



**SERINUS**  
ENERGY

ZAŁĄCZNIK A

**SERINUS ENERGY INC.**

**OŚWIADCZENIE O STANIE REZERW  
I INNE INFORMACJE O ROPIE NAFTOWEJ I GAZIE  
(Formularz 51-101F1)**

za rok zakończony 31 grudnia 2014 r.

25 marca 2015 r.

*Niniejszy dokument stanowi tłumaczenie oryginału sporządzonego w języku angielskim. W przypadku wątpliwości interpretacyjnych obowiązuje wersja angielska.*

## SPIS TREŚCI

<b>CZĘŚĆ 1:</b>	<b>WSTĘP</b> .....	<b>3</b>
<b>CZĘŚĆ 2:</b>	<b>UJAWNIEŃ DANYCH O REZERWACH</b> .....	<b>4</b>
<b>CZĘŚĆ 3:</b>	<b>ZAŁOŻENIA DOTYCZĄCE CEN</b> .....	<b>13</b>
<b>CZĘŚĆ 4:</b>	<b>UZGODNIENIE ZMIAN REZERW I PRZYSZŁYCH PRZYCHODÓW NETTO</b> .....	<b>14</b>
<b>CZĘŚĆ 5:</b>	<b>DODATKOWE INFORMACJE NT. DANYCH O REZERWACH</b> .....	<b>16</b>
	Rezerwy niezagospodarowane .....	16
	Istotne czynniki mające wpływ na dane o rezerwach lub niepewność związana z tymi danymi .....	17
	Przyszłe koszty zagospodarowania .....	18
<b>CZĘŚĆ 6:</b>	<b>POZOSTAŁE INFORMACJE O ROPIE NAFTOWEJ I GAZIE</b> .....	<b>19</b>
	Aktywa naftowo-gazowe oraz odwierty .....	19
	Aktywa bez przypisanych rezerw .....	19
	Kontrakty terminowe .....	22
	Dodatkowe informacje dotyczące kosztów likwidacji i rekultywacji .....	22
	Perspektywy podatkowe .....	23
	Poniesione koszty .....	23
	Działalność poszukiwawcza i związana z zagospodarowaniem złóż .....	24
	Oszacowania wydobycia .....	25
	Historia wydobycia .....	26
<b>CZĘŚĆ 7:</b>	<b>UWAGI</b> .....	<b>28</b>

## Część 1 – Wstęp

Informacje podane w niniejszym oświadczeniu dotyczą stanu na 31 grudnia 2014 roku, o ile nie zaznaczono inaczej. 20 marca 2015 roku jest datą sporządzenia tych informacji.

Zgodnie z 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*) tabele zawarte w niniejszym zestawieniu stanowią podsumowanie rezerw ropy naftowej i gazu ziemnego oraz wartości przyszłych przychodów netto Serinus Energy Inc. (zwanej dalej „Spółką”, „Serinus” lub „SEN”), zgodnie z szacunkami RPS Energy (zwanej dalej „RPS”) według stanu na dzień 31 grudnia 2014 roku, zaprezentowanymi w raporcie RPS z dnia 20 marca 2015 roku (zwanym dalej „Raportem RPS nt. Ukrainy”). RPS jest niezależnym wykwalifikowanym podmiotem prowadzącym ocenę i audyt rezerw.

W Raporcie RPS nt. Ukrainy dokonano oceny rezerw spółki KUB-Gas LLC (zwanej dalej „KUB-Gas”), prowadzącej na Ukrainie wydobycie gazu ziemnego oraz kondensatu. Spółka jest pośrednio właścicielem 70% udziałów w podmiocie zależnym (KUBGas Holdings Limited), który z kolei posiada 100% udziałów KUB-Gas. Zgodnie z MSSF Serinus raportuje swoje wyniki finansowe i operacyjne na bazie skonsolidowanej (tj. ujmując 100% wyników z działalności na Ukrainie). Dla wygody inwestorów Spółka i Raport RPS nt. Ukrainy pokazują rezerwy oraz wartości zdyskontowanych przepływów pieniężnych zarówno dla całości udziałów KUB-Gas w polach (tj. 100%) – jak to ma miejsce w sprawozdaniach finansowych, jak i dla wynoszącego 70% efektywnego udziału operacyjnego Spółki.

Raport RPS nt. Tunezji oszacowuje rezerwy Winstar Tunisia B.V., spółki pośrednio zależnej (100% udziału) Serinus Energy. Spółka przejęła 24 czerwca 2013 r. Winstar Resources Limited, która posiadała aktywa w Tunezji i Rumunii.

**Nie należy zakładać, że oszacowana przez RPS niedyskontowana lub zdyskontowana wartość bieżąca netto przyszłych przychodów netto, przypadających na rezerwy Spółki, stanowi godziwą wartość rynkową tych rezerw. Przedstawione oszacowania dotyczące uzysku i rezerw, odnoszące się do posiadanych przez Spółkę rezerw gazu ziemnego i jego kondensatu, są jedynie oszacowaniami i nie ma gwarancji, że oszacowane wielkości zostaną wydobyte. Rzeczywiste rezerwy mogą być większe lub mniejsze od przedstawionych oszacowań.**

Sporządzając niniejszy raport, RPS opierała się na określonych faktach i danych przedstawionych przez Spółkę i KUB-Gas w odniesieniu do udziałów w prawie użytkowania górniczego, wydobycia gazu ziemnego i jego kondensatu, historycznych kosztów prowadzenia działalności i zagospodarowania, cen produktów, umów odnoszących się do obecnej i przyszłej działalności, sprzedaży wydobycia oraz innych stosownych danych. RPS traktowała wszystkie przedłożone jej informacje i dane jako odpowiednie co do zakresu oraz charakteru, przyjmując je w takiej postaci, w jakiej zostały przedstawione i bez niezależnej weryfikacji. RPS polegała także na oświadczeniach Spółki dotyczących kompletności i poprawności przedstawionych danych, przyjmując również, że pomiędzy datą uzyskania danych do celów niniejszej oceny a datą raportu nie doszło do istotnych zmian w sytuacji posiadanych aktywów, ani też zmiany takie nie są oczekiwane, co mogłoby rzutować na ewaluację zawarte w niniejszym raporcie, jak też że nie pojawiły się nowe dane, które mogłyby skutkować istotnymi zmianami oceny rezerw przedstawionej w niniejszym raporcie.

Ocenę sporządzono w oparciu o wiedzę RPS na temat ustawodawstwa dotyczącego wydobycia ropy naftowej, opodatkowania oraz innych obowiązujących regulacji, aktualnie odnoszących się do wspomnianych udziałów. RPS nie może się jednak wypowiadać i nie wypowiada się na temat tytułów własności, powiązań finansowych ani obciążeń związanych z ukraińskimi koncesjami.

Niniejsze oszacowanie odzwierciedla pogląd RPS, wypracowany zgodnie ze standardami przedstawionymi w dokumencie *Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook* („Kanadyjskie wytyczne do oceny rezerw ropy naftowej i gazu”), towarzyszą mu jednak powszechnie znane czynniki niepewności, związane z interpretacją danych geologicznych, geofizycznych oraz inżynierskich. Podane wielkości złóż węglowodorów są oszacowaniami opartymi na profesjonalnych ocenach inżynierów i mogą w przyszłości podlegać rewizji w górę lub w dół na skutek dalszej działalności lub pojawienia się dodatkowych informacji.

## Część 2 – Ujawnienia danych o rezerwach

Poniższe tabele opracowano na podstawie informacji zawartych w Raporcie RPS nt. Ukrainy i Raporcie RPS nt. Tunezji według stanu na dzień 31 grudnia 2014 roku. Niektóre liczby w tabelach mogą się nie sumować ze względu na zaokrąglenia.

### Dane dotyczące rezerw

#### PODSUMOWANIE REZERW ROPY, GAZU ZIEMNEGO I JEGO CIECZY W OPARCIU O PROGNOZOWANE CENY I KOSZTY STAN NA 31 GRUDNIA 2014 R.

Tabela 2.1-1 - 100% udziału w aktywach ukraińskich	ROPA LEKKA I ŚREDNIA		GAZ ZIEMNY		GAZ (ciecze)	
	brutto (Mbbl)	netto (Mbbl)	brutto (MMcf)	netto (MMcf)	brutto (Mbbl)	netto (Mbbl)
<b>KATEGORIA REZERW<sup>(1)</sup></b>						
<b>TUNEZIA</b>						
<b>POTWIERDZONE</b>						
Zagospodarowane eksploatowane	1 565	1 362	3 059	2 738	37	31
Zagospodarowane nieeksploatowane	311	266	1 740	1 490	92	78
Niezagospodarowane	1 066	941	2 478	2 286	-	-
<b>POTWIERDZONE OGÓŁEM</b>	<b>2 942</b>	<b>2 569</b>	<b>7 277</b>	<b>6 514</b>	<b>128</b>	<b>109</b>
<b>PRAWDOPODOBNE</b>	5 108	4 393	12 704	11 322	158	-
<b>POTWIERDZONE PLUS PRAWDOPODOBNE OGÓŁEM</b>	<b>8 050</b>	<b>6 962</b>	<b>19 981</b>	<b>17 836</b>	<b>286</b>	<b>109</b>
<b>UKRAINA</b>						
<b>POTWIERDZONE</b>						
Zagospodarowane eksploatowane	0	0	17 789	8 005	90	50
Zagospodarowane nieeksploatowane	0	0	6 137	2 762	31	17
Niezagospodarowane	0	0	4 000	1 800	30	16
<b>POTWIERDZONE OGÓŁEM</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>27 926</b>	<b>12 567</b>	<b>152</b>	<b>83</b>
<b>PRAWDOPODOBNE</b>	0	0	36 570	16 457	307	169
<b>POTWIERDZONE PLUS PRAWDOPODOBNE OGÓŁEM</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>64 496</b>	<b>29 023</b>	<b>459</b>	<b>252</b>
<b>SPÓŁKA OGÓŁEM</b>						
<b>POTWIERDZONE</b>						
Zagospodarowane eksploatowane	1 565	1 362	20 848	10 743	127	81
Zagospodarowane Nieksploatowane	311	266	7 877	4 251	123	95
Niezagospodarowane	1 066	941	6 478	4 086	30	16
<b>POTWIERDZONE OGÓŁEM</b>	<b>2 942</b>	<b>2 569</b>	<b>35 203</b>	<b>19 080</b>	<b>280</b>	<b>192</b>
<b>PRAWDOPODOBNE</b>	5 108	4 393	49 275	27 779	465	169
<b>POTWIERDZONE PLUS PRAWDOPODOBNE OGÓŁEM</b>	<b>8 050</b>	<b>6 962</b>	<b>84 478</b>	<b>46 859</b>	<b>745</b>	<b>361</b>

Uwagi:

(1) Zob. definicje pojęć rezerw „potwierdzonych”, „prawdopodobnych” i „możliwych” na stronie 12 niniejszego dokumentu.

