



ZAŁĄCZNIK A

KULCZYK OIL VENTURES INC. OŚWIADCZENIE O STANIE ZASOBÓW I INNE INFORMACJE O ROPIE NAFTOWEJ I GAZIE (Formularz 51-101F1)

Część 1 – Data dokumentu

Niniejsze oświadczenie o stanie zasobów i inne informacje o ropie naftowej i gazie datowane są na 29 marca 2011 r. Informacje podane w niniejszym dokumencie dotyczą stanu na 31 grudnia 2010 r., a datą sporządzenia tych informacji jest 9 lutego 2011 r.

Część 2 – Ujawnienie danych o zasobach eksploatacyjnych

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 zasobów eksploatacyjnych ropy naftowej i gazu ziemnego oraz wartości przyszłych przychodów netto Kulczyk Oil Ventures Inc. (zwanej dalej „**Spółką**”) zgodnie z szacunkami RPS Energy (zwanej dalej „**RPS**”) według stanu na dzień 31 grudnia 2010 r. zaprezentowanymi w raporcie RPS z dnia 9 lutego 2011 r. (zwany dalej „**Raportem RPS nt. Ukrainy**”). RPS jest certyfikowaną niezależną firmą, specjalizującą się w ocenie i audycie zasobów.

W Raporcie RPS nt. Ukrainy dokonano oceny zasobów spółki KUB-Gas LLC (zwanej dalej „**KUB-Gas**”), prowadzącej wydobycie na Ukrainie gazu ziemnego oraz i jego kondensatu, w której Spółka posiada pośrednio 70% udziałów. Spółka jest właścicielem 70% udziałów w podmiocie zależnym (Loon Ukraine Holdings Limited), który posiada 100% udziałów KUB-Gas. Aktywa KUB-Gas, których ocenę zawiera Raport RPS nt. Ukrainy, są jedynymi zasobami Spółki w tym regionie, a w tabelach poniżej wykazano zasoby oraz wartości zdyskontowanych przepływów pieniężnych zarówno dla całości udziałów KUB-Gas w polach (wynoszących 100%), jak i dla wynoszącego 70% efektywnego udziału Spółki w prawie użytkowania górniczego.

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

Sporządzając niniejszy raport, RPS opierała się na określonych, przedstawionych przez Spółkę i KUB-Gas informacjach oraz na danych dotyczących udziałów w prawie użytkowania górniczego, wydobycia gazu ziemnego i jego kondensatu, historycznych kosztów eksploatacji 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 przewidywania zawarte w niniejszym raporcie, jak też że nie pojawiły się nowe dane, które mogłyby skutkować istotnymi zmianami oceny zasobów eksploatacyjnych przedstawionej w niniejszym raporcie.

Raport sporządzono w oparciu o wiedzę RPS na temat ustawodawstwa dotyczącego wydobycia ropy naftowej, opodatkowania oraz innych aktualnych regulacji odnoszących się do wspomnianych udziałów w prawach użytkowania górniczego. 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 zasobów ropy naftowej i gazu”), towarzyszą mu jednak powszechnie znane czynniki niepewności, związane z interpretacją danych geologicznych, geofizycznych oraz inżynierskich. Podane wielkości zasobów 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.

Poniższe tabele opracowano na podstawie informacji zawartych w Raporcie RPS nt. Ukrainy z dnia 31 grudnia 2010 r. Niektóre liczby w tabelach mogą się nie sumować ze względu na zaokrąglenia.

Dane dotyczące zasobów eksploatacyjnych

**PODSUMOWANIE ZASOBÓW EKSPLOATACYJNYCH GAZU ZIEMNEGO I KONDENSATU
STAN NA 31 GRUDNIA 2010 R.**

100% prawa użytkowania górniczego pól

Tabela 2.1-1 – 100%		GAZ ZIEMNY		KONDENSAT		BARYŁKI EKWIWALENTU ROPY NAFTOWEJ (MBOE)⁽¹⁾	
		Brutto	Netto	Brutto	Netto	Brutto	Netto
		(MMcf)	(MMcf)	(Mbbl)	(Mbbl)	(Mboe)	(Mboe)
<i>Kategoria zasobów⁽²⁾</i>							
POTWIERDZONE							
Zagospodarowane eksploatowane		6 394,2	5 004,0	20,0	7,6	1 085,7	841,6
Zagospodarowane nieeksploatowane		8 449,3	6 553,8	56,1	21,4	1 464,3	1 113,7
Niezagospodarowane		25 317,5	19 702,7	269,2	103,9	4 488,8	3 387,7
POTWIERDZONE OGÓŁEM		40 161,0	31 260,4	345,4	132,8	7 038,8	5 343,0
Prawdopodobne		21 940,0	16 867,2	174,3	67,2	3 831,0	2 878,4
POTWIERDZONE PLUS PRAWDOPODOBNE OGÓŁEM		62 101,0	48 127,7	519,7	200,0	10 869,8	8 221,4
MOŻLIWE		22 365,0	17 178,7	173,1	66,7	3 900,6	2 929,8
POTWIERDZONE PLUS PRAWDOPODOBNE PLUS MOŻLIWE OGÓŁEM		84 466,0	65 306,4	692,8	266,8	14 770,4	11 151,2

Uwagi:

(1) Zob. informacje dotyczące współczynnika konwersji BOE na stronie 30 niniejszego dokumentu.

(2) Zob. definicje pojęć zasobów „potwierdzonych”, „prawdopodobnych” i „możliwych” na stronie 10 niniejszego dokumentu.

**PODSUMOWANIE ZASOBÓW EKSPLOATACYJNYCH GAZU ZIEMNEGO I KONDENSATU
STAN NA 31 GRUDNIA 2010 R.**

70% prawa użytkowania górniczego pól KOV

Tabela 2.1-1 – 70%		GAZ ZIEMNY		KONDENSAT		BARYŁKI EKWIWALENTU ROPY NAFTOWEJ (MBOE)⁽¹⁾	
		Brutto	Netto	Brutto	Netto	Brutto	Netto
		(MMcf)	(MMcf)	(Mbbl)	(Mbbl)	(Mboe)	(Mboe)
<i>Kategoria zasobów⁽²⁾</i>							
POTWIERDZONE							
Zagospodarowane eksploatowane		4 475,9	3 502,8	14,0	5,3	760,0	589,1
Zagospodarowane nieeksploatowane		5 914,5	4 587,7	39,3	15,0	1 025,1	779,6
Niezagospodarowane		17 722,3	13 791,9	188,4	72,7	3 142,1	2 371,4
POTWIERDZONE OGÓŁEM		28 112,7	21 882,4	241,7	93,0	4 927,2	3 740,1
Prawdopodobne		15 358,0	11 807,0	122,0	47,0	2 681,7	2 014,8
POTWIERDZONE PLUS PRAWDOPODOBNE OGÓŁEM		43 470,7	33 689,4	363,7	140,0	7 608,8	5 754,9
MOŻLIWE		15 655,5	12 025,1	121,2	46,7	2 730,5	2 050,9
POTWIERDZONE PLUS PRAWDOPODOBNE PLUS MOŻLIWE OGÓŁEM		59 126,2	45 714,5	484,9	186,7	10 339,3	7 805,8

Uwagi:

(1) Zob. informacje dotyczące współczynnika konwersji BOE na stronie 30 niniejszego dokumentu.

(2) Zob. definicje pojęć zasobów „potwierdzonych”, „prawdopodobnych” i „możliwych” na stronie 10 niniejszego dokumentu.

