

Raport bieżący: 14/2018

Data: 2018-03-21 g. 00:10

Skrócona nazwa emitenta: SERINUS ENERGY INC.

Temat: Informacja na temat wyników finansowych i operacyjnych za rok 2017

Podstawa prawna: Inne uregulowania

Treść raportu:

Działając na podstawie art. 62 ust. 8 ustawy o ofercie Kierownictwo SERINUS ENERGY INC. („Serinus”, „SEN” lub „Spółka”) informuje, że w Kanadzie za pomocą systemu SEDAR przedstawiane są wyniki finansowe oraz operacyjne za rok zakończony 31 grudnia 2017 roku.

PODSUMOWANIE 2017 ROKU

- Na produkcję roku 2017 poważny wpływ miały kwestie pracownicze i niepokoje społeczne w Tunezji. Pole Chouech Es Saida pozostaje zamknięte od 28 lutego 2017 r., co początkowo wynikało z kwestii pracowniczych. Dodatkowo pole Sabria pozostawało nieczynne od 22 maja 2017 r. do początku września 2017 r. ze względu na utrzymujące się niepokoje społeczne w południowej części kraju. Spółka wznowiła produkcję na polu Sabria, w efekcie średnie wydobycie w IV kw. 2017 r. wyniosło 396 boe/d, co stanowi spadek produkcji o 65% w stosunku do 1.131 boe/d odnotowanych w IV kw. 2016 r., głównie w następstwie przedłużającego się w IV kw. wyłączenia z produkcji pola Chouech Es Saida oraz niższego wydobycia z odwiertu WIN-12 na polu Sabria, wznowionego po okresie zamknięcia odwiertu.
- W okresie IV kw. 2017 r. średnia cena ropy Brent wyniosła 61,53 USD za bbl, co w stosunku do ceny 49,19 USD za bbl odnotowanej w analogicznym okresie roku 2016, stanowiło wzrost o 25%. Średnia cena uzyskana ze sprzedaży ropy przez Spółkę w ciągu roku 2017 wyniosła 51,48 USD/bbl wobec 42,10 USD/bbl w 2016 r., co odzwierciedlało wzrost średniej ceny ropy Brent z 43,55 USD/bbl w 2016 r. do 54,25 USD/bbl w 2017 r. Średnia cena ze sprzedaży ropy uzyskana przez Spółkę w IV kw. 2017 wyniosła 56,43 USD/bbl, wobec 47,40 USD/bbl w IV kw. 2016 r., za sprawą umacniających się w 2017 r. cen ropy na rynku.
- Przepływy środków pieniężnych z działalności operacyjnej za okres trzech miesięcy zakończony 31 grudnia 2017 r. były ujemne i wyniosły 6,0 mln USD (wartość ujemna), w porównaniu do 0,4 mln USD (wartość ujemna) w IV kw. 2016 r. Ujemne przepływy środków pieniężnych wynikały w głównej mierze z wystąpienia jednorazowych kosztów 4,0 mln USD, związanych ze zdarzeniem na odwiercie w Rumunii, oraz niższych o 1,5 mln USD przepływów operacyjnych generowanych z aktywów tunezyjskich. Przepływy środków pieniężnych z działalności operacyjnej (wyłączając działalność na Ukrainie) za rok 2017 były ujemne i wyniosły 7,9 mln USD, w porównaniu do 4,7 mln USD (wartość ujemna) w 2016 roku. Wykorzystane w działalności operacyjnej pozaplanowe środki w kwocie 3,2 mln USD w 2017 r. wynikały z niższych w 2017 r. w porównaniu do 2016 r. o 4,0 mln USD przepływów operacyjnych w Tunezji., jednorazowych kosztów związanych z wypadkiem na odwiercie w wysokości 4,0 mln USD, kosztów transakcyjnych w wysokości 0,7 mln USD związanych z prawną instytucją „kontynuacji” (ang. *continuance*) oraz procesem dopuszczania akcji Spółki do obrotu na rynku AIM (*Alternative Investment Market*), częściowo skompensowanych poprzez niższe o 5,3 mln USD koszty ogólnego zarządu oraz niższą stratę z tytułu różnic kursowych, w wysokości 0,2 mln USD.
- Strata netto za okres dwunastu miesięcy zakończony 31 grudnia 2017 r. wyniosła 18,8 mln USD (0,13 USD na akcję), w porównaniu do 27,5 mln USD straty netto (0,35 USD na akcję) za 2016 r. Strata obejmuje 5,0 mln USD (w 2016 r.: 16,8 mln USD) odpisu z tytułu utraty wartości, który ujęto w III kw. 2017 r. ze względu na utrzymujące się niskie ceny ropy naftowej i weryfikację rezerw technicznych.

