



Podsumowanie działań _____ Q3-4 2011



NOTA PRAWNA/ZASTRZEŻENIE

Niniejszy materiał zawiera i częściowo opiera się na informacjach i stwierdzeniach dotyczących przyszłości, które odznaczają się znacznym ryzykiem i niepewnością. Wszystkie stwierdzenia zawarte lub wspomniane w niniejszym materiale, za wyjątkiem stwierdzeń dotyczących faktów historycznych, należy traktować jako stwierdzenia dotyczące przyszłości. Takie informacje i stwierdzenia dotyczące przyszłości mogą opierać się na bieżących oczekiwaniach, szacunkach, prognozach i założeniach dotyczących warunków gospodarczych na świecie i w regionie, interpretacji geologicznej lub geofizycznej konkretnych obiektów lub obszarów poszukiwawczych, cen surowców, spodziewanych nakładów kapitałowych i kosztów operacyjnych oraz innych czynników, a także mogą obejmować wewnętrzne szacunki dotyczące prawdopodobnych lub możliwych zasobów kwalifikujących się do wydobycia z różnych obiektów lub obszarów poszukiwawczych. Nie ma żadnej pewności, że takie stwierdzenia, jak również oczekiwania, szacunki, prognozy i założenia w nich uwzględnione, będą dokładne, w związku z czym odbiorca powinien polegać na własnej ocenie takiej niepewności.

List prezesa zarządu do akcjonariuszy

Szanowni Państwo,

druga połowa 2011 r. była wymagającym, ale i udanym okresem dla naszej spółki, która nabierała tempa z każdym kolejnym miesiącem roku.



Na Ukrainie sprzedaż gazu i kondensatu wzrosła o 300 proc. w porównaniu z tym samym okresem 2010 r., a produkcja gazu, netto dla KOV, wraz z przyłączeniem M-19 i O-9, wynosiła średnio 7 MMcf/d. Na koniec roku produkcja na Ukrainie, netto dla KOV, wynosiła 11,6 MMcf/d gazu i 140 baryłek kondensatu, w sytuacji gdy odwierty O-6, O-8 i O-12 wciąż czekały na podłączenie. W dalszym ciągu prowadzimy udany program wierceń, z odwiertami O-9 i O-12, które podczas testów uzyskały odpowiednio przepływy na poziomie 2 MMcf/d i 8,1 MMcf/d. Na szczególną uwagę zasługuje jednak sukces programu szczelinowania hydraulicznego odwiertów O-8 i O-6, które po zastosowaniu tej technologii uzyskały w testach przepływy na poziomie odpowiednio 1 MMcf/d i 2,3 MMcf/d, a to kwalifikuje je do komercyjnego wydobycia. Zgodnie z naszą wiedzą było to pierwsze tego rodzaju udane szczelinowanie w regionie. Żeby to osiągnąć, nasz zespół zebrał razem wielu różnych dostawców usług i samodzielnie wdrożył program po to, aby zapewnić jego sukces.

Pozostając jeszcze w temacie działań operacyjnych. W trudnych okolicznościach, w lipcu 2011 r. KOV rozpoczęła planowany program wierceń w Syrii i chociaż jesteśmy rozczarowani tym, że musieliśmy zawiesić działania operacyjne, zanim dotarliśmy na planowaną głębokość 3000 m, była to bez wątpienia właściwa decyzja. Początkowy okres działań poszukiwawczych, określony w umowie, został wydłużony o 11 miesięcy do października 2012 r. Mamy nadzieję i modlimy się, aby pokój zagościł w Syrii i wśród jej mieszkańców.

W Brunei nastąpiły znaczące zmiany w składzie joint venture zarówno w Bloku L, jak i w Bloku M. W Bloku L zmiany te były efektem transakcji nabycia przez KOV, w grudniu 2011 r., udziałów spółki AED Southeast Asia Limited w konsekwencji czego udział KOV w tym bloku wzrósł do 90 proc. Co ważniejsze, KOV jest teraz operatorem tej koncesji. Dodatkowo, okres poszukiwawczy określony w umowie o podziale wpływów z wydobycia został wydłużony o 12 miesięcy, czyli do sierpnia 2013 r., co daje nam wystarczająco dużo czasu na ukończenie trwających badań sejsmicznych 3D. Nowe dane pozwolą nam określić lokalizacje w kolejnym programie obejmującym wykonanie dwóch odwiertów w Bloku L. Spodziewamy się, że program ten powinien rozpocząć się przed końcem 2012 r.

W Bloku M strona trzecia nabyła dotychczasowego operatora i obecnie nowy operator poszukuje urządzenia wiertniczego, aby rozpocząć program realizacji 3 odwiertów, zaplanowany na pierwszą połowę 2012 r. Faktyczny harmonogram wierceń będzie zależny od dostępności tego urządzenia co jest trudne do przewidzenia. Rozpoczęliśmy realizację programu poszukiwań w Brunei, w ramach którego, do tej pory, wykonano szereg badań sejsmicznych i cztery odwierty. Brunei jest położone na jednym z najbardziej zasobnych w węglowodory obszarów na świecie, dlatego pomimo braku, jak dotąd, komercyjnego sukcesu jesteśmy głęboko przekonani, że nasza wytrwałość zostanie w końcu wynagrodzona.

Na koniec słowo o Neconde. Mimo, że sfinalizowanie transakcji nabycia koncesji OML42 przez konsorcjum trwało dłużej niż przewidywano i chociaż wbrew założeniom Neconde nie zostało tam operatorem, to licencja sama w sobie wciąż pozostaje światowej klasy, unikalnym aktywem. Rzadko się zdarza, aby firma takiej wielkości jak nasza miała dostęp do tej skali zasobów. Biorąc

pod uwagę ten fakt oraz trudną sytuację na rynkach kapitałowych, gdzie Spółka miałaby pozyskać finansowanie kwestia realizacji transakcji pozostaje otwarta.

Umiejętnością, która została wyraźnie zademonstrowana w 2011 r. było doświadczenie operatorskie KOV w prowadzeniu działań operacyjnych zarówno na Ukrainie, gdzie wprowadzaliśmy nowe metody pracy i technologie, jak i w Syrii, gdzie działaliśmy bezpiecznie i profesjonalnie w bardzo trudnych warunkach.

W 2012 r. będziemy koncentrować się na budowaniu naszych sukcesów na Ukrainie, gdzie zaplanowaliśmy program wierceń obejmujący wykonanie 6 odwiertów, i w Brunei, gdzie właśnie przejęliśmy kontrolę nad całością działań operacyjnych w Bloku L.

Dotychczasowe sukcesy nie byłyby możliwe bez ciężkiej pracy i poświęcenia całego naszego zespołu. Dlatego korzystając z okazji chciałbym podziękować wszystkim z naszych placówek w Dubaju, Warszawie, Calgary i pracownikom KUB-Gasu w Ługańsku za ich wkład do sukcesu KOV.

Z wyrazami szacunku

Timothy M. Elliott
Prezes Zarządu i Dyrektor Generalny KOV

Drugie półrocze 2011 r.



Ukraine overview

W czerwcu 2010 r. Kulczyk Oil Ventures sfinalizowała transakcję zakupu 70 proc. akcji firmy KUB-Gas LCC (KUB-Gas), stając się tym samym firmą nie tylko poszukiwawczą, ale również wydobywczą. KUB-Gas jest jednym z największych prywatnych producentów gazu ziemnego na Ukrainie, a jego aktywa obejmują udziały w pięciu polach gazowych, dwa serwisowe urządzenia wiertnicze i trzy instalacje do przetwarzania gazu ziemnego. Licencje Wiergunskoje, Olgowskoje, Makiejewskoje, Północne Makiejewskoje oraz Krutogorowskoje zlokalizowane są w północno-wschodniej części Ukrainy, w basenie dniewrowsko-dnieprskim i w rowie Prypeci, regionie, z którego pochodzi 90% ropy naftowej i gazu ziemnego wydobywanych na Ukrainie.

