

Raport bieżący: 15/2018

Data: 2018-03-21 g. 00:11

Skrócona nazwa emitenta: SERINUS ENERGY INC.

Temat: Informacja o stanie rezerw na koniec 2017 roku

Podstawa prawna: Inne uregulowania

Treść raportu:

Na podstawie art. 62 ust. 8 ustawy o ofercie publicznej Kierownictwo SERINUS ENERGY INC. („Serinus”, „Spółka”) informuje, że w Kanadzie za pomocą systemu SEDAR przekazywana jest informacja o wynikach oceny rezerw naftowo-gazowych, dokonanej według stanu na koniec 2017 roku. Ocena została wykonana przez niezależnego kwalifikowanego ewaluatora rezerw - firmę RPS Energy Canada Ltd. („RPS”) zgodnie z kanadyjskim Zarządzeniem Krajowym 51-101 „Obowiązki informacyjne dotyczące działalności w sektorze ropy naftowej i gazu” (ang. *National Instrument 51-101 - Standards of Disclosure for Oil and Gas Activities*) i obejmuje rezerwy Serinusa z aktywów tunezyjskich i rumuńskich.

Rezerwy Spółki brutto zostały podsumowane w tabeli w załączniku do niniejszego raportu bieżącego.

Dla Serinusa rok 2017 był okresem dużych wahań, zarówno związanych z otoczeniem biznesowym Spółki, jak i operacyjnych, mimo, że sektor naftowy generalnie odnotował relatywny wzrost cen ropy w drugiej połowie roku. Cena ropy Brent Crude na początku stycznia ub. r. wystartowała z poziomu nieco powyżej 56 USD/bbl i do początku marca ceny sprzedaży mieściły się w wąskich widełkach od 53 USD/bbl do 57 USD/bbl, po czym nastąpił okres większych wahań z gwałtownymi spadkami i powrotami do wcześniejszego poziomu, aż 21 czerwca 2017 r. odnotowano najniższą wartość w roku: 44,82 USD/bbl. Od tego momentu, w okresie od czerwca do końca roku ceny ropy Brent Crude stopniowo umacniały się i 21 grudnia 2017 r. została odnotowana najwyższa cena w roku: 67,02 USD/bbl. Od początku 2018 r. do chwili obecnej cena ropy Brent ustabilizowała się na poziomie powyżej 62 USD/bbl, jedynie w krótkich okresach przekraczając poziom 70 USD/bbl.

Rezerwy całkowite Spółki dla kategorii 1P i 2P wzrosły w 2017 r. w stosunku do 2016 r., odpowiednio o 17% i 13%. Umacniające się ceny surowców były czynnikiem kształtującym sytuację w roku 2017, a w szczególności w jego drugim półroczu. Zwiększone wolumeny rezerw wynikają ze zmiany klasyfikacji części zasobów gazowych ze struktury Moftinu w Rumunii z Zasobów Warunkowych na Rezerwy, co zostało skompensowane przez zmniejszenia rezerw przypisanych do aktywów Spółki w Tunezji. Korekty miały charakter dodatni lub ujemny, o czym szczegółowo poniżej.

TUNEZJA

W Tunezji rezerwy 1P obniżyły się o 16%, zaś rezerwy 2P odnotowały spadek o 10%. Korekty o charakterze technicznym obejmowały:

weryfikacje dodatnie, w tym:

- Rezygnacja z rekonstrukcji SAB N1 na rzecz SAB N2, oferującego większe potencjalnie pozyskiwalne wolumeny (ang. *Estimated Ultimate Recovery*) po niższym koszcie,
- Poprawa wydobywania z odwiertu SAB 11, WIN 13 oraz SAB NW1

weryfikacje ujemne, w tym:

- Zmiana klasyfikacji rezerw, przeniesionych do zasobów warunkowych dla pól Chouech Es Saida, Ech Chouech i Sanghar,
- Niższe rezerwy ze względu na słabsze wyniki wydobywania z odwiertu Win-12bis,
- Spadek rezerw spowodowany odstępianiem od planów przyszłego zagospodarowania dla odwiertów CS-5, CS Sil-10, CS Sil-1 oraz CS-8bis.