**PODSUMOWANIE REZERW ROPY, GAZU ZIEMNEGO I JEGO CIECZY  
W OPARCIU O PROGNOZOWANE CENY I KOSZTY  
STAN NA 31 GRUDNIA 2014 R.**

Tabela 2.1-1 - 70% udziału w aktywach ukraińskich	ROPA LEKKA I ŚREDNIA		GAZ ZIEMNY		GAZ (ciecze)	
	brutto (Mbbl)	netto (Mbbl)	brutto (MMcf)	netto (MMcf)	brutto (Mbbl)	netto (Mbbl)
<b>KATEGORIA REZERW<sup>(1)</sup></b>						
<b>TUNEZJA</b>						
<b>POTWIERDZONE</b>						
Zagospodarowane eksploatowane	1 565	1 362	3 059	2 738	37	31
Zagospodarowane nieeksploatowane	311	266	1 740	1 490	92	78
Niezagospodarowane	1 066	941	2 478	2 286	-	-
<b>POTWIERDZONE OGÓŁEM</b>	<b>2 942</b>	<b>2 569</b>	<b>7 277</b>	<b>6 514</b>	<b>128</b>	<b>109</b>
<b>PRAWDOPODOBNE</b>	5 108	4 393	12 704	11 322	158	-
<b>POTWIERDZONE PLUS PRAWDOPODOBNE OGÓŁEM</b>	<b>8 050</b>	<b>6 962</b>	<b>19 981</b>	<b>17 836</b>	<b>286</b>	<b>109</b>
<b>UKRAINA</b>						
<b>POTWIERDZONE</b>						
Zagospodarowane eksploatowane	0	0	12 452	5 603	63	35
Zagospodarowane nieeksploatowane	0	0	4 296	1 933	22	12
Niezagospodarowane	0	0	2 800	1 260	21	11
<b>POTWIERDZONE OGÓŁEM</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>19 548</b>	<b>8 797</b>	<b>106</b>	<b>58</b>
<b>PRAWDOPODOBNE</b>	0	0	25 599	11 520	215	118
<b>POTWIERDZONE PLUS PRAWDOPODOBNE OGÓŁEM</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>45 148</b>	<b>20 316</b>	<b>321</b>	<b>177</b>
<b>SPÓŁKA OGÓŁEM</b>						
<b>POTWIERDZONE</b>						
Zagospodarowane eksploatowane	1 565	1 362	15 511	8 342	100	66
Zagospodarowane Nieksploatowane	311	266	6 036	3 423	113	90
Niezagospodarowane	1 066	941	5 278	3 546	21	11
<b>POTWIERDZONE OGÓŁEM</b>	<b>2 942</b>	<b>2 569</b>	<b>26 825</b>	<b>15 310</b>	<b>234</b>	<b>167</b>
<b>PRAWDOPODOBNE</b>	5 108	4 393	38 303	22 842	373	118
<b>POTWIERDZONE PLUS PRAWDOPODOBNE OGÓŁEM</b>	<b>8 050</b>	<b>6 962</b>	<b>65 129</b>	<b>38 152</b>	<b>607</b>	<b>285</b>

Uwagi:

(1) Zob. definicje pojęć rezerw „potwierdzonych”, „prawdopodobnych” i „możliwych” na stronie 12 niniejszego dokumentu.

**PODSUMOWANIE ŁĄCZNEJ WARTOŚCI BIEŻĄCEJ NETTO PRZYSZŁYCH PRZYCHODÓW NETTO  
W OPARCIU O PROGNOZOWANE CENY I KOSZTY  
STAN NA 31 GRUDNIA 2014 R.**

Tabela 2.1-2 - 100% udziału w aktywach ukraińskich  KATEGORIA REZERW <sup>(1)</sup>	WARTOŚĆ BIEŻĄCEJ NETTO PRZYSZŁYCH PRZYCHODÓW NETTO (w mln USD)									
	Przed podatkiem dochodowym					Po podatku dochodowym				
	0%	5%	10%	15%	20%	0%	5%	10%	15%	20%
<b>TUNEZJA</b>										
<b>POTWIERDZONE</b>										
Zagospodarowane eksploatowane	58,4	54,4	50,9	47,8	45,2	27,2	27,5	27,2	26,5	25,7
Zagospodarowane nieeksploatowane	29,2	25,7	22,6	20,0	17,8	19,0	17,1	15,4	13,7	12,2
Niezagospodarowane	79,7	55,8	40,3	29,8	22,5	36,3	25,6	18,4	13,4	9,8
<b>Ogółem POTWIERDZONE</b>	<b>167,3</b>	<b>135,9</b>	<b>113,9</b>	<b>97,7</b>	<b>85,5</b>	<b>82,5</b>	<b>70,3</b>	<b>60,9</b>	<b>53,6</b>	<b>47,8</b>
<b>PRAWDOPODOBNE</b>	447,2	264,0	181,2	135,5	106,8	216,3	137,1	97,0	73,4	58,2
<b>Ogółem POTWIERDZONE PLUS PRAWDOPODOBNE</b>	<b>614,5</b>	<b>400,0</b>	<b>295,1</b>	<b>233,2</b>	<b>192,2</b>	<b>298,8</b>	<b>207,4</b>	<b>157,9</b>	<b>127,0</b>	<b>106,0</b>
<b>UKRAINA</b>										
<b>POTWIERDZONE</b>										
Zagospodarowane eksploatowane	57,0	53,1	49,2	45,7	42,7	50,8	47,5	44,0	40,8	38,1
Zagospodarowane nieeksploatowane	13,2	10,8	8,8	7,3	6,1	10,6	8,6	6,9	5,6	4,6
Niezagospodarowane	2,4	0,8	(0,2)	(0,8)	(1,1)	1,5	0,2	(0,7)	(1,2)	(1,5)
<b>Ogółem POTWIERDZONE</b>	<b>72,6</b>	<b>64,7</b>	<b>57,9</b>	<b>52,2</b>	<b>47,6</b>	<b>63,0</b>	<b>56,3</b>	<b>50,2</b>	<b>45,3</b>	<b>41,2</b>
<b>PRAWDOPODOBNE</b>	136,6	97,2	73,4	58,0	47,5	112,4	80,0	60,4	47,7	39,0
<b>Ogółem POTWIERDZONE PLUS PRAWDOPODOBNE</b>	<b>209,1</b>	<b>162,0</b>	<b>131,3</b>	<b>110,2</b>	<b>95,1</b>	<b>175,4</b>	<b>136,2</b>	<b>110,6</b>	<b>93,0</b>	<b>80,3</b>
<b>OGÓŁEM SPÓŁKA</b>										
<b>POTWIERDZONE</b>										
Zagospodarowane eksploatowane	115,4	107,6	100,1	93,5	87,8	78,0	75,1	71,2	67,3	63,8
Zagospodarowane nieeksploatowane	42,5	36,4	31,4	27,3	23,8	29,6	25,7	22,3	19,3	16,8
Niezagospodarowane	82,0	56,7	40,2	29,1	21,4	37,9	25,7	17,7	12,2	8,4
<b>Ogółem POTWIERDZONE</b>	<b>239,9</b>	<b>200,7</b>	<b>171,7</b>	<b>149,9</b>	<b>133,1</b>	<b>145,4</b>	<b>126,5</b>	<b>111,1</b>	<b>98,9</b>	<b>89,0</b>
<b>PRAWDOPODOBNE</b>	583,8	361,3	254,6	193,5	154,3	328,7	217,1	157,3	121,1	97,2
<b>Ogółem POTWIERDZONE PLUS PRAWDOPODOBNE</b>	<b>823,7</b>	<b>561,9</b>	<b>426,3</b>	<b>343,4</b>	<b>287,3</b>	<b>474,2</b>	<b>343,6</b>	<b>268,5</b>	<b>220,0</b>	<b>186,2</b>

Uwagi:

(1) Zob. definicje pojęć rezerw „potwierdzonych”, „prawdopodobnych” i „możliwych” na stronie 12 niniejszego dokumentu.

