych (kovenantów), do przestrzegania których zobowiązała się w związku z finansowaniem dłużnym uzyskanym od EBOiR, a także zmuszona była odłożyć realizację programów inwestycyjnych w Tunezji.

Grupa zobowiązana jest do przeprowadzenia programu badań sejsmicznych w celu realizacji dotychczas niewykonanej części obowiązkowych prac w ramach trzeciego etapu poszukiwań węglowodorów na obszarze koncesji Satu Mare, która wygasa 28 października 2020 r.

W marcu 2019 r. Grupa uzyskała wpływy z tytułu emisji akcji w wysokości 2,8 mln USD, które zostały przeznaczone na pokrycie deficytu finansowania krótkoterminowego wynikającego z konieczności spłaty raty Kredytu Głównego. Rata została uregulowana 29 marca 2019 r. 13 września 2019 r. Grupa spłaciła ostatnią ratę Kredytu Głównego w kwocie 2,8 mln USD, wykorzystując do tego celu środki z działalności operacyjnej. W ramach Kredytu Zamiennego udzielonego przez EBOiR w wysokości 30,6 mln USD, odsetki naliczane są do 30 czerwca 2020 r., po czym kwota zadłużenia będzie podlegała spłacie w czterech równych ratach 30 czerwca 2020 r., 2021 r., 2022 r. i 2023 r.; po 30 czerwca 2020 r. odsetki będą spłacane corocznie w terminach spłaty rat kapitałowych. Na 30 września 2019 r. Grupa nie spełniała wymogu dotyczącego relacji zadłużenia finansowego do EBITDA ani wymogu w zakresie utrzymania poziomu wskaźnika pokrycia obsługi zadłużenia za okres trzech miesięcy zakończony 30 września 2019 r. 25 września 2019 r. Grupa otrzymała formalne oświadczenie EBOiR o zwolnieniu jej z wymogu utrzymania powyższych wskaźników na ustalonym poziomie za okres kończący się 30 września 2019 r. W wyniku uzyskanego zwolnienia z wymogu utrzymania poziomu wskaźników, kredyt spłacany będzie zgodnie z pierwotnym harmonogramem, a bank nie będzie dochodził zaspokojenia z ustanowionych zabezpieczeń.

Oceniając zdolność Grupy do kontynuowania działalności, Rada Dyrektorów przygotowała bazowe i uwrażliwione prognozy przepływów pieniężnych na okres dłuższy niż 12 miesięcy od daty zatwierdzenia niniejszego śródrocznego skróconego skonsolidowanego sprawozdania finansowego. W prognozach przyjęto kilka kluczowych założeń, przede wszystkim dotyczących zdolności produkcyjnych zakładu przetwarzania gazu i odwiertów w Rumunii, wydajności odwiertów na tunezyjskim złożu Choueich, harmonogramu odbiorów wydobytego surowca przez firmę Shell oraz cen surowców.

Warunki umowy Kredytu Zamiennego nakładają na Grupę obowiązek utrzymywania na odpowiednim poziomie wskaźnika zadłużenia do EBITDA. Z opracowanych przez Grupę wewnętrznych prognoz wynika, że jej zdolność do utrzymania wymaganego poziomu tego wskaźnika na dzień 31 grudnia 2019 r. będzie wrażliwa na zmiany przyjętych w założeniach poziomów cen sprzedaży węglowodorów, wielkości wydobycia oraz kosztów.

Zdolność Grupy do terminowego regulowania zobowiązań zależy od jej zdolności do generowania w przyszłych okresach przepływów pieniężnych z działalności operacyjnej i/lub uzyskania niezbędnego finansowania. Grupa opracowała modelowe prognozy przepływów pieniężnych w celu ustalenia takiego sposobu zarządzania dostępnymi środkami, który umożliwi Grupie regulowanie zobowiązań w terminie ich wymagalności, lub wskazania obszarów, w których wymagane może być dodatkowe finansowanie. W związku z powyższym istnieje istotna niepewność co do zdolności Grupy do regulowania wszystkich ciężących na niej zobowiązań finansowych w terminach ich wymagalności.