Natychmiast po finalizacji transakcji KOV rozpoczął realizację intensywnego programu inwestycyjnego zakładającego m. in. nowe odwierty oraz stosowanie nowoczesnych technologii. Rozpoczęcie programu oraz stosowanie szczegółowych geologicznych, geofizycznych i geoinżynierskich analiz przez zespół techniczny KOV zaowocowało m.in. znacznym wzrostem rezerw oraz znaczącym wzrostem produkcji.

Program prac zaplanowanych na 2011 r. koncentrował się głównie na polach Olgowskoje i Makiejewskoje, a jego wynikiem było nowe odkrycie w odwiercie M-19 oraz odwierty O-8, O-9, O-14 i O-12. Plan maksymalizacji produkcji z tych pól obejmował nowe odwierty, wydobycie z nowych stref w istniejących odwiertach, stymulowanie wydobycia przy użyciu kanadyjskich technologii szczelinowania oraz efektywne wdrażanie strategii kompresji gazu.



urządzenie serwisowe



Przygotowanie do szczelinowania

Odwierty na Ukrainie

Makiejewskoje

M-19: pierwszy odwiert wykonywany przez KOV od momentu nabycia 70 proc. udziałów spółki KUB-Gas, rozpoczął produkcję w lipcu 2011 r. na poziomie 5 MMcf/d;

Olgowskoje

O-6: wiercenie ukończone w 2008 r. Pierwszy odwiert w programie szczelinowania hydraulicznego (wrzesień/październik 2011) uzyskał przepływ gazu na poziomie 2,3 MMcf/d;

O-7: wiercenie ukończone w IV kw. 2009 r. pierwszy odwiert wykonywany przy wsparciu zespołu technicznego KOV. Produkcja z odwiertu rozpoczęła się w listopadzie 2010 r. na poziomie ok. 1,5 MMcf/d;

O-8: wiercenie ukończone w I kw. 2011 r. Drugi odwiert w programie szczelinowania hydraulicznego, testowany w listopadzie 2011 r. uzyskał przepływ na poziomie 1 MMcf/d;

O-9: wiercenie ukończone w 4 kwietnia 2011 r. Produkcja rozpoczęła się we wrześniu 2011 r. na poziomie 2 MMcf/d;

O-12: wiercenie ukończono na początku września 2011. Interpretacja rejestrów otworowych wskazała istnienie warstwy gazu o grubości od 21 do 39 metrów w 8 potencjalnych strefach. 10- metrowa strefa w części środkowobaszkirskiej została perforowana i przeprowadzono testy produkcyjne osiągając maksymalny poziom 8,1 MMcf/d;

O-14: osiągnął głębokość całkowitą (TD) w lipcu 2011 r. i został orurowany jako potencjalny odwiert produkcyjny;

O-18 wiercenie ukończone 4 listopada 2011 r.



Urządzenia produkcyjne na M-19



Plamień gazu podczas testowania odwiertu O-6



Orville Cole –koordynator ds. szczelinowania

Odwierty na Ukrainie

Pole	Odwiert	Głębokość	Status odwiertu 01/01/2012
W metrach			
Krutogorowskoje			
	K-1	2.602	produkcja
	K-3	2.800	produkcja
	K-5	3.000	przygotowanie do wiercenia 7/2012
Wiergunskoje			
	V51	2.123	produkcja
	V71	1.850	produkcja
	V200	1.102	produkcja
	V201	972	produkcja
Olgowskoje			
	O3	2.180	produkcja
	O4	2.700	produkcja
	O5	3.237	produkcja
	O6	3.237	testy
	O7	2.520	produkcja
	O8	2.780	testy
	O9	2.640	produkcja
	O10	2.700	testy
	O11	2.600	przygotowanie do wiercenia 9/2012
	O12	2.700	produkcja
	O14	2.800	testy
	O15	2.600	propozycja-2013
	O18	2.300	testy
Makiejewskoje			
	M1	4.700	produkcja
	M2	2.116	produkcja
	M5	2.100	opuszczony
	M8	2.700	opuszczony
	M11	2.060	testy
	M12	4.700	testy
	M16	3.550	propozycja-2012
	M19	2.050	produkcja
	M20	2.600	propozycja-2013
	M21	1.500	przygotowanie do wiercenia 2/2012
Północne Makiejewskoje			
	NM1	2.500	przygotowanie do wiercenia 4/2012

Ukraina

Chronologiczny przegląd informacji prasowych

Lipiec

Olgowskoje-14 natrafił na gaz

- odkryto osiem potencjalnych rezerwuarów gazu w środkowo- i dolnobaszkirskich częściach odwiertu;
- odwiert wykonano w oddzielnym bloku ograniczonym uskokami, z którego do tej pory nie była prowadzona produkcja.

Produkcja gazu na Ukrainie wzrasta o 70 proc. do ponad 10 MMcf/dM

- od momentu przyłączenia odwiertu M-19 początkowe, średnie tempo produkcji przekraczało 5,5 MMcf/d (3,85 netto dla KOV);
- planowana do końca roku produkcja z odwiertu M-19 wyniesie minimum 4 MMcf/d (2,8 MMcf/d netto dla KOV);
- podłączenie odwiertu M-19 zwiększyło produkcję gazu o prawie 70 proc., ze średnio 6 MMcf/d (4,2 MMcf/d netto dla KOV) w ciągu pierwszych sześciu miesięcy 2011 r. do obecnych ponad 10 MMcf/d (ponad 7 MMcf/d netto dla KOV);
- oczekiwana cena sprzedaży za tysiąc stop sześciennych ("Mcf") w II kwartale 2011 r. wynosiła 9,00 USD za tysiąc stop sześciennych (Mcf), szacowany netback wyniósł 5,80 USD za Mcf. Netback w I kwartale 2011 r. wyniósł 4,77 za Mcf.

Sierpień

Testy gazu z drugiej strefy odwiertu Olgowskoje-9. Produkcja rozpocznie się już tym kwartale

- główny cel w środkowobaszkirskiej części rezerwuaru przetestowany w warunkach ustabilizowanego przepływu gazu na poziomie 2,9 mln stop sześciennych dziennie („MMcf/d”) (lub 2,0 MMcf/d netto dla KOV) przy zastosowaniu zwięzki o średnicy 7 mm;

- przyłączenie do produkcji środkowobaszkirskiej strefy w odwiercie O-9, zaplanowane na koniec III kwartału, powinno zwiększyć całkowite wydobycie o ponad 1,5 MMcf/d (1,1 MMcf/d netto dla KOV);
- testowanie w środkowym baszkirze to kolejny etap prac w odwiercie O-9, po nowym odkryciu zlokalizowanym w niższej, dolnobaszkirskiej strefie odwiertu, testowanym w warunkach ustabilizowanego przepływu na poziomie 762 tysięcy stop sześciennych („Mcf/d”) (533 Mcf/d netto dla KOV) przy zastosowaniu zwięzki o średnicy 5 mm.

Początek wierceń na Olgowskoje-12

- odwiert O-12 położony jest około 1,4 km. na północny-zachód od niedawno testowanego odwiertu O-9. Odwiert O-12 będzie wiercony na głębokość 2,650 metrów i ma służyć badaniu gazonośnych skał zbiornikowych muskowitzowych i baszkiru oraz dalszemu zwiększeniu produkcji gazu na polu Olgowskoje;
- miejsce odwiertu zidentyfikowane zostało dzięki interpretacji wyników badań sejsmicznych 2D wykonanych przez zespół techniczny składający się z przedstawicieli KOV i KUB-Gasu i znajduje się w głównym trendzie obszaru wydobywczego pola Olgowskoje, a jego przeznaczeniem jest poszerzenie znanych granic tego pola.



