

13 listopada 2020 r.

Komunikat prasowy

Raport kwartalny za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2020 r.

Jersey, Wyspy Normandzkie, 13 listopada 2020 r. -- Serinus Energy plc („Serinus”, „SEN” lub „Spółka”) (AIM:SENX, GPW:SEN) przekazuje niniejszym sprawozdanie kwartalne z wyników Spółki za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2020 r.

NAJWAŻNIEJSZE WYDARZENIA KWARTAŁU

Działalność operacyjna

- Pomimo utrzymującej się pandemii COVID-19 w okresie sprawozdawczym spółka Serinus Energy plc („Serinus”, „Spółka” lub „Grupa”) nadal prowadziła działalność w sposób bezpieczny i produktywny m.in. dzięki wdrożeniu nowych regulaminów pracy i kontroli zdrowia mających na celu zapewnienie pracownikom bezpieczeństwa i higieny pracy w nowych okolicznościach zgodnie z zaleceniami lokalnych władz.
- W okresie dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2020 r. średnie dzienne wydobycie w przeliczeniu na baryłkę ekwiwalentu ropy naftowej (boe/d) wzrosło o 1.247 boe/d, tj. 107%, do poziomu 2.415 boe/d (w analogicznym okresie 2019 r. – 1.168 boe/d), z czego 1.841 boe/d wydobywano w Rumunii (wzrost o 1.027 boe/d, tj. 126%, wobec 814 boe/d w analogicznym okresie 2019 r.), a 574 boe/d w Tunezji (wzrost o 220 boe/d, tj. 62%, wobec 354 boe/d w analogicznym okresie 2019 r.).
- Na 30 września 2020 r. dzienne wydobycie w Grupie osiągnęło poziom 2.211 boe/d, w tym 1.730 boe/d w Rumunii i 481 boe/d w Tunezji.
- We wrześniu Spółka przeprowadziła planowany przegląd konserwacyjny instalacji Zakładu Przetwarzania Gazu Moftinu, który zakończył się przed wyznaczonym terminem. Realizacja prac przebiegła w pełni bezpiecznie, a ich koszt nie przekroczył przyjętego budżetu. Po zakończeniu przeglądu Zakład wrócił do normalnej pracy bez żadnych przeszkód.
- Ze względu na skutki pandemii COVID-19 Spółka nie była w stanie wywiązać się z nałożonego na nią w ramach udzielonej koncesji zobowiązania do realizacji programu badań sejsmicznych 3D w terminie do 28 października 2020 r. Spółka pozostawała w ścisłym kontakcie z Krajową Agencją ds. Zasobów Mineralnych w Rumunii (dalej: „NAMR”) w celu uzgodnienia zakresu prac, których wykonanie pozwoliłoby Spółce na wywiązanie się z jej zobowiązań i które byłyby możliwe do realizacji pomimo wprowadzonych w związku z pandemią obostrzeń.

- Po dniu bilansowym Spółka otrzymała zgodę NAMR na zmianę warunków realizacji ostatniego pozostającego do wykonania obowiązkowego zadania w ramach trzeciego etapu prac poszukiwawczych na terenie koncesji Satu Mare, w tym uzyskała przedłużenie terminu jego realizacji o 12 miesięcy, tj. do 27 października 2021 r.
- Przyjęte zmiany zakładają zastąpienie dotychczasowego zobowiązania Spółki do realizacji programu badań sejsmicznych zobowiązaniem do wykonania dwóch odwiertów, jednego do głębokości 1.000 metrów i drugiego do głębokości 1.600 m.
- Spółka uzyskała wszelkie niezbędne zezwolenia na wykonanie odwiertu eksploatacyjnego M-1008 i zakończyła etap jego planowania. Rozpoczęcie wierceń planowane jest na styczeń 2021 r. Odwiert M-1008 będzie kwalifikować się jako jeden z odwiertów, do realizacji których Spółka została zobowiązana w ramach zmienionego zakresu obowiązkowych prac na terenie koncesji i udzielonego przedłużenia terminu na ich wykonanie, o czym Spółka informowała 13 października 2020 r.
- Spółka złożyła wniosek o arbitraż w Sekretariacie Międzynarodowego Trybunału Arbitrażowego Międzynarodowej Izby Handlowej (dalej: „ICC”). Serinus ubiega się w nim o stwierdzenie przez trybunał arbitrażowy, że jest w pełni uprawnionym właścicielem przypadającego na spółkę Oilfield Exploration Business Solutions S.A. (dalej: „OEBS”) 40-procentowego udziału w koncesji Satu Mare (dalej: „40-procentowy Udział”). Spółka wniosła ponadto o wydanie postanowienia zobowiązującego OEBS do podjęcia wszelkich niezbędnych czynności formalnoprawnych w celu przeniesienia 40-procentowego Udziału na Serinus w związku z niewykonaniem przez OEBS zobowiązań wynikających z zawartej umowy operacyjnej (ang. Joint Operating Agreement).

Działalność finansowa

- W okresie dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2020 r. przychody ze sprzedaży Spółki wyniosły 18,2 mln USD brutto (w analogicznym okresie 2019 r. – 15,5 mln USD), tj. 16,9 mln USD (w analogicznym okresie 2019 r. – 14,3 mln USD) po pomniejszeniu o opłaty koncesyjne. W Rumunii wypracowano przychody na poziomie 12,8 mln USD (w analogicznym okresie 2019 r. – 9,8 mln USD), a w Tunezji na poziomie 5,4 mln USD (w analogicznym okresie 2019 r. – 5,7 mln USD).
- Środki pieniężne z działalności operacyjnej za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2020 r. wyniosły 5,9 mln USD (w analogicznym okresie 2019 r. – 5,6 mln USD).
- W okresie dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2020 r. średnia uzyskiwana przez Serinus cena ropy naftowej w przeliczeniu na baryłkę („bbl”) wyniosła 34,81 USD (w analogicznym okresie 2019 r. – 61,20 USD), a średnia uzyskiwana przez Spółkę cena gazu ziemnego w przeliczeniu na tysiąc stóp sześciennych („mcf”) – 4,28 USD (w analogicznym okresie 2019 r. – 7,45 USD).
- Nakłady inwestycyjne w okresie dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2020 r. wyniosły 3,7 mln USD (w analogicznym okresie 2019 r. – 3,0 mln USD) i były w dużej mierze związane z udaną realizacją odwiertu eksploatacyjnego M-1004 w styczniu 2020 r.

- Spółka podjęła dalsze działania w zakresie optymalizacji kosztów, w wyniku których w okresie dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2020 r. obniżyła średni koszt wydobycia baryłki do 8,96 USD z 11,96 USD w analogicznym okresie 2019 r. Podejmowane działania pozwalają Spółce skutecznie niwelować skutki znacznego spadku cen węgłowodorów.
- Spółka prowadzi obecnie rozmowy z Europejskim Bankiem Odbudowy i Rozwoju (dalej: "EBOiR") w zakresie renegocjacji bieżącego zadłużenia i otrzymała ze strony EBOiR oficjalne zwolnienie z wymogu utrzymania wskaźnika pokrycia obsługi zadłużenia na ustalonym poziomie w okresie kończącym się 31 grudnia 2020 r. wraz z odroczeniem wymogu dokończenia restrukturyzacji warunków Kredytu Zamiennego do 26 lutego 2021 r., o czym Spółka poinformowała 2 listopada 2020 r.

O Serinus

Serinus jest międzynarodową spółką zajmującą się poszukiwaniami i produkcją ropy naftowej oraz gazu, posiadającą projekty w Tunezji oraz Rumunii i będącą ich operatorem.

Więcej informacji można uzyskać na stronie internetowej Serinus (www.serinusenergy.com) lub kontaktując się z:

Serinus Energy plc Jeffrey Auld, Prezes i Dyrektor Generalny (CEO) Andrew Fairclough, Dyrektor Finansowy (CFO) Calvin Brackman, Wiceprezes ds. Relacji Zewnętrznych i Strategii	+44 (0) 208 054 2859
WH Ireland Limited (Autoryzowany Doradca i Wspólny Makler) Katy Mitchell Harry Ansell (Makler) Lydia Zychowska	+44 (0) 207 220 1666
Arden Partners plc (Wspólny Makler) Paul Shackleton / Dan Gee-Summons (Corporate Finance) Fraser Marshall (Equity Sales)	+44 (0) 207 614 5900
Camarco (Finansowy PR - London) Billy Clegg Owen Roberts	+44 (0) 203 781 8334
TBT i Wspólnicy (Finansowy PR - Warszawa) Katarzyna Terej	+48 602 214 353

Tłumaczenie: Niniejsza informacja prasowa została przetłumaczona na język polski z oryginału w języku angielskim.