- Nakłady inwestycyjne w okresach trzech i dwunastu miesięcy zakończonych 31 grudnia 2017 r. wyniosły odpowiednio 3,2 mln USD i 8,9 mln USD. Większość nakładów inwestycyjnych w 2017 r. dotyczyła stacji gazowej Moftinu w Rumunii oraz reaktywacji i przyłączenia odwiertów do tego obiektu. W dniu 9 maja 2017 r. Spółka zawarła kontrakt wykonawczy EPCC (ang. *Engineering, Procurement, Construction and Commissioning Contract*) z Confind S.R.L. na wykonawstwo stacji gazowej o operacyjnej przepustowości 15 MMcf/d, w lokalizacji odwiertu Moftinu 1001, i obecnie prowadzone są prace budowlane, a rozpoczęcie produkcji gazu spodziewane jest pod koniec II kw. 2018 r.
- W dniu 18 grudnia 2017 r. miał miejsce wypadek na odwiercie, kiedy to w trakcie rutynowych działań przygotowujących odwiert Moftinu-1001 do dalszej produkcji, nastąpiło niespodziewane uwolnienie gazu, co w następstwie spowodowało zapłon. Kontrola nad odwiertem została przywrócona 6 stycznia 2018 r. Niezwłocznie po zaczopowaniu otworu Spółka wykonała zatłoczenie otworu ciężką płuczką, a w wyniku przeglądu Spółka ustaliła, że uszczelnienie w wieszaku rur okładzinowych było poddane działaniu wysokiej temperatury i w efekcie jego szczelność jest wątpliwa. W tej sytuacji Spółka zdecydowała się na opuszczenie Moftinu-1001. Koszty związane z powyższym zdarzeniem w kwocie 4,0 mln USD zostały w całości ujęte w wyniku roku 2017. Spółka jest w trakcie zgłaszania swoich roszczeń odszkodowawczych do brokera ubezpieczeniowego. Zdarzenie to wpłynęło na opóźnienie prac wykonawczych dotyczących stacji gazowej realizowanej w lokalizacji odwiertu Moftinu 1001, a rozpoczęcie produkcji gazu spodziewane jest obecnie pod koniec II kw. 2018 r. Spółka przystąpiła również do prac projektowych i pozyskiwania ofert na niezwłoczne wykonawstwo odwiertu Moftinu 1007, który zastąpiłby poprzedni i byłby zlokalizowany ok. 300 m od Moftinu-1001. Ponowne prace wiertnicze zostaną ujęte w roszczeniach ubezpieczeniowych Spółki.
- Na dzień 31 grudnia 2017 r. pozostałe do spłaty zadłużenie z tytułu kwoty głównej dla kredytu z Europejskiego Banku Odbudowy i Rozwoju („EBOR”) wynosiło 5,4 mln USD dla Kredytu Głównego i 20,0 mln USD dla Kredytu Zamiennego. Od października 2017 r. obowiązują zrestrukturyzowane warunki umów kredytowych z EBOR, co w ocenie Spółki zapewni jej odpowiednie możliwości obsługi zadłużenia, a także realizacji nakładów kapitałowych niezbędnych do rozwoju Spółki.
- W dniu 24 lutego 2017 r. Spółka sfinalizowała ofertę akcji („Oferta”), przynoszącą łącznie 25,2 mln CAD brutto (24,3 mln CAD netto, po uwzględnieniu 0,9 mln USD prowizji agenta), w ramach której wyemitowano 72 mln akcji zwykłych w cenie 0,35 CAD za akcję.
- Spółka poinformowała o zamiarze kontynuacji swojej działalności w Jersey oraz zamiarze wystąpienia o dopuszczenie do notowania na rynku Alternative Investment Market („AIM”), prowadzonym przez giełdę London Stock Exchange. W dniu 7 marca 2018 r. akcjonariusze Spółki zagłosowali za przeniesieniem do Jersey, a Spółka podjęła działania proceduralne dotyczące kontynuacji działalności w Jersey i notowania na AIM.

