

KULCZYK OIL VENTURES INC.

Sprawozdanie kierownictwa z działalności
Za rok zakończony dnia 31 grudnia 2011 r.
(kwoty w dolarach amerykańskich)

Niniejsze Sprawozdanie kierownictwa z działalności („Sprawozdanie z działalności”) spółki Kulczyk Oil Ventures Inc. (zwanej dalej „KOV”, „Kulczyk Oil” lub „Spółka”) należy analizować łącznie ze zbadanym skonsolidowanym sprawozdaniem finansowym KOV za rok zakończony dnia 31 grudnia 2011 r. („Skonsolidowane sprawozdanie finansowe”). Należy także zapoznać się z informacją prawną zatytułowaną „Stwierdzenia dotyczące przyszłości”, która znajduje się na końcu niniejszego dokumentu.

Za sporządzenie niniejszego Sprawozdania z działalności odpowiada Kierownictwo, natomiast Komitet ds. audytu Rady Dyrektorów („Rada”), dokonuje przeglądu niniejszego Sprawozdania z działalności i rekomenduje jego przyjęcie przez Radę.

W związku z raportowaniem za rok zakończony dnia 31 grudnia 2011 r., niniejsze Sprawozdanie z działalności sporządzone zostało w dolarach amerykańskich („USD”), będących walutą sprawozdawczą Spółki. Skonsolidowane sprawozdania finansowe na dzień 31 grudnia 2011 r. i 2010 r. zostały sporządzone zgodnie z Międzynarodowymi Standardami Sprawozdawczości Finansowej („MSSF”). Niniejszy dokument datowany jest na dzień 19 marca 2012 r.

Na końcu niniejszego dokumentu, można znaleźć definicje niektórych terminów stosowanych w sprawozdaniach obejmujących ujawnienia z dziedziny ropy naftowej i gazu ziemnego, miary niewystępujące w MSSF, a także informacje na temat „Istotnych szacunków”.

Kulczyk Oil Ventures Inc.
Sprawozdanie kierownictwa z działalności
Na dzień i za rok zakończony dnia 31 grudnia 2011 r.
(kwoty w USD, o ile nie wskazano inaczej)

Informacje ogólne

Spółka Kulczyk Oil jest międzynarodową spółką prowadzącą działalność w zakresie poszukiwania i zagospodarowania złóż ropy naftowej i gazu ziemnego na Ukrainie i w Brunei, oraz posiadającą udziały w Syrii i opcję nabycia udziałów w koncesji w Nigerii. Spółka posiada biura w Calgary (Prowincja Alberta, Kanada), w Dubaju (Zjednoczone Emiraty Arabskie) oraz w Warszawie (Polska).

Spółka uważa, że udowodniła swoją zdolność do negocjowania i zawierania umów w zakresie poszukiwania i zagospodarowywania złóż, wydobywania, ograniczania ryzyka oraz częściowego finansowania zobowiązań inwestycyjnych wynikających z tych umów poprzez umowy warunkowej cesji udziału w prawie użytkowania górniczego (ang. *farm-out arrangements*) i przychody z wydobywania. Kierownictwo zamierza kontynuować stosowanie tego sprawdzonego modelu biznesowego przy realizacji przyszłych projektów, kontynuując jednocześnie rozwój istniejących aktywów naftowo-gazowych.

KOV jest udziałowcem: jednej spółki bezpośrednio i w 100% zależnej - Kulczyk Oil Ventures Limited („**KOV Cyprus**”), sześciu spółek pośrednio zależnych w 100%, tj. Kulczyk Oil Brunei Limited („**KOV Brunei**”), Loon Latakia Limited („**Loon Latakia**”), KOV Borneo Limited („**KOV Borneo**”), KOV Africa Limited, która z kolei posiada spółkę KOV Nigeria B.V. („**KOV Nigeria**”), a także spółki AED South East Asia Limited („**KOV SEA**”) oraz 70% udziałowcem spółki zależnej KUBGAS Holdings Ltd. (wcześniej Loon Ukraine Holding Limited) („**KUB Holdings**”), która z kolei posiada 100% udział w ukraińskiej spółce KUB-Gas LLC („**KUB-Gas**”). Spółka posiada również pewną liczbę innych niestrategicznich inwestycji.