Odwiert O-12

Wrzesień

Produkcja na Ukrainie przekracza 12 MMcf/d

- łączna produkcja KUB-Gasu wynosi obecnie ponad 12 MMcf/d (8,4 MMcf/d netto dla KOV). Oznacza to wzrost o 150 proc. w stosunku do okresu, w którym KOV realizował transakcję nabycia udziałów w KUB-Gasie (w czerwcu 2010 r.) oraz 100 proc. wzrost wobec odnotowanej w drugim kwartale 2011 r. średniej produkcji;
- odwiert O-9 ukończony, produkcyjny, obecne wydobycie gazu na poziomie 2 MMcf/d;
- odwiert O-12 wywiercony i orurowany na całej długości (TD) jako potencjalnie produkcyjny. Rozpoczęte testowanie, powinno się wkrótce zakończyć.

Październik

Testy odwiertu Olgowskoje-12 na poziomie 8,1 MMcf/d

- testy przepływu gazu w O-12 na poziomie 8,1 MMcf/d (5,7 netto dla KOV) przez 10 mm zwężkę;
- na początku września br. odwiert O-12 osiągnął głębokość całkowitą 2.700 metrów („TD”), po czym został orurowany na całej długości TD jako potencjalnie produkcyjny. Interpretacja rejestrów otworowych wskazała na istnienie warstwy gazu o grubości od 21 do 39 metrów w 8 strefach. 10-metrowa

strefa w części środkowobaszkirskiej została sferforowana i przeprowadzono testy produkcyjne osiągając maksymalny poziom 8,1 MMcf/d;

- przetwarzanie i interpretacja danych zebranych podczas badań sejsmicznych 3D obejmujących obszar ok. 180 km² na polach Olgowskoje i Makiejewskoje wskazało kilka potencjalnych lokalizacji do dalszej pracy;
- badania te wskazały na możliwość poszerzenia o około 6 km² nowej strefy gazu, odkrytej przy realizacji odwiertu M-19, oraz wytypowały lokalizacje dwóch nowych odwiertów – pierwszego - M-21, którego celem będzie dalsze rozpoznawanie strefy gazu odkrytej przy okazji wykonywania odwiertu M-19 - i drugiego - M-16, który ma przyczynić się do dalszego zwiększania wydobycia gazu z całego obszaru koncesji Makiejewskoje;
- w drugim kwartale br. KUB-Gas pozyskał 71 km nowych danych sejsmicznych 2D z obszaru koncesji Północne Makiejewskoje. Interpretacja tych danych, jak i interpretacja już istniejących 275 km danych sejsmicznych 2D, pozwoliły wyznaczyć NM-1 –miejsce pierwszego odwiertu na obszarze niedawno nabytej koncesji.

Ruszyło wiercenie O-18

- O-18, którego planowana głębokość TD wynosi 2.300 metrów, ma na celu zbadanie gazonośnych skał zbiornikowych z moskoku, co docelowo ma służyć zwiększeniu produkcji z pola Olgowskoje.

Program szczelinowania hydraulicznego na Ukrainie

- KOV rozpoczął program stymulacji rezerwuaru z wykorzystaniem technologii hydraulicznego szczelinowania;
- wstępny program będzie koncentrował się na odwiertach O-6 i O-8, zlokalizowanych na polu Olgowskoje;
- rejestry otworowe, pozyskane po wykonaniu obu odwiertów, zidentyfikowały strefy potencjalnie gazonośne, które podczas konwencjonalnych testów nie dały

przepływu gazu w ilościach komercyjnych;

- docelową strefą w każdym z odwiertów jest interwał w środkowobaszkirskim piaskowcu na głębokości ok. 2.300 m, który wykazywał przepuszczalność poniżej 1 miliardarcy. Modelowanie komputerowe sugeruje długość szczelinowania do 144 m;
- ze względu na brak dostępnych na miejscu usług niezbędnych do przeprowadzenia tego typu operacji, przez ostatni rok KOV zajmował się kompletowaniem grupy usługodawców potrzebnych do realizacji operacji szczelinowania;
- Spółka uważa, że jest to pierwszy przypadek szczelinowania w regionie z wykorzystaniem nowoczesnych kanadyjskich technik szczelinowania;
- udane zastosowanie tej technologii może mieć istotny znaczenie dla KOV, gdy umożliwione zostanie wydobycie gazu z nieprodukcyjnych do tej pory horyzontów;
- Spółka jest przekonana, że szczelinowanie powinno zwiększyć wydobycie z obecnych stref produkcyjnych, jak i umożliwić KUB-Gasowi rozpoczęcie produkcji ze stref, z których do tej pory nie prowadzono konwencjonalnego wydobycia;
- odwiert O-6 został wykonany w 2008 roku, a jego głębokość TD wynosi 2.530 metrów. Odwiert O-8 osiągnął głębokość TD 2.780 metrów w pierwszej połowie stycznia br. Testy O-8 wskazały, że strefa R30c nie miała wystarczającej przepuszczalności na potrzeby komercyjnej produkcji. Dlatego podjęto decyzję, że O-8 będzie jednym z pierwszych obiektów w programie stymulacji poprzez szczelinowanie.

Listopad

Pierwsze udane szczelinowanie daje przepływ 2,3 MMcf/d

- szczelinowanie odwiertu O-6 spowodowało przepływ gazu i kondensatu z dotychczas nieproduktywnej strefy na poziomie 2,3 mln stóp sześciennych dziennie;

- operacja szczelinowania została zaprojektowana w taki sposób, aby przeniknąć poza strefę przyodwiertową do jednostki R30c i, poprzez wykonanie szczelin, uwolnić gaz znajdujący się w trudnodostępnych formacjach;
- Spółka ma nadzieję powtórzyć sukces szczelinowania jednostki R30c w odwiercie O-8, drugim obiekcie programu szczelinowania.

Drugie udane szczelinowanie daje przepływ 1MMcf/d

- szczelinowanie odwiertu O-8 spowodowało przepływ gazu i kondensatu z dotychczas nieproduktywnej strefy na poziomie 1 mln stóp sześciennych dziennie;
- na podstawie pozytywnych wyników pierwszego programu szczelinowania hydraulicznego, Spółka dokonuje selekcji kolejnych odwiertów i, w połowie 2012 r., planuje drugi, obejmujący kilka odwiertów, program szczelinowania;
- łączny koszt programu szczelinowania hydraulicznego dwóch odwiertów szacowany jest na ok. 1,6 mln USD (800 tys. USD/odwiert). Dla porównania szacunkowy koszt wiercenia i wykonania nowego odwiertu o głębokości 2.500 m wynosi ok. 2,5 mln USD.



Plamień gazu w odwiercie O-8

Grudzień

Testy odwiertu O-18 dają przepływ w wysokości 1,187 MMcf/d

- w testach jednej ze wskazanych stref gazu w odwiercie O-18 uzyskano przepływ gazu o maksymalnym poziomie wynoszącym 1,187 MMcf/d przez zwężkę o średnicy 5 mm;
- 4 listopada 2011 r. odwiert O-18 osiągnął planowaną głębokość 2.300 m. Po analizie danych zebranych podczas wiercenia podjęto decyzję o pogłębieniu odwiertu do głębokości całkowitej 2.650 m, po czym odwiert został orurowany jako potencjalny odwiert produkcyjny;
- interpretacja danych z rejestrów otworowych wskazała na występowanie do 38,5 m gazu w siedmiu strefach, z których jedna – strefa R22 – została wybrana do testów. Strefa R22, z której wcześniej nie prowadzono produkcji na obszarze koncesji Olgowskoje, została perforowana na głębokości od 2.035,7 do 2.058,7 m i po 12 godzinach przepływu, zamknięto ją w celu odbudowy ciśnienia;
- średnia dzienna produkcja z licencji KUB-Gasu w listopadzie 2011 r. wyniosła 11,8 MMcf/d gazu (8,3 MMcf/d netto dla KOV) i 119 baryłek kondensatu dziennie;
- dodatkowe wolumeny możliwej do uzyskania produkcji zostały już przetestowane po przeprowadzeniu, w ostatnim czasie, szczelinowania odwiertów O-6 i O-8 oraz po testowaniu wykonanego niedawno odwiertu O-12. Spodziewane podłączenie do regularnej produkcji tych odwiertów, które w testach dały łączny maksymalny przepływ gazu na poziomie 11,4 MMcf/d, odbywać się będzie w różnym czasie, w ciągu najbliższych trzech miesięcy. Zgodnie z dobrą praktyką wydobywczą odwierty powinny produkować na niższym poziomie, aby uniknąć uszkodzenia zbiornika, dlatego szacuje się, że odwierty O-6, O-8 i O-12 po podłączeniu zwiększą łączną produkcję o 5 do 8 MMcf/d (3,5 do 5,6 MMcf/d netto dla KOV).



