

11 maja 2018 r.

Komunikat

Wyniki finansowe i operacyjne za I kwartał 2018 r.

Jersey, Wyspy Normandzkie, 11 maja 2018 r. - Serinus Energy plc („Serinus”, „SEN” lub „Spółka”) przedstawia swoje wyniki finansowe oraz operacyjne za okres trzech miesięcy zakończony 31 marca 2018 r.

Podsumowanie I kwartału 2018 r.

- Produkcja za I kw. 2018 r. wyniosła 380 boe/d, wobec 690 boe/d odnotowanych w I kw. 2017 r. Spadek wydobycia o 45% w porównaniu do I kw. 2017 r. spowodowany był głównie zamknięciem pola Chouech Es Saida od 28 lutego 2017 r. oraz niższym wydobyciem z odwiertu WIN-12bis na polu Sabria, w związku z jego zamknięciem w okresie od 22 maja do początku września 2017 r., w wyniku niepokojów społecznych w południowej części kraju. Wydobycie ropy naftowej stanowiło 73% produkcji w pierwszym kwartale 2018 r., w porównaniu do 75% w pierwszym kwartale 2017 r.
- W I kw. 2018 r. średnia cena ropy Brent wyniosła 66,80 USD/bbl, w porównaniu do 53,68 USD/bbl w I kw. 2017 r., co stanowiło wzrost o 24% i odzwierciedlało trwający od sierpnia 2017 r. wzrost cen ropy naftowej, kiedy to średnia cena ropy Brent wynosiła 51,70 USD/bbl. Spółka zrealizowała w I kw. 2018 r. średnią cenę sprzedaży ropy naftowej na poziomie 66,00 USD/bbl, w porównaniu do 50,89 USD/bbl w I kw. 2017 r., co stanowiło wzrost o 30%.
- Przepływy środków pieniężnych z działalności operacyjnej za okres trzech miesięcy zakończony 31 marca 2018 r. wyniosły 2,5 mln USD, w porównaniu do 0,2 mln USD za okres trzech miesięcy zakończony 31 marca 2017 r., co stanowiło wzrost o 2,3 mln USD. Wygenerowanie dodatkowych środków pieniężnych z działalności operacyjnej w omawianym okresie 2018 r. miało swoje źródło głównie w 2,6 mln USD otrzymanych z odszkodowania w związku z ubiegłorocznym grudniowym wypadkiem na odwiercie. Wzrost ten został częściowo skompensowany przez 0,4 mln USD kosztów transakcyjnych poniesionych w kwartale, związanych z przenoszeniem siedziby Spółki na Jersey oraz procesem dopuszczania akcji do obrotu na rynku Alternative Investment Market („AIM”).
- Zysk netto za okres trzech miesięcy zakończony 31 marca 2018 r. wyniósł 1,0 mln USD, w porównaniu do 2,1 mln USD straty netto w I kw. 2017 r.

Uwaga: Serinus przygotowuje swoje wyniki finansowe na bazie skonsolidowanej. O ile nie jest to zaznaczone poprzez użycie sformułowań „przypadające na Serinus”, „netto dla Serinus”, „przypadające na akcjonariuszy SEN” lub „dla SEN WI” (WI=udziały operacyjne), wszystkie wartości i wolumeny odnoszą się do danych skonsolidowanych. Serinus sporządza raporty w dolarach amerykańskich, wszystkie dane przywoływane – zarówno te w dolarach lub wartości na akcję - wyrażone są w USD, o ile nie zaznaczono inaczej.