- Na Ukrainie Spółka posiada efektywnie 70% udział netto w pięciu koncesjach gazu ziemnego i kondensatu (dwóch koncesjach wydobywczych i trzech koncesjach poszukiwawczych), czterech stacjach przetwórstwa gazu, wiertnicy, wyspecjalizowanym urządzeniu do pogłębiania odwiertów i innych aktywach służących do obsługi odwiertów oraz ponad 20 km gazociągów podłączonych do ukraińskiej przesyłowej sieci gazowej. Na obszarze czterech spośród pięciu koncesji prowadzone jest wydobywanie gazu i kondensatu gazu ziemnego, przy czym jedną z koncesji poszukiwawczych przekształcono w koncesję wydobywczą w lutym 2012 r., a kolejna jest obecnie w trakcie procesu konwersji w wydobywczą. Spółka zaczęła osiągać przychody od momentu nabycia udziału w tych koncesjach w czerwcu 2010 r. i od tego momentu Spółka osiągnęła skumulowany przychód (pomniejszony o koszty należności koncesyjnych) w wysokości prawie 36 mln USD.
- W Brunei Spółka posiada:
 - 90% udział w Bloku L w Brunei na podstawie umowy o podziale wpływów z wydobywania („**Umowa PSA dla Bloku L**”), która daje Spółce i innym partnerom prawo do poszukiwania i, po spełnieniu określonych warunków, prawo do wydobywania ropy i gazu z Bloku L, na obszarze 1 134 km² (281 000 akrów) obejmującym określone obszary lądowe i morskie. Spółka posiadała 40% udział do 5 grudnia 2011 r., kiedy to przejęła dodatkowy 50% udział oraz została operatorem Bloku L;
 - 36% udział w Bloku M w Brunei na podstawie umowy o podziale wpływów z wydobywania („**Umowa PSA dla Bloku M**”), która daje Spółce i innym partnerom prawo do poszukiwania i, po spełnieniu określonych warunków, prawo do wydobywania ropy i gazu z Bloku M, na obszarze 1 505 km² (372 000 akrów) obejmującym określone obszary lądowe Brunei, znajdujące się na południe od Bloku L.
- W Syrii Spółka posiada obecnie 50% udział operacyjny w Bloku 9 w Syrii na podstawie umowy o podziale wpływów z wydobywania („**Umowa PSC dla Bloku 9**”), która daje jej prawo do poszukiwania i, po spełnieniu określonych warunków, prawo do wydobywania ropy i gazu z Bloku 9, na obszarze 10 032 km² (2,48 mln akrów) w północno-zachodniej części Syrii. Spółka uzgodniła przeniesienie 5% udziału na osobę trzecią, co podlega zatwierdzeniu przez władze syryjskie. Po uzyskaniu zgody efektywny udział Spółki w Bloku 9 będzie wynosił 45%.
- W dniu 6 maja 2011 r. Spółka ogłosiła przystąpienie do konsorcjum („**Konsorcjum Neconde**”) Neconde Energy Limited („**Neconde**”). Dnia 29 kwietnia 2011 r. Neconde zawarło Umowę przeniesienia („**AFA**”) z Shell Petroleum Development Company of Nigeria Ltd, Total E&P (Nigeria) Ltd oraz z Nigerian Agip Oil Company Ltd, na podstawie której Neconde nabędzie 45% udział w koncesji na wydobywanie ropy naftowej - Oil Mining Licence 42 („**OML 42**”), obejmującej duży blok, który zawiera odkryte wcześniej złoża węglowodorów w obszarze delty Nigru w Nigerii. Pozostały 55% udział w OML 42 jest w posiadaniu Nigerian National Petroleum Company. Neconde sfinalizowało nabycie koncesji OML 42 w dniu 30 listopada 2011 r. za cenę 585 mln USD,

Kulczyk Oil Ventures Inc.
Sprawozdanie kierownictwa z działalności
Na dzień i za rok zakończony dnia 31 grudnia 2011 r.
(kwoty w USD, o ile nie wskazano inaczej)

z wyłączeniem korekt na zamknięciu. Kulczyk Investments S.A. („KI”), większościowy akcjonariusz Spółki, zapewnił Spółce pomostowe finansowanie udziału Spółki w kosztach nabycia koncesji OML 42 przez Neconde. Spółka przejmie własność 20% udziałów w Neconde, o ile i w stopniu, w jakim dokona spłaty finansowania zapewnianego przez KI. Umowa finansowania pomostowego została przedłużona do 31 marca 2012 r., która to data jest aktualnie obowiązującym ostatecznym terminem wykonania przez Spółkę opcji objęcia udziału w Neconde. Nie ma pewności, że nabycie zostanie zrealizowane w przewidywanym przez Spółkę czasie i w przewidywany sposób oraz, że w ogóle zostanie zrealizowane.

- Akcje Spółki zostały dopuszczone do obrotu na Giełdzie Papierów Wartościowych w Warszawie („GPW”) w dniu 25 maja 2010 r.

Opis aktywów

UKRAINA

Wprowadzenie

Dnia 11 czerwca 2010 r. spółka Kulczyk Oil nabyła 70% udziału właścicielskiego (ang. *ownership interest*) w KUB-Gas, spółce zarejestrowanej na Ukrainie, posiadającej wówczas 100% udział w trzech koncesjach na prowadzenie działalności poszukiwawczej i jednej koncesji wydobywczej, a także posiadającej instalacje przetwórcze i inne składniki majątku służącego do obsługi odwiertów, w tym między innymi kanadyjską wiertnicę o mocy 1000 KM. Jedna z koncesji poszukiwawczych, jak szerzej opisano poniżej, została w 2012 r. przekształcona w koncesję wydobywczą. Inwestycja w KUB-Gas realizowana jest poprzez KUB Holdings, prywatną spółkę z siedzibą na Cyprze. Na dzień 31 grudnia 2011 r. Spółka posiadała następujące koncesje na Ukrainie:

Koncesje wydobywcza	Data wydania	Data wygaśnięcia
Pole Wiergunskoje	27 września 2006 r.	27 września 2026 r.
Pole Olgowskoje	6 lutego 2012 r.	6 lutego 2032 r.
Koncesje poszukiwawcze		
Pole Makiejewskoje	18 maja 2001 r.	11 sierpnia 2014 r.
Pole Krutogorowskoje	16 lipca 2004 r.	11 sierpnia 2014 r.
Pole Północne Makiejewskoje	29 grudnia 2010 r.	20 grudnia 2015 r.