**PODSUMOWANIE ŁĄCZNEJ WARTOŚCI BIEŻĄCEJ NETTO PRZYSZŁYCH PRZYCHODÓW NETTO
W OPARCIU O PROGNOZOWANE CENY I KOSZTY
STAN NA 31 GRUDNIA 2010 R.
100% prawa użytkowania górniczego pól**

Tabela 2.1-2 – 100%											WARTOŚĆ JEDNOSTKOWA PRZED PODATKIEM DOCHODOWYM ZDYSKONTOWANA STOPĄ 10% ROCZNIE
<i>Kategoria zasobów</i> ⁽³⁾	PRZED PODATKIEM DOCHODOWYM ZDYSKONTOWANE STOPĄ (% ROCZNIE)					PO PODATKU DOCHODOWYM ZDYSKONTOWANE STOPĄ (% ROCZNIE)					(USD/McfGE) ⁽⁴⁾
	0 mln USD	5 mln USD	10 mln USD	15 mln USD	20 mln USD	0 mln USD	5 mln USD	10 mln USD	15 mln USD	20 mln USD	
POTWIERDZONE											
Zagospodarowane eksploatowane	21,0	19,2	17,8	16,5	15,4	18,4	16,8	15,4	14,3	13,4	3,52
Zagospodarowane nieeksploatowane	37,3	31,2	26,8	23,5	21,0	30,9	25,6	21,8	19,0	16,9	4,01
Niezagospodarowane	100,6	77,9	61,2	48,5	38,8	81,7	62,3	48,0	37,3	29,1	3,01
POTWIERDZONE OGÓŁEM	158,9	128,3	105,7	88,6	75,3	131,0	104,7	85,3	70,7	59,4	3,30
Prawdopodobne	113,4	86,2	68,6	56,4	47,5	95,3	71,9	56,9	46,5	39,0	3,97
POTWIERDZONE PLUS PRAWDOPODOBNE OGÓŁEM	272,3	214,5	174,3	144,9	122,8	226,4	176,7	142,2	117,2	98,4	3,53
MOŻLIWE	123,3	90,4	70,5	57,3	47,9	102,5	74,8	58,1	47,1	39,3	4,01
POTWIERDZONE PLUS PRAWDOPODOBNE PLUS MOŻLIWE OGÓŁEM	395,6	304,9	244,8	202,2	170,8	328,9	251,4	200,3	164,3	137,7	3,66

Uwagi:

- (1) Wartości jednostkowe opierają się na zasobach eksploatacyjnych netto.
- (2) Wszystkie wartości podano w USD.
- (3) Zob. definicje pojęć zasobów „potwierdzonych”, „prawdopodobnych” i „możliwych” na stronie 10 niniejszego dokumentu.
- (4) Zob. informacje dotyczące współczynnika konwersji McfGE na stronie 30 niniejszego dokumentu.

**PODSUMOWANIE ŁĄCZNEJ WARTOŚCI BIEŻĄCEJ NETTO PRZYSZŁYCH PRZYCHODÓW NETTO
W OPARCIU O PROGNOZOWANE CENY I KOSZTY
STAN NA 31 GRUDNIA 2010 R.**

70% prawa użytkowania górniczego pól KOV

Tabela 2.1-2 – 70%	PRZED PODATKIEM DOCHODOWYM ZDYSKONTOWANE STOPA (% ROCZNIE)					PO PODATKU DOCHODOWYM ZDYSKONTOWANE STOPA (% ROCZNIE)					WARTOŚĆ JEDNOSTKOWA PRZED PODATKIEM DOCHODOWYM ZDYSKONTOWANA STOPA 10% ROCZNIE
	0	5	10	15	20	0	5	10	15	20	(USD/McfGE) ⁽⁴⁾
<i>Kategoria zasobów</i> ⁽³⁾	<i>mln USD</i>	<i>mln USD</i>	<i>mln USD</i>	<i>mln USD</i>	<i>mln USD</i>	<i>mln USD</i>	<i>mln USD</i>	<i>mln USD</i>	<i>mln USD</i>	<i>mln USD</i>	
POTWIERDZONE											
Zagospodarowane eksploatowane	14,7	13,4	12,5	11,6	10,8	12,9	11,8	10,8	10,0	9,4	3,52
Zagospodarowane nieeksploatowane	26,1	21,8	18,8	16,5	14,7	21,6	17,9	15,3	13,3	11,8	4,01
Niezagospodarowane	70,4	54,5	42,8	34,0	27,2	57,2	43,6	33,6	26,1	20,4	3,01
POTWIERDZONE OGÓŁEM	111,2	89,8	74,0	62,0	52,7	91,7	73,3	59,7	49,5	41,6	3,30
Prawdopodobne	79,4	60,3	48,0	39,5	33,3	66,7	50,3	39,8	32,6	27,3	3,97
POTWIERDZONE PLUS PRAWDOPODOBNE OGÓŁEM	190,6	150,2	122,0	101,4	86,0	158,5	123,7	99,5	82,0	68,9	3,53
MOŻLIWE	86,3	63,3	49,4	40,1	33,5	71,8	52,4	40,7	33,0	27,5	4,01
POTWIERDZONE PLUS PRAWDOPODOBNE PLUS MOŻLIWE OGÓŁEM	276,9	213,4	171,4	141,5	119,6	230,2	176,0	140,2	115,0	96,4	3,66

Uwagi:

- (1) Wartości jednostkowe opierają się na wielkościach zasobów eksploatacyjnych netto.
- (2) Wszystkie wartości podano w USD.
- (3) Zob. definicje pojęć zasobów „potwierdzonych”, „prawdopodobnych” i „możliwych” na stronie 10 niniejszego dokumentu.
- (4) Zob. informacje dotyczące współczynnika konwersji McfGE na stronie 30 niniejszego dokumentu.

**PRZYSZŁE PRZYCHODY NETTO OGÓŁEM
(NIEZDYSKONTOWANE)
STAN NA 31 GRUDNIA 2010 R.
PROGNOZOWANE CENY I KOSZTY
100% prawa użytkowania górniczego pól**

Tabela 2.1-3b – 100%	PRZYCHODY	OPLATY EKSPLOATACYJNE	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
<i>Kategoria zasobów⁽³⁾</i>	mln USD	mln USD	mln USD	mln USD	mln USD	mln USD	mln USD	mln USD
POTWIERDZONE								
Zagospodarowane eksploatowane	48,1	10,9	15,8	0,0	0,3	21,0	2,6	18,4
Zagospodarowane nieeksploatowane	68,5	16,8	12,2	1,8	0,4	37,3	6,4	30,9
Niezagospodarowane	212,2	53,8	22,3	31,4	4,1	100,6	18,9	81,7
POTWIERDZONE OGÓŁEM	328,8	81,5	50,4	33,2	4,9	158,9	27,8	131,1
Prawdopodobne	188,3	48,2	26,4	0,0	0,3	113,4	18,0	95,3
POTWIERDZONE PLUS PRAWDOPODOBNE OGÓŁEM	517,1	129,7	76,8	33,2	5,2	272,3	45,9	226,4
MOŻLIWE	192,2	49,2	19,5	0,0	0,2	123,3	20,9	102,5
POTWIERDZONE PLUS PRAWDOPODOBNE PLUS MOŻLIWE OGÓŁEM	709,4	178,9	96,4	33,2	5,3	395,6	66,8	328,9

Uwagi:

- (1) Wszystkie wartości podano w USD.
- (2) Koszty operacyjne uwzględniają podatki inne niż dochodowy.
- (3) Zob. definicje pojęć zasobów „potwierdzonych”, „prawdopodobnych” i „możliwych” na stronie 10 niniejszego dokumentu.

**PRZYSZŁE PRZYCHODY NETTO OGÓŁEM
(NIEZDYSKONTOWANE)
STAN NA 31 GRUDNIA 2010 R.
PROGNOZOWANE CENY I KOSZTY
70% prawa użytkowania górniczego pól KOV**

Tabela 2.1-3b – 70%								
	PRZYCHODY	OPLATY EKSPLOATACYJNE	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
<i>Kategoria zasobów⁽³⁾</i>	mln USD	mln USD	mln USD	mln USD	mln USD	mln USD	mln USD	mln USD
POTWIERDZONE								
Zagospodarowane	33,7	7,6	11,1	0,0	0,2	14,7	1,8	12,9
Zagospodarowane	48,0	11,8	8,5	1,3	0,3	26,1	4,5	21,6
nieeksploatowane	148,5	37,7	15,6	22,0	2,9	70,4	13,2	57,2
Niezagospodarowane								
POTWIERDZONE OGÓŁEM	230,2	57,1	35,3	23,2	3,4	111,2	19,5	91,8
Prawdopodobne	131,8	33,7	18,5	0,0	0,2	79,4	12,6	66,7
POTWIERDZONE PLUS PRAWDOPODOBNE OGÓŁEM	362,0	90,8	53,8	23,2	3,6	190,6	32,1	158,5
MOŻLIWE	134,5	34,4	13,7	0,0	0,1	86,3	14,6	71,8
POTWIERDZONE PLUS PRAWDOPODOBNE PLUS MOŻLIWE OGÓŁEM	496,6	125,2	67,5	23,2	3,7	276,9	46,8	230,2

Uwagi:

- (1) Wszystkie wartości podano w USD.
- (2) Koszty operacyjne uwzględniają podatki inne niż dochodowy.
- (3) Zob. definicje pojęć zasobów „potwierdzonych”, „prawdopodobnych” i „możliwych” na stronie 10 niniejszego dokumentu.

