

20 marca 2018 r.

Komunikat

Serinus - informacja o stanie rezerw na koniec 2017 r.

Serinus Energy Inc. („Serinus”, „SEN” lub „Spółka”) (notowana na TSX i GPW pod symbolem SEN) informuje o wynikach oceny rezerw naftowo-gazowych, dokonanej wg 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 – w oparciu o prognozowane ceny

	2017			2016			Zmiana r/r (%)
	Ropa/ciecze (Mbbbl)	Gaz (MMcf)	BOE (Mboe)	Ropa/ciecze (Mbbbl)	Gaz (MMcf)	BOE (Mboe)	
TUNEZIA (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%

Dla Serinusa rok 2017 był okresem dużych wyzwań, 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 odstąpieniem 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) dla przyszłych przychodów netto – po opodatkowaniu, na bazie prognozowanych cen

	2017			2016			Zmiana r/r dla PV10
	0%	10%	15%	0%	10%	15%	
	(mln USD)			(mln USD)			
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%

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 - na bazie prognozowanych cen

TUNEZJA - Zasoby Warunkowe (dla udziałów operacyjnych Spółki)							
	Wielkość zasobów (obciążone ryzykiem)			AT NPV (obciążone ryzykiem)			Prawdopodobieństwo zagospodarowania
	Ropa/ciecze	Gaz	BOE	0%	10%	15%	
	(Mbbbl)	(MMcf)	(Mboe)	(mln USD)			
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 (obciążone ryzykiem)			AT NPV (obciążone ryzykiem)			Prawdopodobieństwo zagospodarowania
	Ropa/ciecze	Gaz	BOE	0%	10%	15%	
	(Mbbbl)	(MMcf)	(Mboe)	(mln USD)			
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 (obciążone ryzykiem)			AT NPV (obciążone ryzykiem)			Prawdopodobieństwo zagospodarowania
	Ropa/ciecze	Gaz	BOE	0%	10%	15%	
	(Mbbbl)	(MMcf)	(Mboe)	(mln USD)			
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

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.

Prognozowane ceny zastosowane przez kwalifikowanego eksperta

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

	Tunezja – gaz krajowy			Ceny rumuńskiego gazu
	Brent (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

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
UAH	hrywna ukraińska	MMbtu	milion British Thermal Units <i>(brytyjskie jednostki ciepłe; ilość ciepła potrzebna do ogrzania 1 funta wody o 1°F)</i>
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.

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 wydobywania. Zawarte w niniejszym dokumencie dane wynikające z testów mają charakter wstępny aż do ukończenia pełnej analizy ciśnieniowej odwiertu.

O Serinus

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

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

Serinus Energy Inc.

Calvin Brackman

Wiceprezes ds. Relacji Zewnętrznych i Strategii

tel.: +1-403-264-8877

cbrackman@serinusenergy.com

Serinus Energy Inc.

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.