Przygotowania do odwiertu M-21



Syryjska Republika Arabska położona w zachodniej Azji jest znaczącym eksporterem ropy naftowej i gazu. Połowę swojego PKB zawdzięcza wpływom z sektorów: naftowego i rolniczego. Pierwszy nowoczesny odwiert naftowy na terytorium tego kraju został wykonany w 1956 r., a gazowy w 1982 r.

W Syrii Loon Latakia Ltd. pośredni podmiot zależny należący w całości do Kulczyk Oil Ventures posiada 100 procentowy udział w prawie użytkowania górniczego, który daje prawo do prowadzenia prac poszukiwawczych oraz wydobywania ropy naftowej i gazu w Bloku 9 o powierzchni 10.032 km², położonym w północno-zachodniej części kraju.

W drodze umowy farm-out, 1 września 2010 r., Spółka uzgodniła dokonanie cesji 30 proc. udziału właścicielskiego w Bloku 9 w Syrii na rzecz spółki MENA Hydrocarbons (Syria) Ltd. ("MENA"), ze skutkiem na 17 czerwca 2010 r. Cesja została zatwierdzona przez władze syryjskie w marcu 2011 r.

Spółka podpisała porozumienie, na podstawie którego przepisze łącznie 5 proc. udziałów na rzecz osoby trzeciej, pod warunkiem uzyskania zgody władz syryjskich. W przypadku uzyskania takiej zgody bezpośredni udział KOV w Bloku 9 zmieni się na 45 proc.

Partnerami w Bloku 9 w Syrii są: Loon Latakia Limited, pośrednia spółka zależna należąca w całości do Kulczyk Oil (50 proc.) MENA Hydrocarbons (Syria) Ltd., pośrednia spółka zależna należąca w całości do MENA Hydrocarbons Inc., (30 proc.), Triton Petroleum Pte Ltd. ("Triton") (20 proc.).

Blok 9

Blok 9 położony jest na południe od miasta Aleppo i bezpośrednio na wschód od miasta Latakia, na północno-zachodnim

zboczu basenu Palmirydów, obfitującym w zasoby węglowodorów i jest perspektywiczny z punktu widzenia występowania ropy naftowej, gazu ziemnego i kondensatu.

Prace poszukiwawcze na terenie Bloku 9 były w przeszłości prowadzone w bardzo niewielkim zakresie, wykonano w jego obrębie jedynie cztery odwierty. W pobliżu obszaru objętego wstępnymi pracami poszukiwawczymi, znajdującego się w południowo-wschodniej części Bloku 9, przebiegają ważne linie przesyłowe ropy naftowej i gazu.

Prace nad pierwszym z odwiertów poszukiwawczych, tj. Itheria-1, rozpoczęły się 22 lipca 2011 r. Planowana całkowita głębokość odwiertu wynosiła 3 256 metrów, a zgodnie z przewidywaniami prace wiertnicze miały zająć 80 dni. Odwiert Itheria-1 miał zbadać czterokierunkowy spadek skalny, zidentyfikowany w trakcie badań sejsmicznych 3D, zebranych z obszaru ok. 200 km, na wschód od miasta Latakia. Główny obiekt badań to piaskowce z ery ordowiku. W ramach umowy farm-out z MENA, spółka ta sfinansowała 60 proc. kosztów wykonania odwiertu Itheria-1. Przypadająca na Kulczyk Oil część kosztów wykonania odwiertu Itheria-1 została w związku z tym zmniejszona do 20 proc.

17 października 2011 r. Spółka ogłosiła, iż wstrzymano program wierceń na głębokości 2 072 metrów. Potrzeba dokonania oceny wraz z coraz trudniejszymi warunkami operacyjnymi, były podstawą decyzji o zawieszeniu działań poszukiwawczych. Obecnie oczekuje się, że wstrzymanie prac będzie miało charakter tymczasowy.

KOV zamierza monitorować warunki operacyjne w Syrii żeby ocenić, czy i kiedy możliwy będzie powrót do działań operacyjnych w tym kraju.

Udział Spółki w wydatkach na 30 września 2011 r. wyniósł 7,7 mln USD, po odjęciu historycznych kosztów refundowanych przez MENA.

Syria, Blok 9

Chronologiczny przegląd informacji prasowych

Lipiec

KOV rozpoczął prace nad odwiertem poszukiwawczym Itheria-1

- planowana całkowita głębokość odwiertu to 3.200 m;
- odwiert Itheria-1 będzie badał czterokierunkowy spadek skalny zidentyfikowany w trakcie badań sejsmicznych 3D, zebranych z obszaru ok 200 km na wschód od miasta Latakia;
- głównym celem są piaskowce z epoki Ordowiku.



odwiert wodny na potrzeby odwiertu Itheria-1

Październik

KOV zawiesza operacje w Syrii

- Kulczyk Oil Ventures poinformował o zawieszeniu przez Loon Latakia Limited bieżących operacji w Syrii;
- wiercenie odwiertu Itheria-1 zostało zawieszono na głębokości 2.072 m;
- pierwszym obiektem, do którego dotarto były piaskowce - Affendi Sandstone z ordowiku, które zostały zbadane na głębokości ok. 1.470 m, lecz nie miały odpowiedniej porowatości ani przepuszczalności, aby mogły być

potencjalnym rezerwuarem. Pozostałe dwa potencjalne rezerwuary: piaskowiec Khanasser (z okresu ordowiku) oraz węgiel Burj (z okresu środkowego kambry), zalegają prawdopodobnie poniżej głębokości, na której zawieszono prace;

- informacje geologiczne i petrofizyczne pozyskane dotychczas w odwiercie Itheria, zostaną wykorzystane do zaktualizowania perspektywiczności głębiej położonych celów, zarówno w Itherii, jak i w pobliskim obiekcie poszukiwawczym Bashaer;
- potrzeba dokonania oceny, wraz z coraz trudniejszymi warunkami operacyjnymi, były podstawą decyzji o zawieszeniu działań poszukiwawczych;
- w związku z obecnie panującymi warunkami prowadzenia działań w Syrii, KOV, zwrócił się z wnioskiem o wydłużenie pierwszego okresu poszukiwawczego, który pierwotnie został odrzucony. Zapisy umowy o podziale wpływów z wydobycia w Bloku 9 pozostawały w mocy, zaś KOV prowadził rozmowy z przedstawicielami władz syryjskich na temat Bloku;
- Spółka z uwagą monitoruje warunki operacyjne w Syrii, żeby ocenić, czy i kiedy możliwy będzie powrót do działań operacyjnych w Syrii.