**PRZYSZŁE PRZYCHODY NETTO WEDŁUG GRUP WYDOBYCIA
W OPARCIU O PROGNOZOWANE CENY I KOSZTY
STAN NA 31 GRUDNIA 2010 R.**

Tabela 2.1-3c	Grupa wydobycia	Przyszłe przychody netto przed podatkiem dochodowym (zdyskontowane stopą 10% rocznie) (mln USD)		Wartość jednostkowa (USD / Mcf dla gazu ziemnego) (USD / bbl dla kondensatu) (USD / McfGE ⁽²⁾ dla węglowodorów ogółem)	
		100% prawa użytkowania górniczego pól	70% prawa użytkowania górniczego pól KOV		
Kategoria zasobów eksploatacyjnych ⁽¹⁾	Ogółem potwierdzone	Ropa naftowa lekka i średnia (włączając gaz rozpuszczony (kondensat) i inne produkty uboczne)	2,1	1,5	15,90
		Gaz ziemny (w tym produkty uboczne, z wyłączeniem gazu rozpuszczonego)	103,6	72,5	3,31
		Węglowodory ogółem	105,7	74,0	3,30
Potwierdzone plus prawdopodobne ogółem		Ropa naftowa lekka i średnia (włączając gaz rozpuszczony (kondensat) i inne produkty uboczne)	4,2	2,9	20,82
		Gaz ziemny (w tym produkty uboczne, z wyłączeniem gazu rozpuszczonego)	170,1	119,1	3,53
		Węglowodory ogółem	174,3	122,0	3,53
Potwierdzone plus prawdopodobne plus możliwe ogółem		Ropa naftowa lekka i średnia (włączając gaz rozpuszczony (kondensat) i inne produkty uboczne)	6,2	4,3	23,39
		Gaz ziemny (w tym produkty uboczne, z wyłączeniem gazu rozpuszczonego)	238,5	166,9	3,65
		Węglowodory ogółem	244,8	171,2	3,66

Uwagi:

(1) Zob. definicje pojęć zasobów „potwierdzonych”, „prawdopodobnych” i „możliwych” na stronie 10 niniejszego dokumentu.

(2) Zob. informacje dotyczące współczynnika konwersji McfGE na stronie 30 niniejszego dokumentu.

**ZASOBY EKSPLOATACYJNE ROPY NAFTOWEJ I GAZU ORAZ WARTOŚĆ BIEŻĄCA NETTO WEDŁUG GRUP WYDOBYCIA
W OPARCIU O PROGNOZOWANE CENY I KOSZTY
STAN NA 31 GRUDNIA 2010 R.**

Uwagi:

1. „Zasoby eksploatacyjne brutto” odpowiadają udziałowi Spółki w prawie użytkowania górniczego (operacyjnemu lub nieoperacyjnemu) przed odjęciem opłat eksploatacyjnych i bez uwzględnienia jakichkolwiek udziałów Spółki w opłatach eksploatacyjnych. „Zasoby eksploatacyjne netto” odpowiadają udziałowi Spółki w prawie użytkowania górniczego (operacyjnemu lub nieoperacyjnemu) po odjęciu zobowiązań dotyczących opłat eksploatacyjnych i po uwzględnieniu udziałów Spółki w opłatach eksploatacyjnych związanych z zasobami.
2. Zasoby „potwierdzone” to zasoby, które można oszacować ze wysoką pewnością jako zdatne do wydobywania. Istnieje 90% prawdopodobieństwo, że ilości faktycznie pozyskane przewyższą oszacowane zasoby potwierdzone.
3. Zasoby „prawdopodobne” to dodatkowe zasoby, w przypadku których szanse wydobywania są niższe niż w przypadku zasobów potwierdzonych. Ilości faktycznie pozyskane będą z równym prawdopodobieństwem być większe lub mniejsze od sumy oszacowanych zasobów potwierdzonych i prawdopodobnych.
4. Zasoby „możliwe” to dodatkowe zasoby, w przypadku których szanse wydobywania są niższe niż w przypadku zasobów prawdopodobnych. Prawdopodobieństwo, że ilości faktycznie pozyskane będą równe lub przewyższą sumę oszacowanych zasobów potwierdzonych, prawdopodobnych i możliwych, wynosi 10%.
5. Zasoby „zagospodarowane” to zasoby, 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. Zasoby „zagospodarowane eksploatowane” to zasoby, w przypadku których oczekuje się wydobywania z uzbrojonych interwałów, które w czasie dokonywania szacunku są otwarte. Zasoby te mogą być obecnie eksploatowane lub, jeżeli odwiert został zamknięty, musiały wcześniej być eksploatowane, a data ponownego uruchomienia wydobywania musi być znana z wystarczająco dużą pewnością.
7. Zasoby „zagospodarowane nieeksploatowane” to zasoby, które nie były eksploatowane lub były uprzednio eksploatowane, ale odwiert został zamknięty, a data wznowienia wydobywania nie jest znana.
8. Zasoby „niezagospodarowane” to zasoby, w przypadku których oczekuje się wydobywania ze znanych akumulacji, lecz gdzie przygotowanie zasobów do wydobywania wiązałoby się ze znaczącymi nakładami (np. w porównaniu do kosztu wykonania odwiertu). Muszą bezwzględnie spełniać wymogi zaklasyfikowania ich do danej kategorii zasobów (potwierdzone, prawdopodobne, możliwe), do której zostały przypisane.

Część 3 – Założenia dotyczące ceny

W poniższej tabeli podano referencyjne ceny odniesienia dla jedyne go regionu (Ukrainy), w którym wg stanu na 31 grudnia 2010 r. Spółka prowadziła wydobywanie. Ceny te zostały zawarte w danych o zasobach eksploatacyjnych zaprezentowanych wcześniej, w Części 2 – *Ujawnienie danych o zasobach*. Prognozy cenowe pochodzą od RPS. Prognozy cenowe zakładają utrzymanie w mocy obecnych przepisów i regulacji oraz uwzględniają inflację w odniesieniu do przyszłych kosztów operacyjnych i inwestycyjnych. Prognozowane ceny gazu ziemnego generalnie opierają się na dotychczasowym poziomie cen na Ukrainie i są indeksowane stopą inflacji 2% rocznie na każdy rok prognozy. Prognozowane ceny ciekłych frakcji gazu ziemnego (kondensatu) odpowiadają 82% realnych cen ropy Brent z 2010 r. w oparciu o informacje dostarczone przez Spółkę oraz analityków branżowych.