Stwierdzenia dotyczące przyszłości (Forward-looking Statements) - Niniejsza informacja może zawierać stwierdzenia dotyczące przyszłych zdarzeń, prezentowane z perspektywy dnia publikacji niniejszej informacji, odnoszące się do przyszłych działań, które nie stanowią lub nie mogą stanowić danych historycznych. Mimo, że Spółka uznaje założenia zawarte w stwierdzeniach dotyczących przyszłości za racjonalne na chwilę obecną, potencjalne wyniki sugerowane w powyższych stwierdzeniach odznaczają się znacznym poziomem ryzyka i niepewności, i nie można stwierdzić, że faktyczne rezultaty okażą się zgodne z powyższymi stwierdzeniami dotyczącymi przyszłości. Do czynników, które mogą uniemożliwić bądź utrudnić ukończenie spodziewanych prac nad projektami Spółki, zaliczają się: prawdopodobieństwo wystąpienia problemów technicznych i mechanicznych w trakcie realizacji projektów, zmiany cen produktów, niez uzyskanie wymaganych prawem zgód, sytuacja finansowa na rynku lokalnym i międzynarodowym, jak również sytuacja na rynku ropy naftowej i gazu, finansowym, polityczna i gospodarcza sytuacja na obszarach działania Spółki oraz wszelkie inne ryzyka nieprzewidziane przez Spółkę albo nieujawnione w dokumentach przez nią opublikowanych. Ze względu na fakt, że stwierdzenia dotyczące przyszłości odnoszą się do przyszłych

wydarzeń i uwarunkowań, z natury odznaczają się one ryzykiem i niepewnością, a faktyczne rezultaty mogą się znacznie różnić od informacji zawartych w niniejszych stwierdzeniach dotyczących przyszłości. Spółka nie jest zobowiązana do aktualizacji lub korekty stwierdzeń dotyczących przyszłości zawartych w niniejszej informacji, tak żeby odzwierciedlały one stan po publikacji niniejszej informacji, chyba że jest to wymagane przepisami prawa.



Serinus Energy plc

Raport kwartalny wraz ze sprawozdaniem finansowym za III kwartał 2020 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 2020 R.

Działalność operacyjna

- Pomimo utrzymującej się pandemii COVID-19 w okresie sprawozdawczym spółka Serinus Energy plc („Serinus”, „Spółka” lub „Grupa”) nadal prowadziła działalność w sposób bezpieczny i produktywny m.in. dzięki wdrożeniu nowych regulaminów pracy i kontroli zdrowia mających na celu zapewnienie pracownikom bezpieczeństwa i higieny pracy w nowych okolicznościach zgodnie z zaleceniami lokalnych władz.
- W okresie dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2020 r. średnie dzienne wydobycie w przeliczeniu na baryłkę ekwiwalentu ropy naftowej (boe/d) wzrosło o 1.247 boe/d, tj. 107%, do poziomu 2.415 boe/d (w analogicznym okresie 2019 r. – 1.168 boe/d), z czego 1.841 boe/d wydobywano w Rumunii (wzrost o 1.027 boe/d, tj. 126%, wobec 814 boe/d w analogicznym okresie 2019 r.), a 574 boe/d w Tunezji (wzrost o 220 boe/d, tj. 62%, wobec 354 boe/d w analogicznym okresie 2019 r.).
- Na 30 września 2020 r. dzienne wydobycie w Grupie osiągnęło poziom 2.211 boe/d, w tym 1.730 boe/d w Rumunii i 481 boe/d w Tunezji.
- We wrześniu Spółka przeprowadziła planowany przegląd konserwacyjny instalacji Zakładu Przetwarzania Gazu Moftinu, który zakończył się przed wyznaczonym terminem. Realizacja prac przebiegła w pełni bezpiecznie, a ich koszt nie przekroczył przyjętego budżetu. Po zakończeniu przeglądu Zakład wrócił do normalnej pracy bez żadnych przeszkód.
- Ze względu na skutki pandemii COVID-19 Spółka nie była w stanie wywiązać się z nałożonego na nią w ramach udzielonej koncesji zobowiązania do realizacji programu badań sejsmicznych 3D w terminie do 28 października 2020 r. Spółka pozostawała w ścisłym kontakcie z Krajową Agencją ds. Zasobów Mineralnych w Rumunii (dalej: „NAMR”) w celu uzgodnienia zakresu prac, których wykonanie pozwoliłoby Spółce na wywiązanie się z jej zobowiązań i które byłby możliwe do realizacji pomimo wprowadzonych w związku z pandemią obostrzeń.
- Po dniu bilansowym Spółka otrzymała zgodę NAMR na zmianę warunków realizacji ostatniego pozostającego do wykonania obowiązkowego zadania w ramach trzeciego etapu prac poszukiwawczych na terenie koncesji Satu Mare, w tym uzyskała przedłużenie terminu jego realizacji o 12 miesięcy, tj. do 27 października 2021 r.
- Przyjęte zmiany zakładają zastąpienie dotychczasowego zobowiązania Spółki do realizacji programu badań sejsmicznych zobowiązaniem do wykonania dwóch odwiertów, jednego do głębokości 1.000 metrów i drugiego do głębokości 1.600 m.
- Spółka uzyskała wszelkie niezbędne zezwolenia na wykonanie odwiertu eksploatacyjnego M-1008 i zakończyła etap jego planowania. Rozpoczęcie wierceń planowane jest na styczeń 2021 r. Odwiert M-1008 będzie kwalifikować się jako jeden z odwiertów, do realizacji których Spółka została zobowiązana w ramach zmienionego zakresu obowiązkowych prac na terenie koncesji i udzielonego przedłużenia terminu na ich wykonanie, o czym Spółka informowała 13 października 2020 r.
- Spółka złożyła wniosek o arbitraż w Sekretariacie Międzynarodowego Trybunału Arbitrażowego Międzynarodowej Izby Handlowej (dalej: „ICC”). Serinus ubiega się w nim o stwierdzenie przez trybunał arbitrażowy, że jest w pełni uprawnionym właścicielem przypadającego na spółkę Oilfield Exploration Business Solutions S.A. (dalej: „OEBS”) 40-procentowego udziału w koncesji Satu Mare (dalej: „40-procentowy Udział”). Spółka wniosła ponadto o wydanie postanowienia zobowiązującego OEBS do podjęcia wszelkich niezbędnych czynności formalnoprawnych w celu przeniesienia 40-procentowego Udziału na Serinus w związku z niewykonaniem przez OEBS zobowiązań wynikających z zawartej umowy operacyjnej (ang. Joint Operating Agreement).

Działalność finansowa

- W okresie dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2020 r. przychody ze sprzedaży Spółki wyniosły 18,2 mln USD brutto (w analogicznym okresie 2019 r. – 15,5 mln USD), tj. 16,9 mln USD (w analogicznym okresie 2019 r. – 14,3 mln USD) po pomniejszeniu o opłaty koncesyjne. W Rumunii wypracowano przychody na poziomie 12,8 mln USD (w analogicznym okresie 2019 r. – 9,8 mln USD), a w Tunezji na poziomie 5,4 mln USD (w analogicznym okresie 2019 r. – 5,7 mln USD).
- Środki pieniężne z działalności operacyjnej za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2020 r. wyniosły 5,9 mln USD (w analogicznym okresie 2019 r. – 5,6 mln USD).
- W okresie dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2020 r. średnia uzyskiwana przez Serinus cena ropy naftowej w przeliczeniu na baryłkę („bbl”) wyniosła 34,81 USD (w analogicznym okresie 2019 r. – 61,20 USD), a średnia uzyskiwana przez Spółkę cena gazu ziemnego w przeliczeniu na tysiąc stóp sześciennych („mcf”) – 4,28 USD (w analogicznym okresie 2019 r. – 7,45 USD).
- Nakłady inwestycyjne w okresie dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2020 r. wyniosły 3,7 mln USD (w analogicznym okresie 2019 r. – 3,0 mln USD) i były w dużej mierze związane z udaną realizacją odwiertu eksploatacyjnego M-1004 w styczniu 2020 r.
- Spółka podjęła dalsze działania w zakresie optymalizacji kosztów, w wyniku których w okresie dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2020 r. obniżyła średni koszt wydobycia baryłki do 8,96 USD

z 11,96 USD w analogicznym okresie 2019 r. Podejmowane działania pozwalają Spółce skutecznie niwelować skutki znacznego spadku cen węglowodorów.

- Spółka prowadzi obecnie rozmowy z Europejskim Bankiem Odbudowy i Rozwoju (dalej: "EBOiR") w zakresie renegotjacji bieżącego zadłużenia i otrzymała ze strony EBOiR oficjalne zwolnienie z wymogu utrzymania wskaźnika pokrycia obsługi zadłużenia na ustalonym poziomie w okresie kończącym się 31 grudnia 2020 r. wraz z odroczeniem wymogu dokończenia restrukturyzacji warunków Kredytu Zamiennego do 26 lutego 2021 r., o czym Spółka poinformowała 2 listopada 2020 r.

OMÓWIENIE DZIAŁALNOŚCI OPERACYJNEJ

W Rumunii Spółka obecnie prowadzi wydobycie z trzech odwiertów eksploatacyjnych, położonych na złożu Moftinu. Spółka uzyskała także wszelkie niezbędne zezwolenia na wykonanie czwartego (M-1008), którego realizacja przewidziana jest na styczeń 2021 r. We III kwartale Spółka przeprowadziła planowany przegląd konserwacyjny instalacji Zakładu Przetwarzania Gazu Moftinu, który zakończył się przed wyznaczonym terminem. Realizacja prac przebiegała w pełni bezpiecznie, a ich koszt nie przekroczył przyjętego budżetu. Po zakończeniu przeglądu Zakład wrócił do normalnej pracy bez żadnych przeszkód, a Spółka odnotowała jedynie niewielki spadek wydobycia w III kwartale w wyniku postępu, jak i naturalnego szczyptywania się wydobywalnych zasobów.