Spółka może wydobywać gaz ziemny i kondensat na podstawie posiadanych licencji poszukiwawczych w ilościach nieprzekraczających 10% szacowanych a zatwierdzonych przez Ministerstwo Ochrony Środowiska Ukrainy zasobów geologicznych. Dopóki koncesja posiada status poszukiwawczy Spółka nie może przekroczyć limitu. Spółka może przekształcać koncesje poszukiwawcze na wydobywcze, pozwalające jej na prowadzenie wydobycia gazu ziemnego i kondensatu bez ograniczeń przez okres obowiązywania koncesji, który zasadniczo wynosi 20-25 lat. W 2011 r. Spółka złożyła wniosek o konwersję dwóch koncesji poszukiwawczych w koncesje wydobywcze. Zarząd zamierza uzyskać zgodę organu regulacyjnego i oczekuje, że Spółka, w przypadku wystąpienia takiej potrzeby, będzie w stanie uzyskać decyzję o przekształceniu pozostałych posiadanych przez siebie koncesji poszukiwawczych w koncesje wydobywcze. W lutym 2012 r. ukraińskie Ministerstwo Paliw i Energetyki formalnie zezwoliło na konwersję koncesji Olgowskoje z poszukiwawczej na 20-letnią koncesję wydobywczą. Trwa proces konwersji koncesji poszukiwawczej Makiejewskoje na koncesję wydobywczą.

Kulczyk Oil Ventures Inc.
Sprawozdanie kierownictwa z działalności
Na dzień i za rok zakończony dnia 31 grudnia 2011 r.
(kwoty w USD, o ile nie wskazano inaczej)

Uaktualnienie

- Przeciętna wielkość wydobycia gazu w 2011 r. wynosiła 8 579 Mcf/d (dla 70% udziału netto – 6 006 Mcf/d). Wydobycie gazu ziemnego w czwartym kwartale 2011 r. wyniosło 12 061 Mcf/d (dla 70% udziału netto – 8 443 Mcf/d). Średnia wielkość wydobycia w czwartym kwartale 2011 r. była ponad dwukrotnie wyższa od średniego wydobycia w 2010 r.
- Wielkość rezerw potwierdzonych na dzień 31 grudnia 2011 r., ujęta jako wielkość netto dla KOV (to jest przypadająca na 70% udział Spółki), wzrosła więcej niż dwukrotnie, do poziomu 27,2 Bcfe (4,5 MMboe) (przed odliczeniem należności koncesyjnych), z pierwotnej wielkości 10,6 Bcfe (1,8 MMboe) na moment przejścia w czerwcu 2010 r., ale spadła o 8% z 29,5 Bcfe (4,9 MMboe) w porównaniu ze stanem na dzień 31 grudnia 2010 r. Rezerwy potwierdzone oraz prawdopodobne na dzień 31 grudnia 2011 r., netto dla KOV, wzrosły o 213% do poziomu 38,8 Bcfe (6,5 MMboe) (przed odliczeniem należności koncesyjnych) z 18,2 Bcfe (3,0 MMboe) w czerwcu 2010 r., ale spadły o 15% z 45,6 Bcfe (7,6 MMboe) na dzień 31 grudnia 2010 r. W trakcie 2011 r. w wyniku wykonanych na polu Makiejewskojie wierceń zwiększono stan rezerw, co zostało skompensowane zmniejszeniem wynikającym z technicznej korekty rezerw pola Olgowskoje.
 - Profilowanie wszystkich nowych odwiertów wykonanych w 2011 r. odbyło się z wykorzystaniem nowoczesnych urządzeń pomiarowych, a gdy wyniki profilowania nowych odwiertów włączono do bazy danych i poddano analizie stwierdzono, że stare pomiary wykazywały ilości węglowodorów do 30% zawyżoną. Różnice między nowymi i starymi pomiarami wywarły zasadniczy wpływ na obliczenie dotyczące rezerw pola Olgowskoje, które zostały zmniejszone o ponad połowę dotychczasowych wielkości na dzień 31 grudnia 2011 r.
- W okresie osiemnastu miesięcy od momentu objęcia przez KOV udziałów na Ukrainie, wykonano siedem odwiertów, w tym pięć w 2011 r.