PODSUMOWANIE ZAŁOŻEŃ DOTYCZĄCYCH CEN I STOPY INFLACJI STAN NA 31 GRUDNIA 2010 R. PROGNOZOWANE CENY I KOSZTY

Tabela 3.2-1								
Rok	Brent	Kondensat – partnerstwo (bez VAT)	Importowany gaz rosyjski na granicy ukraińskiej (bez VAT)	Gaz – partnerstwo (bez VAT)	Stopa inflacji dla ceny w USD	Stopa inflacji dla kosztów w USD	Stopa inflacji hrywny	Kurs wymiany hrywny
	USD/bbl	USD/bbl	USD/Mcf	USD/Mcf	% rocznie	% rocznie	% rocznie	za USD
2011	83,33	56,60	7,51	7,01	2,0%	2,0%	10,2%	7,95
2012	85,29	57,93	7,84	7,15	2,0%	2,0%	9,5%	8,00
2013	86,24	58,58	8,08	7,29	2,0%	2,0%	8,9%	8,00
2014	88,78	61,84	8,48	7,62	2,0%	2,0%	8,2%	8,00
2015	90,45	63,01	8,80	7,77	2,0%	2,0%	7,6%	8,00
2016	92,13	64,18	9,13	7,91	2,0%	2,0%	6,9%	8,00
2017	93,80	65,34	9,46	8,06	2,0%	2,0%	6,3%	8,00
2018	95,48	66,51	9,80	8,20	2,0%	2,0%	5,6%	8,00
2019	97,15	67,68	10,15	8,34	2,0%	2,0%	5,0%	8,00
2020	98,83	68,84	10,50	8,49	2,0%	2,0%	4,3%	8,00
2021	100,50	70,01	10,86	8,63	2,0%	2,0%	3,7%	8,00
2022	102,18	71,18	11,23	8,78	2,0%	2,0%	3,0%	8,00
2023	103,85	72,34	11,60	8,92	2,0%	2,0%	3,0%	8,00
2024	105,53	73,51	11,98	9,06	2,0%	2,0%	3,0%	8,00
2025	107,20	74,68	12,36	9,21	2,0%	2,0%	3,0%	8,00
2026	108,88	75,84	12,75	9,35	2,0%	2,0%	3,0%	8,00

2027	110,55	77,01	13,14	9,50	2,0%	2,0%	3,0%	8,00
2028	112,23	78,18	13,55	9,64	2,0%	2,0%	3,0%	8,00
2029	113,90	79,35	13,95	9,78	2,0%	2,0%	3,0%	8,00
2030	115,58	80,51	14,37	9,93	2,0%	2,0%	3,0%	8,00
2031	117,25	81,68	14,79	10,07	2,0%	2,0%	3,0%	8,00
2032	118,93	82,85	15,21	10,21	2,0%	2,0%	3,0%	8,00
2033	120,60	84,01	15,64	10,36	2,0%	2,0%	3,0%	8,00
2034	122,28	85,18	16,08	10,50	2,0%	2,0%	3,0%	8,00
2035	123,95	86,35	16,52	10,65	2,0%	2,0%	3,0%	8,00

Średnia ważona cena gazu ziemnego sprzedawanego przez KUB-Gas w roku finansowym 2010 wyniosła 7,12 USD/Mcf.

Część 4 – Uzgodnienie zmian zasobów eksploatacyjnych

W poniższej tabeli przedstawiono uzgodnienie zmian zasobów eksploatacyjnych brutto Spółki według stanu na dzień 31 grudnia 2010 r. w porównaniu z zasobami według stanu na dzień 31 grudnia 2009 r., w oparciu o założenia dotyczące cen i kosztów przedstawione na stronie 11 niniejszego dokumentu:

**UZGODNIENIE ZASOBÓW EKSPLOATACYJNYCH BRUTTO SPÓŁKI
W PODZIALE NA NAJWAŻNIEJSZE RODZAJE PRODUKTÓW
W OPARCIU O PROGNOZOWANE CENY I KOSZTY
STAN NA 31 GRUDNIA 2010 R.
100% prawa użytkowania górniczego pól**

Tabela 4.1 – 100%	Gaz ziemny MMcf			Kondensat MBbls			MBOE łącznie⁽²⁾		
	<i>Potwierdzone</i>	<i>Prawdopodobne</i>	<i>Potwierdzone + prawdopodobne</i>	<i>Potwierdzone</i>	<i>Prawdopodobne</i>	<i>Potwierdzone + prawdopodobne</i>	<i>Potwierdzone</i>	<i>Prawdopodobne</i>	<i>Potwierdzone + prawdopodobne</i>
31 grudnia 2009	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Nabycia	9 797	7 391	17 188	49	44	93	1 682	1 276	2 957
Rozszerzenia i ulepszenia wydobycia	31 335	14 549	45 884	303	130	433	5 525	2 555	8 080
Rewizje techniczne	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Odkrycia	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Zbycia	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Czynniki ekonomiczne	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Wydobycie	(971)	-	(971)	(6)	-	(6)	(168)	-	(168)
31 grudnia 2010	40 161	21 940	62 101	345	174	520	7 039	3 831	10 870

Uwagi:

- (1) Zob. definicje pojęć zasobów „potwierdzonych”, „prawdopodobnych” i „możliwych” na stronie 10 niniejszego dokumentu.
- (2) Zob. informacje dotyczące współczynnika konwersji BOE na stronie 30 niniejszego dokumentu.

**UZGODNIENIE ZASOBÓW EKSPLOATACYJNYCH BRUTTO SPÓŁKI
W PODZIALE NA NAJWAŻNIEJSZE RODZAJE PRODUKTÓW
W OPARCIU O PROGNOZOWANE CENY I KOSZTY
STAN NA 31 GRUDNIA 2010 R.
70% prawa użytkowania górniczego pól KOV**

Tabela 4.1 – 70%	Gaz ziemny MMcf			Kondensat MBbls			MBOE łącznie⁽²⁾		
	<i>Potwierdzone</i>	<i>Prawdopodobne</i>	<i>Potwierdzone + prawdopodobne</i>	<i>Potwierdzone</i>	<i>Prawdopodobne</i>	<i>Potwierdzone + prawdopodobne</i>	<i>Potwierdzone</i>	<i>Prawdopodobne</i>	<i>Potwierdzone + prawdopodobne</i>
31 grudnia 2009	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Nabycia	6 858	5 173	12 032	34	31	65	1 177	893	2 070
Rozszerzenia i ulepszenia wydobycia	21 954	10 185	32 119	212	91	303	3 868	1 789	5 656
Rewizje techniczne	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Odkrycia	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Zbycia	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Czynniki ekonomiczne	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Wydobycie	(680)	-	(680)	(4)	-	(4)	(118)	-	(118)
31 grudnia 2010	28 113	15 358	43 471	242	122	364	4 927	2 682	7 609

Uwagi:

- (1) Zob. definicje pojęć zasobów „potwierdzonych”, „prawdopodobnych” i „możliwych” na stronie 10 niniejszego dokumentu.
- (2) Zob. informacje dotyczące współczynnika konwersji BOE na stronie 30 niniejszego dokumentu.

Część 5 – Dodatkowe informacje nt. danych o zasobach eksploatacyjnych

Zasoby niezagospodarowane

Niezagospodarowane zasoby potwierdzone

Niezagospodarowane zasoby potwierdzone netto Spółki na dzień 31 grudnia 2010 r. wyniosły 19,7 Bcf gazu ziemnego i 103,9 Mbbl kondensatu, co daje łącznie 3 388 MBOE niezagospodarowanych zasobów potwierdzonych. Spółka nabyła wszystkie swoje niezagospodarowane zasoby potwierdzone w roku 2010, a zatem w latach finansowych poprzedzających rok 2010 nie wykazywała żadnych niezagospodarowanych zasobów potwierdzonych.

Spółka wykazuje niezagospodarowane zasoby potwierdzone w oparciu o zasoby eksploatacyjne, 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). Zasoby „potwierdzone” to zasoby, które można oszacować ze wysoką pewnością jako zdadne do wydobycia. Jest wysoce prawdopodobne, że ilości faktycznie pozyskane przewyższą oszacowane zasoby. Spółka planuje zagospodarowanie swoich niezagospodarowanych zasobów 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 zasoby prawdopodobne

Niezagospodarowane zasoby prawdopodobne netto Spółki na dzień 31 grudnia 2010 r. wyniosły 16,9 Bcf gazu ziemnego i 67,2 Mbbl kondensatu, co daje łącznie 2 878 MBOE niezagospodarowanych zasobów prawdopodobnych. Spółka nabyła wszystkie swoje niezagospodarowane zasoby prawdopodobne w roku 2010, a zatem w latach finansowych poprzedzających rok 2010 nie wykazywała żadnych niezagospodarowanych zasobów prawdopodobnych.

Spółka wykazuje niezagospodarowane zasoby prawdopodobne w oparciu o zasoby, 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). Zasoby „prawdopodobne” to dodatkowe zasoby, w przypadku których szanse wydobycia są niższe niż w przypadku zasobów potwierdzonych. Ilości faktycznie pozyskane będą z równym prawdopodobieństwem być większe lub mniejsze od sumy oszacowanych zasobów potwierdzonych i prawdopodobnych. Spółka planuje zagospodarowanie swoich niezagospodarowanych zasobów 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 rozpocznie zagospodarowanie swoich niezagospodarowanych zasobów prawdopodobnych w ciągu najbliższych dwóch lat.