RUMUNIA

W Rumunii struktura Moftinu została zaklasyfikowana do Rezerw z zasobów warunkowych, do których wcześniej była zaliczana. Najważniejsze założenia dotyczące rezerw rumuńskich to:

- łączne zasoby niemal podwoiły się od 2016 r.
- Przeklasyfikowanie z zasobów warunkowych do rezerw piasków bitumicznych reprezentujących kategorie A1, A2 i A3,
- Szacunki rezerw na koniec 2017 r. zakładają powstanie trzech dodatkowych/na zamianę odwiertów produkcyjnych (1003, 1004, 1007), które będą wykonane i uruchomione w 2018 r., zaś odwiert Moftinu-1006 zostanie wykonany i podjęcie wydobycie w roku 2019,
- W rezerwach nie było praktycznie większych zmian związanych z utratą kontroli nad odwiertem Moftinu-1001,
- W trakcie tego zdarzenia uszło około 27 Mboe gazu, czyli 0,52% łącznych zasobów pola,
- Zastąpienie odwiertu Moftinu-1001 odwiertem Moftinu-1007 nie miało istotnego wpływu na rezerwy przypisane do pola.

WARTOŚĆ BIEŻĄCA NETTO (NPV)

Podsumowanie wartości bieżącej netto (NPV) dla przyszłych przychodów netto – patrz załącznik do niniejszego raportu bieżącego.

Wartość bieżąca netto Rezerw Serinusa wzrosła o 267% i o 47%, odpowiednio dla Rezerw kategorii 1P i 2P. Najważniejsze czynniki, które przyczyniły się do zwiększenia o 11,2 mln USD ewaluacji rezerw 1P dla wyceny PV10, to przeniesienie w 2017 r. rumuńskich Zasobów Warunkowych z 2016 r. do rezerw oraz nieznaczny wzrost wyceny tunezyjskich Rezerw z kategorii 1P.

ZASOBY WARUNKOWE

Oprócz rezerw kategorii 1P oraz 2P przypisanych do aktywów Spółki w Tunezji i Rumunii, dodatkowo przypisano do aktywów Spółki Zasoby Warunkowe.

Tunezyjskie zasoby warunkowe należą do podkategorii „Oczekujące na uzasadnienie zagospodarowania” (ang. *Development Pending*) i obejmują nadające się do komercyjnej eksploatacji zasoby pól Ech Chouech i Sanghar, z których w przeszłości prowadzono produkcję przy użyciu tradycyjnych metod wydobywczych, a które obecnie pozostają nieczynne z powodu niepewnej sytuacji politycznej. Konkretną przesłankę, powodującą, że zaklasyfikowanie tych zasobów do rezerw nie jest możliwe, stanowi decyzja Spółki o nie przywracaniu tym polom na chwilę obecną statusu pól w eksploatacji za względu na polityczne ryzyko wystąpienia niepokojów społecznych na tym obszarze. Jak się przewiduje, wznowienie produkcji i zmiana klasyfikacji na rezerwy mogaby nastąpić w 2019 lub 2020 r. Koszty zagospodarowania tych zasobów warunkowych, aby możliwe było prowadzenie produkcji, to 0,8 mln USD. Spółka posiada 100% udział operacyjny we wszystkich aktywach z przypisanymi zasobami warunkowymi.

Rumuńskie zasoby warunkowe również zaliczono do podkategorii „Oczekujące na uzasadnienie zagospodarowania”, a składają się z zasobów znajdujących się poza strefą zagospodarowaną lub poza zasięgiem gazociągu, zalegających w trzech warstwach piaskowców i nadających się do wydobycia przy użyciu tradycyjnych metod wydobywczych gazu. Konkretną przesłankę, powodującą, że zaklasyfikowanie tych zasobów do rezerw nie jest możliwe, stanowi decyzja Spółki o rekonstrukcji odwiertu produkcyjnego w celu udostępnienia zasobów gazu znajdujących się w tych piaskowcach, co zgodnie z przewidywaniami powinno mieć miejsce w latach 2019-2020. Koszty zagospodarowania tych zasobów warunkowych, aby możliwe było prowadzenie produkcji, są szacowane na 0,4 mln USD, 1,2 mln USD i 1,55 mln USD odpowiednio dla stopnia prawdopodobieństwa 1C (zasoby pewne), 2C (zasoby prawdopodobne) i 3C (zasoby możliwe).

Zasoby Warunkowe Spółki brutto obciążone ryzykiem znajdują się w załączniku do niniejszego raportu.

Serinus będzie koncentrował swoje działania na Projekcie Zagospodarowania Gazu w Rumunii, który obecnie jest realizowany, a uruchomienie produkcji gazu planowane jest pod koniec II kw. 2018 r. Spółka prowadzi także program wierceń odwiertu Moftinu-1007, zastępującego odwiert Moftinu-1001, gdzie niedawno miał miejsce wypadek utrata kontroli, w wyniku czego odwiert ten został opuszczony. Spółka prowadzi również program wierceń odwiertów Moftinu-1003 i Moftinu-1004. Wykonanie tych odwiertów będzie stanowiło spełnienie wymagań w zakresie prac, jakie przewiduje przyznane Spółce w dniu 28 października 2016 r. przedłużenie koncesji Satu Mare.