Rada Dyrektorów jest zdania, że zdolność Grupy do generowania w przyszłych okresach przepływów pieniężnych z działalności operacyjnej w wysokości wystarczającej do terminowego regulowania zobowiązań oraz dalsza dostępność istniejących linii kredytowych, w przypadku niedotrzymania wymaganych poziomów wskaźników finansowych (kovenantów), są ważnymi czynnikami niepewności mogącymi budzić istotne wątpliwości co do zdolności Grupy do kontynuowania działalności. Niniejsze śródroczne skrócone skonsolidowane sprawozdanie finansowe nie uwzględnia skutków korekt i zmiany klasyfikacji aktywów, zobowiązań, przychodów i kosztów, które byłyby konieczne, gdyby założenie kontynuacji działalności gospodarczej przez Grupę okazało się niezasadne.

3. Istotne zasady rachunkowości

Poza wyjątkami wskazanymi poniżej niniejsze śródroczne skrócone skonsolidowane sprawozdanie finansowe zostało sporządzone przy zastosowaniu tych samych zasad w zakresie wyceny, rachunkowości oraz metod obliczeń, co odpowiednie zasady i metody opisane w notach do skonsolidowanego sprawozdania finansowego za rok zakończony 31 grudnia 2018 r.

Zmiany zasad rachunkowości

MSSF 16 Leasing

W styczniu 2016 r. RMSR wydała MSSF 16 *Leasing* („MSSF 16”), który nakłada na jednostki obowiązek ujmowania w sprawozdaniu z sytuacji finansowej aktywów i zobowiązań z tytułu leasingu. Po stronie leasingobiorcy, MSSF 16 eliminuje klasyfikację umów leasingowych jako leasing operacyjny lub finansowy, co w efekcie oznacza, że wszystkie umowy leasingowe są traktowane jak leasing finansowy. Niektóre krótkoterminowe umowy leasingowe (krótsze niż 12 miesięcy) oraz umowy leasingu aktywów o niskiej wartości (poniżej 5 000 USD) są zwolnione z wymogów MSSF 16 i mogą być nadal traktowane jako leasing operacyjny. Leasingodawcy w dalszym ciągu będą stosować podział na umowy leasingu operacyjnego i finansowego. Klasyfikacja będzie określała sposób i moment ujmowania przez leasingodawcę przychodów z tytułu leasingu oraz rodzaj ujmowanych aktywów.

Serinus przyjął MSSF 16 1 stycznia 2019 r., stosując zmodyfikowane retrospektywne podejście przejściowe. Zgodnie ze zmodyfikowanym podejściem retrospektywnym wycena aktywów z tytułu prawa do użytkowania jest równa zobowiązaniom z tytułu leasingu bezpośrednio przed dniem przyjęcia MSSF 16 i nie ma wpływu na zyski zatrzymane. Łączny efekt przyjęcia MSSF 16 ujmowany jest na dzień przyjęcia i nie uwzględnia danych porównawczych. Najistotniejsze zmiany opisano poniżej.

- i. Istotne zasady rachunkowości

Leasing

Umowy, na mocy których przekazywane jest prawo do kontroli użytkowania zidentyfikowanego składnika aktywów na dany okres w zamian za wynagrodzenie, klasyfikowane są jako umowy leasingu. W chwili początkowego ujęcia aktywa z tytułu prawa do użytkowania umowy leasingu wyceniane są według kosztu, który obejmuje kwotę początkowej wyceny zobowiązania z tytułu leasingu, opłaty leasingowe zapłacone w dacie rozpoczęcia lub przed tą datą, wszelkie początkowe koszty bezpośrednie oraz szacunkowe koszty demontażu i przywrócenia stanu pierwotnego związanych z danymi aktywami. Zobowiązania z tytułu leasingu wyceniane są w wartości zaktualizowanej opłat leasingowych, z zastosowaniem stopy procentowej

wynikającej z umowy leasingu lub krańcowej stopy procentowej leasingobiorcy, jeżeli bezpośrednio ustalenie stopy procentowej wynikającej z umowy leasingu nie jest możliwe.