Znaczące czynniki lub niepewność związana z danymi o zasobach eksploatacyjnych

Oszacowanie zasobów eksploatacyjnych jest w znacznej mierze kwestią oceny opartej na wiedzy i doświadczeniu 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 wydobywania, jak też zmian warunków gospodarczych i politycznych mających wpływ na ceny ropy naftowej oraz gazu. Oszacowania Spółki bazują na obecnych prognozach wydobywania, cenach i warunkach gospodarczych, w tym istniejącym na Ukrainie popycie na gaz ziemny oraz kondensat. Wszystkie zasoby eksploatacyjne Spółki podlegają ocenie niezależnej firmy inżynierskiej RPS.

W miarę zmian okoliczności i pojawiania się dodatkowych danych zmieniają się też oszacowania dotyczące zasobów eksploatacyjnych. 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 zasobów eksploatacyjnych, mogą one podlegać rewizji w miarę pojawiania się nowych informacji. W miarę uwzględniania w procesie szacowania zasobów eksploatacyjnych nowych danych geologicznych, dotyczących wydobywania i gospodarczych dokładność oszacowania zasobów eksploatacyjnych 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 wydobywaniem, opóźnienia lub zmiany planów; ryzyko związane z niepewnością oszacowań zasobów eksploatacyjnych; ryzyko w zakresie BHP; oraz niepewność oszacowań i projekcji wydobywania, 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 2010 r., zamieszczonym w SEDAR na profilu Spółki (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 zasobami eksploatacyjnymi zostaną sfinansowane przez połączenie generowanych wewnętrznie przepływów pieniężnych, długu i finansowania przez emisję akcji. Całość gazu ziemnego i kondensatu wydobytego przez Spółkę w 2010 r. została sprzedana przez operatora złoża użytkownikom przemysłowym na lokalnym rynku ukraińskim, przy czym uzyskana cena opierała się na cenie określonej przez rząd Ukrainy dla sprzedaży przezeń gazu użytkownikom przemysłowym. Spółka nie stosuje żadnych instrumentów zabezpieczających.

Przyszłe koszty zagospodarowania

W poniższej tabeli przedstawiono koszty zagospodarowania przewidywane dla następnych pięciu lat, które odjęto przy oszacowywaniu przyszłych przychodów netto z zasobów potwierdzonych i prawdopodobnych.

Tabela 5.3	Ogółem oszacowane potwierdzone w oparciu o prognozowane ceny i koszty (niezdyskontowane) (mln USD)		Ogółem oszacowane potwierdzone plus prawdopodobne w oparciu o prognozowane ceny i koszty (niezdyskontowane) (mln USD)	
	100% prawa użytkowania górniczego pól	70% prawa użytkowania górniczego pól KOV	100% prawa użytkowania górniczego pól	70% prawa użytkowania górniczego pól KOV
ROK				
2011	22,21	15,55	22,21	15,55
2012	7,57	5,30	7,57	5,30
2013	0,47	0,33	0,47	0,33
2014	0,48	0,34	0,48	0,34
2015	1,94	1,36	1,94	1,36
Ogółem za pięć lat	32,67	22,88	32,67	22,88
Kwota pozostała	0,50	0,35	0,50	0,35
Ogółem za wszystkie lata	33,17	23,23	33,17	23,23

Obecne saldo gotówkowe Spółki, generowane wewnętrznie przepływy pieniężne oraz przyszłe plasowanie długu i kapitału własnego umożliwią Spółce sfinansowanie wyszczególnionych powyżej kosztów zagospodarowania. Przewiduje się, że koszty związane z długiem, który może być plasowany w celu sfinansowania przyszłych działań w zakresie zagospodarowania, będą odzwierciedlać typowe dla Ukrainy oprocentowanie finansowania zabezpieczanego aktywami (*asset-based lending*), które waha się obecnie od ok. 15% do 20%. Wpływ kosztów przewidywanego finansowania na wykazywane obecnie przychody lub zasoby eksploatacyjne będzie minimalny.

Część 6 – Inne informacje o ropie naftowej i gazie

Złoża ropy naftowej i gazu oraz odwierty

Spółka ma udziały w 4 (2,8 netto) instalacjach przetwarzania gazu zlokalizowanych na lądzie na Ukrainie. Żadna z tych instalacji nie podlega zrzeczeniu się, odstąpieniu, odkupowi lub zmianie właściciela w żadnej formie. Spółka ma udziały w czterech (1,5 netto) odwiertach wykonanych niedawno na lądzie w Brunei; odwierty te oczekują obecnie na testy i są sklasyfikowane jako nieeksploatowane.

W poniższej tabeli przedstawiono liczbę odwiertów, w odniesieniu do których Spółka miała udziały w prawie użytkowania górniczego na dzień 31 grudnia 2010 r.

Tabela 6.1	ROPA NAFTOWA		GAZ ZIEMNY	
	Brutto	Netto	Brutto	Netto
Ukraina				
Eksploatowane	-	-	12	8,4
Nieeksploatowane	-	-	6	4,2
Brunei ⁽¹⁾				
Eksploatowane	-	-	-	-
Nieeksploatowane	-	-	4	1,5
OGÓŁEM	-	-	22	14,1

Uwaga: (1) Brak przypisanych zasobów eksploatacyjnych

Zrzeczenia

Brunei – Blok L

W 2006 r. podmiot zależny będący wyłączną własnością Spółki (KOV Brunei) oraz Brunei Sdn. Bhd. (zwana dalej „QAF”) (zwane dalej łącznie, razem z cesjonariuszami, „Wykonawcą”), podpisały Umowę o podziale wpływów z wydobycia (zwane dalej „Umową PSA dla Bloku L w Brunei”) ze spółką Brunei National Petroleum Company Sendirian Berhad (zwaną dalej „PetroleumBRUNEI”). Na mocy Umowy PSA dla Bloku L QAF i KOV Brunei mają prawo prowadzić poszukiwania oraz wydobywanie ropy naftowej i gazu z Bloku L. W 2008 r. spółka Nations Petroleum (SE Asia) Limited (zwana dalej „Nations”) uzyskała wskutek cesji wynoszący 50% udział w prawie użytkowania górniczego w ramach Umowy PSA dla Bloku L. Dnia 25 stycznia 2010 r. spółka AED Oil Limited (zwana dalej „AED”) nabyła należący do Nations 50% udział operacyjny w Bloku L w Brunei. Udział Spółki w Umowie PSA dla Bloku L wynosi 40%.

Blok L obejmuje obszar około 2.220 km², na który składają się tereny lądowe oraz płytkie wody przybrzeżne na północy Brunei. Umowa PSA dla Bloku L w Brunei przewiduje okres poszukiwań wynoszący sześć lat od daty zawarcia Umowy PSA dla Bloku L w Brunei (28 sierpnia 2006 r.), dzieląc go na dwa etapy – Etap 1 i Etap 2.

Zgodnie z warunkami Umowy PSA dla Bloku L w Brunei ostatniego dnia Etapu 1 Strony Bloku L: a) albo zadecydują o zwolnieniu 50% obszaru objętego Umową PSA dla Bloku L w Brunei („**Obszaru Bloku L objętego Umową**”) i rozpoczną Etap 2; albo b) zadecydują o zwolnieniu całego Obszaru Bloku L objętego Umową. Strony Bloku L mogą ubiegać się o zachowanie 50% pierwotnego Obszaru Bloku L objętego Umową, które są zobowiązane zwolnić („**Obszar Zachowany**”), jeżeli między innymi: a) Strony Bloku L wypełniły wszystkie zobowiązania w ramach Etapu 1 Umowy PSA dla Bloku L i zrealizowały wszystkie wydatki w ramach Etapu 1 Umowy PSA dla Bloku L; oraz b) Strony Bloku L w ciągu sześciu miesięcy od podjęcia decyzji o zatrzymaniu Obszaru Zachowanego podejmą negocjacje nt. nowego porozumienia o podziale wpływów z wydobycia z PetroleumBRUNEI w odniesieniu do zobowiązań Stron Bloku L oraz prac, które mają być przeprowadzone w Obszarze Zachowanym.