Po dniu bilansowym Spółka otrzymała zgodę NAMR na zmianę warunków realizacji ostatniego pozostającego do wykonania obowiązkowego zadania w ramach trzeciego etapu prac poszukiwawczych na terenie koncesji Satu Mare i uzyskała przedłużenie terminu jego realizacji o 12 miesięcy, tj. do 27 października 2021 r. Przyjęte zmiany zakładają zastąpienie dotychczasowego zobowiązania Spółki do realizacji programu badań sejsmicznych zobowiązaniem do wykonania dwóch odwiertów, jednego do głębokości 1.000 metrów i drugiego do głębokości 1.600 m. Spółka otrzymała zgodę na uznanie odwiercenia wcześniej zaplanowanego otworu M-1008 na poczet realizacji powyższego zobowiązania. Zakłada się, że drugi z obowiązkowych odwiertów, o docelowej głębokości 1.600 m, zostanie wykonany na złożu perspektywicznym Sancrai, które leży bezpośrednio na południe od złoża gazowego Moftinu. W przypadku pozytywnego wyniku odwiertu Spółka przewiduje możliwość jego podłączenia do infrastruktury Zakładu Przetwarzania Gazu Moftinu, a tym samym rozpoczęcia jego eksploatacji w krótkiej perspektywie czasowej.

W Tunezji w dalszym ciągu bezpiecznie prowadzono wydobycie ze złóż Sabria, Chouech i Ech Chouech. Spółka zakończyła, przy wsparciu technicznym zewnętrznych specjalistów, program prac mających na celu umożliwienie mechanicznej eksploatacji złoża Sabria. W wyniku ich realizacji istniejące na złożu odwierty eksploatacyjne zostały przygotowane do instalacji pomp w głębinach służących zwiększeniu ich wydajności. Spółka w dalszym ciągu przygotowuje plany wymiany starszych pomp oraz przeprowadzenia na odwiertach innych niskonakładowych prac rekonstrukcyjnych o potwierdzonej skuteczności w zakresie zwiększenia wielkości wydobycia. W wyniku ograniczeń w zakresie podróży wprowadzonych w związku z pandemią COVID-19 Spółka dysponuje obecnie mniejszymi zdolnościami do realizacji planowanych prac intensyfikujących wydobycie. Od wybuchu pandemii Spółka pozostaje jednak w kontakcie z wykonawcami w celu znalezienia bezpiecznych sposobów na zaradzenie powstałym trudnościom.

PERSPEKTYWY

COVID-19

Zdrowie, bezpieczeństwo i dobrostan pracowników nieustannie stanowią dla Spółki najwyższy priorytet. Spółka w dalszym ciągu przestrzega zaleceń i nakazów lokalnych władz w każdej z jurysdykcji, w których prowadzi działalność, w tym w zakresie zachowania tzw. dystansu społecznego i noszenia maseczek ochronnych. Na eksploatowanych przez nas złożach codziennie dostosowujemy zadania i procedury, tak aby zapewnić wszystkim pracownikom odpowiednie bezpieczeństwo i higienę pracy. Dotychczas w działalności operacyjnej Spółka nie odnotowała żadnych zakłóceń wywołanych pandemią COVID-19.

Rumunia

We wrześniu 2020 r. Spółka z powodzeniem przeprowadziła planowany przegląd konserwacyjny instalacji Zakładu Przetwarzania Gazu Moftinu. Po zakończeniu przeglądu zakład wrócił do normalnej pracy i wydobycie zostało wznowione bez żadnych przeszkód. Uzyskano wszelkie niezbędne zezwolenia na wykonanie odwiertu eksploatacyjnego M-1008. Rozpoczęcie jego realizacji Spółka przewiduje na styczeń 2021 r. Spółka i zatrudnieni przez nią wykonawcy dokładają wszelkich starań, aby zapewnić wdrożenie i przestrzeganie odpowiednich procedur w celu zaradzenia niepewności związanej z pandemią COVID-19, i są przekonani, że odwiert może zostać wykonany z zachowaniem pełnego bezpieczeństwa i higieny pracy wszystkich zaangażowanych pracowników.

Po dniu bilansowym Spółka otrzymała zgodę NAMR na zmianę warunków realizacji ostatniego pozostającego do wykonania obowiązkowego zadania w ramach koncesji Satu Mare, w tym uzyskała przedłużenie terminu jego realizacji o 12 miesięcy, tj. do 27 października 2021 r. Po zakończeniu obowiązywania w Rumunii stanu wyjątkowego/alarmowego wprowadzonego w związku z pandemią COVID-19 okres udzielonego przedłużenia zostanie dodatkowo wydłużony o czas trwania stanu wyjątkowego/alarmowego. Zgodnie ze zmienionym zakresem obowiązkowych prac na terenie koncesji Spółka zobowiązana jest do wykonania dwóch odwiertów poszukiwawczych, jednego na głębokość całkowitą 1.000 m i drugiego na głębokość 1.600 m. Planowany odwiert M-1008, którego głębokość ma wynieść 1.000 m, zostanie uznany na poczet realizacji powyższego zobowiązania. Zakłada się, że drugi, głębszy otwór zostanie odwiercony na złożu perspektywicznym Sancrai, położonym bezpośrednio na południe od złoża Moftinu.

Tunezja

W okresie dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2020 r. Spółka przeprowadziła dodatkowe prace na terenie koncesji Chouech i Ech Chouech, polegające na wymianie lub zwiększeniu wydajności pomp w istniejących odwiertach. Spółka nieustannie monitoruje sytuację związaną z pandemią COVID-19 oraz ceny węglowodorów, a także planuje kolejne prace rekonstrukcyjne w celu intensyfikacji wydobycia. Od czasu początkowych zakłóceń związanych z wybuchem pandemii COVID-19, jakie nastąpiły w marcu i kwietniu 2020 r., na rynku obserwowany jest wzrost notowań ropy naftowej. Ceny gazu ziemnego w Tunezji utrzymują się na poziomach sprzed pandemii. W Tunezji Spółka w dalszym ciągu opracowuje plany inwestycji o niewielkim stopniu kapitałochłonności, lecz o dużym potencjale zwiększenia wydobycia, których realizacja będzie możliwa w przyszłości.

OMÓWIENIE WYNIKÓW FINANSOWYCH

Płynność, zadłużenie i zasoby kapitałowe

W Rumunii w okresie dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2020 r. Grupa poniosła nakłady inwestycyjne w łącznej wysokości 2,6 mln USD (w analogicznym okresie 2019 r. – 2,0 mln USD), przede wszystkim na wykonanie odwiertu M-1004, w tym jego uzbrojenie i podłączenie do istniejącej infrastruktury. W omawianym okresie sprawozdawczym przedsiębiorstwo prowadzone przez Serinus w Rumunii pozostawało jednostką generującą znaczne przepływy pieniężne, do czego przyczynił się przede wszystkim wzrost wydobywania po oddaniu do eksploatacji odwiertu M-1004. W okresie dziewięciu miesięcy 2020 r. zakończonym 30 września 2020 r. wartość retroaktywna netto po opodatkowaniu w przeliczeniu na boe uzyskiwana dla złoża Moftinu wyniosła 18,18 USD (w analogicznym okresie 2019 r. – 36,10 USD).

W Tunezji w okresie w okresie dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2020 r. Grupa poniosła nakłady inwestycyjne w łącznej wysokości 1,1 mln USD (w analogicznym okresie 2019 r. – 1,0 mln USD). Środki te przeznaczone na realizację prac rekonstrukcyjnych na położonych na terenie koncesji Chouech odwiertach CS-1 i CS-3. W okresie dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2020 r. wydobywanie Grupy ze złóż Sabria, Chouech i Ech Chouech w Tunezji pozostawało na opłacalnych poziomach, a uzyskiwana dla nich wartość retroaktywna netto po opodatkowaniu w przeliczeniu na boe wyniosła 11,48 USD (w analogicznym okresie 2019 r. – 26,24 USD).

Środki pieniężne z działalności operacyjnej za okres dziewięciu miesięcy zakończony 30 września 2020 r. wyniosły 5,9 mln USD (w analogicznym okresie 2019 r. – 5,6 mln USD). Ich wzrost w ujęciu r/d wynikał przede wszystkim ze zwiększonego poziomu wydobywania w obu segmentach operacyjnych, który pozwolił z nadwyżką skompensować niższe ceny surowców w 2020 r.