**PODSUMOWANIE ŁĄCZNEJ WARTOŚCI BIEŻĄCEJ NETTO PRZYSZŁYCH PRZYCHODÓW NETTO  
W OPARCIU O PROGNOZOWANE CENY I KOSZTY  
STAN NA 31 GRUDNIA 2014 R.**

Tabela 2.1-2 - 70% udziału w aktywach ukraińskich  KATEGORIA REZERW <sup>(1)</sup>	WARTOŚĆ BIEŻĄCEJ NETTO PRZYSZŁYCH PRZYCHODÓW NETTO (w mln USD)									
	Przed podatkiem dochodowym					Po podatku dochodowym				
	0%	5%	10%	15%	20%	0%	5%	10%	15%	20%
<b>TUNEZJA</b>										
<b>POTWIERDZONE</b>										
Zagospodarowane eksploatowane	58,4	54,4	50,9	47,8	45,2	27,2	27,5	27,2	26,5	25,7
Zagospodarowane nieeksploatowane	29,2	25,7	22,6	20,0	17,8	19,0	17,1	15,4	13,7	12,2
Niezagospodarowane	79,7	55,8	40,3	29,8	22,5	36,3	25,6	18,4	13,4	9,8
<b>Ogółem POTWIERDZONE</b>	<b>167,3</b>	<b>135,9</b>	<b>113,9</b>	<b>97,7</b>	<b>85,5</b>	<b>82,5</b>	<b>70,3</b>	<b>60,9</b>	<b>53,6</b>	<b>47,8</b>
<b>PRAWDOPODOBNE</b>	447,2	264,0	181,2	135,5	106,8	216,3	137,1	97,0	73,4	58,2
<b>Ogółem POTWIERDZONE PLUS PRAWDOPODOBNE</b>	<b>614,5</b>	<b>400,0</b>	<b>295,1</b>	<b>233,2</b>	<b>192,2</b>	<b>298,8</b>	<b>207,4</b>	<b>157,9</b>	<b>127,0</b>	<b>106,0</b>
<b>UKRAINA</b>										
<b>POTWIERDZONE</b>										
Zagospodarowane eksploatowane	39,9	37,2	34,4	32,0	29,9	35,6	33,3	30,8	28,6	26,7
Zagospodarowane nieeksploatowane	9,2	7,5	6,2	5,1	4,3	7,4	6,0	4,8	3,9	3,2
Niezagospodarowane	1,7	0,6	(0,1)	(0,5)	(0,8)	1,1	0,1	(0,5)	(0,8)	(1,0)
<b>Ogółem POTWIERDZONE</b>	<b>50,8</b>	<b>45,3</b>	<b>40,5</b>	<b>36,5</b>	<b>33,3</b>	<b>44,1</b>	<b>39,4</b>	<b>35,2</b>	<b>31,7</b>	<b>28,9</b>
<b>PRAWDOPODOBNE</b>	95,6	68,1	51,4	40,6	33,3	78,7	56,0	42,3	33,4	27,3
<b>Ogółem POTWIERDZONE PLUS PRAWDOPODOBNE</b>	<b>146,4</b>	<b>113,4</b>	<b>91,9</b>	<b>77,2</b>	<b>66,6</b>	<b>122,8</b>	<b>95,4</b>	<b>77,4</b>	<b>65,1</b>	<b>56,2</b>
<b>OGÓŁEM SPÓŁKA</b>										
<b>POTWIERDZONE</b>										
Zagospodarowane eksploatowane	98,3	91,6	85,3	79,8	75,0	62,8	60,8	58,0	55,1	52,4
Zagospodarowane nieeksploatowane	38,5	33,2	28,8	25,1	22,0	26,4	23,1	20,2	17,6	15,5
Niezagospodarowane	81,3	56,4	40,2	29,3	21,7	37,4	25,7	17,9	12,6	8,8
<b>Ogółem POTWIERDZONE</b>	<b>218,1</b>	<b>181,3</b>	<b>154,4</b>	<b>134,2</b>	<b>118,8</b>	<b>126,6</b>	<b>109,6</b>	<b>96,1</b>	<b>85,3</b>	<b>76,7</b>
<b>PRAWDOPODOBNE</b>	542,8	332,1	232,6	176,1	140,0	295,0	193,1	139,2	106,8	85,5
<b>Ogółem POTWIERDZONE PLUS PRAWDOPODOBNE</b>	<b>760,9</b>	<b>513,4</b>	<b>387,0</b>	<b>310,3</b>	<b>258,8</b>	<b>421,6</b>	<b>302,7</b>	<b>235,3</b>	<b>192,1</b>	<b>162,1</b>

Uwagi:

(1) Zob. definicje pojęć rezerw „potwierdzonych”, „prawdopodobnych” i „możliwych” na stronie 12 niniejszego dokumentu.

**PRZYSZŁE PRZYCHODY NETTO OGÓŁEM (NIEZDYSKONTOWANE)  
STAN NA 31 GRUDNIA 2014 R.  
W OPARCIU O PROGNOZOWANE CENY I KOSZTY**

<b>Tabela 2.1-3 - 100% udziału w aktywach ukraińskich</b>	PRZYCHODY	OPLĄTY KONCESYJNE (ROYALTIES)	POZOSTAŁE PRZYCHODY	KOSZTY OPERACYJNE	KOSZTY POSZUKIWAŃ I ZAGOSPODAROWANIA ZŁÓŻ	KOSZTY LIKWIDACJI I REKULTYWACJI	PRZYSZŁE PRZYCHODY NETTO PRZED PODATKIEM DOCHODOWYM	PODATEK DOCHODOWY	PRZYSZŁE PRZYCHODY NETTO PO PODATKU DOCHODOWYM
<b>KATEGORIA REZERW <sup>(1)</sup></b>	<b>(mln USD)</b>	<b>(mln USD)</b>	<b>(mln USD)</b>	<b>(mln USD)</b>	<b>(mln USD)</b>	<b>(mln USD)</b>	<b>(mln USD)</b>	<b>(mln USD)</b>	<b>(mln USD)</b>
<b>TUNEZJA</b> (udziały operacyjne Spółki)									
Ogółem POTWIERDZONE	350,8	42,9	0,0	94,7	21,3	24,5	167,3	84,8	82,5
Ogółem POTWIERDZONE PLUS PRAWDOPODOBNE	1113,0	144,0	0,0	277,3	49,1	28,0	614,5	315,7	298,8
<b>UKRAINA</b> (100% udziałów operacyjnych)									
Ogółem POTWIERDZONE	257,7	140,7	0,0	19,6	18,7	6,1	72,6	9,6	63,0
Ogółem POTWIERDZONE PLUS PRAWDOPODOBNE	639,5	348,3	0,0	56,8	18,7	6,5	209,1	33,8	175,4
<b>OGÓŁEM SPÓŁKA</b>									
Ogółem POTWIERDZONE	608,5	183,6	0,0	114,3	40,0	30,6	239,9	94,4	145,5
Ogółem POTWIERDZONE PLUS PRAWDOPODOBNE	1752,5	492,4	0,0	334,0	67,8	34,6	823,7	349,5	474,2

Uwagi:

(1) Zob. definicje pojęć rezerw „potwierdzonych”, „prawdopodobnych” i „możliwych” na stronie 12 niniejszego dokumentu.



**PRZYSZŁE PRZYCHODY NETTO OGÓŁEM (NIEZDYSKONTOWANE)  
STAN NA 31 GRUDNIA 2014 R.  
W OPARCIU O PROGNOZOWANE CENY I KOSZTY**

<b>Tabela 2.1-3 - 70% udziału w aktywach ukraińskich</b>	PRZYCHODY	OPŁATY KONCESYJNE (ROYALTIES)	POZOSTAŁE PRZYCHODY	KOSZTY OPERACYJNE	KOSZTY POSZUKIWAŃ I ZAGOSPODAROWANIA ZŁÓŻ	KOSZTY LIKWIDACJI I REKULTYWACJI	PRZYSZŁE PRZYCHODY NETTO PRZED PODATKIEM DOCHODOWYM	PODATEK DOCHODOWY	PRZYSZŁE PRZYCHODY NETTO PO PODATKU DOCHODOWYM
<b>KATEGORIA REZERW <sup>(1)</sup></b>	<b>(mln USD)</b>	<b>(mln USD)</b>	<b>(mln USD)</b>	<b>(mln USD)</b>	<b>(mln USD)</b>	<b>(mln USD)</b>	<b>(mln USD)</b>	<b>(mln USD)</b>	<b>(mln USD)</b>
<b>TUNEZJA (udziały operacyjne Spółki)</b>									
Ogółem POTWIERDZONE	350,8	42,9	0,0	94,7	21,3	24,5	167,3	84,8	82,5
Ogółem POTWIERDZONE PLUS PRAWDOPODOBNE	1113,0	144,0	0,0	277,3	49,1	28,0	614,5	315,7	298,8
<b>UKRAINA (100% udziałów operacyjnych)</b>									
Ogółem POTWIERDZONE	180,4	98,5	0,0	13,7	13,1	4,3	50,8	6,7	44,1
Ogółem POTWIERDZONE PLUS PRAWDOPODOBNE	447,7	243,8	0,0	39,7	13,1	4,6	146,4	23,6	122,8
<b>OGÓŁEM SPÓŁKA</b>									
Ogółem POTWIERDZONE	531,2	141,4	0,0	108,5	34,4	28,7	218,1	91,5	126,6
Ogółem POTWIERDZONE PLUS PRAWDOPODOBNE	1560,6	387,9	0,0	317,0	62,2	32,6	760,9	339,4	421,6

Uwagi:

(1) Zob. definicje pojęć rezerw „potwierdzonych”, „prawdopodobnych” i „możliwych” na stronie 12 niniejszego dokumentu.

**PRZYSZŁE PRZYCHODY NETTO WG RODZAJÓW PRODUKCJI W OPARCIU O PROGNOZOWANE CENY I KOSZTY  
STAN NA 31 GRUDNIA 2014 R.**

Tabela 2.1.3c-i

KATEGORIA REZERW	PRZYSZŁE PRZYCHODY NETTO WG RODZAJÓW PRODUKCJI PRZED PODATKIEM DOCHODOWYM			
	Wartość bieżąca netto zdyskontowana stopą 10% rocznie			
	Ukraina - 100% udziałów w całym polu		Ukraina - 70% udziałów operacyjnych	
	LEKKA I ŚREDNIA ROPA <small>(włączając gaz rozpuszczony w wodzie i inne produkty uboczne)</small>	GAZ ZIEMNY <small>(włączając produkty uboczne, ale z wyłączeniem gazu rozpuszczonego w wodzie z odwiertów naftowych)</small>	LEKKA I ŚREDNIA ROPA <small>(włączając gaz rozpuszczony w wodzie i inne produkty uboczne)</small>	GAZ ZIEMNY <small>(włączając produkty uboczne, ale z wyłączeniem gazu rozpuszczonego w wodzie z odwiertów naftowych)</small>
	(mln USD)	(mln USD)	(mln USD)	(mln USD)
<b>TUNEZJA</b>				
Ogółem POTWIERDZONE	102,40	11,45	102,40	11,45
Ogółem POTWIERDZONE PLUS PRAWDOPODOBNE	271,30	23,76	271,30	23,76
<b>UKRAINA</b>				
Ogółem POTWIERDZONE	-	57,86	-	40,50
Ogółem POTWIERDZONE PLUS PRAWDOPODOBNE	-	131,28	-	91,90
<b>OGÓŁEM SPÓŁKA</b>				
Ogółem POTWIERDZONE	102,40	69,31	102,40	51,95
Ogółem POTWIERDZONE PLUS PRAWDOPODOBNE	271,30	155,05	271,30	115,66

Uwagi:

(1) Zob. definicje pojęć rezerw „potwierdzonych”, „prawdopodobnych” i „możliwych” na stronie 12 niniejszego dokumentu.