- Koszty wypadku na odwiercie w kwocie 4,0 mln USD, co było związane z działaniami interwencyjnymi w grudniu 2017 r., zostały w całości ujęte w wyniku roku 2017. W I kw. 2018 r. Spółka złożyła wstępny wniosek o odszkodowanie w związku z wypadkiem na odwiercie Moftinu-1001 i ujęła przyznane 2,6 mln USD z odszkodowania w zyskach i stratach w I kw. 2018 r., przy czym Spółka otrzymała 1,9 mln USD z tytułu odszkodowania, a pozostałe 0,7 mln USD zaprezentowane zostało w sprawozdaniu z sytuacji finansowej jako należności. Po 31 marca 2018 r. Spółka otrzymała 0,7 mln USD w ramach pierwszego wstępnego wniosku o wypłatę odszkodowania i jest w trakcie przygotowywania drugiego wstępnego wniosku. Wypadek na odwiercie spowodował opóźnienie prac w zakresie stacji gazowej, położonej w lokalizacji Moftinu-1001. Rozpoczęcie produkcji gazu spodziewane jest pod koniec II kw. 2018 r. Spółka zbudowała również platformę i drogi dojazdowe oraz zabezpieczyła urządzenie wiertnicze i obsługę odwiertu do bezzwłocznego podjęcia prac nad wykonaniem zastępczego odwiertu Moftinu-1007, zlokalizowanego około 300 metrów od odwiertu Moftinu-1001. Oczekuje się, że odwiert zostanie uruchomiony pod koniec maja. Ostatnią część roszczeń odszkodowawczych Spółki stanowią koszty przeprowadzenia ponownych prac wiertniczych.
- W dniu 7 marca 2018 r. akcjonariusze Spółki zatwierdzili w głosowaniu kontynuację działalności Spółki po przeniesieniu na Jersey na Wyspach Normandzkich. W dniu 3 maja 2018 r. Spółka w ramach kontynuacji przeniosła siedzibę na Jersey na Wyspach Normandzkich. W związku z kontynuacją Spółka zmieniła nazwę na „Serinus Energy plc” i przyjęła nowe dokumenty statutowe. Spółka prowadzi działania związane z wprowadzeniem akcji do obrotu na AIM w ramach London Stock Exchange, a zakończenie tego procesu planowane jest na połowę maja 2018 r.

Podsumowanie wyników finansowych (w tys. USD, o ile nie zaznaczono inaczej)

	Trzy miesiące zakończone 31 marca		
	2018 r.	2017 r.	Zmiana
Przychody ze sprzedaży ropy naftowej i gazu (pomniejszone o należności koncesyjne - royalties)	1 998	2 642	(24%)
Zysk / (strata) netto	1 002	(2 099)	148%
na akcję - podstawowy i rozwodniony	0,01	(0,02)	
Przepływy środków z działalności operacyjnej	2 505	166	1409%
na akcję - podstawowy i rozwodniony	0,02	0,00	
Nakłady inwestycyjne	2 148	858	150%
Średnia produkcja (netto dla Serinusa z działalności operacyjnej)			
Ropa (Bbl/d)	276	519	(47%)
Gaz (Mcf/d)	626	1 025	(39%)
BOE (boe/d)	380	690	(45%)
Średnie ceny sprzedaży (działalność kontynuowana)			
Ropa (USD/Bbl)	\$66,00	\$50,89	30%
Gaz (USD/Mcf)	\$10,17	\$5,85	74%
BOE (USD/boe)	\$64,63	\$46,98	38%
	31 marca	31 grudnia	
	2018 r.	2017 r.	
Środki pieniężne i inne aktywa pieniężne	3 470	7 252	
Kapitał obrotowy	(8 629)	(6 567)	
Długoterminowe zobowiązania z tyt.kredytu	(28 113)	(31 261)	
Liczba akcji	150 652 138	150 652 138	
Średnio w okresie	150 652 138	150 652 138	

Najważniejsze wydarzenia ogólne i finansowe

- Przychody, pomniejszone o opłaty koncesyjne (ang. *royalties*) za okres trzech miesięcy zakończony 31 marca 2018 r. obniżyły się do 2,0 mln USD, z 2,6 mln USD w I kw. 2017 r. ze względu na spadek produkcji.
- Łączna wartość zapłaconych royalties spadła z 0,3 mln USD w I kw. 2017 r. do 0,2 mln USD w I kw. 2018 roku. W większości spadek ten jest następstwem obniżonej produkcji, co skompensowały wyższe ceny surowców.