Zgodnie z Umową Kredytu Zamiennego zwartą z EBOiR zadłużenie z jej tytułu miało zostać spłacone w czterech ratach, z których pierwsza była wymagalna 30 czerwca 2020 r. 24 czerwca 2020 r. Spółka poinformowała o zawarciu porozumienia z EBOiR, na mocy którego dokonała spłaty kwoty 2,0 mln USD stanowiącej część raty Kredytu Zamiennego w łącznej wysokości 8,4 mln USD, wymagalnej 30 czerwca 2020 r., i uzyskała odroczenie na okres jednego roku spłaty pozostałego jej salda, tj. 6,4 mln USD. Pozostała do spłaty kwota pierwszej raty, ujęta na 30 września 2020 r. w zobowiązaniach krótkoterminowych, ma zostać spłacona wraz z drugą ratą, której łączna wysokość w terminie wymagalności, tj. 30 czerwca 2021 r., wyniesie w takim wypadku 15,6 mln USD.

28 września 2020 r. Grupa poinformowała o otrzymaniu formalnego oświadczenia EBOiR o zwolnieniu jej z wymogu utrzymania wskaźników finansowych na ustalonym poziomie za okres kończący się 30 września 2020 r.

Stan na: w tys. USD	30 września 2020 r.	31 grudnia 2019 r.
Aktywa obrotowe	13.169	15.243
Zobowiązania krótkoterminowe	35.465	32.194
Deficyt kapitału obrotowego	(22.296)	(16.951)

Na 30 września 2020 r. deficyt kapitału obrotowego w Grupie wynosił 22,3 mln USD, tj. był o 5,3 mln wyższy niż na dzień 31 grudnia 2019 r. przede wszystkim ze względu na ujęcie na 30 września 2020 r. w zobowiązaniach krótkoterminowych kwoty zadłużenia w wysokości 6,4 mln USD, której termin wymagalności został odroczone.

Zobowiązania krótkoterminowe wykazane na 30 września 2020 r. uwzględniają zadłużenie wobec EBOiR w wysokości 15,6 mln USD (na 31 grudnia 2019 r. – 7,7 mln USD), zobowiązania z tytułu dostaw i usług w wysokości 12,5 mln USD (na 31 grudnia 2019 r. – 16,2 mln USD), z czego 6,0 mln USD dotyczy działalności prowadzonej w Brunei w latach 2012–2013, rezerwę na koszty likwidacji w wysokości 6,6 mln USD (na 31 grudnia 2019 r. – 6,3 mln USD), zobowiązania z tytułu podatku dochodowego w kwocie 0,6 mln USD (na 31 grudnia 2019 r. – 1,4 mln USD) oraz zobowiązania z tytułu leasingu w wysokości 0,2 mln USD (na 31 grudnia 2019 r. – 0,5 mln USD). Zobowiązania z tytułu wycofania aktywów z użytkowania obejmują kwotę 1,8 mln USD dotyczącą aktywów w Brunei, kwotę 1,0 mln USD dotyczącą aktywów w Kanadzie, kwotę 0,3 mln USD dotyczącą aktywów w Rumunii oraz kwotę 3,5 mln USD dotyczącą aktywów w Tunezji. Zobowiązania dotyczące Kanady są skompensowane przez środki pieniężne na lokacie w wysokości 1,1 mln USD (w analogicznym okresie 2019 r. – 1,1 mln USD), które są prezentowane w aktywach obrotowych jako środki pieniężne o ograniczonej możliwości dysponowania.

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. Szczegółowe informacje na ten temat przedstawiono w Nocie 2 do niniejszego sprawozdania.

OMÓWIENIE WYNIKÓW FINANSOWYCH ZA III KWARTAŁ 2020 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	
	2020 r.	2019 r.
Przepływy pieniężne z działalności operacyjnej	4.335	5.585
Zmiana stanu niepieniężnego kapitału obrotowego	1.603	(33)
Środki pieniężne z działalności operacyjnej	5.938	5.552
Środki pieniężne z działalności operacyjnej na akcję	0,02	0,02

Wzrost środków pieniężnych z działalności operacyjnej w 2020 r. wynikał przede wszystkim ze wzrostu wydobycia ze złóż Chouech, Ech Chouech i Moftinu, związanego z faktem, że w br. ich eksploatację prowadzono przez cały omawiany okres sprawozdawczy, podczas gdy w okresie porównawczym złoża Chouech i Ech Chouech eksploatowane były wyłącznie w trzecim kwartale, a złożo Moftinu od 25 kwietnia 2019 r. Wzrost ten został częściowo zniwelowany niższymi notowaniami surowców, które przełożyły się na spadek średniej uzyskiwanej przez Spółkę ceny sprzedaży w przeliczeniu na boe do 27,45 USD z 48,61 USD w analogicznym okresie 2019 r. Środki pieniężne z działalności operacyjnej prowadzonej w Rumunii i Tunezji wyniosły, odpowiednio, 8,0 mln USD (w analogicznym okresie 2019 r. – 6,0 mln USD) i 0,5 mln USD (w analogicznym okresie 2019 r. – 2,2 mln USD), natomiast środki wydatkowane na cele korporacyjne wyniosły 2,6 mln USD (w analogicznym okresie 2019 r. – 2,6 mln USD). Wzrost środków pieniężnych z działalności operacyjnej prowadzonej w Rumunii wynikał bezpośrednio z eksploatacji dodatkowego odwiertu (M-1004) oraz faktu, że w br. eksploatację złoża Moftinu prowadzono przez cały omawiany okres sprawozdawczy, a w okresie porównawczym wydobycie rozpoczęto dopiero 25 kwietnia 2019 r. Spadek środków pieniężnych z działalności operacyjnej prowadzonej w Tunezji wynikał z niższych cen węgłowodórów i konieczności zapłaty podatku w wysokości 1,2 mln USD (w analogicznym okresie 2019 r. – 0,3 mln USD).

PRODUKCJA

	Okres 9 miesięcy zakończony 30 września	
	2020 r.	2019 r.
Tunezja		
Ropa naftowa (bbl/d)	465	270
Gaz ziemny (Mcf/d)	659	504
Łączne wydobycie w Tunezji (boe/d)	574	354
Rumunia		
Gaz ziemny (Mcf/d)	10.965	4.791
Kondensat (bbl/d)	14	16
Łączne wydobycie w Rumunii (boe/d)	1.841	814
Grupa		
Ropa naftowa (bbl/d)	465	270
Gaz ziemny (Mcf/d)	11.624	5.295
Kondensat (bbl/d)	14	16
Łączne wydobycie w Grupie (boe/d)	2.415	1.168
% udział frakcji ciekłych	20%	24%
% udział gazu	80%	76%

W okresie dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2020 r. średnie dzienne wydobycie w Rumunii (boe/d) wyniosło 1.841 boe/d (w analogicznym okresie 2019 r. – 814 boe/d), co oznacza wzrost o 1.027 boe/d, tj. 126%. Wzrost ten wynikał z uruchomienia wydobycia z odwiertu M-1004 oraz faktu, że w br. eksploatację złoża Moftinu prowadzono przez pełne dziewięć miesięcy, a w okresie porównawczym wydobycie rozpoczęto dopiero 25 kwietnia 2019 r.

Średnie dzienne wydobycie w Tunezji, prowadzone ze złóż Sabria, Chouech i Ech Chouech, wyniosło 574 boe/d (w analogicznym okresie 2019 r. – 354 boe/d), czyli było wyższe o 220 boe/d, tj. 62%. Wzrost wydobycia wynikał

z efektu bazy, polegającego na tym, że w br. eksploatację złóż Chouech i Ech Chouech prowadzono przez cały omawiany okres sprawozdawczy, podczas gdy w I półroczu 2019 r. pozostawały one wyłączne z eksploatacji.

W okresie sprawozdawczym średnie dzienne wydobycie w Grupie (boe/d) wyniosło 2.415 boe/d (w analogicznym okresie 2019 r. – 1.168 boe/d), co oznacza wzrost r/r o 1.247 boe/d, tj. 107%.

PRZYCHODY ZE SPRZEDAŻY ROPY NAFTOWEJ I GAZU

w tys. USD	Okres 9 miesięcy zakończony 30 września	
	2020 r.	2019 r.
Tunezja		
Przychody ze sprzedaży ropy naftowej	4.418	4.496
Przychody ze sprzedaży gazu ziemnego	1.004	1.226
Przychody ze sprzedaży w Tunezji ogółem	5.422	5.722
Rumunia		
Przychody ze sprzedaży gazu ziemnego	12.623	9.535
Przychody ze sprzedaży kondensatu	119	212
Przychody ze sprzedaży w Rumunii ogółem	12.742	9.747
Grupa		
Przychody ze sprzedaży ropy naftowej	4.418	4.496
Przychody ze sprzedaży gazu ziemnego	13.627	10.761
Przychody ze sprzedaży kondensatu	119	212
Przychody Grupy ogółem	18.164	15.469
Przychody ze sprzedaży frakcji ciekłych (%)	25%	30%
Przychody ze sprzedaży gazu ziemnego (%)	75%	70%

Średnia uzyskiwana cena sprzedaży

Tunezja		
Ropa naftowa (USD/bbl)	34,81	61,20
Gaz ziemny (USD/Mcf)	5,55	8,91
Średnia cena sprzedaży uzyskiwana w Tunezji (USD/boe)	34,52	59,37
Rumunia		
Gaz ziemny (USD/Mcf)	4,20	7,29
Kondensat (USD/bbl)	31,51	54,93
Średnia cena sprzedaży uzyskiwana w Rumunii (USD/boe)	25,25	43,94
Grupa		
Ropa naftowa (USD/bbl)	34,81	61,20
Gaz ziemny (USD/Mcf)	4,28	7,45
Kondensat (USD/bbl)	31,51	54,93
Średnia cena sprzedaży uzyskiwana przez Grupę (USD/boe)	27,45	48,61

Przychody ze sprzedaży ropy naftowej i gazu ziemnego w okresie dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2020 r. wzrosły o 2,7 mln USD, tj. 17%, do poziomu 18,2 mln USD (w analogicznym okresie 2019 r. – 15,5 mln USD). Wzrost ten wynikał ze zwiększonego wydobycia i został zniwelowany spadkiem średnich uzyskiwanych cen sprzedaży w przeliczeniu na boe o 44%. Na średnią uzyskiwaną cenę sprzedaży wpływ miały niższe notowania ropy Brent, wynikające z pandemii COVID-19 oraz trwającej na globalnym rynku ropy naftowej wojny cenowej.