Listopad

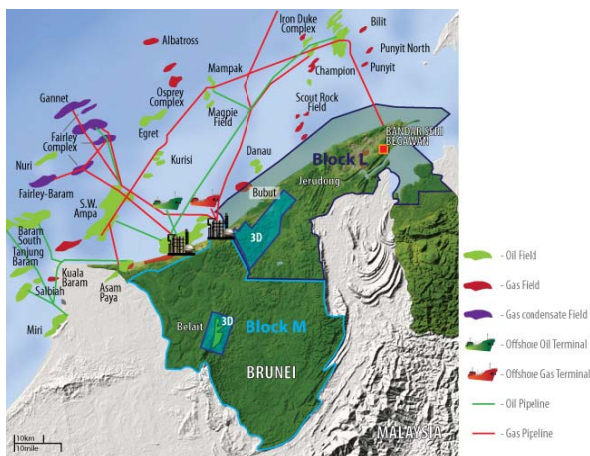
Przedłużenie terminu dla Bloku 9

- KOV została poinformowana przez syryjską General Petroleum Corporation o przedłużeniu pierwotnego okresu poszukiwawczego, przewidzianego warunkami umowy o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku 9 o 11 miesięcy począwszy od 28 listopada 2011 r., do 27 października 2012 r.



Brunei

Sułtanat Brunei położony w południowo-wschodniej Azji na północno-zachodnim wybrzeżu wyspy Borneo ma długą historię wydobycia ropy naftowej, sięgającą początków XX w. Brunei jest trzecim największym producentem ropy w Azji południowo-wschodniej i znaczącym producentem LNG.



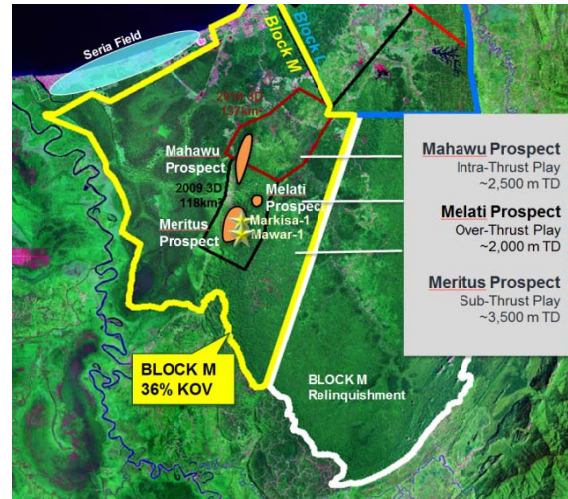
KOV jest wiodącym inwestorem na obszarze lądowym w Brunei i jedyną spółką posiadającą udziały we wszystkich blokach poszukiwawczych na obszarze lądowym tego kraju. Aktywa KOV na terytorium Brunei obejmują 36 proc. udziału w Umowie o Podziale Wpływów z Wydobycia z Bloku M oraz 90 proc. udziału w Umowie o Podziale Wpływów z Wydobycia z Bloku L.

Blok M

Obszar Bloku M do czasu obowiązkowego zrzeczenia się jego 50 proc. powierzchni zajmował obszar ok. 3.000 km² (744.000 arów) w południowej części kraju przylegając bezpośrednio do południowej granicy Bloku M.

Na jego terenie znajduje się niedostępne pole naftowo – gazowe Belait, odkryte przez Royal Dutch Shell w 1909 r. w Antyklinie Belait, większej strukturze geologicznej, która przecina Blok M i ma kontynuację w Bloku L na północ. Wiele z 18 odwiertów wykonanych

od 1912 roku w obrębie antykliny potwierdziło obecność ropy naftowej i gazu (źródło: "The Geology and Hydrocarbon Resources of Negara Brunei Darussalam, 1996 Revision" opublikowane przez Brunei Shell Petroleum).



Operacje

W drugim i trzecim kwartale 2009 r. łącznie zebrano i przetworzono dane sejsmiczne 3D obejmujące powierzchnię 118 km² oraz 2D o długości 60 km.

W 2010 r. Spółka wraz z partnerami w projekcie joint venture przeprowadziła pomiary sejsmiczne 3D na obszarze 136 km² w północnej części Bloku M. Obszar pomiarów obejmował północne przedłużenie linii trendu, wyznaczonych w ramach pomiarów w roku 2009.

W roku 2010 wykonano dwa odwierty: Marwar-1, do głębokości 1 292 metrów, oraz Markisa-1, do głębokości 1 300 metrów, przy czym w obu odwiertach stwierdzono obecność węglowodorów.

9 lutego 2011 r. Spółka wraz z partnerami podjęła decyzję o przystąpieniu do realizacji Etapu 2 Prac Poszukiwawczych, w ramach którego do 27 sierpnia 2012 r. wymagane jest wykonanie następującego minimalnego zakresu prac:

- pozyskanie i przetworzenie co najmniej 80 km danych sejsmicznych 2D;
- wykonanie co najmniej trzech odwiertów o łącznej głębokości 5.158 m;

Zobowiązania stron do wykonania prac w Bloku M wymagają poniesienia minimalnych nakładów w wysokości 7,3 mln USD. Udział KOV w minimalnych nakładach wynosi 2,6 mln USD i obejmuje zobowiązania do sfinansowania dodatkowych 4 proc. (293 000 USD), jednakże KOV spodziewa się ponieść większe nakłady w celu wykonania wymaganych prac.

Zakończono zbieranie i interpretację danych sejsmicznych i na podstawie wyników wybrane zostały lokalizacje trzech odwiertów.

KOV wraz z partnerami joint venture planuje rozpoczęcie pierwszego z trzech odwiertów poszukiwawczych na terenie Bloku M w drugiej połowie 2012 roku, w zależności od dostępności wiertnicy. Testy odwiertu wykonanego w 2010 r. planowane są na rok 2012, w zależności od wyników obecnie planowanego programu odwiertów.

Obszar Bloku M został niedawno zredukowany o 50 proc., w ramach procedury zrzeczenia się wymaganej zgodnie z warunkami umowy o podziale wpływów z wydobycia Bloku M, stanowiącej część Etapu 1.

Dotychczas nakłady poniesione przez KOV na Blok M wyniosły 76,2 mln USD (w tym pierwsze nabycie).

Blok L

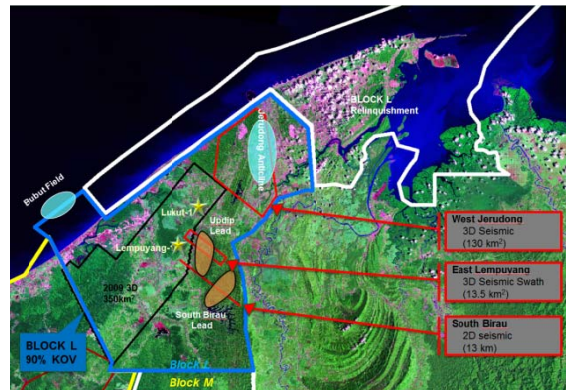
Obszar Bloku L do czasu obowiązkowego zrzeczenia się jego 50 proc. powierzchni zajmował powierzchnię 2,2 tys. km² w północnej części Brunei.

Jego morską część zajmowały stosunkowo płytkie wody obejmujące siedmiokilometrowej szerokości pas wzdłuż północno-zachodniego wybrzeża oraz niemal cały obszar Zatoki Brunejskiej w kierunku wschodnim.

Gigantyczne pole naftowe Seria, z którego do roku 1991 wydobyto łącznie ponad miliard baryłek ropy naftowej, a które wciąż produkuje, jest zlokalizowane ok. 12 kilometrów na południowy-zachód od Bloku L i przylega do zachodniej granicy Bloku M.

Nowoodkryte złoża gazu w Bubut znajdują się w nieprzekraczającej kilometra odległości

od granicy Bloku L na płytkim terenie podmorskim.



Operacje

W maju 2009 r. zakończono program zakupu danych z badań sejsmicznych w technologii trójwymiarowej, obejmujących powierzchnię 350 km², który pozwolił określić potencjał części bloku znajdującej się w pobliżu pola Seria, bezpośrednio na północ od antykliny Belait.

W roku 2010r. wykonano dwa odwierty, Lukut-1 oraz Lempuyang-1. W obu z nich odkryto obecność węglowodorów na wielu pokładach.