Działania operacyjne - podsumowanie

- Wielkość wydobycia w I kw. 2018 r. spadła o 45%, do 380 boe/d, w porównaniu do 690 boe/d w I kw. 2017 r. Spadek produkcji w I kw. 2018 r. spowodowany był zamknięciem pola Chouech Es Saida od 28 lutego 2017 r. oraz niższym wydobyciem z odwiertu WIN-12bis na polu Sabria w wyniku przedłużającego się od maja do września 2017 r. zamknięcia pola Sabria. Wpływ na wielkość produkcji z pola Chouech Es Saida w porównywalnym okresie miało dodatkowo niższe wydobycie w związku z zamknięciem w połowie grudnia 2016 r. odwiertów CS-3 i CS-1, które pozostawały nieczynne również w pierwszym kwartale 2017 r. w oczekiwaniu na wymianę pomp oraz rekonstrukcję.
- Nakłady inwestycyjne Spółki w Rumunii za okres trzech miesięcy zakończony 31 marca 2018 r. wyniosły 2,1 mln USD. Koszty obejmowały budowę stacji gazowej Moftinu, na co wydatkowano kwotę 1,6 mln USD, a także koszty związane z utrzymaniem biura w Bukareszcie w kwocie 0,6 mln USD.

Dalsze działania

Spółka koncentruje się na Rumunii, która będzie napędzała wzrost w ciągu najbliższych kilku lat. Projekt zagospodarowywania gazu Moftinu jest projektem o krótkim horyzoncie realizacji i obejmuje uzyskanie produkcji z odwiertu Moftinu-1000 oraz odwiertu Moftinu-1007, który ma zostać wykonany, uzbrojony i być gotowy do podjęcia produkcji pod koniec II kw. 2018 r. Budowa stacji gazowej, o operacyjnej przepustowości 15 Mmcf/d, jest w końcowej fazie, a rozpoczęcie produkcji gazu spodziewane jest pod koniec drugiego kwartału 2018 r.

Spółka prowadzi również program wierceń w celu realizacji prac objętych zobowiązaniem w ramach uzyskanego przedłużenia koncesji do października 2019 r. i planuje wykonać dwa dodatkowe odwierty (Moftinu-1003 i Moftinu-1004) w drugiej połowie 2018 r. Europejski Bank Odbudowy i Rozwoju („EBOR”) jest uposażonym w ramach właściwej polisy ubezpieczeniowej i jeżeli będzie żądać przeznaczenia całości środków z tytułu odszkodowania, dotyczącego zastępczego odwiertu Moftinu-1007, na spłatę zadłużenia Spółki wobec EBOR, Spółka przesunie na początek 2019 r. wiercenie odwiertu Moftinu 1004. Spółka przewiduje, że w połączeniu z wydobyciem z odwiertów Moftinu-1000 i Moftinu-1007, potencjalne wydobycie z tych odwiertów powinno doprowadzić do osiągnięcia przez stację na początku 2019 r. pełnej wydajności .

W Tunezji Spółka obecnie kieruje uwagę na zwiększanie produkcji z pola Sabria, po okresie, gdy pozostawało zamknięte oraz planuje skoncentrować się na przeprowadzeniu niskokosztowych programów prac w celu zwiększenia wydobycia z istniejących odwiertów, w tym ponownej aktywizacji Sabrii N-2 oraz instalacji rurek syfonowych w innym odwiercie na polu Sabria, o ile produkcja na polu naftowym Spółki może być prowadzona w bezpiecznym i zrównoważonym środowisku, oferującym

wystarczającą pewność, że w dającej się przewidzieć przyszłości nie wystąpią dalsze zakłócenia produkcji. Spółka postrzega pole Sabria jako szansę na znaczny rozwój w dłuższej perspektywie.