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. 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 Spółka zobowiązana jest do sprzedaży nie mniej niż 40% wydobytego gazu ziemnego na otwartym rynku.

OPŁATY KONCESYJNE**Okres 9 miesięcy zakończony 30 września**

w tys. USD	2020 r.	2019 r.
Tunezja	646	605
Rumunia	661	563
Grupa ogółem	1.307	1.168
Ogółem (USD/boe)	1,98	3,66
Tunezja (jako % przychodów ze sprzedaży)	11,9%	10,6%
Rumunia (jako % przychodów ze sprzedaży)	5,2%	5,8%
Ogółem (jako % przychodów ze sprzedaży)	7,2%	7,6%

Opłaty koncesyjne w okresie dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2020 r. wzrosły o 0,1 mln USD, tj. 12%, do poziomu 1,3 mln USD (w analogicznym okresie 2019 r. – 1,2 mln USD), głównie w wyniku zwiększenia wydobycia zarówno w Rumunii, jak i Tunezji. Efektywna stawka opłat koncesyjnych w Tunezji wyniosła 11,9% (w analogicznym okresie 2019 r. – 10,6%). Jej wzrost wynikał z faktu, że w br. eksploatację złóż Chouech i Ech Chouech, dla których ustalono równą, wynoszącą 15% stawkę opłat koncesyjnych od wydobywanych węglowodorów, prowadzono przez cały omawiany okres sprawozdawczy, podczas gdy w I półroczu 2019 r. pozostawały one wyłączne z eksploatacji. Efektywna stawka opłat koncesyjnych w Rumunii wyniosła 5,2% (w analogicznym okresie 2019 r. – 5,8%). Jej spadek wynikał ze zmiany struktury cen uwzględnianej przy obliczaniu wysokości opłat koncesyjnych. Zmiana polegała na wprowadzeniu ustawowo określonej ceny referencyjnej w miejsce faktycznej ceny sprzedaży, którą posługiwano się w okresie porównawczym.

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 okresie dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2020 r. stawki opłat koncesyjnych za ropę naftową i gaz ziemny wydobyte z terenu koncesji Sabria wynosiły, odpowiednio, 10% (w analogicznym okresie 2019 r. – 10%) i 8% (w analogicznym okresie 2019 r. – 8%). W ramach koncesji Chouech i Ech Chouech stawki opłat koncesyjnych były ustalone na równym poziomie, wynoszącym 15% (w analogicznym okresie 2019 r. – 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. Opłaty koncesyjne w Rumunii są naliczane na podstawie ceny referencyjnej ustalonej przez władze rumuńskie.

KOSZTY WYDOBYCIA**Okres 9 miesięcy zakończony 30 września**

w tys. USD	2020 r.	2019 r.
Tunezja	2.972	2.595
Rumunia	2.909	1.180
Kanada	48	40
Grupa ogółem	5.929	3.815
Koszty wydobycia w Tunezji (USD/boe)	18,92	26,87
Koszty wydobycia w Rumunii (USD/boe)	5,76	5,31
Koszty wydobycia ogółem (USD/boe)	8,96	11,96

W okresie dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2020 r. koszty wydobycia poniesione przez Grupę wyniosły łącznie 5,9 mln USD (w analogicznym okresie 2019 r. – 3,8 mln USD). Ich ogólny wzrost wynikał z uwzględnienia kosztów wydobycia ze złóż Moftinu, Chouech i Ech Chouech w 2020 r. Koszty wydobycia w przeliczeniu na boe wyniosły 8,96 USD (w analogicznym okresie 2019 r. – 11,96 USD). Odnotowany spadek kosztów wydobycia w przeliczeniu na boe wynikał z eksploatacji złóż rumuńskich, charakteryzujących się niskimi kosztami wydobycia, oraz ze znacznego wzrostu łącznej wielkości wydobycia w Grupie.

Koszty wydobycia w Tunezji w omawianym okresie sprawozdawczym wyniosły łącznie 3,0 mln USD (w analogicznym okresie 2019 r. – 2,6 mln USD). Ich ogólny wzrost wynikał z uwzględnienia kosztów wydobycia ze złóż Chouech i Ech Chouech, których eksploatację wznowiono. Stopniowy wzrost wielkości wydobycia przełożył się jednak na spadek kosztów wydobycia w przeliczeniu na boe do poziomu 18,92 USD (w analogicznym okresie 2019 r. – 26,87 USD).

Koszty wydobycia w Rumunii w omawianym okresie sprawozdawczym wyniosły łącznie 2,9 mln USD (w analogicznym okresie 2019 r. – 1,2 mln USD). Ich wzrost wynikał z dłuższej eksploatacji złoża w br. niż

w okresie porównawczym oraz kosztów poniesionych w związku z wykonaniem i uruchomieniem odwiertu M-1004.

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.

(USD/boe)	Okres 9 miesięcy zakończony 30 września	
	2020 r.	2019 r.
Tunezja		
Wielkość wydobycia (boe/d)	574	354
Średnia uzyskiwana cena sprzedaży	34,52	59,37
Opłaty koncesyjne	(4,12)	(6,26)
Koszty wydobycia	(18,92)	(26,87)
Operacyjna wartość retroaktywna netto – Tunezja	11,48	26,24
Rumunia		
Wielkość wydobycia (boe/d)	1.841	814
Średnia uzyskiwana cena sprzedaży	25,25	43,94
Opłaty koncesyjne	(1,31)	(2,53)
Koszty wydobycia	(5,76)	(5,31)
Operacyjna wartość retroaktywna netto – Rumunia	18,18	36,10
Grupa		
Wielkość wydobycia (boe/d)	2.415	1.168
Średnia uzyskiwana cena sprzedaży	27,45	48,61
Opłaty koncesyjne	(1,98)	(3,66)
Koszty wydobycia	(8,96)	(11,96)
Operacyjna wartość retroaktywna netto – Grupa	16,51	32,99

W okresie dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2020 r. uzyskana przez Grupę wartość retroaktywna netto w przeliczeniu na boe wyniosła 16,51 USD (w analogicznym okresie 2019 r. – 32,99 USD). Jej spadek wynikał przede wszystkim z niższych uzyskanych cen sprzedaży węglowodorów, które z kolei przełożyły się na niższe opłaty koncesyjne, i został częściowo skompensowany niższymi kosztami wydobycia poniesionymi przez Spółkę.

PODATEK OD ZYSKÓW NADZWYCZAJNYCH

w tys. USD	Okres 9 miesięcy zakończony 30 września	
	2020 r.	2019 r.
Podatek od zysków nadzwyczajnych	1.152	2.074
Podatek od zysków nadzwyczajnych (USD/Mcf – z tytułu wydobycia gazu z Rumunii)	0,38	1,59
Podatek od zysków nadzwyczajnych (USD/boe – z tytułu wydobycia gazu z Rumunii)	2,30	9,51

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. 3,62 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 okresie dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2020 r. zobowiązania Grupy z tytułu podatku od zysków nadzwyczajnych wyniosły łącznie 1,2 mln USD (w analogicznym okresie 2019 r. – 2,1 mln USD), tj. 0,38 USD na Mcf gazu wydobytego w Rumunii (w analogicznym okresie 2019 r. – 1,59 USD). Począwszy

od II kw. 2020 r. notowania gazu znalazły się na poziomie poniżej progę, od którego naliczany jest podatek od zysków nadzwyczajnych, w związku z czym w III kw. 2020 r. podatek ten nie został naliczony. Spółka przewiduje, że podatek od zysków nadzwyczajnych zacznie być w wobec niej ponownie naliczany od października br. w związku ze wzrostem cen gazu w Rumunii, których obecny poziom wynosi ponad 47,53 RON/Mwh.

ODPISY UMORZENIOWE I AMORTYZACJA

w tys. USD	Okres 9 miesięcy zakończony 30 września	
	2020 r.	2019 r.
Tunezja	2.387	1.383
Rumunia	8.609	5.168
Segment korporacyjny	514	515
Ogółem	11.510	7.066
Tunezja (USD/boe)	15,20	14,32
Rumunia (USD/boe)	17,06	23,25
Ogółem (USD/boe)	17,39	22,16

W okresie dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2020 r. odpisy z tytułu umorzenia i amortyzacji w Tunezji wyniosły 2,4 mln USD (w analogicznym okresie 2019 r. – 1,4 mln USD). Ich wzrost wynikał bezpośrednio ze wzrostu wydobycia ze złóż Chouech i Ech Chouech.