W trakcie prac nad odwiertem Lempuyang-1 odkryto dwie główne potencjalne strefy o łącznej grubości ponad 56 metrów. W pierwszym kwartale 2011 r. rozpoczęto testy dwóch stref w obrębie odwiertu Lempuyang-1. Pomimo wpływu gazu na powierzchnię, wskutek nieustannych problemów o charakterze mechanicznym ostatecznie skrócono program testów, ze względu na zagrożenie dla bezpieczeństwa w związku ze strumieniem gazu wpływającego do odwiertu.

Dane uzyskane podczas testów pomogą lepiej zrozumieć perspektywiczność złoża Lempuyang i terenów do niego przyległych. Wyniki wierceń i badań na Lempuyang-1 zostały włączone do istniejącej bazy danych i wykorzystane w przyszłości do oceny wyższego obszaru we wschodniej części Bloku L.

Odwiert Lukut-1 pozostaje zawieszony do czasu uzgodnienia przez partnerów programów badania odwiertu.

W 2010 r. partnerzy joint venture przeprowadzili aerodetekcyjne badania

grawimetryczne/magnetyczne na Bloku L obejmujące obszar około 3 000 kilometrów kwadratowych i dołączyli wyniki do bazy danych Bloku L.

W sierpniu 2010 r. Spółka wraz z partnerami joint venture podjęła decyzję o przystąpieniu do realizacji 2 Etapu prac wydobywczych. Zmienione minimalny zakres prac Etapu 2 obejmuje:

- 130 km² danych sejsmicznych 3D na lądzie;
- 13,5 km² danych sejsmicznych 3D na lądzie (zakres testowy)
- 13 km danych sejsmicznych 2D na lądzie
- wykonanie co najmniej dwóch odwiertów na lądzie, każdego na głębokość minimum 2.000 m.

Partnerzy w projekcie joint venture, prowadzący prace w obrębie Bloku L, zobowiązani są w ramach Etapu 2 do poniesienia wydatków w minimalnej wysokości 16 mln USD oraz do wykonania prac przewidzianych dla Etapu 2. Spółka spodziewa się poniesienia większych nakładów niż zakładane minimum, aby przeprowadzić prace, do wykonania których jest zobowiązana. Zgodnie z ostatnim zawiadomieniem o przedłużeniu Etapu 2 kończy się w 27 sierpnia 2013 r.

6 grudnia 2011 r. KOV podpisała umowę kupna-sprzedaży zgodnie z którą KOVL nabyła wszystkie wyemitowane udziały spółki AED Southeast Asia Limited ("AED SEA") i zwiększyła swoje łączne udziały w Bloku L do 90 proc.

Operator planuje pozyskanie 131 km² danych sejsmicznych 3D z obszaru West Jerudong oraz 13 km² danych sejsmicznych 3D wraz z 13 km danych sejsmicznych 2D z obszaru Tutong. Oba programy mają dostarczyć wskazówek, co do przyszłych wierceń i stanowić będą wykonanie pozostałych zobowiązań w zakresie badań sejsmicznych Etapu 2. Minimalna kwota nakładów na Etap 2 wynosi 16 mln USD i pozostaje na niezmiennym poziomie.

Do 30 września 2011 r. nakłady poniesione przez KOV na pokrycie jej części kosztów Bloku L wyniosły 20,9 mln USD.

Brunei, Blok L

Chronologiczny przegląd informacji prasowych

Grudzień

KOV zwiększa udziały w Bloku L w Brunei

- KOV poinformowała, że jej Kulczyk Oil Ventures Limited ("KOV L") podpisała umowę kupna-sprzedaży z zarządcą spółki AED Oil Limited ("AED"), zgodnie z którą KOVL nabyła po wartości minimalnej wszystkie wyemitowane udziały spółki AED Southeast Asia Limited ("AED SEA") i zwiększyła swoje łączne udziały w Bloku L do 90 proc.;
- jedynym aktywem AED SEA jest 50 proc. udział operacyjny w umowie o podziale wpływów z wydobycia dla Bloku L w Brunei;
- po sfinalizowaniu transakcji nabycia spółki AED SEA, KOV będzie miał 90 proc. udział w umowie Bloku L, na który złożą się udziały spółek zależnych KOV (pośrednio, w 100 proc.): Kulczyk Oil Brunei Limited, która posiada 40 proc. udziałów i AED SEA (operatora bloku) mającej 50 proc. udziałów. Pozostałe 10 proc. udziałów jest własnością niepowiązanej z KOV prywatnej firmy z Brunei, współpracującej ze Spółką na zasadach rynkowych.

Nowe przedsięwzięcia



Nigeria

Nigeria jest drugim, po Libii, rezerwuarem węglowodorów i największym producentem tego surowca w Afryce. W skali globalnej plasuje się w pierwszej 15 producentów ropy naftowej zajmując 5 pozycję pod względem jej eksportu.

Sektor naftowy dostarcza gospodarce nigeryjskiej 95% proc. jej przychodów z handlu zagranicznego. Na terenie kraju działają największe międzynarodowe koncerny naftowe: Shell, ExxonMobil, Chevron, Total i Eni. Złóża ropy naftowej są zlokalizowane głównie w delcie Nigru i na szelfie Zatoki Gwinejskiej. Ropa wydobywana w Nigerii charakteryzuje się znakomitymi właściwościami (m.in. pod względem gęstości oraz niskiej zawartości siarki) i jest jednym z najbardziej pożądanych surowców do produkcji benzyny i oleju napędowego na świecie.

Przemysł naftowy regulowany jest w Nigerii przez Ministerstwo Zasobów Ropy Naftowej. W styczniu 2009 r. zaprezentowano projekt Ustawy o przemyśle naftowym 2009 (Petroleum Industry Bill 2009). Przewiduje ona m.in.: decentralizację władzy związanej z przemysłem naftowym, całkowitą zmianę środowiska legislacyjnego w sektorze downstream, m.in. zniesienie subsydiów dla importerów ropy oraz zachęcenie do inwestowania w moce przetwórcze (rafinerie i zakłady przetwórstwa gazu), a także korzyści dla społeczności lokalnej – warunkiem przyznawania koncesji ma być udział społeczności lokalnej w inwestycji.

Kilka liczb charakteryzujących nigeryjski sektor paliwowy:

- Zasoby potwierdzone ropy naftowej: 37,2 mld baryłek ropy
- Zasoby eksploatacyjne gazu ziemnego: 5,25 bln metrów sześciennych

- Wydobyte ropy naftowej: 2061 tys. baryłek dziennie
- Wydobyte gazu ziemnego: 24,9 mld metrów sześciennych rocznie

Nigeria

Chronologiczny przegląd informacji prasowych

Maj

Szansa na znaczący zakup w Nigerii

- 6 maja KOV ogłosił, że dołączył do Konsorcjum Neconde Energy;
- 29 kwietnia Neconde Energy zawarł Umowę Przeniesienia, na podstawie której, z zastrzeżeniem spełnienia odpowiednich warunków) Neconde nabędzie 45 proc. udziału w koncesji wydobywczej Oil Mining Licence 42 - dużym bloku obejmującym odkryte pola produkcyjne w Delcie Nigru w Nigerii. Pozostałe 55 proc. udziałów w koncesji OML 42 należy do Nigerian National Petroleum Company;
- w skład Konsorcjum oprócz spółek zależnych KOV i Kulczyk Investments weszły Grupa NestOil, Aries E&P Company i VP Global, reprezentująca interesy lokalnych społeczności;
- znaczące rezerwy ropy naftowej i gazu oraz bieżąca produkcja;
- RPS Energy, niezależna inżynierska firma konsultingowa, dokonała przeglądu informacji udostępnionych Neconde przy zawieraniu transakcji, próbując oszacować pozostały potencjał koncesji OML 42. Korzystając z danych historycznych dotyczących pól produkcyjnych i biorąc pod uwagę pewne części dokumentu NNS (Nigerian National Standard) – sprawozdania nt. rezerw - RPS oszacowała, że pozostały, zdolny do wydobycia potencjał rezerw ropy na licencji OML 42 przypadający na 45 proc. udział Neconde wynosi:

	Netto dla Neconde 45%	Netto dla KOV 9%
RPS Low Case	57,3 mln baryłek	11,5 mln baryłek
RPS Mid Case	126 mln baryłek	25,2 mln baryłek
RPS High Case	232 mln baryłek	46,4 mln baryłek

- KOV uważa, że oszacowania, o których mowa powyżej są ostrożne, ponieważ nie uwzględniają znacznych ilości gazu i powiązanych cieczy występujących na obecnych polach, tak samo, jak nie uwzględniają znaczącej liczby niewywierconych obiektów i potencjalnych terenów poszukiwawczych, które zostały określone na terenie tej licencji;
- Neconde zamierza zaangażować RPS do przeprowadzenia kompleksowego przeglądu i analizy licencji OML 42 w celu przygotowania Raportu Niezależnego Eksperta (CPR - Competent Persons Report) przed udzieleniem ostatecznej zgody na tę transakcję przez nigeryjskie władze.

Grudzień

Neconde zamknęło transakcję nabycia OML 42 w Nigerii

KOV zachowuje możliwość uczestnictwa

- Kulczyk Oil Ventures poinformowała, że Neconde Energy sfinalizowało transakcję nabycia koncesji wydobywczej OML42. Nabycie koncesji OML 42 zostało sfinalizowane 30 listopada 2011 r.;
- zakup OML 42 przez Neconde został sfinalizowany za cenę nabycia, z zastrzeżeniem korekt na zamknięciu, w wysokości 585 mln USD. Z tej kwoty 435 mln USD zostało wniesione przez partnerów konsorcjum w ramach wkładów kapitałowych do Neconde, przy czym Kulczyk Investments SA („KI”) główny akcjonariusz KOV zapłaciła – zgodnie z umową finansowania pomostowego – za potencjalne udziały KOV. Pozostałe 150 mln USD z całkowitej ceny nabycia zostało pokryte przez finansowanie dłużne Neconde;

- w celu umożliwienia udziału KOV w konsorcjum Neconde, KI zapewnił jej finansowanie pomostowe w odniesieniu do udziału KOV w kosztach nabycia koncesji OML 42 przez Neconde. KI oraz Kulczyk Oil uzgodniły, że do czasu pozyskania przez Spółkę środków na spłatę zadłużenia wobec KI, przynależne KOV udziały w Neconde będą znajdowały się w zarządzie powierniczym na rzecz KI. Oryginalne porozumienie pomiędzy KI a KOV rozważało także spłatę zadłużenia wobec KI wynikającego z finansowania pomostowego przed 31 października 2011 r. i że w wypadku braku spłaty zarząd powierniczy uzgodniony między spółkami zostanie zniesiony i KI stanie się beneficjentem w pełnym zakresie (uprawnień korporacyjnych i majątkowych) w odniesieniu do udziałów KOV w Neconde. W celu zapewnienia Spółce czasu na pozyskanie finansowania osiągnięto porozumienie pomiędzy Spółką a KI co do wydłużenia okresu finansowania pomostowego do 31 marca 2012 r.;
- do końca marca 2012 r. KOV ma możliwość wzięcia udziału w konsorcjum Neconde z udziałem na poziomie 20 proc. (z efektywnym 9 proc. udziałem w OML 42) za łączną kwotę ok. 162,5 mln USD, przy założeniu sfinalizowania transakcji przez KOV 31 marca 2012 r. Na kwotę tę składają się: 31,96 proc. z gotówkowej części ceny transakcji, czyli z 435 mln USD oraz 31,96 proc. z kwoty odsetek naliczonych od wynoszącego 150 mln USD finansowania dłużnego Neconde za okres od 28 kwietnia 2011 r. do daty zamknięcia transakcji, plus 19 mln USD dodatkowych kosztów, z których większość wynika z umowy finansowania pomostowego zawartej z KI;
- Nigerian National Petroleum Company poinformowała, że przekaze 55 proc. swoich udziałów w koncesji OML42 spółce Nigerian Petroleum Development Company („NPDC”), która będzie operatorem bloku.

Korporacyjne

Wyniki finansowe i operacyjne trzeciego kwartału

Finansowe

- przychody ze sprzedaży węglowodorów za trzeci kwartał wzrosły o ponad 300 proc. do 7,61 mln USD netto dla KOV
- średnia, dzienna produkcja netto dla KOV wyniosła ponad 1,24 tys. baryłek ekwiwalentu ropy naftowej dziennie ("boepd") [210,2 tys. m sześciennych], co oznacza więcej niż podwojenie poziomu produkcji w porównaniu z tym samym okresem w 2010 r. i o 64% więcej niż w pierwszej połowie 2011 r.
- produkcja gazu netto dla KOV wyniosła średnio ponad 7 mln stóp sześciennych gazu dziennie (MMcf/d) [198,2 tys. m sześciennych]
- średnie ceny wyniosły 10,53 USD za tysiąc stóp sześciennych ("Mcf") (10,53 USD za 28,32 m³) gazu i 94,92 USD za baryłkę kondensatu
- zysk operacyjny (netback) po odliczeniu opłat koncesyjnych (royalty) i kosztów produkcji wyniósł 5,45 USD za Mcf gazu (5,45 USD za 28,32 m³), a netback po odliczeniu royalty za baryłkę kondensatu wyniósł 47,85 USD
- produkcja netto dla KOV w trzecim kwartale 2011 r., wynosząca 7,4 mln stóp sześciennych ekwiwalentu gazu dziennie MMcfe/d [210 tys. m sześciennych] lub 1,24 tys. boepd, była ponad dwukrotnie wyższa niż w analogicznym okresie roku poprzedniego, kiedy wynosiła 3,5 MMcf/d [99,1 tys. m sześciennych], a także o 64 proc. większa niż produkcja z pierwszej połowy 2011 r.: 4,5 MMcf/d [127,4 tys. m sześciennych]. Wzrost spowodowany był głównie podłączeniem w lipcu odwiertu Makiejewskoje-19 ("M-19"). W

Tim Elliott, Prezes Zarządu i Dyrektor Generalny

"Jesteśmy zadowoleni z systematycznego wzrostu, jaki odnotowują stale zwiększająca się produkcja netto oraz wysokość przychodów i oczekujemy kontynuacji tego trendu w nadchodzących miesiącach, kiedy podłączymy do gazociągu kolejne odwierty, z których już uzyskujemy przepływ gazu, wykonamy nowe odwierty, a także dzięki efektom programu szczelinowania oraz skutecznemu wykorzystaniu nowego urządzenia serwisującego"

ciągu kwartału udział w wydobyciu wyglądał następująco: 95 proc. gazu i 5 proc. kondensatu, przy produkcji na poziomie, netto dla KOV, 7,064 MMcf/d gazu [200 tys. m sześciennych] i 59 bbls/d kondensatu;