Podsumowanie wyników finansowych za rok 2017 przedstawiono w załączniku do niniejszego raportu bieżącego.

PODSUMOWANIE NAJWAŻNIEJSZYCH WYDARZEŃ OGÓLNYCH I FINANSOWYCH

- Uzyskane w Tunezji przychody, pomniejszone o opłaty koncesyjne (ang. royalties), za okres roku zakończony 31 grudnia 2017 r. obniżyły się do 5,9 mln USD w porównaniu do 14,0 mln USD odnotowanych w roku 2016, co wynikało z niższej produkcji częściowo skompensowanej przez wyższe ceny surowców.
- Przychody, pomniejszone o royalties, za okres trzech miesięcy zakończony 31 grudnia 2017 r., obniżyły się do 1,7 mln USD, z 3,7 mln USD w analogicznym okresie 2016 r., ze względu na spadek produkcji, częściowo skompensowany przez wyższe ceny surowców.
- Łączna wartość zapłaconych royalties spadła z 2,0 mln USD w 2016 r. do 0,7 mln USD w 2017 roku. Spadek ten jest następstwem obniżonej produkcji, co częściowo skompensowały wyższe ceny surowców.
- W 2017 r. nakłady inwestycyjne Serinusa wyniosły 8,9 mln USD, w tym 0,4 mln USD - w Tunezji, a 8,5 mln USD - w Rumunii.

- W roku 2017 zostało spłacone zgodnie z harmonogramem 1,7 mln USD Kredytu Głównego EBOR oraz odsetki, w ramach przypadającej na marzec 2017 r. spłaty raty półrocznej. Na 31 grudnia 2017 r. pozostała do spłaty część kapitałowa zadłużenia z tytułu Kredytu Głównego EBOR wynosiła 5,4 mln USD.
- Zmienione umowy kredytowe zapewniają zwolnienie z wymogu spełnienia wszystkich kowenantów do września 2018 r. Wszystkie wymogi dotyczące kowenantów na poziomie Tunezji zostały zniesione, a wskaźnik obsługi długu na poziomie skonsolidowanym dotyczy wyłącznie Kredytu Głównego. Minimalna wartość wskaźnika obsługi długu została obniżona do 1,3, z obowiązującej poprzednio 1,5, na poziomie skonsolidowanym i obowiązuje od grudnia 2018 r. Maksymalna wartość wskaźnika zadłużenie do EBITDA została zwiększona z 2,75 do 10,0 i obowiązuje we wrześniu 2018 r. oraz w grudniu 2018 r., a następnie wynosić będzie 2,5. Na 31 grudnia 2017 r. Spółka nie podlegała żadnym wymogom w zakresie kowenantów finansowych.