W okresie dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2020 r. odpisy z tytułu umorzenia i amortyzacji w Rumunii wyniosły 8,6 mln USD (w analogicznym okresie 2019 r. – 5,2 mln USD). Ich wzrost wynikał z efektu bazy, polegającego na tym, że w omawianym okresie sprawozdawczym wydobycie ze złoża Moftinu prowadzone było przez pełne dziewięć miesięcy, a w okresie porównawczym – wyłącznie przez pięć miesięcy po rozpoczęciu eksploatacji 25 kwietnia 2019 r.

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

KOSZTY OGÓLNEGO ZARZĄDU

w tys. USD	Okres 9 miesięcy zakończony 30 września	
	2020 r.	2019 r.
Koszty ogólnego zarządu	2.526	2.587
Koszty ogólnego zarządu (USD/boe)	3,82	8,11

W okresie dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2020 r. koszty ogólnego zarządu wyniosły 2,5 mln USD (w analogicznym okresie 2019 r. – 2,6 mln USD). Ich spadek wynikał z podjęcia działań w celu optymalizacji kosztów w całej Spółce ze względu na gwałtowny spadek cen surowców. Znaczny spadek kosztów ogólnego zarządu w przeliczeniu na boe wynikał z wyższych wolumenów wydobycia ze złóż Moftinu, Chouech i Ech Chouech niż w okresie porównawczym.

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 wydobycia. 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 PŁATNOŚCI W FORMIE AKCJI WŁASNYCH

w tys. USD	Okres 9 miesięcy zakończony 30 września	
	2020 r.	2019 r.
Koszty płatności w formie akcji własnych	360	648
Koszty płatności w formie akcji własnych (USD/boe)	0,54	2,03

W okresie dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2020 r. koszty płatności w formie akcji własnych wyniosły 0,4 mln USD (w analogicznym okresie 2019 r. – 0,6 mln USD). Ich spadek wynikał z ujęcia w zyskach i stratach w okresie sprawozdawczym mniejszej liczby opcji na akcje Spółki, do których uprawnienia nie zostały nabyte, co zostało częściowo skompensowane przez zamianę części wynagrodzenia w środkach pieniężnych należnego członkom Rady Dyrektorów pełniącym funkcje wykonawcze na akcje ze względu na gwałtowny spadek cen surowców.

ODPISY AKTUALIZUJĄCE

Okres 9 miesięcy zakończony 30 września

w tys. USD	2020 r.	2019 r.
Odpisy aktualizujące	9.600	-

Na 30 czerwca 2020 r. ujęto odpisy aktualizujące w wysokości 9,6 mln USD (w analogicznym okresie 2019 r. – 0 USD) w wyniku przeprowadzenia testu na utratę wartości rzeczowych aktywów trwałych Grupy w celu oceny wpływu, jaki wywarł na nie niski poziom cen surowców oraz ich zmienność, które to okoliczności były następstwem przede wszystkim spowolnienia gospodarczego związanego z pandemią COVID-19. Na 30 września 2020 r. nie stwierdzono występowania przesłanek do ujęcia kolejnych lub rozwiązania wcześniej ujętych odpisów. Szczegółowe informacje na ten temat przedstawiono w Nocie 4.

KOSZTY FINANSOWE NETTO

Okres 9 miesięcy zakończony 30 września

w tys. USD	2020 r.	2019 r.
Koszty odsetkowe z tytułu zadłużenia długoterminowego	2.270	2.523
Amortyzacja kosztów zadłużenia	87	122
Amortyzacja kosztów z tytułu zmiany warunków zadłużenia	192	33
Odsetki od leasingu	72	81
Zwiększenie stanu rezerwy na koszty likwidacji	504	1.021
Pozostałe odsetki i różnice kursowe	(10)	(181)
	3.115	3.599

W okresie dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2020 r. koszty finansowe netto wyniosły 3,1 mln USD (w analogicznym okresie 2019 r. – 3,6 mln USD). Kwota odsetek od zadłużenia długoterminowego spadła w związku ze spłatą na rzecz EBOiR w czerwcu 2020 r. kwoty 2,0 mln USD oraz obniżeniem stopy oprocentowania zaciągniętego kredytu wynikającym z obniżenia stopy LIBOR. Przyrost wartości uległ znacznemu obniżeniu w porównaniu do poprzedniego okresu ze względu na zdecydowane zmniejszenie rezerwy na zobowiązania z tytułu wycofania aktywów oraz znaczne obniżenie stóp dyskontowych w wyniku pandemii COVID-19.

DANE DOTYCZĄCE STRUKTURY AKCJONARIATU

Poniżej przedstawiono saldo niewykonanych opcji na akcje na dzień publikacji niniejszego raportu, a także zmiany liczby akcji będących w posiadaniu poszczególnych członków Rady Dyrektorów w okresie od 30 września 2020 r. do dnia sporządzenia niniejszego raportu. Z członkami Rady Dyrektorów pełniącymi funkcje wykonawcze zostało zawarte porozumienie, na mocy którego 20% należnego im wynagrodzenia w środkach pieniężnych zostało zamienione na jego równoważność w akcjach zwykłych Spółki. W II i III kw. 2020 r. z tego tytułu przyznano łącznie 917.090 akcji zwykłych, wyemitowanych w dwóch transzach. Emisja pierwszej, obejmującej 405.007 akcji i odnoszącej się do usług świadczonych w II kwartale, nastąpiła 14 lipca 2020 r., a emisja drugiej, obejmującej 512.083 akcji i odnoszącej się do usług świadczonych w III kwartale – 9 października 2020 r.

Imię i nazwisko	Opcje posiadane na dzień		Akcje posiadane na dzień	
	30 września 2020 r.	13 listopada 2020 r.	30 września 2020 r.	13 listopada 2020 r.
Członkowie Rady Dyrektorów pełniący funkcje wykonawcze:				
Jeffrey Auld	8.000.000	8.000.000	258.451	557.166
Andrew Fairclough	1.750.000	1.750.000	168.753	382.121
Członkowie Rady Dyrektorów niepełniący funkcji wykonawczych:				
Jim Causgrove	100.000	100.000	-	-
Eleanor Barker	100.000	100.000	100.000	100.000
	9.950.000	9.950.000	527.204	1.039.287

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. – 37.94%, Marlborough Fund Managers – 9.83%, JCAM Investments Ltd – 6.69%.

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.

INNA CAŁKOWITA STRATA

Na inną całkowitą stratę składają się korekty z tytułu różnic kursowych, dokonywane w ramach przeliczenia kwot w walutach funkcjonalnych poszczególnych jednostek biznesowych, tj. dolarach kanadyjskich i rumuńskich lejach, na kwoty w walucie sprawozdawczej Grupy, tj. dolarach amerykańskich, na koniec okresu sprawozdawczego.

OŚWIADCZENIE RADY DYREKTORÓW DOTYCZĄCE ZASAD RACHUNKOWOŚCI

Rada Dyrektorów Spółki oświadcza, że zgodnie z jej wiedzą niniejsze śródroczne skrócone skonsolidowane sprawozdanie finansowe wraz z danymi porównywalnymi zostało sporządzone zgodnie z obowiązującymi standardami rachunkowości oraz przedstawia w sposób rzetelny i jasny sytuację i wyniki finansowe Grupy w okresie zakończonym 30 września 2020 r.

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

		Okres 9 miesięcy zakończony 30 września	
	Nota	2020 r.	2019 r.
Przychody		18.164	15.469
Koszt własny sprzedaży			
Opłaty koncesyjne		(1.307)	(1.168)
Koszty wydobycia		(5.929)	(3.815)
Odpisy umorzeniowe i amortyzacja		(11.510)	(7.066)
Podatek od zysków nadzwyczajnych		(1.152)	(2.074)
Koszt własny sprzedaży ogółem		(19.898)	(14.123)
(Strata) zysk brutto		(1.734)	1.346
Koszty ogólnego zarządu		(2.526)	(2.587)
Koszty płatności w formie akcji własnych		(360)	(648)
Koszty notowań na rynku giełdowym		-	(7)
Łączne koszty ogólnego zarządu		(2.886)	(3.242)
Odpisy aktualizujące	4	(9.600)	-
Rozwiązanie rezerwy	5	1.905	-
Uzyskane odszkodowanie za wypadek na odwiercie		-	53
Strata na działalności operacyjnej		(12.315)	(1.843)
Koszty finansowe		(3.115)	(3.599)
Strata netto przed opodatkowaniem		(15.430)	(5.442)
Zmiana stanu podatku dochodowego		1.686	(167)
Strata netto za okres sprawozdawczy		(13.744)	(5.609)
Inna całkowita strata			
Inna całkowita strata do ujęcia w wyniku finansowym w kolejnych okresach:			
Korekta z tytułu różnic kursowych		198	(1.199)
Całkowita strata za okres		(13.546)	(6.808)
Strata na akcję:			
Podstawowa	6	(0,06)	(0,02)
Rozwodniona	6	(0,06)	(0,02)