Jeżeli Strony Bloku L nie osiągną porozumienia w zakresie warunków nowej umowy o podziale wpływów z wydobycia w ciągu sześciu miesięcy od podjęcia przez Strony Bloku L decyzji o zatrzymaniu Obszaru Zachowanego: a) (i) Strony Bloku L stracą swój udział w Obszarze Zachowanym; oraz ii) Strony Bloku L będą zobowiązane do spełnienia określonych wymogów związanych z likwidacją instalacji i rekultywacją terenu na mocy Umowy PSA dla Bloku L w Brunei w odniesieniu do Obszaru Zachowanego; oraz b) PetroleumBRUNEI będzie miało prawo dowolnego rozporządzania Obszarem Zachowanym.

Ostatniego dnia Etapu 2 Strony Bloku L zwolnią cały Obszar Bloku L objęty Umową, niewykorzystywany na potrzeby ani nie związany z zagospodarowaniem złóż ropy naftowej i gazu ziemnego. Ponadto na Stronach Bloku L mogą spoczywać dodatkowe zobowiązania w zakresie zwalniania terenu w razie zajścia pewnych zdarzeń.

W sierpniu 2010 r. Spółka i jej partnerzy w ramach wspólnego przedsięwzięcia zadecydowali o przystąpieniu do Etapu 2 programu poszukiwawczego. Minimalne zobowiązania dotyczące prac Etapu 2 obejmują: i) pozyskanie i przetworzenie co najmniej 500 km danych sejsmicznych 2D z obszaru lądzie oraz 500 km danych sejsmicznych 2D w strefie przybrzeżnej; ii) pozyskanie i przetworzenie danych sejsmicznych 3D obejmujących co najmniej 150 km² w strefie przybrzeżnej; oraz iii) wykonanie co najmniej dwóch odwiertów poszukiwawczych na lądzie o głębokości co najmniej 2.000 metrów każdy. Partnerzy joint venture dla Bloku L są zobowiązani do poniesienia w ramach Etapu 2 nakładów w wysokości co najmniej 16 mln USD. Spółka zamierza wystąpić o zezwolenie, aby zamiast pozyskiwać dane sejsmiczne ze strefy przybrzeżnej, pozyskać je z lądu. Etap 2 trwa do 27 sierpnia 2012 r.

Brunei – Blok M

Spółka z datą 15 września 2009 r. jest posiadaczem 36% udziału w prawie użytkowania górniczego w Umowie o podziale wpływów z wydobycia w Bloku M w Brunei (zwanym dalej „**Umową PSA dla Bloku M**”). Blok M w Brunei jest obszarem lądowym o powierzchni około 3.011 km² (744 tys. akrów) leżącym bezpośrednio na południe od obszarów, których dotyczą udziały Spółki w Bloku L.

Okres poszukiwawczy na terenie Bloku M wynosi sześć lat od daty zawarcia Umowy PSA dla Bloku M (27 sierpnia 2006 r.) i dzieli się na biegnące równolegle dwa etapy – Etap 1 i Etap 2. Zgodnie z warunkami Umowy PSA dla Bloku M w Brunei ostatniego dnia Etapu 1 Strony Bloku M: a) albo zadecydują o zwolnieniu 50% obszaru objętego Umową PSA dla Bloku M w Brunei („**Obszaru Bloku M objętego Umową**”) i rozpoczną Etap 2; albo b) zadecydują o zwolnieniu całego Obszaru Bloku M objętego Umową. Strony Bloku M mogą ubiegać się o zachowanie 50% pierwotnego Obszaru Bloku

M objętego Umową, który są zobowiązane zwolnić („**Obszar Zachowany Bloku M**”), jeżeli między innymi: a) Strony Bloku M wypełniły wszystkie zobowiązania w ramach Etapu 1 Umowy PSA dla Bloku M i zrealizowały wszystkie wydatki w ramach Etapu 1 Umowy PSA dla Bloku M; oraz b) Strony Bloku M w ciągu sześciu miesięcy od podjęcia decyzji o zatrzymaniu Obszaru Zachowanego Bloku M podejmą negocjacje nt. nowego porozumienia o podziale wpływów z wydobywania z PetroleumBRUNEI w odniesieniu do zobowiązań Stron Bloku M oraz prac, które mają być przeprowadzone w Obszarze Zachowanym Bloku M.

Jeżeli Strony Bloku M nie będą w stanie uzgodnić warunków nowego porozumienia o podziale produkcji w ciągu sześciu miesięcy od podjęcia przez Strony Bloku M decyzji o zachowaniu Obszaru Zachowanego Bloku M: a) (i) Strony Bloku M stracą swój udział w Obszarze Zachowanym Bloku M; oraz ii) Strony Bloku M będą zobowiązane do spełnienia określonych wymogów związanych z likwidacją instalacji i rekultywacją terenu na mocy Umowy PSA dla Bloku M w Brunei w odniesieniu do Obszaru Zachowanego Bloku M; oraz b) PetroleumBRUNEI będzie miało prawo dowolnego rozporządzania Obszarem Zachowanym Bloku M. Ostatniego dnia Etapu 2 Strony Bloku M zwolnią cały Obszar Bloku M objęty Umową, niewykorzystywany na potrzeby ani nie związany z zagospodarowaniem złóż ropy naftowej i gazu ziemnego. Ponadto na Stronach Bloku M mogą spoczywać dodatkowe zobowiązania w zakresie zwalniania terenu w razie zajścia pewnych zdarzeń.

Dnia 9 lutego 2011 r. Spółka i jej partnerzy zdecydowali o przystąpieniu do Etapu 2, w ramach którego minimalne zobowiązania dotyczące prac do przeprowadzenia w terminie do 27 sierpnia 2012 r. obejmują: i) pozyskanie i przetworzenie co najmniej 80 km danych sejsmicznych 2D; oraz ii) wykonanie co najmniej dwóch odwiertów o głębokości co najmniej 1.150 metrów każdy. Na mocy zobowiązań dotyczących prac Strony Bloku M mają obowiązek ponieść podczas Etapu 2 nakłady wynoszące co najmniej 7,325 mln USD. Udział Spółki w minimalnych nakładach wynosi 2,637 mln USD, a ponadto w ramach umowy *farm-in* Spółka zobowiązana jest do sfinansowania dodatkowych 4% (293.000 USD) w odniesieniu do udziału partnera w nakładach.

Syria -Blok 9

Za pośrednictwem podmiotu zależnego (100% udziałów) Kulczyk Oil posiada 100% udział w Umowie o Poszukiwaniu, Zagospodarowaniu Złóż i Produkcji Ropy Naftowej (zwanej dalej „**Umową PSC**”) pomiędzy rządem Syryjskiej Republiki Arabskiej, spółką Syrian Petroleum Company (zwaną dalej „**SPC**”) oraz Spółką. Umowa weszła w życie 29 listopada 2007 r. Umowa ta daje Spółce prawo do poszukiwania oraz wydobywania ropy naftowej i gazu na terenie Bloku 9, położonego na północnym-zachodzie Syrii, o powierzchni 10.032 km².

Zgodnie z warunkami Umowy PSC Etap 1 programu poszukiwawczego trwa cztery lata, a Spółka zobowiązała się pozyskać w tym okresie dane sejsmiczne 3D dla obszaru 350 km² oraz wykonać dwa odwierty poszukiwawcze. Etap 2 okresu poszukiwawczego trwa trzy lata, a Etap 3 – dwa lata. Spółka może uzyskać przedłużenie koncesji w kolejnych etapach, zobowiązując się wykonać dodatkowe prace w uzgodnionym zakresie.

Jeżeli Spółka zdecyduje się przystąpić do Etapu 2, zrezygnuje na rzecz rządu syryjskiego z 25% obszaru objętego Umową PSC w Bloku 9 w Syrii („**Obszaru**”), po wyłączeniu obszarów zagospodarowanych. Jeżeli Spółka zdecyduje się przystąpić do Etapu 3, zrezygnuje na rzecz rządu syryjskiego z 25% Obszaru, po wyłączeniu obszarów zagospodarowanych. Na zakończenie Programu Poszukiwawczego dla Bloku 9, Spółka zrezygnuje na rzecz rządu syryjskiego z pozostałej części Obszaru, po wyłączeniu obszarów zagospodarowanych.