Serinus skorzystał ze zwolnień w zakresie ujmowania umów leasingu krótkoterminowego oraz umów leasingu aktywów niskocennych. Umowy leasingu krótkoterminowego definiowane są jako umowy leasingowe, których okres trwania na dzień rozpoczęcia leasingu nie przekracza 12 miesięcy. Bazowy składnik aktywów może być uznany za niskocenny tylko wtedy, gdy leasingobiorca może odnosić korzyści z użytkowania samego bazowego składnika aktywów, bazowy składnik aktywów nie jest w dużym stopniu zależny od innych aktywów ani nie jest z nimi w dużym stopniu powiązany, a ponadto jego wartość, gdy jest nowy, wynosi nie więcej niż 5 000 USD. Opłaty leasingowe z tytułu takiego leasingu ujmowane są w sprawozdaniu z całkowitych dochodów metodą liniową jako koszty w trakcie okresu leasingu.

ii. Wpływ zmian zasad rachunkowości

Opłaty z tytułu leasingu operacyjnego były dotychczas ujmowane w kosztach ogólnego zarządu w sprawozdaniu z całkowitych dochodów. Zgodnie z MSSF 16 aktywa z tytułu prawa do użytkowania i zobowiązania z tytułu leasingu ujmowane są w sprawozdaniu z sytuacji finansowej w odniesieniu do umów klasyfikowanych jako leasing. Aktywa z tytułu prawa do użytkowania zalicza się do rzeczowych aktywów trwałych i amortyzuje metodą liniową przez cały okres leasingu. Amortyzacja aktywów z tytułu prawa do użytkowania ujmowana jest w sprawozdaniu z całkowitych dochodów jako koszt z tytułu odpisów umorzeniowych i amortyzacji. Zobowiązania z tytułu leasingu są ujmowane w wartości zaktualizowanej netto i naliczane do końca okresu leasingu. Wzrost wartości zobowiązań z tytułu leasingu ujmowany jest jako koszt z tytułu odsetek i wykazywany jako odrębna pozycja w sprawozdaniu z całkowitych dochodów. W wyniku pierwszego zastosowania standardu na 1 stycznia 2019 r. Grupa rozpoznała aktywa z tytułu prawa do użytkowania w wysokości 0,9 mln USD oraz wzrost stanu zobowiązań z tytułu leasingu o 0,9 mln USD.

4. Informacje na temat segmentów działalności

Segmenty sprawozdawcze Grupy są zorganizowane wg obszarów geograficznych i obejmują poszukiwanie, zagospodarowanie złóż i wydobycie ropy naftowej i gazu ziemnego w Rumunii i Tunezji. Segment korporacyjny obejmuje całość działalności korporacyjnej oraz pozycje, które nie są przypisane do raportowanych segmentów działalności i tym samym zawiera Brunei.

	Rumunia	Tunezja	Segment korporacyjny	Ogółem
Na dzień 30 września 2019 r.				
Aktywa ogółem	42 436	71 529	2910	116 875
Za okres 9 miesięcy zakończony 30 września 2019 r.				
Przychody ze sprzedaży ropy i gazu ziemnego				
Ropa naftowa	-	4496	-	4496
Gaz ziemny	9535	1226	-	10 761
Kondensat	212	-	-	212
	9747	5722	-	15 469
Oplaty koncesyjne	(563)	(605)	-	(1168)
Przychody ze sprzedaży, pomniejszone o opłaty koncesyjne	9184	5117	-	14 301
Koszt własny sprzedaży				
Koszty wydobycia	(1180)	(2595)	(40)	(3815)
Odpisy umorzeniowe i amortyzacja	(5168)	(1383)	(515)	(7066)
Podatek od zysków nadzwyczajnych	(2074)	-	-	(2074)
Koszt własny sprzedaży ogółem	(8422)	(3978)	(555)	(12 955)
Zysk (strata) brutto ze sprzedaży	762	1139	(555)	1346
Koszty ogólnego zarządu	-	-	(2587)	(2587)
Koszty notowań na rynku giełdowym	-	-	(7)	(7)
Uzyskane odszkodowanie za wypadek na odwiercie	53	-	-	53
Koszty płatności w formie akcji własnych	-	-	(648)	(648)
Zysk (strata) z działalności operacyjnej	815	1139	(3797)	(1843)
Koszty finansowe	(122)	(949)	(2528)	(3599)
Zyska (strata) przed opodatkowaniem	693	190	(6325)	(5442)
Bieżące obciążenie podatkowe	-	(1485)	(1)	(1486)
Zmiana stanu odroczonego podatku dochodowego	-	1319	-	1319
Zysk (strata) za okres sprawozdawczy	693	24	(6326)	(5609)
Nakłady inwestycyjne ⁽¹⁾	2002	1028	-	3030