- Na polu Makiejewskojie wykonano w 2010 r. odwiert poszukiwawczy M-19 na głębokość 2 060 metrów, napotykając na kilka potencjalnych złóż gazu. Włączenie odwiertu do eksploatacji nastąpiło na początku lipca 2011 r., a początkowy poziom wydobycia przekroczył 5 500 Mcf/d (dla 70% udziału netto – 3 850 Mcf/d). Od dnia podłączenia odwiertu produkcja wynosi około 5 045 Mcf/d (dla 70% udziału netto – 3 532 Mcf/d). Przewiduje się zmniejszenie i ustabilizowanie wydobycia na poziomie około 4 000 Mcf/d (dla 100% udziału).
- Na polu Olgowskoje, około 2 km na południowy wschód od odwiertu O-7, został wykonany odwiert O-8 na głębokość 2 780 metrów. Głównym celem odwiertu O-8, była ta sama strefa, z której obecnie prowadzone jest wydobycie gazu przez odwiert O-7. Z badań odwiertu wynika, że strefa R30c nie wykazuje odpowiedniej przepuszczalności do prowadzenia komercyjnego wydobycia. Po przeprowadzeniu stymulacji szczelinowaniem przepływ gazu z odwiertu O-8 wyniósł 1 000 Mcf/d (dla 70% udziału netto - 700 Mcf/d). Odwiert został orurowany, a rozpoczęcie wydobycia nastąpi na początku 2012 r. po włączeniu odwiertu do eksploatacji.
- Na polu Olgowskoje wykonano w 2010 r. odwiert O-7. W trakcie roku odwiert produkował około 1 610 Mcf/d gazu (dla 70% udziału netto – 1 127 Mcf/d) i 29 bbl/d kondensatu (dla 70% udziału netto – 20 bbl/d).
- W kwietniu 2011 r. ukończono odwiert O-9, położony ok. 1 km na północny zachód od odwiertu O-8. Odwiert O-9 został orurowany jako odwiert wielostrefowy. Testy drugorzędowego celu doprowadziły do nowego odkrycia, ponieważ wcześniej nie przypisywano żadnych rezerw ani zasobów do jednostek znajdujących się w obrębie dolnobaszkirskiego zbiornika. Testy dolnobaszkirskiego rezerwuaru (czyli jednostki R37) dały przepływ 1 200 Mcf/d (dla 100% udziału) przez zwężkę 6 mm, a ustabilizowany jego poziom wyniósł 762 Mcf/d (dla 100% udziału) przez zwężkę 5 mm. Zakłada się, że jednostka R37 ciągnie się przez cały obszar koncesji Olgowskoje. Badania głównego obiektu w sekcji środkowobaszkirskiej rozpoczęły się pod koniec lipca. W perforowanych interwałach przepływ gazu odbywał się na poziomie od 1 700 Mcf/d do 4 400 Mcf/d, a ustabilizował się na poziomie 2 900 Mcf/d (dla 100% udziału) przy zwężce 7 mm. Wydobycie z badanej strefy rozpoczęło pod koniec września 2011 na poziomie 2 200 Mcf/d (dla 70% udziału netto – 1 540 Mcf/d).
- Prace nad odwiertem poszukiwawczym O-12, który znajduje się w odległości ok. 1,4 km na północny zachód od odwiertu O-9, rozpoczęły się w sierpniu 2011 r. O-12 osiągnął głębokość 2 700 metrów we wrześniu 2011 r. Celem odwiertu było zbadanie złóż gazonośnych w ramach rezerwuarów sekcji moskowskiej i baszkirskiej oraz dalsze rozwijanie możliwości wydobywczych gazu z pola Olgowskoje. Interpretacja rejestrów otworowych wykazała obecność potencjalnego złoża na głębokości pomiędzy 21 a 39 m w 8 potencjalnych strefach. Wykonano perforację 10-metrowej strefy w sekcji środkowobaszkirskiej i w testach produkcyjnych uzyskano poziom wydobycia maksymalnie wynoszący 8,1 MMcf/d (dla 100% udziału) poprzez zwężkę 10 mm. W dniu 1 stycznia