Tabela 2.1.3c-ii

KATEGORIA REZERW	PRZYSZŁE PRZYCHODY NETTO WG RODZAJÓW PRODUKCJI PRZED PODATKIEM DOCHODOWYM			
	Wartość bieżąca netto zdyskontowana stopą 10% rocznie (NA BAZIE JEDNOSTKOWEJ)			
	Ukraina - 100% udziałów w całym polu		Ukraina - 70% udziałów operacyjnych	
	LEKKA I ŚREDNIA ROPA (włączając gaz rozpuszczony w wodzie i inne produkty uboczne)	GAZ ZIEMNY (włączając produkty uboczne, ale z wyłączeniem gazu rozpuszczonego w wodzie z odwiertów naftowych)	LEKKA I ŚREDNIA ROPA (włączając gaz rozpuszczony w wodzie i inne produkty uboczne)	GAZ ZIEMNY (włączając produkty uboczne, ale z wyłączeniem gazu rozpuszczonego w wodzie z odwiertów naftowych)
	(mln USD)	(mln USD)	(mln USD)	(mln USD)
<b>TUNEZJA</b>				
Ogółem POTWIERDZONE	29,08	7,91	29,08	7,91
Ogółem POTWIERDZONE PLUS PRAWDOPODOBNE	27,80	13,94	27,80	13,94
<b>UKRAINA</b>	-			
Ogółem POTWIERDZONE	-	4,43	-	4,43
Ogółem POTWIERDZONE PLUS PRAWDOPODOBNE		4,30	-	4,30
<b>OGÓŁEM SPÓŁKA</b>				
Ogółem POTWIERDZONE	29,08	4,78	29,08	4,90
Ogółem POTWIERDZONE PLUS PRAWDOPODOBNE	27,80	4,81	27,80	5,01

Uwagi:

(1) Zob. definicje pojęć rezerw „potwierdzonych”, „prawdopodobnych” i „możliwych” na stronie 12 niniejszego dokumentu.

#### **Uwagi dot. oszacowania rezerw i przyszłych przychodów netto:**

1. „Rezerwy brutto” odpowiadają udziałowi Spółki w prawie użytkowania górniczego (operacyjnemu lub nieoperacyjnemu) przed odliczeniem opłat koncesyjnych (royalties) i bez uwzględnienia jakichkolwiek udziałów Spółki w opłatach koncesyjnych. „Rezerwy netto” odpowiadają udziałowi Spółki w prawie użytkowania górniczego (operacyjnemu lub nieoperacyjnemu) po odliczeniu zobowiązań dotyczących opłat koncesyjnych (royalties), plus udziały Spółki w opłatach koncesyjnych (royalties) związanych z rezerwami.
2. Rezerwy „potwierdzone” to rezerwy, które można oszacować z wysoką pewnością jako zdatne do wydobywania. Istnieje 90% prawdopodobieństwo, że ilości faktycznie pozyskane będą równe oszacowanym lub przewyższą oszacowane rezerwy potwierdzone.
3. Rezerwy „prawdopodobne” to dodatkowe rezerwy, w przypadku których szanse wydobywania są niższe niż w przypadku rezerw potwierdzonych. Ilości faktycznie pozyskane mogą z równym prawdopodobieństwem być większe lub mniejsze od sumy oszacowanych rezerw potwierdzonych plus prawdopodobnych.
4. Rezerwy „możliwe” to dodatkowe rezerwy, w przypadku których szanse wydobywania są niższe niż w przypadku rezerw prawdopodobnych. Prawdopodobieństwo, że ilości faktycznie pozyskane będą równe lub przewyższą sumę oszacowanych rezerw potwierdzonych, prawdopodobnych plus możliwych, wynosi 10%.
5. Rezerwy „zagospodarowane” to rezerwy, w przypadku których oczekuje się wydobywania z istniejących odwiertów i za pomocą istniejących urządzeń, lub – jeżeli urządzeń nie zainstalowano – ich instalacja wiązałaby się z niewielkimi nakładami (np. w porównaniu do kosztu wykonania odwiertu) w celu uruchomienia wydobywania.
6. Rezerwy „zagospodarowane eksploatowane” to rezerwy, w przypadku których oczekuje się wydobywania z uzbrojonych interwałów, które w czasie dokonywania szacunku są otwarte. Rezerwy te mogą być obecnie eksploatowane lub, jeżeli odwierty zostały zamknięte, musiały wcześniej być eksploatowane, a data ponownego uruchomienia wydobywania musi być znana z wystarczająco dużą pewnością.
7. Rezerwy „zagospodarowane nieeksploatowane” to rezerwy, które nie były eksploatowane lub były uprzednio eksploatowane, ale odwierty zostały zamknięte, a data wznowienia wydobywania nie jest znana.
8. Rezerwy „niezagospodarowane” to rezerwy, w przypadku których oczekuje się wydobywania ze znanych akumulacji, lecz gdzie przygotowanie rezerw do wydobywania wiązałoby się ze znaczącymi nakładami (np. w porównaniu do kosztu wykonania odwiertu). Muszą bezwzględnie spełniać wymogi zaklasyfikowania ich do danej kategorii rezerw (potwierdzone, prawdopodobne, możliwe), do której zostały przypisane.

### Część 3 – Założenia dotyczące cen

W poniższej tabeli podano referencyjne ceny odniesienia wykorzystane przy ewaluacji obszarów, gdzie wg stanu na 31 grudnia 2014 roku Spółka posiadała rezerwy. Ceny te zostały zawarte w danych o rezerwach zaprezentowanych wcześniej, w Części 2 – *Ujawnienie danych o rezerwach*. Prognozy cenowe pochodzą od RPS – niezależnego wykwalifikowanego podmiotu będącego ewaluatorem i audytorem rezerw. Prognozy cenowe zakładają utrzymanie w mocy obecnych przepisów i regulacji oraz uwzględniają inflację w odniesieniu do przyszłych kosztów operacyjnych i nakładów kapitałowych. Prognozowane ceny gazu ziemnego dla Ukrainy bazują na cenach gazu uzyskanych na początku 2015 r. i są powiązane z przyszłymi zmianami prognozowanych zmian ceny ropy Brent crude. Ceny ukraińskiego kondensatu są prognozowane na poziomie 81,2% cen ropy Brent z uwzględnieniem rzeczywistych różnic odnotowanych przez Spółkę w trakcie 2014 roku. Prognozy cen tunezyjskiej ropy bazują na cenach Brent, a gazu ziemnego związane są ze średnią 9-miesięczną dla oleju opałowego o niskiej zawartości siarki, i też odnoszone do cen ropy Brent.

#### PODSUMOWANIE ZAŁOŻEŃ DOTYCZĄCYCH CEN I STOPY INFLACJI - STAN NA 31 GRUDNIA 2014 R. PROGNOZOWANE CENY I KOSZTY

Rok	Ceny odniesienia (benchmarks) dla ropy		Tunezja – gaz krajowy		Ukraina		Stopa inflacji	Kurs wymiany
	WTI w Cushing Oklahoma	Brent @ Sollem Voe	Sabria	Chouech / Ech Chouec	kondensat (bez VAT)	gaz (bez. VAT)		
	US\$/bbl	US\$/bbl	US\$/Mcf	US\$/Mcf	US\$/bbl	US\$/Mcf	%/rocznie	USD/CAD
2015	64,41	70,03	9,74	10,32	56,87	8,43	2,0	0,90
2016	68,00	74,64	10,38	11,00	60,61	8,34	2,0	0,90
2017	71,50	79,50	11,06	11,72	64,55	8,58	2,0	0,90
2018	75,00	84,50	11,76	12,45	68,61	8,82	2,0	0,90
2019	81,00	89,50	12,45	13,19	72,67	9,07	2,0	0,90
2020	88,33	93,85	13,06	13,83	76,20	9,26	2,0	0,90
2021	90,09	95,72	13,32	14,11	77,73	9,44	2,0	0,90
2022	91,89	97,64	13,58	14,39	79,28	9,63	2,0	0,90
2023	93,73	99,59	13,86	14,68	80,87	9,82	2,0	0,90
2024	95,61	101,58	14,13	14,97	82,49	10,02	2,0	0,90
2025	97,52	103,61	14,42	15,27	84,14	10,22	2,0	0,90
2026	99,47	105,69	14,70	15,58	85,82	10,43	2,0	0,90
2027	101,46	107,80	15,00	15,89	87,53	10,63	2,0	0,90
2028	103,49	109,96	15,30	16,21	89,29	10,85	2,0	0,90
2029	105,56	112,16	15,60	16,53	91,07	11,06	2,0	0,90
2030	107,67	114,40	15,92	16,86	92,89	11,28	2,0	0,90
2031	109,82	116,69	16,24	17,20	94,75	11,51	2,0	0,90
2032	112,02	119,02	16,56	17,54	96,65	11,74	2,0	0,90
2033	114,26	121,40	16,89	17,89	98,58	11,98	2,0	0,90

#### Część 4 – Uzgodnienie zmian rezerw

W poniższej tabeli przedstawiono uzgodnienie zmian rezerw brutto Spółki według stanu na dzień 31 grudnia 2014 roku w porównaniu z rezerwami według stanu na dzień 31 grudnia 2013 roku, w oparciu o założenia dotyczące cen i kosztów przedstawione na stronie 13 niniejszego dokumentu.