DZIAŁANIA OPERACYJNE - PODSUMOWANIE

- W ujęciu od początku roku produkcja zmalała o 67%, do 376 boe/d, wobec 1.124 boe/d odnotowanych w analogicznym okresie 2016 r. Spadek produkcji rok do roku wynika z zamknięcia zarówno pola Chouech Es Saida, jak i pola Sabria. Dodatkowo na wielkości produkcji pola Chouech Es Saida odbiło się niższe wydobycie w I kw. 2017 r. ze względu na wyłączenie w okresie od połowy grudnia 2016 r. do I kw. 2017 r. odwiertów CS-3 i CS-1, oczekujących na wymianę pomp i prace rekonstrukcyjne.
- Wielkość produkcji za IV kw. 2017 r. zmalała o 65%, do 396 boe/d, w porównaniu do 1.131 boe/d w IV kw. 2016 r. Spadek produkcji w IV kw. 2017 r. nastąpił w wyniku zamknięcia pola Chouech Es Saida oraz niższego wydobywania z odwiertu WIN-12 na polu Sabria.
- Nakłady inwestycyjne Spółki w Tunezji wyniosły 0,4 mln USD w roku zakończonym 31 grudnia 2017 r. i głównie obejmowały koszty pomp oraz części w związku z rekonstrukcją odwiertów CS-1 i CS-3 na polu Chouech Es Saida.
- Nakłady inwestycyjne Spółki w Rumunii za okres trzech i dwunastu miesięcy zakończonych 31 grudnia 2017 r. wyniosły, odpowiednio, 3,2 mln USD i 8.5 mln USD. Koszty obejmowały budowę stacji gazowej Moftinu, reaktywację dwóch odwiertów, a także koszty biura w Bukareszcie. Większość kosztów IV kw. 2017 r. dotyczyła nabycia głównych podzespołów do stacji gazowej i linii przesyłowych oraz testowania odwiertów.
- Koszty wypadku na odwiercie odzwierciedlają koszty związane z rozwiązywaniem sytuacji awaryjnej w Rumunii. W dniu 18 grudnia 2017 r. na odwiercie miał miejsce wypadek, kiedy to podczas rutynowych działań przygotowujących odwiert Moftinu 1001 do dalszej produkcji, nastąpiło niespodziewane uwolnienie gazu, co w następstwie spowodowało zapłon. Kontrolę nad odwiertem przywrócono 6 stycznia 2018 r. Niezwłocznie po zaczopowaniu otworu Spółka wykonała zatłoczenie otworu, a w wyniku wykonanego po tym przeglądu Spółka ustaliła, że uszczelnienie w wieszaku rur okładzinowych było poddane działaniu na tyle wysokiej temperatury, że jego szczelność jest wątpliwa. Spółka zdecydowała się na likwidację końcową odwiertu i opuszczenie Moftinu 1001

DALSZE DZIAŁANIA

Spółka będzie koncentrowała się na Rumunii, stanowiącej koło napędowe wzrostu w nadchodzących latach. Projekt zagospodarowania gazu Moftinu to projekt o krótkim horyzoncie realizacji i spodziewane jest, że produkcja z odwiertów gazowych Moftinu-1000 i planowanego odwiertu Moftinu-1007 rozpocznie się pod koniec II kw. 2018 r. Spółka zawarła 9 maja 2017 r. kontrakt wykonawczy EPCC i obecnie prowadzone są prace w zakresie stacji gazowej o operacyjnej przepustowości 15 MMcf/d, a uruchomienie produkcji gazu spodziewane jest pod koniec II kw. 2018 r.

Spółka prowadzi również przygotowania do programu wierceń, który stanowić ma realizację zobowiązań do wykonania prac w ramach uzyskanego przedłużenia do października 2019 r. i planuje wykonanie trzech dodatkowych odwiertów produkcyjnych (Moftinu-1003, Moftinu-1004 i Moftinu-1007). Zdaniem Spółki

potencjalne wydobycie z tych odwiertów powinno móc doprowadzić do osiągnięcia przez stację pod koniec 2018 r. pełnej wydajności

W Tunezji Spółka obecnie skupia wysiłki na zwiększaniu produkcji z pola Sabria, które wznowiło pracę, oraz zamierza koncentrować się na wdrażaniu niskokosztowych programów prac w celu zwiększenia wydobycia z istniejących odwiertów, co obejmuje ponowną aktywizację Sabrii N-2 oraz zainstalowanie rurek syfonowych w innym odwiercie na polu Sabria, o ile produkcja na polu naftowym 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 ocenia możliwości jego ponownego uruchomienia, co obejmuje harmonogram i koszt wymiany pomp elektrycznych w odwiercie CS-3. Spółka uważa, że skala działalności prowadzonej w Tunezji uzależniona jest 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 ok. 45 USD/bbl, potencjalne odwierty poziome wielohoryzontalne przesuwać 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. Stacja 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.