Kulczyk Oil Ventures Inc.
Sprawozdanie kierownictwa z działalności
Na dzień i za rok zakończony dnia 31 grudnia 2011 r.
(kwoty w USD, o ile nie wskazano inaczej)

2012 r. odwiert został włączony do eksploatacji z początkowym wydobywaniem na poziomie 4 600 Mcf/d (3 220 netto dla KOV).

- Odwiert O-14 znajduje się w odległości około 4 km na południowy wschód od odwiertu O-8. Został wykonany na głębokość 2 800 metrów. W jego obrębie znaleziono osiem potencjalnych stref gazonośnych w formacjach środkowo- i dolnobaszkirskich. Celem odwiertu był nieprzebadany wcześniej blok zidentyfikowany po interpretacji danych sejsmicznych 2D i leżący w trendzie głównego obszaru wydobywania Olgowskoje. Testy produkcyjne wydobywania rozpoczęły się w pierwszym kwartale 2012 r.
- Wykonywanie odwiertu O-18 rozpoczęło się w październiku 2011 r., a w listopadzie 2011 r. osiągnięto zakładaną głębokość. W testach uzyskano przepływ gazu na poziomie 1 187 Mcf/d (dla 70% udziału netto - 831 Mcf/d). Interpretacja danych z rejestrów otworowych wskazała na występowanie do 38,5 metrów gazu w siedmiu strefach. Spodziewane jest włączenie odwiertu do eksploatacji w pierwszym kwartale 2012 r.
- Wykonanie odwiertu M-21 planowane było na połowę grudnia 2011 r., jednak z powodu mrozów i złych warunków pogodowych rozpoczęło się w lutym 2012 r.
- W maju 2011 r. KUB-Gas zawarł umowę kredytu z Europejskim Bankiem Odbudowy i Rozwoju („EBOR”) do kwoty 40 mln USD. Środki z kredytu wykorzystane zostaną na sfinansowanie rozwoju koncesji ukraińskich. Finansowanie jest oprocentowane według stopy zmiennej, której poziom szacowany jest obecnie przez kierownictwo na ok. 6,4% w skali roku, wzrastającej wraz ze wzrostem przychodów do 13,7% w skali roku. Przewiduje się wykorzystanie kredytu w dwóch transzach, z których pierwsza w wysokości 23 mln USD została pobrana w roku 2011, a druga w wysokości 17 mln USD będzie pobrana w roku 2012, po przekształceniu koncesji Olgowskoje i Makiejewskoje w koncesje wydobywcze. Spłata kredytu przewidywana jest w trzynastu równych ratach półrocznych, poczynając od lipca 2012 r. Spółka Kulczyk Oil, jako pośrednio większościowy akcjonariusz KUB-Gas, zobowiązała się do udzielania w wymaganych terminach gwarancji na zabezpieczenie pozostałej do spłaty kwoty kredytu. Na dzień 31 grudnia 2011 r., kwota wykorzystanego kredytu wyniosła 23,0 mln USD.
- W pierwszej połowie 2011 r. Spółka przystąpiła do badań sejsmicznych 3D pól Olgowskoje i Makiejewskoje. Przetwarzanie i interpretację danych zakończono w trzecim kwartale 2011 r. i wskazano kilka potencjalnych lokalizacji do dalszego zagospodarowania w obszarach obu koncesji. Przede wszystkim jednak badania te wskazały na możliwość poszerzenia o około sześć km² nowej strefy gazu, odkrytej przy realizacji odwiertu M-19, oraz wytypowały lokalizacje dwóch nowych odwiertów – pierwszego - Makiejewskoje-21 („**M-21**”), którego celem będzie dalsze rozpoznawanie strefy gazu odkrytej przy okazji wykonywania odwiertu M-19 - i drugiego - Makiejewskoje-16 („**M-16**”), który ma przyczynić się do dalszego zwiększania wydobywania gazu z całego obszaru koncesji Makiejewskoje.
- W październiku 2011 r. Spółka uruchomiła program stymulacji złóż z zastosowaniem technologii szczelinowania hydraulicznego („**szczelinowanie**”, ang. „*frac'ing*”). Pilotażowy program obejmował odwierty O-6 i O-8, położone na polu Olgowskoje. Na podstawie rejestrów otworowych uzyskanych z każdego z tych odwiertów stwierdzono obecność potencjalnych stref gazonośnych, z których podczas konwencjonalnych testów nie uzyskano komercyjnego poziomu przepływu gazu. Ze względu na brak dostępnych lokalnie usług niezbędnych do prowadzenia tego rodzaju działalności, skompletowanie grupy wykonawców do przeprowadzenia operacji szczelinowania zajęło KOV prawie rok. Zdaniem Spółki, jest to pierwszy program szczelinowania w regionie, w którym zastosowano nowoczesne metody szczelinowania opracowane w Kanadzie. W odwiercie O-6 uzyskano początkowy przepływ gazu na poziomie 2 300 Mcf/d (1 600 Mcf/d netto dla KOV), a w odwiercie O-8 początkowy przepływ gazu na poziomie 1 000 Mcf/d (700 Mcf/d netto dla KOV). Komercyjną produkcję gazu z odwiertu O-6 rozpoczęto w pierwszym kwartale 2012 r. z wydobywaniem na poziomie 1 500 Mcf/d (1 050 Mcf/d netto dla KOV). Włączenie odwiertu O-8 do eksploatacji planowane jest na pierwszy kwartał 2012 r. Sukcesy programu potwierdzają możliwość, dzięki zastosowaniu szczelinowania, produkcji gazu z horyzontów, które do tej pory były niekomercyjne. Spółka zamierza przeprowadzić dodatkowe programy szczelinowania w 2012 r. Koszt programu stymulacji dwóch odwiertów wyniósł około 1,6 mln USD.
- Spółka prowadzi aktywne badania nad sposobami optymalizacji infrastruktury i zwiększenia produkcji. Początkowo koncentrowano się przede wszystkim na polach Olgowskoje i Makiejewskoje, jednak przykładem zakończonej sukcesem inicjatywy optymalizacyjnej jest również pole Wiergunskoje. Na dwóch odwiertach na tym polu zainstalowano przenośne kompresory, dzięki którym wydobywanie zwiększyło się o blisko 100%. Kompresory doprowadziły do podwyższenia ciśnienia strumienia gazu w odwiertach do poziomu umożliwiającego przepływ wydobywania do gazociągu handlowego w trakcie całego roku. Kulczyk Oil wspiera obecnie KUB-Gas w analizie możliwości dalszej rozbudowy i zastosowania kompresorów na istniejących odwiertach.

Kulczyk Oil Ventures Inc.
Sprawozdanie kierownictwa z działalności
Na dzień i za rok zakończony dnia 31 grudnia 2011 r.
(kwoty w USD, o ile nie wskazano inaczej)