#### UZGODNIENIE REZERW BRUTTO SPÓŁKI W PODZIALE NA NAJWAŻNIEJSZE RODZAJE PRODUKTÓW W OPARCIU O PROGNOZOWANE CENY I KOSZTY - STAN NA 31 GRUDNIA 2014 R. <sup>(1)</sup> 100% prawa użytkowania górniczego na Ukrainie

CZYNNIKI	ROPA NAFTOWA LEKKA I ŚREDNIA (NGL i C5+nie wliczone)			GAZ ZIEMNY (towarzyszący i samodzielny)		
	Brutto Potwierdzone (Mbbbl)	Brutto Prawdopodobne (Mbbbl)	Brutto Potwierdzone + prawdopodobne (Mbbbl)	Brutto Potwierdzone (MMcf)	Brutto Prawdopodobne (MMcf)	Brutto Potwierdzone + prawdopodobne (MMcf)
<b>TUNEZJA (udziały operacyjne Spółki)</b>						
<b>31 grudnia 2013 r.</b>	2 527	5 543	8 070	6 236	12 939	19 175
Rozszerzenia	0	0	0	0	0	0
Poprawa uzysku	0	0	0	0	0	0
Rewizje techniczne	858	(28)	831	2 332	796	3 128
Odkrycia	0	0	0	0	0	0
Nabycia	0	0	0	0	0	0
Zbycia	0	0	0	0	0	0
Czynniki ekonomiczne	(79)	(408)	(487)	(552)	(1 031)	(1 582)
Wydobycie + zmiany zapasów	(364)	0	(364)	(739)	0	(739)
<b>31 grudnia 2014 r.</b>	2 942	5 108	8 050	7 277	12 704	19 981
<b>UKRAINA (100% udziałów operacyjnych)</b>						
<b>31 grudnia 2013 r.</b>	0	0	0	39 697	34 872	74 569
Rozszerzenia	0	0	0	0	0	0
Poprawa uzysku	0	0	0	(3 887)	2 121	(1 766)
Rewizje techniczne	0	0	0	4 047	(423)	3 624
Odkrycia	0	0	0	0	0	0
Nabycia	0	0	0	0	0	0
Zbycia	0	0	0	0	0	0
Czynniki ekonomiczne	0	0	0	0	0	0
Wydobycie + zmiany zapasów	0	0	0	(11 931)	0	(11 931)
<b>31 grudnia 2014 r.</b>	0	0	0	27 926	36 570	64 496
<b>SPÓŁKA OGÓŁEM</b>						
<b>31 grudnia 2013 r.</b>	2 527	5 543	8 070	45 932	47 811	93 743
Rozszerzenia	0	0	0	0	0	0
Poprawa uzysku	0	0	0	(3 887)	2 121	(1 766)
Rewizje techniczne	858	(28)	831	6 379	373	6 752
Odkrycia	0	0	0	0	0	0
Nabycia	0	0	0	0	0	0
Zbycia	0	0	0	0	0	0
Czynniki ekonomiczne	(79)	(408)	(487)	(552)	(1 031)	(1 582)
Wydobycie + zmiany zapasów	(364)	0	(364)	(12 670)	0	(12 670)
<b>31 grudnia 2014 r.</b>	2 942	5 108	8 050	35 203	49 275	84 478

Uwagi: (1) Zob. definicje pojęć rezerw „potwierdzonych”, „prawdopodobnych” i „możliwych” na stronie 12 niniejszego dokumentu

**UZGODNIENIE REZERW BRUTTO SPÓŁKI W PODZIALE NA NAJWAŻNIEJSZE RODZAJE PRODUKTÓW  
W OPARCIU O PROGNOZOWANE CENY I KOSZTY - STAN NA 31 GRUDNIA 2014 R. <sup>(1)</sup>  
70% udziałów Serinus na Ukrainie**

CZYNNIKI	ROPA NAFTOWA LEKKA I ŚREDNIA (NGL i C5+nie wliczone)			GAZ ZIEMNY (towarzyszący i samodzielny)		
	Brutto Potwierdzone (Mbbbl)	Brutto Prawdopodobne (Mbbbl)	Brutto Potwierdzone + prawdopodobne (Mbbbl)	Brutto Potwierdzone (MMcf)	Brutto Prawdopodobne (MMcf)	Brutto Potwierdzone + prawdopodobne (MMcf)
<b>TUNEZJA (udziały operacyjne Spółki)</b>						
<b>31 grudnia 2013 r.</b>	2 527	5 543	8 070	6 236	12 939	19 175
Rozszerzenia	-	-	-	-	-	-
Poprawa uzysku	-	-	-	-	-	-
Rewizje techniczne	858	(28)	831	2 332	796	3 128
Odkrycia	-	-	-	-	-	-
Nabycia	-	-	-	-	-	-
Zbycia	-	-	-	-	-	-
Czynniki ekonomiczne	(79)	(408)	(487)	(552)	(1 031)	(1 582)
Wydobycie + zmiany zapasów	(364)	-	(364)	(739)	-	(739)
<b>31 grudnia 2014 r.</b>	2 942	5 108	8 050	7 277	12 704	19 981
<b>UKRAINA (100% udziałów operacyjnych)</b>						
<b>31 grudnia 2013 r.</b>	-	-	-	27 788	24 410	52 198
Rozszerzenia	-	-	-	-	-	-
Poprawa uzysku	-	-	-	(2 721)	1 485	(1 236)
Rewizje techniczne	-	-	-	2 833	(296)	2 537
Odkrycia	-	-	-	-	-	-
Nabycia	-	-	-	-	-	-
Zbycia	-	-	-	-	-	-
Czynniki ekonomiczne	-	-	-	-	-	-
Wydobycie + zmiany zapasów	-	-	-	(8 352)	-	(8 352)
<b>31 grudnia 2014 r.</b>	-	-	-	19 548	25 599	45 148
<b>SPÓŁKA OGÓŁEM</b>						
<b>31 grudnia 2013 r.</b>	2 527	5 543	8 070	34 023	37 349	71 373
Rozszerzenia	-	-	-	-	-	-
Poprawa uzysku	-	-	-	(2 721)	1 485	(1 236)
Rewizje techniczne	858	(28)	831	5 165	500	5 665
Odkrycia	-	-	-	-	-	-
Nabycia	-	-	-	-	-	-
Zbycia	-	-	-	-	-	-
Czynniki ekonomiczne	(79)	(408)	(487)	(552)	(1 031)	(1 582)
Wydobycie + zmiany zapasów	(364)	-	(364)	(9 091)	-	(9 091)
<b>31 grudnia 2014 r.</b>	2 942	5 108	8 050	26 825	38 303	65 129

Uwagi:

(1) Zob. definicje pojęć rezerw „potwierdzonych”, „prawdopodobnych” i „możliwych” na stronie 12 niniejszego dokumentu.

## **Część 5 – Dodatkowe informacje nt. danych o rezerwach**

**Rezerwy niezagospodarowane** (wszystkie wielkości w niniejszym rozdziale podano na bazie skonsolidowanej, tj. po odjęciu opłat koncesyjnych (royalties), dla 100% udziału w aktywach ukraińskich).

### Niezagospodarowane rezerwy potwierdzone

Niezagospodarowane rezerwy potwierdzone netto Spółki na dzień 31 grudnia 2014 roku wyniosły 941 Mbbl ropy lekkiej i średniej oraz 3.546 MMcf gazu ziemnego i 11 Mbbl cieczy związanych z gazem ziemnym, co daje łącznie 1.543 Mboe niezagospodarowanych rezerw potwierdzonych.

Spółka wykazuje niezagospodarowane rezerwy potwierdzone w oparciu o te rezerwy, w przypadku których oczekuje się wydobycia ze znanych akumulacji, lecz ich przygotowanie do eksploatacji wiązałoby się ze znacznymi nakładami (np. w porównaniu do kosztu wykonania odwiertu). Rezerwy „potwierdzone” to rezerwy, które można oszacować z wysoką pewnością jako zdatne do wydobycia. Jest wysoce prawdopodobne, że ilości faktycznie pozyskane przewyższą oszacowane rezerwy. Spółka planuje zagospodarowanie swoich niezagospodarowanych rezerw potwierdzonych w ciągu najbliższych dwóch lat przy wykorzystaniu technik obejmujących, między innymi, stymulację złoża (w tym szczelinowanie, selektywne kwasowanie), wydobycie z dwóch horyzontów oraz dalsze wiercenia.

### Niezagospodarowane rezerwy prawdopodobne

Niezagospodarowane rezerwy prawdopodobne netto Spółki na dzień 31 grudnia 2014 roku wyniosły 4.393 Mbbl ropy lekkiej i średniej oraz 22.842 MMcf gazu ziemnego, co daje łącznie 8.318 Mboe niezagospodarowanych rezerw prawdopodobnych.

Spółka wykazuje niezagospodarowane rezerwy prawdopodobne w oparciu o rezerwy, w przypadku których oczekuje się wydobycia ze znanych akumulacji, lecz ich przygotowanie do eksploatacji wiązałoby się ze znacznymi nakładami (np. w porównaniu do kosztu wykonania odwiertu). Rezerwy „prawdopodobne” to dodatkowe rezerwy, w przypadku których szanse wydobycia są niższe niż w przypadku rezerw potwierdzonych. Ilości faktycznie pozyskane mogą z równym prawdopodobieństwem być większe lub mniejsze od sumy oszacowanych rezerw potwierdzonych i prawdopodobnych. Spółka planuje zagospodarowanie swoich niezagospodarowanych rezerw prawdopodobnych poprzez dalsze wiercenia oraz zastosowanie technik obejmujących między innymi stymulację złoża (w tym szczelinowanie, selektywne kwasowanie) oraz wydobycie z dwóch horyzontów.