- od końca trzeciego kwartału produkcja rosła systematycznie, wzrastając netto dla KOV za październik 2011 r. średnio do 8,5 MMcf/d [240,7 tys. m sześciennych] gazu i 93 bbls/d kondensatu. Poziom produkcji, z niepodłączonych jeszcze do systemu gazociągów odwiertów, także wzrosło dzięki nowemu odwiertowi Olgowskoje-12 ("O-12"), który w czasie testowania, na początku października osiągnął przepływ na poziomie 8,1 MMcf/d [230 tys. m sześciennych] (5,7 MMcf/d netto dla KOV). Udane szczelinowanie odwiertów Olgowskoje-6 ("O-6") i Olgowskoje-8 ("O-8") po raz kolejny zwiększyło możliwości produkcyjne aktywów Ukrainy. Odwiert Olgowskoje-14 ("O-14"), przy którym prace wiertnicze zakończyły się na początku lipca, nie został jeszcze przetestowany;
- cena uzyskiwana za gaz w trzecim kwartale wyniosła 10,53 USD za Mcf (10,53 USD za 28,32 m³), czyli o 24 proc. więcej niż 8,49 USD za Mcf (8,49 USD za 28,32 m³) uzyskiwanych w pierwszej połowie 2011 r. i o 44 proc. więcej niż 7,32 USD za Mcf (7,32 USD za 28,32 m³) w trzecim kwartale 2010 r. Cena kondensatu wynosiła 94,92 USD za baryłkę w trzecim kwartale, wzrastając znacząco z 53,58 USD za baryłkę uzyskiwanych w tym samym okresie

ubiegłego roku i pozostając na niemal niezmiennym poziomie w stosunku do 95,51 USD za baryłkę otrzymywanych w pierwszej połowie 2011 r. Cena gazu uzyskiwana w październiku 2011 wynosiła 10,51 USD za Mcf (10,51 USD za 28,32 m³);

- zwiększenie wielkości sprzedaży gazu i poprawa ceny jego sprzedaży przyczyniły się do wzrostu netback do 5,82 USD za Mcfe w trzecim kwartale 2011 r., w porównaniu do 3,52 USD w tym samym okresie w 2010 r. i 4,52 USD w pierwszej połowie 2011 roku;
- Nowoczesne urządzenie serwisowe, wyprodukowane w Kanadzie w drugim i trzecim kwartale 2011 r., zostało zakupione i obecnie jest dostarczane na Ukrainę. Oczekuje się, że wiertnia, w komplecie z osprzętem hydraulicznym, systemem głowicy przeciwerupcyjnej, wyposażeniem pompującym oraz 50 tonowym żurawiem, rozszerzy możliwości KOV w zakresie wykonywania nowych odwiertów, ponownego podłączania istniejących i zwiększy ekonomiczną wydajność produkcyjną z wielu stref. Oczekuje się, że będzie gotowa do pracy przed końcem roku.

Powołanie Helmuta Langangera na stanowisko dyrektora

- W listopadzie KOV poinformowała, że Pan Helmut Langanger dołączył do Rady Dyrektorów KOV;



- Helmut Langanger, ma lat 61 i tytuł magistra inżynierii Naftowej Akademii Górniczej w Leoben w Austrii oraz Master Degree (MA) Uniwersytetu w Wiedniu. Od 1974 r. do 2010 r. był pracownikiem austriackiej spółki OMV, jednej z największych grup w branży naftowo-gazowej w Europie Centralnej;
- podczas pracy dla OMV był do 1980 r. inżynierem złożowym. W latach 1981-1985 był inżynierem zajmującym się oceną techniczną i ekonomiczną międzynarodowych projektów poszukiwawczo-wydobywczych, a od roku 1985 do 1989 piastował stanowisko wiceprezesa odpowiedzialnego za planowanie i ekonomikę projektów poszukiwawczo-wydobywczych (E&P) i gazowych;
- w 1989 roku został powołany na stanowisko wiceprezesa ds. międzynarodowych projektów poszukiwawczo-wydobywczych, a w 1992 roku objął funkcję wiceprezesa ds. poszukiwań i wydobywania w pionie operacji globalnych OMV. W 2002 roku zajmował stanowisko wiceprezesa wykonawczego

grupy ds. E&P, z którego w 2010 roku odszedł na emeryturę. W okresie, kiedy nadzorował działalność poszukiwawczo-wydobywczą, OMV zbudowała znaczący, międzynarodowy portfel inwestycji E&P, obejmujący 17 krajów, oraz odnotowała wzrost rezerw 2P z 300 mln boe (w 1989) do 1,9 mld boe (w 2009) r.;

- w 2010 r. p. Langanger został powołany w skład Rady Dyrektorów spółki EnQuest PLC, gdzie zasiada w Komitetach Audytu i ds. Nominacji oraz przewodniczy Komitetowi ds. Wynagrodzeń oraz jest dyrektorem niewykonawczym wyższego szczebla. Jest także członkiem Rady Nadzorczej w Schoeller Bleckman Oilfield Equipment A.G.

Norm Holton, Wiceprzewodniczący Rady Dyrektorów KOV powiedział:

„Jesteśmy bardzo zadowoleni, że udało nam się przyciągnąć do KOV kogoś takiego jak Helmut, osobę z ogromnym doświadczeniem i potwierdzonymi sukcesami w naszej branży. Jego wskazówki i rady pomogą Spółce kontynuować rozwój produkcji i zwiększać rezerwy na Ukrainie, a także poszukiwać nowych możliwości rozwoju poza nią.”

O Kulczyk Oil

Kulczyk Oil to międzynarodowa spółka prowadząca poszukiwania ropy naftowej i gazu. Posiada zdywersyfikowane portfolio projektów w Brunei, Syrii i na Ukrainie oraz profil ryzyka obejmujący działalność poszukiwawczą w Brunei i Syrii oraz działalność wydobywczą w Ukrainie. Ponadto KOV ma możliwość uczestnictwa z 9 proc. udziałem netto (pośrednim) w koncesji OML42 w Nigerii. Akcje zwykłe Kulczyk Oil są notowane na Giełdzie Papierów Wartościowych w Warszawie (symbol KOV).

W Brunei KOV posiada udziały w prawie użytkowania górniczego, przyznanego mu zgodnie z dwoma umowami o podziale wpływów z wydobycia, uprawniającą do poszukiwania i wydobycia ropy oraz gazu ziemnego z Bloku L i Bloku M. KOV posiada 90 proc. udział w Bloku L, obejmującym obszar lądowy i morski o powierzchni 2 220 km² (550.000 akrów) w północnym Brunei oraz 36 proc. udział w Bloku M, obejmującym obszar lądowy o powierzchni 3.011 km² (744.000 akrów) w południowym Brunei.

Na Ukrainie KOV posiada faktyczny 70 proc. udział w KUB-Gas LLC. Aktywa KUB-Gas obejmują 100-procentowe udziały w pięciu koncesjach zlokalizowanych w pobliżu Ługańska, miasta w północno-wschodniej części Ukrainy. Produkcja gazu odbywa się na czterech polach.

W Syrii KOV posiada, zgodnie z umową o podziale wpływów z wydobycia, 50 proc. udział w Bloku 9, uprawniający do poszukiwania i wydobycia, po spełnieniu określonych warunków, ropy i gazu ziemnego na obszarze Bloku 9 o powierzchni 10.032 km², położonego w północno-zachodniej Syrii. Spółka podpisała porozumienie, na podstawie którego przepiše łącznie 5 proc. udziałów na rzecz osoby trzeciej, pod warunkiem uzyskania zgody władz syryjskich. W przypadku uzyskania takiej zgody bezpośredni udział KOV w Bloku 9 zmieni się na 45 proc.

Główny akcjonariusz spółki, Kulczyk Investments S.A. posiada obecnie prawie 45 procent udziału w kapitale spółki. Kulczyk Investments S.A. jest międzynarodowym domem inwestycyjnym, założonym przez polskiego przedsiębiorcę dr. Jana Kulczyka.

Więcej informacji można uzyskać odwiedzając witrynę internetową Kulczyk Oil (www.kulczykoilventures.com) lub kontaktując się z:

Kulczyk Oil Ventures Inc. – Kanada
Norman W. Holton
Wiceprzewodniczący Rady Dyrektorów
Tel.: +1 403 264 8877
nholton@kulczykoil.com

Kulczyk Oil Ventures Inc. – Polska
Jakub J. Korczak
Wiceprezes ds. Relacji Inwestorskich, Dyrektor Operacji w Europie Środkowo-Wschodniej
Tel.: +48 22 414 21 00
jkorczak@kulczykoil.com