Średnia produkcja dzienna w Tunezji (przypadająca na udziały operacyjne SEN) za okres od początku. 2018 r. do końca lutego br. wynosi ok. 393 boe/d (286 bbl/d ropy, 643 Mcf/d gazu).

Produkcja Spółki pozostaje w znacznym stopniu ograniczona również w I kw. 2018 r. ze względu na przedłużające się zamknięcie pola Chouech Es Saida w Tunezji oraz niższą produkcję z odwiertu WIN-12 na polu Sabria. Spółka analizuje możliwość wznowienia wydobycia na polu Chouech Es Saida w drugiej połowie roku 2018. Wielkość produkcji w 2018 r. zależy od udanego przywrócenia wydobycia na polu Chouech Es Saida oraz od kwestii bezpieczeństwa na obszarach, gdzie Spółka prowadzi działalność operacyjną i w ich okolicy, a także od ram czasowych wyżej wspomnianego programu nakładów inwestycyjnych na polu Sabria.

DOKUMENTY UZUPEŁNIAJĄCE

Pełne teksty „Sprawozdania kierownictwa z działalności” 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.

UWAGA

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

Niniejszy tekst stanowi tłumaczenie informacji prasowej powstałej oryginalnie w języku angielskim przekazywanej do publicznej wiadomości przez Spółkę na terytorium państwa jej siedziby poprzez system SEDAR, która jest dostępna w języku angielskim na stronie internetowej www.sedar.com po wpisaniu nazwy Spółki SERINUS ENERGY INC. pod adresem: http://www.sedar.com/search/search_form_pc_en.htm.

Załącznik do raportu bieżącego nr 14/2018 z dnia 21 marca 2018 r.

Skrócona nazwa emitenta: **SERINUS ENERGY INC.**

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

	Trzy miesiące zakończone 31 grudnia			Rok zakończony 31 grudnia		
	2017	2016	Zmiana	2017	2016	Zmiana
Przychody ze sprzedaży ropy naftowej i gazu	1 895	4 456	(57%)	6 569	15 947	(59%)
Zysk / (strata) netto z działalności kontynuowanej na akcję - podstawowy i rozwodniony	(9 681) (0,06)	(14419) (0,18)	33%	(18 792) (0,13)	(27 521) (0,35)	32%
Przepływy środków z działalności kontynuowanej na akcję - podstawowe i rozwodnione	(5 972) (0,04)	(368) (0,01)	(1523%) (170%)	(7 854) (0,06)	(4 652) (0,06)	(69%) 5%
Nakłady inwestycyjne	3 203	975	229%	8 852	3 651	142%
Średnia produkcja (netto dla Serinusa z działalności kontynuowanej)						
Ropa (Bbl/d)	287	842	(66%)	279	853	(67%)
Gaz (Mcf/d)	652	1 733	(62%)	581	1 628	(64%)
BOE (boe/d)	396	1 131	(65%)	376	1 124	(67%)
Average Sales Price (from continuing operations)						
Ropa (USD/Bbl)	\$56,43	\$47,40	19%	\$51,48	\$42,10	22%
Gaz (USD/Mcf)	\$6,73	\$4,91	37%	\$6,25	\$4,70	33%
BOE (USD/boe)	\$52,03	\$42,82	22%	\$47,88	\$38,75	24%
	31 grudnia			31 grudnia		
	2017	2016		2017	2016	
Środki pieniężne i inne aktywa pieniężne	7 252	4 297		7 252	4 297	
Kapitał obrotowy (ujemny)	(6 567)	(38 475)		(6 567)	(38 475)	
Długoterminowe zobowiązania z tyt. kredytu	(31 261)	-		(31 261)	-	
Liczba akcji	150 652 138	78 629 941		150 652 138	78 629 941	
Średnio w okresie	150 652 138	78 629 941		139 796 985	78 629 941	