Dla pola Chouech Es Saida Spółka przygotowuje oszacowanie kosztu ponownego uruchomienia pola wraz z terminarzem i kosztami wymiany elektrycznej pompy wstępnej w odwiercie CS-3. Spółka uważa, że skala działalności prowadzonej w Tunezji jest uzależniona od osiągnięcia i utrzymania poniższych progów opłacalności. W odniesieniu do cen ropy naftowej, dodatkowe odwierty pionowe stają się opłacalne, gdy cena ropy naftowej Brent osiąga poziom 45 USD/bbl, potencjalne odwierty poziome wielohoryzontalne przesuwają próg opłacalności poniżej 30 USD/bbl dla pola Sabria. Obecna wydajność infrastruktury naziemnej pozwala jedynie na obsługę od 1 do 3 dodatkowych odwiertów dla każdego z pól: Sabria oraz Chouech Es Saida/Ech Chouech. Instalacja gazowa STEG El Borma obsługująca Chouech Es Saida/Ech Chouech jest bliska osiągnięcia maksymalnej przepustowości. Dalsze zagospodarowywanie gazu na obszarze tej koncesji może się przesunąć do czasu ukończenia gazociągu Nawara, który istotnie zwiększy przepustowość.

Dokumenty uzupełniające

Pełne teksty „Sprawozdania kierownictwa z działalności” (ang. *Management Discussion and Analysis*) oraz „Sprawozdania finansowego” zostały zaraportowane w języku angielskim na stronie www.sedar.com, zaś w języku polskim i angielskim zaraportowane z wykorzystaniem systemu ESPI, i będą także dostępne na stronie www.serinusenergy.com.

Skróty

bbl	baryłka/baryłki	bbl/d	baryłek dziennie
boe	baryłka ekwiwalentu ropy naftowej	boe/d	baryłek ropy naftowej dziennie
Mcf	tysiąc stóp sześciennych	Mcf/d	tysiąc stóp sześciennych dziennie
MMcf	milion stóp sześciennych	MMcf/d	milion stóp sześciennych dziennie
Mcfe	ekwiwalent tysiąca stóp sześciennych	Mcfe/d	ekwiwalent tysiąca stóp sześciennych dziennie
MMcfe	ekwiwalent miliona stóp sześciennych	MMcfe/d	ekwiwalent miliona stóp sześciennych dziennie
Mboe	tysiąc boe	Bcf	miliard stóp sześciennych
MMboe	milion boe	Mcm	tysiąc metrów sześciennych
CAD	dolar kanadyjski	USD	dolar amerykański

Uwaga:

Określenie BOE może być mylące, szczególnie jeżeli występuje samodzielnie. Współczynnik konwersji BOE, gdzie 6 Mcf to 1 bbl, wynika z metody zakładającej równoważność energetyczną w odniesieniu do danych pomiarów uzyskanych na końcówce palnika, co nie odnosi się do wartości występujących na głowicy.

O Serinus

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

Więcej informacji można uzyskać odwiedzając witrynę internetową Serinus (www.serinusenergy.com) lub kontaktując się z:

Serinus Energy plc

Calvin Brackman

Wiceprezes ds. Relacji Zewnętrznych i Strategii

tel.: +1-403-264-8877

cbrackman@serinusenergy.com

Serinus Energy plc

Jeffrey Auld

Prezes i Dyrektor Generalny (CEO)

Tel.: +1-403-264-8877

jauld@serinusenergy.com

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 przedstawiciele Spółki uznają założenia zawarte w stwierdzeniach dotyczących przyszłości za racjonalne, 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 działań Spółki, zaliczają się: prawdopodobieństwo wystąpienia problemów technicznych i mechanicznych w trakcie realizacji projektów, zmiany cen produktów, nieuzyskanie wymaganych prawem zgód, sytuacja finansowa na rynku lokalnym i międzynarodowym, jak również ryzyka związane z ropą naftową i gazem, ryzyka finansowe, polityczne i gospodarcze występujące 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 z 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.