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

Stan na:	Nota	30 września 2020 r.	(badane) 31 grudnia 2019 r.
Aktywa trwałe			
Rzeczowe aktywa trwałe	4	75.724	93.396
Aktywa z tytułu poszukiwania i oceny zasobów		804	1.004
Aktywa z tytułu prawa do użytkowania		406	817
Aktywa trwałe ogółem		76.934	95.217
Aktywa obrotowe			
Środki pieniężne o ograniczonej możliwości dysponowania		1.111	1.122
Należności z tytułu dostaw i usług oraz pozostałe należności		10.313	11.341
Środki pieniężne i inne aktywa pieniężne		1.745	2.780
Aktywa obrotowe ogółem		13.169	15.243
Aktywa ogółem		90.103	110.460
Kapitał własny			
Kapitał zakładowy		378.018	377.942
Warranty		97	97
Rezerwa na płatności w formie akcji		24.119	23.835
Skumulowane różnice kursowe z przeliczenia		(45)	(243)
Niepokryta strata		(400.857)	(387.113)
Kapitał własny ogółem		1.332	14.518
Zobowiązania			
Zobowiązania długoterminowe			
Rezerwa na koszty likwidacji		24.437	25.304
Rezerwa z tytułu odroczonego podatku dochodowego		11.261	13.392
Zadłużenie długoterminowe		16.043	23.387
Zobowiązania z tytułu leasingu		242	342
Pozostałe rezerwy		1.323	1.323
Zobowiązania długoterminowe ogółem		53.306	63.748
Zobowiązania krótkoterminowe			
Bieżąca część rezerwy na koszty likwidacji		6.608	6.334
Krótkoterminowa część kredytu długoterminowego		15.581	7.709
Bieżąca część zobowiązań z tytułu leasingu		203	534
Zobowiązania i rozliczenia międzyokresowe bierne	5	13.073	17.617
Zobowiązania krótkoterminowe ogółem		35.465	32.194
Zobowiązania ogółem		88.771	95.942
Zobowiązania i kapitał własny ogółem		90.103	110.460

Niniejsze śródroczne skrócone skonsolidowane sprawozdanie finansowe zostało zatwierdzone do publikacji przez Radę Dyrektorów Spółki 12 listopada 2020 r.

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

	Kapitał zakładowy	Rezerwa na płatności w formie akcji	Warranty	Niepokryta strata	Skumulowa ne różnice kursowe z przeliczenia	Ogółem
Stan na 31 grudnia 2018 r.	375.208	23.307	-	(385.173)	-	13.342
Strata netto za okres sprawozdawczy	-	-	-	(5.609)	-	(5.609)
Inne całkowite dochody za okres	-	-	-	-	(1.199)	(1.199)
Transakcje z posiadaczami akcji						
Emisja akcji, po pomniejszeniu o koszty emisji	2.733	-	-	-	-	2.733
Wyemitowane warranty	1	-	97	-	-	98
Koszty płatności w formie akcji własnych	-	648	-	-	-	648
Stan na 30 września 2019 r.	377.942	23.955	97	(390.782)	(1.199)	10.013
Stan na 31 grudnia 2019 r.	377.942	23.835	97	(387.113)	(243)	14.518
Strata netto za okres sprawozdawczy	-	-	-	(13.744)	-	(13.744)
Inna całkowita strata za okres	-	-	-	-	198	198
Transakcje z posiadaczami akcji						
Koszty płatności w formie akcji własnych	76	284	-	-	-	360
Stan na 30 września 2020 r.	378.018	24.119	97	(400.857)	(45)	1.332

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

	Nota	Okres 9 miesięcy zakończony 30 września 2020 r.	2019 r.
Działalność operacyjna			
Strata za okres sprawozdawczy		(13.744)	(5.609)
Pozycje niepieniężne:			
Odpisy umorzeniowe i amortyzacja		11.510	7.066
Przyrost wartości		504	1.021
Koszty płatności w formie akcji własnych		360	648
Dodatnie różnice kursowe niezrealizowane		(24)	(195)
Bieżące obciążenie podatkowe		445	1.486
Obciążenie z tytułu podatku odroczonego		(2.131)	(1.319)
Odpisy aktualizujące	4	9.600	-
Rozwiązanie rezerwy	5	(1.905)	-
Pozostałe przychody operacyjne		(43)	-
Koszty odsetkowe		2.528	2.765
Zapłacony podatek dochodowy		(1.162)	(311)
Środki pieniężne z działalności operacyjnej		5.938	5.552
Zmiana stanu niepieniężnego kapitału obrotowego		(1.603)	33
Przepływy pieniężne z działalności operacyjnej		4.335	5.585
Działalność finansowa			
Wpływy z emisji akcji		-	3.000
Koszty emisji akcji		-	(170)
Wykonanie warrantów		-	1
Spłata kredytu długoterminowego		(2.000)	(5.400)
Zapłacone odsetki i prowizje z tytułu finansowania		-	(355)
Oplaty leasingowe		(434)	(317)
Przepływy wykorzystane w działalności finansowej		(2.434)	(3.241)
Działalność inwestycyjna			
Nakłady na rzeczowe aktywa trwałe		(2.983)	(2.633)
Odsetki otrzymane od środków pieniężnych o ograniczonej możliwości dysponowania		(9)	(16)
Zysk ze zbycia		23	-
Przepływy pieniężne wykorzystane w działalności inwestycyjnej		(2.969)	(2.649)
Zmiana stanu środków pieniężnych z tytułu różnic kursowych		33	(7)
Środki pieniężne i inne aktywa pieniężne na początek okresu		2.780	2.283
Zmiana stanu środków pieniężnych i innych aktywów pieniężnych		(1.035)	(312)
Środki pieniężne i inne aktywa pieniężne na koniec okresu		1.745	1.971

1. Informacje ogólne

Podstawowa działalność spółki Serinus Energy plc („Serinus”, „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*). Siedziba Spółki mieści się pod adresem 28 Esplanade, St. Helier, Jersey, JE2 3QA.

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 2020 r. spółka Kulczyk Investments S.A. („KI”) posiadała 38,02% akcji Serinus.

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 śródroczne skrócone 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. Ponieważ Regulamin AIM nie wymaga zachowania zgodności z MSR 34 Śródroczna sprawozdawczość finansowa, niniejszy raport kwartalny nie został sporządzony w sposób zapewniający zgodność z zasadami zawartymi w tym standardzie.

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 5 do skonsolidowanego sprawozdania finansowego za rok zakończony 31 grudnia 2019 r. W okresie dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2020 r. nie wystąpiły zmiany w tych obszarach.

Kontynuacja działalności

Niniejsze śródroczne skrócone 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.

Od marca 2020 r. na notowania ropy naftowej silny negatywny wpływ miała sytuacja związana z wybuchem pandemii COVID-19. Chociaż od kwietnia 2020 r. nastąpił pewien wzrost cen ropy na światowych rynkach, na dzień publikacji niniejszego raportu nadal istnieje znacząca niepewność co do dalszego wpływu pandemii na globalny popyt na ropę naftową i notowania surowców, w tym ceny gazu w Rumunii.

Spółka podjęła skuteczne działania mające na celu ochronę pracowników i utrzymanie integralności operacyjnej prowadzonego przez nią przedsiębiorstwa, a ponadto kierownictwo w dalszym ciągu podejmuje działania w celu zmniejszenia wpływu środków pieniężnych, w tym poprzez zawieszenie inwestycji oraz ograniczenie kosztów i mniej istotnych wydatków. Rada Dyrektorów jest jednak świadoma dynamiki, z jaką obecna sytuacja może ulec zarówno poprawie, jak i pogorszeniu, w związku z czym prognoza przepływów pieniężnych została zaktualizowana z uwzględnieniem obecnie dostępnych informacji i przy założeniach odzwierciedlających obecnie panujące uwarunkowania.

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 32,5 mln USD).

W ramach Kredytu Zamiennego udzielonego przez EBOiR odsetki naliczane były do 30 czerwca 2020 r., po czym kwota zadłużenia miała podlegać spłacie w czterech równych ratach 30 czerwca 2020 r., 2021 r., 2022 r. i 2023 r.; po 30 czerwca 2020 r. odsetki miały być spłacane corocznie w terminach spłaty rat kapitałowych. 22 czerwca 2020 r. Grupa zawarła porozumienie z EBOR („Porozumienie”), na mocy którego uzyskała odroczenie na okres 12 miesięcy spłaty części w/w raty w wysokości 6,4 mln USD i dokonała spłaty 2,0 mln USD. Grupa zobowiązała się także dokończyć restrukturyzację warunków zawartej z EBOiR Umowy Kredytu Zamiennego do 18 grudnia 2020 r. Niedopełnienie tego zobowiązania stanowiłoby przypadek naruszenia, w związku z czym Grupa podjęła rozmowy z EBOiR w celu restrukturyzacji warunków Umowy Kredytu Zamiennego.