Spółka obecnie przewiduje, że w ciągu najbliższych dwóch lat rozpocznie zagospodarowanie swoich niezagospodarowanych rezerw prawdopodobnych.



### ***Istotne czynniki mające wpływ na dane o rezerwach lub niepewność związana z tymi danymi***

Oszacowanie rezerw jest w znacznej mierze kwestią oceny i wiąże się z podejmowaniem decyzji opartych na dostępnych danych geologicznych, geofizycznych, inżynierskich oraz gospodarczych. Oszacowania te mogą ulegać istotnym zmianom w miarę pojawiania się dodatkowych informacji związanych z prowadzonymi działaniami w zakresie zagospodarowania oraz wynikami wydobycia, jak też zmian warunków gospodarczych i politycznych mających wpływ na ceny ropy naftowej oraz gazu. Oszacowania Spółki bazują na obecnych prognozach wydobycia, cenach i warunkach gospodarczych, w tym występującym na Ukrainie popycie na gaz ziemny oraz kondensat. Wszystkie rezerwy Spółki podlegają ocenie niezależnej firmy inżynierskiej RPS.

W miarę zmian okoliczności i pojawiania się dodatkowych danych zmieniają się też oszacowania dotyczące rezerw. Oszacowania te są poddawane przeglądowi w oparciu o nowe informacje i rewidowane w górę lub w dół, zależnie od okoliczności. Mimo, że Spółka dołożyła wszelkich należytych starań, aby zapewnić poprawność oszacowań rezerw, mogą one podlegać rewizji w miarę pojawiania się nowych informacji. W miarę uwzględniania w procesie szacowania rezerw nowych danych geologicznych, dotyczących wydobycia i gospodarczych dokładność oszacowania rezerw ulega poprawie.

Niektóre informacje dotyczące Spółki i przedstawione w niniejszym raporcie, w tym dokonana przez kierownictwo ocena przyszłych planów i działań Spółki, zawierają stwierdzenia dotyczące przyszłości, odznaczające się znacznym poziomem ryzyka i niepewności. Do czynników ryzyka należy zaliczyć między innymi ryzyko związane z branżą ropy naftowej i gazu, cenami surowców i kursami walutowymi; ryzyko związane z branżą, które obejmuje między innymi ryzyko operacyjne związane z poszukiwaniami, zagospodarowaniem złóż i wydobyciem, opóźnienia lub zmiany planów; ryzyko związane z niepewnością oszacowań rezerw; ryzyko w zakresie BHP; ryzyka polityczne, społeczne, fiskalne, prawne i gospodarcze; skutki regulacji (w tym regulacji w zakresie ochrony środowiska) i zmian w systemach regulacyjnych (w tym ostatnie wydarzenia związane z systemem rejestracji użytkownika gruntu na Ukrainie); oraz niepewność oszacowań i projekcji wydobycia, kosztów oraz wydatków. Konkurencja ze strony innych producentów, brak dostępnego wykwalifikowanego personelu lub kierownictwa, zmienność rynku akcji oraz zdolność pozyskania wystarczającego kapitału ze źródeł wewnętrznych i zewnętrznych to dodatkowe rodzaje ryzyka, na jakie Spółka jest narażona na tym rynku [zob. rozdział „Czynniki ryzyka” w Rocznym Formularzu Informacyjnym Spółki (*Formularz 51-102F2*) za rok zakończony 31 grudnia 2014 roku („RFI”), który zostanie zamieszczony w systemie SEDAR na profilu Spółki ([www.sedar.com](http://www.sedar.com))]. Rzeczywiste wyniki, wskaźniki lub osiągnięcia Spółki mogą istotnie się różnić od wyrażonych lub implikowanych w powyższych stwierdzeniach dotyczących przyszłości, a zatem nie można zagwarantować, że jakiegokolwiek zdarzenia przewidywane w stwierdzeniach dotyczących przyszłości nastąpią, a jeżeli nastąpią, jakie korzyści może z nich odnieść Spółka. Czytelnik nie powinien nadmiernie polegać na wspomnianych informacjach dotyczących przyszłości.

Spółka przewiduje, że wszelkie przyszłe koszty poszukiwań i zagospodarowania złóż związane z jej rezerwami zostaną sfinansowane głównie z generowanych wewnętrznie przepływów pieniężnych. Jednocześnie Spółka może uwzględnić finansowanie instrumentami dłużnymi i kapitałowymi w zależności od oceny sytuacji.

Całość gazu ziemnego i kondensatu wydobytego przez Spółkę na Ukrainie w 2014 roku została sprzedana przez operatora złoża odbiorcom przemysłowym i zakładom na lokalnym rynku ukraińskim, przy czym uzyskana cena opierała się na cenie ustalonej przez rząd Ukrainy dla sprzedaży gazu użytkownikom przemysłowym.

W Tunezji gaz jest sprzedawany państwowej spółce naftowej - Société Tunisienne de l'Electricité et du Gaz („STEG”). Ceny gazu ziemnego związane są ze średnią 9-miesięczną dla oleju opałowego o niskiej zawartości siarki, i także odnoszone do cen ropy Brent.

Spółka nie stosuje żadnych instrumentów zabezpieczających.

### Przyszłe koszty zagospodarowania

W poniższej tabeli przedstawiono koszty zagospodarowania prognozowane dla najbliższych pięciu lat, które odjęto przy oszacowywaniu przyszłych przychodów netto z rezerw potwierdzonych i prawdopodobnych.

PODSUMOWANIE ZAKŁADANYCH KOSZTÓW ZAGOSPODAROWANIA ZWIĄZANYCH Z REZERWAMI PRZY ZASTOSOWANIU PROGNOZOWANYCH CEN I KOSZTÓW Ukraina - 100% udziału operacyjnego		
	(mln USD)	
	OGÓŁEM POTWIERDZONE	OGÓŁEM POTWIERDZONE + PRAWDOPODOBNE
<b>TUNEZJA (udziały operacyjne Spółki)</b>		
2015	5,50	12,33
2016	8,64	8,64
2017	-	13,96
2018	7,17	14,18
2019	-	-
<b>RAZEM dla wszystkich lat</b>	<b>21,31</b>	<b>49,10</b>
<b>UKRAINA (100% udziału operacyjnego)</b>		
2015	-	-
2016	4,22	4,22
2017	6,39	6,39
2018	7,30	7,30
2019	0,83	0,83
<b>RAZEM dla wszystkich lat</b>	<b>18,74</b>	<b>18,74</b>
<b>SPÓŁKA OGÓŁEM</b>		
2015	5,50	12,33
2016	12,86	12,86
2017	6,39	20,35
2018	14,48	21,48
2019	0,83	0,83
<b>RAZEM dla wszystkich lat</b>	<b>40,06</b>	<b>67,84</b>

PODSUMOWANIE ZAKŁADANYCH KOSZTÓW ZAGOSPODAROWANIA ZWIĄZANYCH Z REZERWAMI PRZY ZASTOSOWANIU PROGNOZOWANYCH CEN I KOSZTÓW Wartości dla udziałów operacyjnych Spółki		
	(mln USD)	
	OGÓŁEM POTWIERDZONE	OGÓŁEM POTWIERDZONE + PRAWDOPODOBNE
<b>TUNEZJA (udziały operacyjne Spółki)</b>		
2015	5,50	12,33
2016	8,64	8,64
2017	-	13,96
2018	7,17	14,18
2019	-	-
<b>RAZEM dla wszystkich lat</b>	<b>21,31</b>	<b>49,10</b>
<b>UKRAINA (100% udziału operacyjnego)</b>		
2015	-	-
2016	2,96	2,96
2017	4,47	4,47
2018	5,11	5,11
2019	0,58	0,58
<b>RAZEM dla wszystkich lat</b>	<b>13,12</b>	<b>13,12</b>
<b>SPÓŁKA OGÓŁEM</b>		
2015	5,50	12,33
2016	11,59	11,59
2017	4,47	18,43
2018	12,29	19,29
2019	0,58	0,58
<b>RAZEM dla wszystkich lat</b>	<b>34,43</b>	<b>62,22</b>

Obecny stan środków finansowych, wewnętrznie generowane przepływy oraz przyszłe zobowiązania jak i lokowanie kapitału pozwolą Spółce na pokrycie kosztów zagospodarowania wskazanych powyżej. Przewiduje się, że koszt oczekiwanych działań Spółki związanych z zapewnianiem finansowania będzie miał minimalny wpływ na przychody lub właśnie raportowane rezerwy.

## Część 6 – Pozostałe informacje o ropie naftowej i gazie

### Aktywa naftowo-gazowe oraz odwierty

Spółka ma udziały w czterech (2,8 netto) instalacjach przetwarzania gazu zlokalizowanych na obszarze lądowym Ukrainy. W Tunezji Spółka posiada dwie (1,45 netto) instalacje Central Production Facilities oraz jedną pojedynczą na odwiercie. Żadna z tych instalacji nie podlega zrzeczeniu się, odstąpieniu, odkupowi lub zmianie właściciela w żadnej formie.

W poniższej tabeli przedstawiono liczbę odwiertów naftowych lub gazowych, w odniesieniu do których Spółka posiadała udziały operacyjne na dzień 31 grudnia 2014 roku:

Tabela 6.1	ROPA NAFTOWA		GAZ ZIEMNY	
	Brutto	Netto	Brutto	Netto
<b>Ukraina</b> <sup>(1)</sup>				
Eksploatowane			16	11,2
Nieeksploatowane			7	4,9
<b>Tunezja</b>				
Eksploatowane	26	23,25		
Nieeksploatowane	5	4,45		
<b>OGÓŁEM</b>	31	27,7	23	16,1

Uwagi:

(1) Zob. definicje pojęć rezerw „potwierdzonych”, „prawdopodobnych” i „możliwych” na stronie 12 niniejszego dokumentu.