Prognozy cen surowców wykorzystane przez RPS przy ewaluacji aktywów naftowo-gazowych Serinus znajdują się w załączniku do niniejszego raportu.

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.

Wszystkie wielkości odnoszące się do wartości bieżącej netto rezerw i zasobów warunkowych, które zostały zaprezentowane w niniejszym komunikacie prasowym, niekoniecznie reprezentują godziwą wartość rynkową.

Wyniki testów nie muszą stanowić wyznacznika długoterminowego rozwoju Spółki ani też ostatecznej wartości wydobycia. Zawarte w niniejszym dokumencie dane wynikające z testów mają charakter wstępny aż do ukończenia pełnej analizy ciśnieniowej odwiertu.

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 15/2018 z dnia 21 marca 2018 r.

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

Rezerwy Spółki brutto – w oparciu o prognozowane ceny

	2017			2016			Zmiana r/r (%)
	Ropa/ciecze (Mbbbl)	Gaz (MMcf)	BOE (Mboe)	Ropa/ciecze (Mbbbl)	Gaz (MMcf)	BOE (Mboe)	
TUNEZJA (udziały operacyjne Spółki)							
Potwierdzone							
Eksploatowane	438	1 028	609	1 068	1 985	1 399	-56%
Nieeksploatowane	692	1 544	949	481	1 961	808	18%
Niezagospodarowane	802	1 888	1 117	699	1 641	973	15%
Potwierdzone ogółem (1P)	1 932	4 459	2 675	2 247	5 587	3 178	-16%
Prawdopodobne	5 044	11 670	6 989	5 169	14 455	7 578	-8%
Potwierdzone plus prawdopodobne ogółem (2P)	6 976	16 129	9 664	7 416	20 042	10 756	-10%
RUMUNIA (udziały operacyjne Spółki)							
Potwierdzone							
Eksploatowane	-	-	-	-	-	-	nd.
Nieeksploatowane	-	-	-	-	-	-	nd.
Niezagospodarowane	12	6 111	1 031	-	-	-	nd.
Potwierdzone ogółem (1P)	12	6 111	1 031	-	-	-	nd.
Prawdopodobne	27	8 686	1 475	-	-	-	nd.
Potwierdzone plus prawdopodobne ogółem (2P)	39	14 797	2 505	-	-	-	nd.
SPÓŁKA RAZEM							
Potwierdzone							
Eksploatowane	438	1 028	609	1 068	1 985	1 399	-56%
Nieeksploatowane	692	1 544	949	481	1 961	808	18%
Niezagospodarowane	814	7 999	2 147	699	1 641	973	121%
Potwierdzone ogółem (1P)	1 944	10 570	3 706	2 247	5 587	3 178	17%
Prawdopodobne	5 071	20 356	8 464	5 169	14 455	7 578	12%
Potwierdzone plus prawdopodobne ogółem (2P)	7 015	30 926	12 169	7 416	20 042	10 756	13%

Uwaga: Serinus raportuje w dolarach amerykańskich (USD). O ile nie zaznaczono inaczej wszystkie kwoty w dolarach wymienione w niniejszym dokumencie odnoszą się do USD.

Wartość bieżąca netto (NPV) dla przyszłych przychodów netto – po opodatkowaniu, na bazie prognozowanych cen

	2017			2016			Zmiana r/r dla PV10
	0%	10% (mln USD)	15%	0%	10% (mln USD)	15%	
TUNEZJA							
Potwierdzone							
Eksplloatowane	(7,7)	(2,4)	(1,0)	(18,4)	(2,8)	0,8	14%
Nieeksplloatowane	(6,6)	3,6	5,4	0,7	4,7	4,9	-23%
Niezagospodarowane	9,3	4,3	2,5	9,9	2,3	0,4	87%
Potwierdzone ogółem (1P)	(4,9)	5,5	6,9	(7,8)	4,2	6,1	31%
Prawdopodobne	86,3	62,0	43,7	115,7	70,3	49,9	-12%
Potwierdzone plus prawdopodobne ogółem (2P)	81,4	67,5	50,6	107,9	74,5	56,0	-9%
RUMUNIA							
Potwierdzone							
Eksplloatowane	-	-	-	-	-	-	nd.
Nieeksplloatowane	-	-	-	-	-	-	nd.
Niezagospodarowane	11,8	9,9	9,1	-	-	-	nd.
Potwierdzone ogółem (1P)	11,8	9,9	9,1	-	-	-	nd.
Prawdopodobne	40,3	32,2	29,1	-	-	-	nd.
Potwierdzone plus prawdopodobne ogółem (2P)	52,1	42,1	38,2	-	-	-	nd.
SPÓŁKA RAZEM							
Potwierdzone							
Eksplloatowane	(7,7)	(2,4)	(1,0)	(18,4)	(2,8)	0,8	-14%
Nieeksplloatowane	(6,6)	3,6	5,4	0,7	4,7	4,9	-23%
Niezagospodarowane	21,1	14,2	11,6	9,9	2,3	0,4	517%
Potwierdzone ogółem (1P)	6,8	15,4	16,0	(7,8)	4,2	6,1	267%
Prawdopodobne	126,6	94,2	72,8	115,7	70,3	49,9	34%
Potwierdzone plus prawdopodobne ogółem (2P)	133,4	109,6	88,8	107,9	74,5	56,0	47%