- Spółka uzyskała dodatkową koncesję poszukiwawczą na polu Północne Makiejewskoje, znajdującym się w sąsiedztwie koncesji Makiejewskoje i Olgowskoje. Koncesja Północne Makiejewskoje, obejmująca obszar o powierzchni 19 050 hektarów (47 073 akrów), została przyznana spółce KUB-Gas w grudniu 2010 r. Spółka jest przekonana, że koncesja Północne Makiejewskoje jest perspektywiczna pod względem możliwości wydobycia gazu z licznych stref w ramach moskowskich i baszkirskich sekcji sedymentacyjnych. W drugim kwartale 2011 r. ukończono program pozyskiwania 71 km danych sejsmicznych 2D w obrębie tej koncesji. Na podstawie interpretacji danych określono pierwszą dla tej koncesji lokalizację odwiertu. Wykonanie pierwszego odwiertu poszukiwawczego (NM-1) przewiduje się w pierwszym kwartale 2012 r.
- Nowe serwisowe urządzenie wiertnicze, stanowiące samodzielną jednostkę służącą do orurowania odwiertów (ang. *snub unit*), zostało wyprodukowane w Kanadzie i wysłane na Ukrainę, gdzie zostało ostatecznie zainstalowane w grudniu 2011 r. Zakłada się, że urządzenie przyspieszy prace wykończeniowe i pogłębiające odwiert oraz umożliwi prowadzenie wydobycia z dwóch horyzontów w istniejących odwiertach.

Dalsze plany

KUB-Gas planuje wykonać do sześciu nowych odwiertów i kontynuować w 2012 r. programy pogłębiania i stymulowania szczelinowaniem w celu dalszego powiększania rezerw.

BRUNEI - BLOK L

Wprowadzenie

Kulczyk Oil, za pośrednictwem spółki w 100% od siebie zależnej, oraz partnerzy (zwani dalej łącznie „**Wykonawcą**”) zawarli umowę PSA dla Bloku L z Brunei National Petroleum Company Sendirian Berhad („**PetroleumBRUNEI**”). Na mocy Umowy PSA dla Bloku L, Wykonawca ma prawo prowadzić poszukiwania i wydobywać ropę naftową i gaz z Bloku L, który obejmuje obszar około 1 134 km², na który składają się tereny lądowe oraz tereny płytkich wód przybrzeżnych w północnej Brunei. W 2011 r., w ramach standardowej procedury odnowienia koncesji, Wykonawca zrzekł się około połowy z obszaru 2 264 km² pierwotnie przyznanego w koncesji. Umowa PSA dla Bloku L w Brunei przewiduje okres poszukiwań wynoszący sześć lat od daty zawarcia Umowy PSA dla Bloku L w Brunei PSA i dzieli ten okres na dwa etapy: Etap 1 i Etap 2. W 2010 r. spółka AED Oil Limited („**AED**”) nabyła 50 % udział w Bloku L poprzez zakup udziału spółki, która wcześniej zawarła umowę farm-in w odniesieniu do udziału w bloku. W ramach ówczesnej transakcji farm-in, spółka AED i jej poprzednik sfinansowały 100% początkowych kosztów poniesionych w Etapie 1 w wysokości 21,7 mln USD. Spółka sfinansowała 50% wszystkich nakładów w przedziale od 21,7 mln USD do 25,0 mln USD oraz finansuje 40% wszystkich późniejszych nakładów.

W roku 2010 wykonano dwa odwierty, tj. Lukut-1 oraz Lempuyang-1. Oba z nich wykazały obecność węglowodorów w wielu horyzontach. Dwie główne potencjalne strefy, o łącznej grubości ponad 56 metrów, napotkano podczas wykonania odwiertu Lempuyang-1. W ciągu pierwszego kwartału 2011 r. rozpoczęto testy dwóch stref w obrębie odwiertu Lempuyang-1. Pomimo wpływu gazu na powierzchnię, ostatecznie ograniczono program testów wskutek problemów mechanicznych i ze względu na zagrożenie dla bezpieczeństwa związanego z gazem napływającym do odwiertu. Odwiert Lukut-1 pozostaje w zawieszeniu.

W 2010 r. partnerzy joint venture przeprowadzili aerodetekcyjne badania grawimetryczne/magnetyczne Bloku L, obejmujące obszar około 3 000 km². Etap 1 został zakończony, a zdaniem Spółki, Wykonawca zrealizował co najmniej swoje zobowiązania w zakresie wykonywania prac oraz minimalnych nakładów.

W sierpniu 2010 r. Wykonawca podjął decyzję o przystąpieniu do realizacji Etapu 2 prac poszukiwawczych. Zmieniony minimalny zakres prac Etapu 2 obejmuje: (i) wykonanie i przetworzenie przynajmniej 13 km danych sejsmicznych 2D na lądzie, (ii) wykonanie i przetworzenie danych sejsmicznych 3D obejmujących powierzchnię co najmniej 130 km², (iii) wykonanie i przetworzenie 13,5 km² danych sejsmicznych 3D na lądzie (ang. *3D swath*) oraz (iv) pozyskanie i przetworzenie co najmniej 34,5 km² danych sejsmicznych 3D na lądzie oraz wykonanie co najmniej dwóch odwiertów poszukiwawczych na lądzie, każdy o minimalnej głębokości 2 000 m. Wykonawca zobowiązany jest w ramach Etapu 2 do poniesienia nakładów w kwocie minimum 16 mln USD oraz do wykonania prac przewidzianych dla Etapu 2. Spółka

Kulczyk Oil Ventures Inc.
Sprawozdanie kierownictwa z działalności
Na dzień i za rok zakończony dnia 31 grudnia 2011 r.
(kwoty w USD, o ile nie wskazano inaczej)

spodziewa się poniesienia większych nakładów niż zakładane minimum, aby przeprowadzić prace, do wykonania których jest zobowiązana w Etapie 2, kończącym się w dniu 27 sierpnia 2013 r.