Złoża bez przypisanych zasobów eksploatacyjnych

Tabela 6.2		Obszar brutto	Obszar netto (udział KOV we własności zgodnie ze Wspólną Umową Operacyjną)	Zobowiązania dotyczące prac	Prawa wygasające w ciągu roku
Położenie					
BRUNEI	Blok L	550.000 akrów	220.000 akrów (40%)	Etap 1 – zakończony 27 sierpnia 2010 r., zobowiązania dotyczące prac wymagają minimalnych nakładów w wysokości 25,0 mln USD. Status: Etap 1 ukończony, zobowiązania dotyczące prac spełnione.	N/D
				Etap 2 – kończy się 27 sierpnia 2012 r., zobowiązania dotyczące prac wymagają minimalnych nakładów w wysokości 16,0 mln USD. Status: Etap 2 trwa.	Nie
BRUNEI	Blok M	744.000 akrów	267.840 akrów (36%)	Etap 1 – kończy się 27 sierpnia 2011 r., zobowiązania dotyczące prac wymagają minimalnych nakładów w wysokości 12,525 mln USD. Status: Etap 1 trwa.	Etap 1 ukończony, 9 lutego 2011 r. podjęto decyzję o przystąpieniu do Etapu 2.
				Etap 2 – kończy się 27 sierpnia 2012 r., zobowiązania dotyczące prac wymagają minimalnych nakładów w wysokości 7,325 mln USD. Status: Etap 2 trwa.	
SYRIA	Blok 9	2.478.876 akrów	1.115.494 akrów (45%)	Etap 1 – kończy się w listopadzie 2011 r., zobowiązania dotyczące prac wymagają minimalnych nakładów w wysokości 7,5 mln USD. Status: Etap 1 trwa.	Nie
				Etap 2 – kończy się w listopadzie 2014 r., zobowiązania dotyczące prac wymagają minimalnych nakładów w wysokości 7,0 mln USD. Status: Nie zdecydowano jeszcze o Etapie 2.	N/D
				Etap 3 – kończy się w listopadzie 2016 r., zobowiązania dotyczące prac wymagają minimalnych nakładów w wysokości 2,5 mln USD. Status: Nie zdecydowano jeszcze o Etapie 3.	N/D

Znaczące czynniki lub niepewność związana ze złożami bez przypisanych zasobów eksploatacyjnych

Złoża Spółki bez przypisanych zasobów eksploatacyjnych to Blok L w Brunei, Blok M w Brunei oraz Blok 9 w Syrii – w obrębie wszystkich prowadzone są przedsięwzięcia służące poszukiwaniu i rozpoznaniu zasobów – wykonano odwierty poszukiwawcze w 2010 r. (Brunei) lub odwierty poszukiwawcze mają być wykonywane w najbliższych latach, poczynając od 2011 r. Nie ma pewności, czy wykonanie tych odwiertów skutkuje odkryciem złatnych do wydobywania zasobów w ilościach komercyjnych.

W dającej się przewidzieć przyszłości Spółka będzie prowadzić działania poszukiwawcze, takie jak programy pozyskiwania danych sejsmicznych oraz odwierty poszukiwawcze, wymagające usług świadczonych przez strony trzecie. Rynek takich usług w Brunei i Syrii jest stosunkowo ograniczony, w następstwie czego usługi te mogą być nabywane po kosztach innych niż na rynku, gdzie usługi takie są szerzej dostępne, a tym samym korzystniej wycenione. Zwłaszcza odnosi się to do Syrii, gdzie sankcje gospodarcze nałożone przez Stany Zjednoczone zmniejszyły liczbę międzynarodowych firm świadczących usługi na tym rynku.

Kontrakty terminowe

Spółka nie ma 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 ponosić kosztów likwidacji i rekultywacji w ciągu najbliższych trzech lat. Wszystkie przyszłe koszty likwidacji i rekultywacji odjęto przy określaniu przyszłych przychodów netto podanych w Tabeli 2.1-3b (100% prawa użytkowania górniczego pól i 70% prawa użytkowania górniczego pól KOV). Wszystkie koszty uwzględniono w raporcie RPS.

**PRZYSZŁE KOSZTY LIKWIDACJI I REKULTYWACJI
100% prawa użytkowania górniczego pól**

Tabela 6.4 – 100%		Ogółem potwierdzone oszacowane w oparciu o prognozowane ceny i koszty⁽¹⁾ (niezdyskontowane) (mln USD)	Ogółem potwierdzone oszacowane w oparciu o prognozowane ceny i koszty⁽¹⁾ (zdyskontowane stopą 10%) (mln USD)	Ogółem potwierdzone plus prawdopodobne oszacowane w oparciu o prognozowane ceny i koszty⁽¹⁾ (niezdyskontowane) (mln USD)	Ogółem potwierdzone plus prawdopodobne oszacowane w oparciu o prognozowane ceny i koszty⁽¹⁾ (zdyskontowane stopą 10%) (mln USD)
Rok					
2011		-	-	-	-
2012		-	-	-	-
2013		-	-	-	-
Ogółem za trzy lata		-	-	-	-
Kwota pozostała		5,0	2,0	5,2	1,8
Ogółem za wszystkie lata		5,0	2,0	5,2	1,8

Uwaga (1): Koszty po odjęciu szacowanej wartości końcowej

**PRZYSZŁE KOSZTY LIKWIDACJI I REKULTYWACJI
70% prawa użytkowania górniczego pól KOV**

Tabela 6.4 – 70%		Ogółem potwierdzone oszacowane w oparciu o prognozowane ceny i koszty⁽¹⁾ (niezdyskontowane) (mln USD)	Ogółem potwierdzone oszacowane w oparciu o prognozowane ceny i koszty⁽¹⁾ (zdyskontowane stawką 10%) (mln USD)	Ogółem potwierdzone plus prawdopodobne oszacowane w oparciu o prognozowane ceny i koszty⁽¹⁾ (niezdyskontowane) (mln USD)	Ogółem potwierdzone plus prawdopodobne oszacowane w oparciu o prognozowane ceny i koszty⁽¹⁾ (zdyskontowane stopą 10%) (mln USD)
Rok					
2011		-	-	-	-
2012		-	-	-	-
2013		-	-	-	-
Ogółem za trzy lata		-	-	-	-
Kwota pozostała		3,5	1,4	3,6	1,3
Ogółem za wszystkie lata		3,5	1,4	3,6	1,3

Uwaga (1): Koszty po odjęciu szacowanej wartości końcowej

Perspektywy podatkowe

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

Poniesione koszty

W roku finansowym 2010 Spółka dokonała nakładów inwestycyjnych w wysokości 31,6 mln USD w związku ze swoimi złożami ropy naftowej i gazu ziemnego. W poniższej tabelce przedstawiono nakłady inwestycyjne Spółki według krajów i rodzajów (w tysiącach USD):

Tabela 6.6	Koszty nabycia złoża		Koszty poszukiwań	Koszty zagospodarowania
	Złoża potwierdzone	Złoża niepotwierdzone		
Brunei	0,0	0,0	22 130,0	0,0
Syria	0,0	0,0	1 903,6	0,0
Ukraina	0,0	0,0	3 566,1	4 083,1
Ogółem	0,0	0,0	27 599,7	4 083,1

Działalność poszukiwawcza i związana z zagospodarowaniem złóż

Poniższa tabela podsumowuje wyniki wierceń Spółki. Spółka nie prowadziła wierceń, ani też nie uczestniczyła w wierceniach dotyczących jej aktywów w Brunei, Ukrainie i Syrii przed 2010 r. Spółka spodziewa się przetestować część odwiertów lub wszystkie odwierty wykonane w Brunei i przewiduje wykonanie dodatkowych odwiertów poszukiwawczych w Brunei oraz Syrii. Przewiduje się dalsze odwierty służące zagospodarowaniu złóż na Ukrainie. Nie wykonywano odwiertów serwisowych ani służących badaniom stratygraficznym.