⁽¹⁾ Nakłady inwestycyjne nie uwzględniają wpływu zmian w niepieniężnym kapitale obrotowym, korekt wynikających z zastosowania MSSF 16 oraz korekt z tytułu różnic kursowych.

	Rumunia	Tunezja	Segment korporacyjny	Ogółem
Na dzień 30 września 2018 r.				
Aktywa ogółem	45 963	75 178	4634	125 775
Za okres 9 miesięcy zakończony 30 września 2018 r.				
Przychody ze sprzedaży ropy i gazu ziemnego				
Ropa naftowa	-	4851	-	4851
Gaz ziemny	-	2009	-	2009
Oplaty koncesyjne	-	(673)	-	(673)
Przychody ze sprzedaży, pomniejszone o opłaty koncesyjne	-	6187	-	6187
Koszt własny sprzedaży				
Koszty wydobycia	-	(1963)	(46)	(2009)
Odpisy umorzeniowe i amortyzacja	(5)	(1177)	(125)	(1307)
Koszt własny sprzedaży ogółem	(5)	(3140)	(171)	(3316)
(Strata) zysk brutto	(5)	3047	(171)	2871
Koszty ogólnego zarządu	-	-	(2225)	(2225)
Koszty płatności w formie akcji własnych	-	-	(374)	(374)
Uzyskane odszkodowanie za wypadek na odwiercie	3639	-	-	3639
Zysk ze zbycia	-	117	-	117
Koszty notowań na rynku giełdowym	-	-	(1367)	(1367)
Zysk (strata) z działalności operacyjnej	3634	3164	(4137)	2661
Przychody (koszty) finansowe	807	(1128)	(2751)	(3072)
Zyska (strata) przed opodatkowaniem	4441	2036	(6888)	(411)
Bieżące obciążenie podatkowe	-	(2076)	(2)	(2078)
Zmiana stanu odroczonego podatku dochodowego	-	302	-	302
Zysk (strata) za okres sprawozdawczy	4441	262	(6890)	(2187)
Nakłady inwestycyjne ⁽¹⁾	11 850	(31)	85	11 904

⁽¹⁾ Nakłady inwestycyjne nie uwzględniają wpływu zmian w niepieniężnym kapitale obrotowym, korekt wynikających z zastosowania MSSF 16 oraz korekt z tytułu różnic kursowych.

5. Strata na akcję

(w tysiącach, z wyjątkiem danych na akcję)	Okres 9 miesięcy zakończony 30 września	
	2019	2018
Strata za okres sprawozdawczy	(5609)	(2187)
Średnia ważona liczba akcji – podstawowa	232 637	183 863
Wpływ papierów wartościowych powodujących rozwodnienie ⁽¹⁾	-	-
Średnia ważona liczba akcji – rozwodniona	232 637	183 863
Zysk/(strata) netto na akcję – podstawowy i rozwodniony	(0,02)	(0,01)

⁽¹⁾ Za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2019 r. z obliczeń wyłączono 8,6 mln możliwych do wykonania opcji oraz 2,3 mln warrantów ze względu na ich antyrozwadniający wpływ (okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2018 r.: 4,1 mln opcji).