Uaktualnienie

W grudniu 2011 r. Spółka nabyła spółkę zależną od AED, AED South East Asia Ltd., która posiada 50% udział operacyjny w Bloku L, za 200 000 USD plus niespłacone przez AED zobowiązania wobec partnerów joint venture. Spółka posiada obecnie łącznie 90% udział w Bloku L i jest operatorem koncesji. Spółka wraz z partnerami joint venture uzyskała przedłużenie okresu koncesji do 27 sierpnia 2013 r., a także zweryfikowała zobowiązania do wykonania prac odpowiednio do aktualnego programu prac.

Dalsze plany

W 2012 r. Wykonawca pozyskuje dane sejsmiczne z obszaru pola West Jerudong. Łącznie pozyskane zostanie 145 km² danych sejsmicznych 3D z obszaru West Jerudong. Program dostarczy wskazówki dla przyszłych obiektów poszukiwawczych i spodziewane jest, że zapewni wypełnienie zobowiązań w zakresie badań sejsmicznych Etapu 2. Minimalne nakłady w ramach Etapu 2 wynoszą 16 mln USD, z których dotychczas poniesiono 11,7 mln USD.

Wykonawca występuje do PetroleumBRUNEI o przywrócenie niektórych obszarów, które uwolniono po zakończeniu Etapu 1, zgodnie z warunkami Umowy PSA dla Bloku L.

Do dnia 31 grudnia 2011 r. nakłady poniesione przez Spółkę na pokrycie przypadających na nią kosztów w zakresie Bloku L wyniosły 21,9 mln USD.

BRUNEI - BLOK M

Wprowadzenie

W roku 2009 Spółka nabyła 36% udział w Umowie PSA dla Bloku M, poprzez przejęcie Triton Hydrocarbons Pty Ltd. Blok M obejmuje obszar lądowy na terytorium Brunei o powierzchni około 1 505 km², przylegający bezpośrednio do południowej granicy, należącego do Spółki Bloku L. W 2011 r. w ramach standardowej procedury odnowienia koncesji, Spółka wraz z partnerami joint-venture („**Wykonawca**”) rzekła się połowy z obszaru 3 011 km² pierwotnie przyznanego w koncesji. Wykonawca wystąpił o przywrócenie uwolnionego obszaru.

Okres prac poszukiwawczych dla Bloku M wynosi sześć lat od daty zawarcia Umowy PSA dla Bloku M (27 sierpnia 2006 r.) oraz dzieli się na Etap 1 i Etap 2, realizowane równolegle. Wykonawca wypełnił wszystkie zobowiązania dotyczące pozyskania i ponownego przetworzenia danych sejsmicznych, zarówno w ramach przewidzianych dla Etapu 1, jak i Etapu 2, tj. pozyskano i przetworzono 118 km² danych sejsmicznych 3D, pozyskano i przetworzono 60 km danych sejsmicznych 2D, a także, w 2010 r., przeprowadzono badanie sejsmiczne 3D na obszarze 136 km², w północnej części Bloku M. Obszar badań obejmował przedłużenie na północ linii trendu, zidentyfikowanej w badaniu z 2009 roku. W roku 2010 wykonano dwa odwierty: Mawar-1, o głębokości 1 292 metrów, oraz Markisa-1, o głębokości 1 300 metrów. W obu odwiertach stwierdzono obecność węglowodorów, nie zostały one jednak poddane testom.

Jedynym pozostałym zobowiązaniem w ramach Etapu 1 jest wykonanie, przed ukończeniem okresu poszukiwań Etapu 2, odwiertu o głębokości minimum 2 000 metrów.

Dnia 9 lutego 2011 r. Wykonawca podjął decyzję o przystąpieniu do realizacji Etapu 2, w ramach którego do dnia 27 sierpnia 2012 r. wymagane jest wykonanie następującego minimalnego zakresu prac: (i) pozyskanie i przetworzenie co najmniej 80 km danych sejsmicznych 2D oraz (ii) wykonanie co najmniej dwóch odwiertów, każdy o głębokości co najmniej 1 150 metrów lub trzech odwiertów (w tym jednego niewykonanego odwiertu z Etapu 1) o łącznej minimalnej głębokości 5 158 metrów. Zobowiązania stron do wykonania prac w Bloku M wymagają poniesienia w trakcie Etapu 2 minimalnych nakładów w wysokości 7,3 mln USD. Udział Spółki w minimalnych nakładach wynosi 2,6 mln USD i obejmuje zobowiązanie Spółki w ramach umowy farm-in do sfinansowania dodatkowych 4% (293 000 USD). Jednakże Spółka spodziewa się ponieść w celu wykonania wymaganego zakresu prac większe nakłady niż wymagane minimum.

Kulczyk Oil Ventures Inc.
Sprawozdanie kierownictwa z działalności
Na dzień i za rok zakończony dnia 31 grudnia 2011 r.
(kwoty w USD, o ile nie wskazano inaczej)

Uaktualnienie i dalsze plany

Zakończono interpretację danych sejsmicznych i na podstawie wyników wybrane zostały lokalizacje dla programu trzech odwiertów. Wykonawca planuje wykonanie trzech odwiertów poszukiwawczych na terenie Bloku M począwszy od połowy 2012 r. w zależności od dostępności wiertnicy. Aktualne plany zakładają przeprowadzenie w 2012 r. testów odwiertu wykonanego w 2010 r. w zależności od uzyskanych wyników obecnie planowanego programu odwiertów.