Na 30 września 2020 r. Grupa nie spełniała wymogu dotyczącego wskaźnika pokrycia obsługi zadłużenia, jednak EBOiR uwzględnił wniosek złożony w tej sprawie przez Grupę i udzielił jej formalnego zwolnienia z przestrzegania tego wymogu za okres zakończony 30 września 2020 r., o czym Spółka informowała 28 września 2020 r.

Zgodnie z prognozą w scenariuszu bazowym w dającej się przewidzieć przyszłości Grupa będzie kontynuowała działalność, zachowując zdolność do realizacji aktywów oraz wykonywania zobowiązań w normalnym toku działalności. Ze scenariusza bazowego wynika jednak także, że przy obecnych założeniach Grupa nie będzie w stanie spłacić najbliższej raty Kredytu Zamiennego w terminie jej wymagalności, tj. do 30 czerwca 2021 r., w kwocie wynikającej z zawartego Porozumienia.

Grupa prowadzi obecnie negocjacje z EBOiR w sprawie restrukturyzacji pozostającego do spłaty zadłużenia i otrzymała ze strony EBOiR oficjalne zwolnienie z wymogu utrzymania wskaźnika pokrycia obsługi zadłużenia na ustalonym poziomie w okresie kończącym się 31 grudnia 2020 r. wraz z odroczeniem wymogu dokończenia restrukturyzacji warunków Kredytu Zamiennego do 26 lutego 2021 r., o czym Spółka poinformowała 2 listopada 2020 r.

Rada Dyrektorów pozytywnie ocenia postępy osiągnięte dotychczas w tej materii, nie ma jednak pewności, że taka restrukturyzacja będzie możliwa lub że Grupa będzie w stanie uzyskać nowe finansowanie.

Stanowi to ważny czynnik niepewności mogący 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. Tego rodzaju korekty mogłyby być istotne.

3. Istotne zasady rachunkowości

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 2019 r.

4. Odpisy aktualizujące

Na 30 września 2020 r. Spółka nie stwierdziła występowania przesłanek do ujęcia kolejnych lub rozwiązania wcześniej ujętych odpisów aktualizujących. Na 30 czerwca 2020 r. przeprowadzono test na utratę wartości rzeczowych aktywów trwałych Grupy w celu oceny wpływu, jaki wywarł na nie utrzymujący się niski poziom cen surowców oraz ich zmienność, które to okoliczności są przede wszystkim następstwem spowolnienia gospodarczego związanego z pandemią COVID-19. Kierownictwo przeprowadziło analizę utraty wartości w odniesieniu do wszystkich ośrodków wypracowujących środki pieniężne (ang. *cash generating unit* – „CGU”), w wyniku której stwierdziło, że przeprowadzenie testów na utratę wartości było wymagane dla trzech z nich, tj. Sabria, Choueich i Satu Mare. Grupa oszacowała wartość możliwą do odzyskania na podstawie przepływów pieniężnych zdyskontowanych według stopy po opodatkowaniu równej średniemu ważonemu kosztowi kapitału każdego z podmiotów zależnych (dla jednostki biznesowej w Rumunii – 12%; dla jednostki biznesowej w Tunezji – 22%).

W odniesieniu do aktywów Tunezyjskich kierownictwo zdecydowało się oprzeć na zewnętrznych prognozach cen surowców, odzwierciedlających panujący wśród analityków branży naftowej konsensus w tym zakresie i powiązanych z powszechnie przyjętymi notowaniami referencyjnymi surowców. Natomiast w odniesieniu do aktywów rumuńskich podjęto decyzję o skorzystaniu z wewnętrznych szacunków przyszłych cen gazu ziemnego, ponieważ stanowią one możliwie najdokładniejszą prognozą notowań tego surowca. Decyzja taka została podjęta ze względu na brak powszechnie przyjętego wskaźnika referencyjnego dla gazu ziemnego oraz trudności ze ścisłym skorelowaniem jego cen z jakimkolwiek zewnętrznym wskaźnikiem referencyjnym. Zastosowany model zdyskontowanych przepływów pieniężnych oparto na podanych w poniższej tabeli notowaniach surowców.

Rok	Ropa Brent (USD/bbl)	Gaz z koncesji Sabria (USD/Mcf)	Gaz z koncesji Chouech (USD/Mcf)	Gaz z koncesji w Rumunii (USD/Mcf)
2020 r.	42,45	5,91	4,64	3,60
2021	52,24	7,28	5,72	5,25
2022	57,26	7,98	6,27	5,75
2023	59,49	8,29	6,52	5,75
2024	62,97	8,78	6,90	5,75
2025	64,23	8,96	7,04	5,75
2026	65,51	9,14	7,18	5,75
2027	66,82	9,32	7,32	5,75
2028	68,16	9,51	7,47	5,75
2029	69,52	9,70	7,62	5,75
2030	70,91	9,89	7,77	5,75
W kolejnych latach	75,28	10,50	8,17	5,75

W poniższej tabeli przedstawiona została wrażliwość oszacowanych odpisów aktualizujących na zmiany kluczowych założeń przyjętych w modelu.

(w mln USD)	Wzrost stóp dyskontowych o 1%	Spadek stóp dyskontowych o 1%	Wzrost cen surowców o 5%	Spadek cen surowców o 5%
Dodatkowa utrata wartości, bez uwzględniania podatku	0,9	(0,4)	(2,1)	4,2

Wyniki testów na utratę wartości przeprowadzonych przez kierownictwo są wrażliwe na zmiany któregokolwiek z kluczowych założeń, takich jak ceny surowców, stopy dyskontowe, zakładane opłaty koncesyjne, przyszłe koszty zagospodarowania złóż, zmiana stanu rezerw lub przewidywane przyszłe koszty operacyjne. W wyniku jakiegokolwiek zmiany powyższych założeń może nastąpić wzrost lub spadek oczekiwanej możliwej do odzyskania wartości aktywów, co z kolei może powodować konieczność utworzenia lub rozwiązania odpisów aktualizujących.

5. Rozwiązanie rezerwy

Rozwiązanie rezerwy nastąpiło w związku z przedawnieniem dawnego, spornego zobowiązania Spółki w wysokości 1,9 mln USD, dotyczącego jej działalności w Brunei.

6. Strata na akcję

(w tysiącach, z wyjątkiem danych na akcję)	Okres 9 miesięcy zakończony 30 września	
	2020 r.	2019 r.
Strata za okres sprawozdawczy	(13.744)	(5.609)
Średnia ważona liczba akcji		
Liczba istniejących akcji	239.286	232.637
Strata na akcję – podstawowa i rozwodniona	(0,06)	(0,02)

W okresie dziewięciu miesięcy zakończonym 30 września 2020 r. z obliczeń wyłączono 13,5 mln (w analogicznym okresie 2019 r. – 8,6 mln) możliwych do wykonania opcji oraz 2,3 mln warrantów (w analogicznym okresie 2019 r. – 2,3 mln) ze względu na ich antyrozważniający wpływ.

7. Zdarzenia po dniu sprawozdawczym

13 października 2020 r. Spółka poinformowała o otrzymaniu zgody NAMR na zmianę warunków realizacji ostatniego pozostającego do wykonania obowiązkowego zadania w ramach trzeciego etapu prac poszukiwawczych na terenie koncesji Satu Mare w Rumunii, w tym uzyskała od NAMR przedłużenie terminu realizacji tego etapu o 12 miesięcy, tj. do 27 października 2021 r., w związku z zakłóceniami w działalności wywołanymi pandemią COVID-19. Spółka poinformowała również, że po zakończeniu obowiązywania w Rumunii stanu wyjątkowego/alarmowego wprowadzonego w związku z pandemią COVID-19 okres udzielonego przedłużenia zostanie dodatkowo wydłużony o czas trwania stanu wyjątkowego/alarmowego.

22 października 2020 r. Spółka poinformowała, że złożyła wniosek o arbitraż w Sekretariacie Międzynarodowego Trybunału Arbitrażowego Międzynarodowej Izby Handlowej dotyczący spółki OEBS, tj. byłego partnera Spółki we wspólnym przedsięwzięciu prowadzonym na terenie koncesji Satu Mare w Rumunii. We wniosku Serinus ubiega się o stwierdzenie przez trybunał arbitrażowy, że Spółka jest w pełni uprawnionym właścicielem przypadającego na OEBS 40-procentowego udziału w koncesji. Spółka wniosła ponadto o wydanie postanowienia zobowiązującego OEBS do podjęcia wszelkich niezbędnych czynności formalnoprawnych w celu przeniesienia przypadającego na OEBS 40-procentowego udziału na Serinus w związku z niewykonaniem przez OEBS zobowiązań wynikających z zawartej umowy operacyjnej (ang. *Joint Operating Agreement*).

2 listopada 2020 r. Spółka poinformowała, że otrzymała od EBOiR oficjalne zwolnienie z wymogu utrzymania wskaźnika pokrycia obsługi zadłużenia na ustalonym poziomie zgodnie z warunkami Kredytu Zamiennego za okres kończący się 31 grudnia 2020 r. wraz z odroczeniem wymogu dokończenia restrukturyzacji warunków Kredytu Zamiennego do 26 lutego 2021 r.