Tabela 6.7	Poszukiwania		Zagospodarowanie		Ogółem	
	Brutto	Netto	Brutto	Netto	Brutto	Netto
2010						
Ukraińskie odwierty gazowe/kondensatowe	1	0,70	1	0,70	2	1,40
Odwierty orurowane w Brunei	4	1,52	-	-	4	1,52
Odwierty negatywne i zlikwidowane	-	-	-	-	-	-
Odwierty ogółem	5	2,22	1	0,70	6	2,92
Odsetek sukcesów (%)	100	100	100	100	100	100
Średni udział w prawie użytkowania górniczego (%)	44,40	44,40	70,00	70,00	48,92	48,92

Oszacowania wydobycia

W poniższej tabeli podsumowano wolumen szacowanego wydobycia brutto (przed opłatami i rentami za nadania górnicze) Spółki w 2011 r., który wykorzystano przy oszacowaniu przyszłych przychodów netto w Raporcie RPS dotyczącym Ukrainy w oparciu o prognozowane ceny i koszty.

Oszacowanie wydobycia w 2011 r. 100% prawa użytkowania górniczego pól

Tabela 6.8 – 100% Kategoria zasobów eksploatacyjnych	Konwencjonalny gaz ziemny (MMcf)	Kondensat (bbl)	Ekwiwalent ropy naftowej (boe) ⁽¹⁾
Zasoby potwierdzone brutto	4 965,0	37,3	864,8
Znaczące pola ⁽²⁾			
– pole Olgowskoje	3 346,1	24,0	581,7
- pole Makiejewskoje	992,6	4,1	169,6
Zasoby prawdopodobne brutto	1 180,7	8,7	205,5
Znaczące pola ⁽²⁾			
– pole Olgowskoje	1 088,0	8,6	189,9
- pole Makiejewskoje	38,4	0,1	6,6

Uwagi:

- (1) Zob. informacje dotyczące współczynnika konwersji BOE na stronie 30 niniejszego dokumentu.
- (2) Znaczące pola to pola stanowiące 20% lub więcej szacowanego wydobycia w 2011 r. Wszystkie znaczące pola Spółki znajdują się na Ukrainie.

**Oszacowanie wydobycia w 2011 r.
70% prawa użytkowania górniczego pól KOV**

Tabela 6.8 – 70%			
Kategoria zasobów eksploatacyjnych	Konwencjonalny gaz ziemny (MMcf)	Kondensat (bbl)	Ekwiwalent ropy naftowej (boe) ⁽¹⁾
Zasoby potwierdzone brutto	3 475,5	26,1	605,3
Znaczące pola ⁽²⁾			
– pole Olgowskoje	2 342,3	16,8	407,2
- pole Makiejewskoje	694,8	2,9	118,7
Zasoby prawdopodobne brutto	826,5	6,1	143,8
Znaczące pola ⁽²⁾			
– pole Olgowskoje	761,6	6,0	132,9
- pole Makiejewskoje	26,9	0,1	4,6

Uwagi:

- (1) Zob. informacje dotyczące współczynnika konwersji BOE na stronie 30 niniejszego dokumentu.
- (2) Znaczące pola to pola stanowiące 20% lub więcej szacowanego wydobycia w 2011 r. Wszystkie znaczące pola Spółki znajdują się na Ukrainie.

Historia wydobywania

W poniższych tabelach przedstawiono średnie wolumeny produkcji dziennej KOV i uzyskane ceny jednostkowe, opłaty i renty za nadania górnicze, koszty operacyjne oraz wartość retroaktywną netto we wskazanych okresach. Wszystkie przedstawione informacje odnoszą się do działalności Spółki na Ukrainie.

Tabela 6.9-1	2010			
	31 grudnia	30 września	30 czerwca	31 marca
Przeciętna produkcja dzienna – 100% prawa użytkowania górniczego pól				
Gaz (Mcf/d)	5 773,63	4 818,44	5 757,78	6 005,19
Kondensat (bbl/d)	46,37	17,57	25,30	18,97
Łącznie (boe/d)	1 008,64	820,64	984,93	1 019,83
Przeciętna produkcja dzienna – 70% prawa użytkowania górniczego pól KOV (od daty nabycia 11 czerwca 2010 r.)				
Gaz (Mcf/d)	4 041,54	3 372,91	4 030,45	-
Kondensat (bbl/d)	32,46	12,30	17,71	-
Łącznie (boe/d)	706,05	574,45	689,45	-
Średnia uzyskana cena				
Gaz (Mcf/d)	\$ 7,66	\$ 7,32	\$ 6,76	\$ 6,74
Kondensat (bbl/d)	73,25	68,81	68,63	64,27
Łącznie (boe/d)	46,98	44,46	41,28	40,85
Opłaty opłaty i renty za nadania górnicze (royalties)				
Gaz (Mcf/d)	(1,12)	(1,11)	(1,11)	(1,26)
Kondensat (bbl/d)	(0,03)	(0,03)	(0,03)	(0,02)
Łącznie (boe/d)	(7,88)	(7,19)	(7,15)	(7,94)
Koszty operacyjne				
Łączne (USD/boe)	(8,21)	(7,69)	(6,31)	(10,34)
Transport	0,00	0,00	0,00	0,00
Uzyskana wartość retroaktywna netto				
Łącznie (USD/boe)	\$ 30,92	\$ 29,56	\$ 27,81	\$ 22,56

**Wolumen wydobycia
za rok zakończony 31 grudnia 2010 r.**

W poniższej tabeli przedstawiono odpowiadający 70% udziałowi Spółki w prawie użytkowania górniczego ogólny wolumen wydobycia razem z wolumenami wydobycia dla wszystkich ważnych pól za ostatni zakończony rok obrotowy Spółki. Wolumen wydobycia odpowiada 70% udziałowi Spółki w prawie użytkowania górniczego za okres od 11 czerwca 2010 r. – daty nabycia przez Spółkę 70% udziału w KUB-Gas – do 31 grudnia 2010 r.

Tabela 6.9-2b	Konwencjonalny gaz ziemny (MMCF)	Kondensat (Bbls)	Ekwiwalent ropy naftowej (BOE)⁽¹⁾
Wolumen wydobycia ogółem	790 644	4 964	136 738
Wolumen wydobycia na Ukrainie	790 644	4 964	136 738
Ważne pola:			
– Olgowskoje (Ukraina)	360 354	3 458	63 517
– Makiejewskoje (Ukraina)	125 761	721	21 681

Uwaga (1): Zob. informacje dotyczące współczynnika konwersji BOE na stronie 30 niniejszego dokumentu.

SKRÓTY I PRZELICZENIA

ROPA NAFTOWA I GAZ ZIEMNY		GAZ ZIEMNY	
Bbl	baryłka	Mscf	tysiąc standardowych stóp sześciennych
Bbls	baryłki	MMscf	milion standardowych stóp sześciennych
Mbbbs	tysiąc baryłek	Mscf/d	tysiąc standardowych stóp sześciennych dziennie
MMbbbs	milion baryłek	MMscf/d	milion standardowych stóp sześciennych dziennie
MSTB	tysiąc baryłek w warunkach powierzchniowych	MMBTU	milion brytyjskich jednostek cieplnych
Bbls/d	baryłek dziennie	Bscf	miliard standardowych stóp sześciennych
NGL	ciekłe frakcje gazu ziemnego/kondensat	GJ	gigadżul
STB	baryłki w warunkach powierzchniowych		
STB/d	baryłek w warunkach powierzchniowych dziennie		

INNE

BOE	Baryłka ekwiwalentu ropy przy założeniu, że 1 baryłka ropy odpowiada 6 Mscf gazu ziemnego. Określenie BOE może wprowadzać w błąd, szczególnie jeśli występuje samodzielnie. Współczynnik konwersji BOE, gdzie 6 Mscf gazu odpowiada jednej baryłce ropy naftowej, wynika z metody zakładającej równoważność energetyczną w odniesieniu do danych z pomiarów uzyskanych na końcówce palnika, co nie odnosi się do wartości występujących na głowicy.
BOE/d	Baryłka ekwiwalentu ropy naftowej dziennie
McfGE	Tysiąc stóp ekwiwalentu gazu ziemnego. Podobnie jak w przypadku BOE, określenie McfGE może wprowadzać w błąd, szczególnie jeśli występuje samodzielnie. Współczynnik konwersji McfGE, gdzie 1 Bbl odpowiada 6 Mcf, wynika z metody zakładającej równoważność energetyczną w odniesieniu do danych z pomiarów uzyskanych na końcówce palnika, co nie odnosi się do wartości występujących na głowicy.
m³	metry sześcienne