### Aktywa bez przypisanych rezerw

Jedynymi ważnymi aktywami Spółki, które nie mają przypisanych żadnych rezerw jest Rumunia. Na koncesji Satu Mare prowadzone są poszukiwawcze i rozpoznawczo-ocenne projekty, w ramach których wykonano odwierty w 2012 r. i 2014 r. Spółka ma inwentarz lokalizacji dla prac poszukiwawczych i rozpoznawczo-ocennych, gdzie – jak się zakłada - w nadchodzących latach będą prowadzone prace wiertnicze. Niemożliwe jest uzyskanie pewności, że jakkolwiek z tych odwiertów przyniesie efekt w postaci odkrycia nadających się do wydobycia rezerw, w ilościach komercyjnych.

W dającej się przewidzieć przyszłości Spółka będzie prowadziła prace poszukiwawcze, takie jak programy pozyskiwania danych sejsmicznych i wierceń poszukiwawczych, które będą wymagały usług od podmiotów zewnętrznych. Rynek świadczenia takich usług w Rumunii jest stosunkowo ograniczony, czego konsekwencją może być to, że usługi te zostaną pozyskane po koszcie nie odzwierciedlającym rynku, gdzie takie usługi są powszechnie dostępne, a tym samym bardziej konkurencyjnie wycenione.

<b>Tabela 6.2</b>				
<b>Położenie</b>	<b>Obszar brutto</b>	<b>Obszar netto</b>	<b>Zobowiązania dotyczące prac (brutto)</b>	<b>Prawa wygasające w ciągu roku</b>
Brunei – Blok L	1.123 km <sup>2</sup>	1.011 km <sup>2</sup> (90%)	<p>Etap 1 – zakończony 27 sierpnia 2010 r., zobowiązania dotyczące prac wymagające minimalnych nakładów w wysokości 25,0 mln USD. Status: ukończony.</p> <p>Etap 2 – zakończył się 27 sierpnia 2013 r., zobowiązania dotyczące prac wymagające minimalnych nakładów w wysokości 16,0 mln USD. Status: ukończony.</p>	<p>nd.</p> <p>Tak</p>
Syria – Blok 9	10.032 km <sup>2</sup>	4.514 km <sup>2</sup> (36%)	<p>Etap 1 – przedłużony do 27 października 2012 r., zobowiązania dotyczące prac wymagające minimalnych nakładów w wysokości 7,5 mln USD. Status: Etap 1 trwa, jednak działalność operacyjną obecnie zawieszono.</p> <p>Etap 2 – zakończył się w listopadzie 2014 r., zobowiązania dotyczące prac wymagające minimalnych nakładów w wysokości 7,0 mln USD. Status: nie podjęto prac Etapu 2.</p> <p>Etap 3 – kończy się w listopadzie 2016 r., zobowiązania dotyczące prac wymagające minimalnych nakładów w wysokości 2,5 mln USD. Status: nie podjęto prac Etapu 3.</p>	<p>Potencjalnie tak, w zależności od ustąpienia zdarzeń o charakterze siły wyższej (<i>force majeure</i>)</p> <p>nd.</p> <p>nd.</p>
Rumunia Satu Mare	-	-	<p>Etap 1: zakończony</p> <p>Etap 2: badania sejsmiczne 3D na obszarze 180 km<sup>2</sup> oraz 2 odwierty poszukiwawcze – do wykonania przed majem 2015 r.</p>	<p>-</p> <p>Potencjalnie tak, aczkolwiek zobowiązania Etapu 2 będą zakończone w najbliższym czasie, a Spółka rozpoczęła rozmowy z władzami rumuńskimi nt. nowego okresu poszukiwawczego.</p>

## ***Uwagi nt. aktywów bez przypisanych rezerw***

### Rumunia Satu Mare

Aktywa rumuńskie obejmują koncesję Satu Mare, pozyskaną w ramach przejęcia Winstar w czerwcu 2013 r. Etap 2 okresu poszukiwawczego, który obejmował badanie sejsmiczne 3D obszaru 180 km<sup>2</sup> oraz wykonanie dwóch odwiertów do maja 2015, został zakończony, a oba odwierty w badaniach dały wskazania obecności gazu. Wg stanu na datę niniejszego dokumentu są prowadzone testy odwiertów. Po wypełnieniu zobowiązań Etapu 2 Spółka ma prawo na wyłączne negocjacje z władzami rumuńskimi w zakresie rozszerzenia koncesji Satu Mare o trzeci okres poszukiwawczy i określenia zakresu obowiązkowych prac. Kierownictwo wstępnie porozumiało się z władzami w zakresie rozszerzenia i złożyło formalną propozycję w najbliższym czasie.

### Tunezja

Pole Zinna zostało przeklasyfikowane przez RPW wg stanu na 31 grudnia 2014 r. z Rezerw do Zasobów Warunkowych, ze względu na brak działań w zakresie reaktywowania odwiertów i instalacji. Spółka może w przyszłości przeprowadzić ponowny rozruch instalacji oraz odwiertów, a wówczas – jak zakłada – Zasoby zostaną przywrócone do kategorii Rezerw.

### Ukraina

Pola Wiergunskoje i Krutogorowskoje na Ukrainie zostały przeklasyfikowane z Rezerw do Zasobów Warunkowych na zasadzie „w zawieszeniu”. Pola te znajdują się na obszarze niestabilnym politycznie i pod kontrolą pro-rosyjskich separatystów. Pola zostały wyłączone z eksploatacji i objęte „*force majeure*”.

### Brunei – Blok L

Serinus, poprzez swój podmiot zależny (w 100%), oraz jego partnerzy zawarli Umowę o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku L w Brunei („**Umowa Bloku L**”) ze spółką Brunei National Petroleum Company Sendirian Berhad. Umowa Bloku L daje prawo do prowadzenia poszukiwań oraz wydobycia ropy naftowej i gazu z Bloku L obejmującego obszar około 1.134 km<sup>2</sup>, na który składają się zarówno tereny lądowe jak i płytkie wody przybrzeżne na północy Brunei.

Serinus i jego partnerzy wykonali wszystkie prace objęte zobowiązaniem w ramach Etapu 1 i Etapu 2 okresu poszukiwawczego. Nie prowadzono żadnych działań w Brunei w roku 2014 i nie są planowane dalsze działania dla Bloku L w Brunei, a kierownictwo dąży do jego sprzedaży. Blok L nie jest obecnie postrzegany jako istotny dla Spółki.

### Syria – Blok 9

Serinus Energy, za pośrednictwem swojej spółki zależnej (pośrednio 100%) - Loon Latakia, posiada udział w Umowie o Poszukiwaniu, Zagospodarowaniu Złóż i Produkcji Ropy Naftowej z Bloku 9 w Syrii („**Umowa dla Bloku 9**”) zawartej pomiędzy rządem Syryjskiej Republiki Arabskiej, spółką Syrian Petroleum Company oraz Spółką. Umowa weszła w życie 29 listopada 2007 roku. Umowa ta daje Spółce prawo do poszukiwania oraz wydobycia ropy naftowej i gazu na terenie Bloku 9 - o powierzchni 10.032 km<sup>2</sup>, położonego w północno-zachodniej Syrii.

Spółka, jako operator w Bloku 9 w Syrii, złożyła oświadczenie o zaistnieniu w lipcu 2012 r. siły wyższej (*force majeure*) zgodnie z Umową dla Bloku 9. Chociaż okres poszukiwawczy wydłuża się o czas pozostawiania w stanie *force majeure*, to był on już wcześniej przedłużany pod warunkiem odnowienia gwarancji bankowej, której Spółka nie mogła wystawić z powodu międzynarodowych sankcji. Jest więc możliwe, że przedłużenie to może nie być wiążące i Umowa dla Bloku 9 przedawni się. Blok 9 w Syrii nie jest obecnie postrzegany jako istotny dla Spółki.

## Kontrakty terminowe

Spółka nie posiada kontraktów terminowych.

## Dodatkowe informacje dotyczące kosztów likwidacji i rekultywacji

Szacowane koszty likwidacji i rekultywacji, wykorzystywane przez RPS do szacunków, bazują na rozmowach z inżynierami Spółki, którzy z kolei dokonali oceny informacji dostarczonych przez pracujący na Ukrainie personel terenowy i techniczny, dysponujący doświadczeniem z czterech pól eksploataowanych na Ukrainie. Spółka spodziewa się ponieść koszty likwidacji i rekultywacji w odniesieniu do 25 odwiertów (17,5 odwiertów netto) i nie spodziewa się ponieść kosztów likwidacji i rekultywacji w ciągu najbliższych trzech lat. Wszystkie przyszłe koszty likwidacji i rekultywacji odliczono przy określaniu Przyszłych Przychodów Netto (100% prawa użytkowania górniczego pól i 70% udziałów operacyjnych SEN). Wszystkie koszty uwzględniono w raporcie RPS.

### PRZYSZŁE KOSZTY LIKWIDACJI I REKULTYWACJI Netto dla Serinus

Tabela 6.4  Rok	Ogółem potwierdzone oszacowane w oparciu o prognozowane ceny i koszty <sup>(1)</sup> <i>(niezdyskontowane)</i>	Ogółem potwierdzone oszacowane w oparciu o prognozowane ceny i koszty <sup>(1)</sup> <i>(zdyskontowane stopą 10%)</i>	Ogółem potwierdzone plus prawdopodobne oszacowane w oparciu o prognozowane ceny i koszty <sup>(1)</sup> <i>(niezdyskontowane)</i>	Ogółem potwierdzone plus prawdopodobne oszacowane w oparciu o prognozowane ceny i koszty <sup>(1)</sup> <i>(zdyskontowane stopą 10%)</i>
	(mln USD)	(mln USD)	(mln USD)	(mln USD)
2014	-	-	-	-
2015	-	-	-	-
2016	-	-	-	-
Ogółem za trzy lata	-	-	-	-
Kwota pozostała	32,24	10,99	38,34	2,37
Ogółem za wszystkie lata	32,24	10,99	38,34	2,37

Uwaga:

(1) Koszty po odjęciu szacowanej wartości końcowej.