Zasoby Warunkowe Spółki brutto obciążone ryzykiem - na bazie prognozowanych cen

TUNEZJA - Zasoby Warunkowe (dla udziałów operacyjnych Spółki)							
	Wielkość zasobów			AT NPV			Prawdopodobieństwo zagospodarowania
	(obciążone ryzykiem)			(obciążone ryzykiem)			
	Ropa/ciecze (Mbbbl)	Gaz (MMcf)	BOE (Mboe)	0%	10%	15%	
Zasoby warunkowe 1C	81,6	69	93,1	(6,5)	(4,1)	(3,3)	90%
Zasoby warunkowe 2C	217,4	192	249,4	(4,3)	(0,5)	0,1	90%
Zasoby warunkowe 3C	351,5	328	406,2	(1,4)	2,2	2,1	90%
RUMUNIA - Zasoby Warunkowe (dla udziałów operacyjnych Spółki)							
	Wielkość zasobów			AT NPV			Prawdopodobieństwo zagospodarowania
	(obciążone ryzykiem)			(obciążone ryzykiem)			
	Ropa/ciecze (Mbbbl)	Gaz (MMcf)	BOE (Mboe)	0%	10%	15%	
Zasoby warunkowe 1C	3,3	1 626	274,4	5,7	4,8	4,4	90%
Zasoby warunkowe 2C	15,0	5 673	960,5	26,7	18,1	15,1	90%
Zasoby warunkowe 3C	30,0	9 171	1 558,5	45,6	25,3	19,3	90%
SPÓŁKA RAZEM							
	Wielkość zasobów			AT NPV			Prawdopodobieństwo zagospodarowania
	(obciążone ryzykiem)			(obciążone ryzykiem)			
	Ropa/ciecze (Mbbbl)	Gaz (MMcf)	BOE (Mboe)	0%	10%	15%	
Zasoby warunkowe 1C	84,9	1 695	367,5	(0,8)	0,7	1,1	90%
Zasoby warunkowe 2C	232,3	5 865	1 209,8	22,3	17,6	15,2	90%
Zasoby warunkowe 3C	381,4	9 499	1 964,6	44,3	27,5	21,4	90%

Noty do tabeli "Zasoby Warunkowe Spółki":

1. Zasoby Warunkowe, to te ilości ropy, które według szacunków na 31 grudnia 2017 r. mogą potencjalnie zostać pozyskane ze znanych akumulacji przy zastosowaniu istniejącej technologii lub postępu technicznego, ale które nie są aktualnie postrzegane jako nadające się do komercyjnego zagospodarowania ze względu na jedno lub więcej uwarunkowań.
2. Występuje niepewność w kwestii czy będzie można prowadzić opłacalną komercyjnie eksploatację jakiegokolwiek części zasobów warunkowych

Prognozowane ceny zastosowane w ewaluacji rezerw

RPS wykorzystwała następujące prognozy cen surowców przy ewaluacji aktywów naftowo-gazowych Serinus.

	Brent	Tunezja – gaz krajowy		Ceny rumuńskiego gazu
	(USD/Bbl)	Sabria (USD/Mcf)	Chouech (US\$/Mcf)	(USD/MMBtu)
2018	62,00	7,24	6,94	5,54
2019	62,00	7,24	6,94	5,54
2020	65,00	7,59	7,27	5,80
2021	69,00	8,06	7,72	6,16
2022	72,50	8,46	8,11	6,47
2023	75,50	8,81	8,45	6,74
2024	78,83	9,20	8,82	7,04
2025	80,41	9,39	9,00	7,18
2026	82,02	9,58	9,18	7,32
2027	83,66	9,77	9,36	7,47
2028	85,33	9,96	9,55	7,62
2029	87,04	10,16	9,74	7,77
2030	88,78	10,37	9,93	7,92
2031	90,55	10,57	10,13	8,08
2032	92,36	10,78	10,33	8,24
2033	94,21	11,00	10,54	8,41
2034	96,09	11,22	10,75	8,58
2035	98,02	11,44	10,97	8,75
2036	99,98	11,67	11,19	8,92