## Perspektywy podatkowe

Spółka podlega obecnie opodatkowaniu na Ukrainie oraz w Tunezji i oczekuje się, że nadal będzie podlegać opodatkowaniu.

## Poniesione koszty

W roku zakończonym dnia 31 grudnia 2014 roku Spółka poniosła nakłady inwestycyjne w kwocie 68,5 mln USD związane z należącymi do niej aktywami naftowo-gazowymi. W poniższej tabeli przedstawiono nakłady inwestycyjne Spółki w podziale na kraje i rodzaje kosztów (w tys. USD):

Tabela 6.6	Koszty nabycia złoża		Koszty poszukiwań	Koszty zagospodarowania
	Złoża potwierdzone	Złoża niepotwierdzone		
	(tys. USD)	(tys. USD)	(tys. USD)	(tys. USD)
<b>Korporacyjne<sup>(1)</sup></b>	-	-	339	826
<b>Syria</b>	-	-	-	-
<b>Ukraina</b>	-	-	1 553	16 769
<b>Rumunia</b>	-	-	12 312	-
<b>Tunezja</b>	-	-	-	36 651
<b>Razem</b>	-	-	<b>14 204</b>	<b>54 246</b>

(1) pozycja „Korporacyjne” obejmuje wartości wcześniej prezentowane jako „Brunei”

### Działalność poszukiwawcza i związana z zagospodarowaniem złóż

Poniższa tabela podsumowuje wyniki prac wiertniczych Spółki na Ukrainie, w Tunezji i Rumunii w roku zakończonym dnia 31 grudnia 2014 roku. Spółka nie prowadziła wierceń w innych jurysdykcjach, gdzie w tym okresie posiadała aktywa. Dalsze wiercenia poszukiwawcze i związane z zagospodarowaniem złóż Spółka spodziewa się wykonać w 2015 r. na Ukrainie w Tunezji i Rumunii. W 2014 roku nie wykonywano odwiertów serwisowych ani służących badaniom stratygraficznym.

Tabela 6.7	Poszukiwawcze		Produkcyjne		RAZEM	
	brutto	netto	brutto	netto	brutto	netto
<b>2014</b>						
Ukraińskie odwierty gazowe/kondensatowe	3,0	2,1	-	-	3,0	2,1
Odwierty naftowe w Tunezji	1,0	0,45	-	-	1,0	0,45
Rumunia	2,0	1,2			2,0	1,2
Odwierty negatywne lub opuszczone	0	0	-	-	0	0
Odwierty ogółem	6,0	3,75	-	-	6,0	3,75
Odsetek sukcesów (%)	100	100			100	100
Średni udział operacyjny (%)	63,75	63,75			63,75	63,75



## Oszacowania wydobycia

W poniższej tabeli podsumowano wolumen szacowanego wydobycia brutto Spółki (przed opłatami koncesyjnymi – royalties) w 2015 roku, który ujęto w oszacowaniach przyszłych przychodów netto w Raporcie RPS, w oparciu o prognozowane ceny i koszty.

Oszacowanie produkcji - 2015						
KATEGORIA REZERW	Ukraina - 100% udziałów			Ukraina - 70% udziałów		
	Lekka i średnia ropa	Gaz ziemny	Gaz ziemny (ciecze)	Lekka i średnia ropa	Gaz ziemny	Gaz ziemny (ciecze)
	(Mbbl)	(MMcf)	(Mbbl)	(Mbbl)	(MMcf)	(Mbbl)
<b>TUNEZJA</b>						
<b>łącznie znaczące pola Spółki<sup>(1)</sup></b>	613,7	1 266,3	19,8	613,7	1 266,3	19,8
Sabria	291,3	677,4	-	291,3	677,4	-
Chouech Es Saida	247,8	503,2	19,8	247,8	503,2	19,8
<b>UKRAINA</b>						
<b>łącznie znaczące pola Spółki<sup>(1)</sup></b>	-	8 304,8	44,6	-	5 813,4	31,2
Olgowskoje	-	3 362,9	30,7	-	2 354,0	21,5
Makiejewskoje	-	4 941,9	13,9	-	3 459,4	9,7

Uwagi:

(1) Znaczące pola to pola stanowiące 15% lub więcej szacowanego wydobycia w 2015 roku.

## Historia wydobywania

W poniższych tabelach przedstawiono średnie wolumeny produkcji dziennej Spółki i uzyskane ceny jednostkowe, opłaty koncesyjne (royalties), koszty operacyjne oraz wartość retroaktywną netto (netback) we wskazanych okresach.

Kategorie rezerw	Lekka i średnia ropa					Gaz ziemny				
	I kw.	II kw.	III kw.	IV kw.	Cały rok	I kw.	II kw.	III kw.	IV kw.	Cały rok
<b>TUNEZJA (udziały operacyjne Spółki)</b>										
<b>Udział Spółki w dziennej produkcji</b> (Bbl/d or Mcf/d bez kosztów royalties)	1 024	982	876	1 115	999	1 928	1 975	1 761	1 914	1 894
<b>Średnia (USD/bbl, lub USD/Mcf)</b>										
Ceny otrzymane	108,06	108,13	98,06	73,61	96,28	14,18	14,47	14,73	14,10	14,36
Royalties zapłacone	14,51	14,37	13,10	9,84	12,86	1,83	1,85	1,83	1,73	1,81
Koszty produkcji	23,15	34,38	28,83	29,46	28,91	3,78	5,75	5,06	2,72	4,32
Netback (wartość retroaktywna netto)	70,40	59,38	56,13	34,31	54,50	8,57	6,87	7,84	9,65	8,23
<b>Całkowita roczna produkcja</b> (Mbbl lub MMcf bez kosztów royalties)	92,2	89,4	80,6	102,6	364,7	173,5	179,7	162,0	176,1	691,3
<b>UKRAINA</b>										
<b>100% udziału w dziennej produkcji</b> (Bbl/d lub Mcf/d bez kosztów royalties)	142	144	122	119	132	29 181	30 454	37 585	33 393	32 678
<b>Średnia (USD/bbl, lub USD/Mcf)</b>										
Ceny otrzymane	95,69	77,79	84,98	72,34	82,99	8,55	10,23	10,17	9,63	9,69
Royalties zapłacone	36,47	37,53	44,09	28,41	36,70	2,25	2,15	4,19	4,77	3,44
Koszty produkcji	-	-	-	-	-	1,24	1,12	0,86	1,34	1,13
Netback (wartość retroaktywna netto)	59,22	40,26	40,89	43,93	46,29	5,06	6,96	5,12	3,52	5,12
<b>Całkowita roczna produkcja</b> <b>100% udziałów</b> (Mbbl lub MMcf bez kosztów royalties)	12,8	13,1	11,2	10,9	48,1	2 626	2 771	3 458	3 072	11 928

**Wolumen wydobycia  
za rok zakończony 31 grudnia 2014 r.**

W poniższej tabeli przedstawiono odpowiadającą udziałowi operacyjnemu Spółki wielkość wydobycia ogółem oraz wielkość wydobycia dla wszystkich znaczących pól za ostatni zakończony rok obrotowy Spółki. Wielkość wydobycia odpowiada udziałowi operacyjnemu Spółki za rok zakończony dnia 31 grudnia 2014 roku.

<b>Tabela 6.9-2b</b>	<b>Lekka i średnia ropa /Gaz (ciecze)</b>	<b>Konwencjonalny gaz ziemny</b>	<b>Ekwiwalent ropy naftowej</b>
	(bbl)	(Mcf)	(boe)
Wolumen wydobycia w Tunezji	364 635	691 310	479 853
Znaczące pola:			
Sabria	80 622	193 010	112 790
Chouech Essaida	233 677	498 300	316 727
Wolumen wydobycia na Ukrainie	33 580	8 349 010	1 425 082
Znaczące pola:			
Olgowskoje	23 143	3 069 634	534 749
Makiejewskoje	10 403	5 156 448	869 811
Całkowity wolumen produkcji	398 215	9 040 320	1 904 935

Uwaga: informacje nt. współczynnika konwersji na boe znajdują się na stronie 28 niniejszego dokumentu

## Część 7 – Uwagi

### SKRÓTY I PRZELICZENIA

bbl	baryłka (baryłki)	bbl/d	baryłka (baryłki) dziennie
boe	baryłka ekwiwalentu ropy naftowej	boe/d	baryłki ekwiwalentu ropy dziennie
Mcf	tys. stóp sześciennych	Mcf/d	tys. stóp sześciennych dziennie
MMcf	mln stóp sześciennych	MMcf/d	mln stóp sześciennych dziennie
Mcfe	tys. stóp sześciennych ekwiwalentu	Mcfe/d	tys. stóp sześciennych ekwiwalentu dziennie
MMcfe	mln stóp sześciennych ekwiwalentu	MMcfe/d	mln stóp sześciennych ekwiwalentu dziennie
Mboe	tys. boe	Bcf	mlrd stóp sześciennych
MMboe	mln boe	Mcm	tys. metrów sześciennych
m3	Metry sześciennie		

### EKWIWALENTY

Posługiwanie się ekwiwalentami, takimi jak baryłka ekwiwalentu ropy (boe) lub tysiąc stóp sześciennych ekwiwalentu (Mcfe), gdzie 1 baryłka ropy jest ekwiwalentem 6 Mcf gazu ziemnego, może być mylące, szczególnie jeżeli występuje samodzielnie. Współczynnik konwersji, gdzie ekwiwalent jednej baryłki ropy naftowej stanowi 6 Mcf gazu wynika z metody zakładającej równoważność energetyczną w odniesieniu do danych pomiarów uzyskanych na końcówce palnika, co nie odnosi się do poziomów równoważności w przypadku pomiarów na głowicy.