Dotychczas nakłady poniesione przez Spółkę w Bloku M wyniosły 77,5 mln USD (w tym pierwsze nabycie).

Wykonawca podjął decyzję o rezygnacji z jednego z dwóch odwiertów poszukiwawczych na obszarze Bloku M, wykonanych w 2010 roku. Nie występują żadne przesłanki utraty wartości łącznych inwestycji Spółki w Bloku M, co częściowo potwierdza planowany program odwiertów.

SYRIA

Wprowadzenie

Za pośrednictwem Loon Latakia, Kulczyk Oil posiada udział w umowie PSC dla Bloku 9, która została zawarta pomiędzy rządem Syryjskiej Republiki Arabskiej, Syrian Petroleum Company („SPC”) oraz Spółką. Umowa ta weszła w życie 29 listopada 2007 r. Na podstawie umowy Spółka ma prawo do prowadzenia prac poszukiwawczych oraz produkcji ropy naftowej i gazu ze złóż Bloku 9, o powierzchni 10 032 km², położonego w północno-zachodniej Syrii. Zgodnie z warunkami Umowy PSC dla Bloku 9, Spółka w ramach czteroletniego okresu prac poszukiwawczych, stanowiącego Etap 1, jest zobowiązana do pozyskania i przetworzenia danych sejsmicznych 3D dla obszaru 350 km² oraz wykonania dwóch odwiertów poszukiwawczych. Istnieje możliwość uzyskania przez Spółkę przedłużenia koncesji dla poszczególnych etapów w drodze zobowiązania się do przeprowadzenia dodatkowych prac w uzgodnionym zakresie.

Na dzień wejścia w życie Umowy PSC dla Bloku 9, Spółka posiadała w nim 100% udział (ang. *participating interest*). W drodze umowy farm-out zawartej dnia 1 września 2010 r. i zatwierdzonej przez władze syryjskie w marcu 2011 r., Spółka dokonała cesji 30% udziału właścicielskiego w Bloku 9 na rzecz spółki MENA Hydrocarbons (Syria) Ltd. („MENA”), ze skutkiem na dzień 17 czerwca 2010 r. W ramach zapłaty MENA zobowiązała się do uiszczenia następujących kwot: (i) 30% wartości kosztów historycznych poniesionych przez Spółkę do dnia zawarcia umowy z MENA w kwocie 3,1 mln USD; (ii) 30% wartości gwarancji bankowej pozostałej do realizacji na dzień 17 czerwca 2010 r. w kwocie 2,0 mln USD; oraz (iii) spłaty 60% zatwierdzonej kwoty kosztów wykonania pierwszego odwiertu poszukiwawczego. MENA uiszcza wszystkie należności, za wyjątkiem 651 000 USD kosztów związanych z pierwszym odwiertem poszukiwawczym wykonanym w trzecim kwartale 2011 r. W lipcu 2011 r. władze syryjskie zatwierdziły formalnie przeniesienie 20% udziału w Umowie PSC dla Bloku 9 na Triton Petroleum Pte Limited („Triton Petroleum”, obecnie Ninox Petroleum Pty Ltd. „Ninox”), spółkę australijską. Niepowiązana spółka posiada również prawo objęcia 5% udziału w Bloku 9, w rezultacie ekonomiczny udział Spółki w Bloku 9 wynosi 45%, jednak ponosi 50% kosztów prac poszukiwawczych.

Spółka ujęła gwarancję pierwotnie w wysokości 7,5 mln USD, która to kwota odpowiada minimalnemu poziomowi nakładów związanych z Etapem 1 prac poszukiwawczych określonych w Umowie PSC dla Bloku 9. W wyniku realizacji wymaganych prac oraz zawarcia umowy farm-out z MENA, udział Spółki w gwarancji bankowej został zmniejszony do kwoty 3,6 mln USD.

Program pozyskiwania danych sejsmicznych Etapu 1 został ukończony w drugim kwartale 2010 r., przynosząc 420 km² danych sejsmicznych.

Uaktualnienie

Wykonywanie pierwszego z odwiertów poszukiwawczych, tj. Itheria-1, rozpoczęto dnia 22 lipca 2011 r. Zgodnie z planem odwiert miał osiągnąć całkowitą głębokość 3 256 metrów i posłużyć do zbadania dużej formacji – czterokierunkowego spadku skalnego- zidentyfikowanej przez badanie sejsmiczne 3D na obszarze znajdującym się około 200 km na wschód od

Kulczyk Oil Ventures Inc.
Sprawozdanie kierownictwa z działalności
Na dzień i za rok zakończony dnia 31 grudnia 2011 r.
(kwoty w USD, o ile nie wskazano inaczej)

miasta Latakia. Głównym celem badań są piaskowce z epoki ordowiku. Udział Spółki w kosztach wykonania odwiertu Itheria-1 wynosi 20%.

W dniu 17 października 2011 r. Spółka ogłosiła, iż wstrzymano program wierceń na głębokości 2 072 metrów. Pierwszy napotkany obiekt, tj. piaskowiec Affendi pochodzący z ordowiku, został spenetrowany na głębokości ok. 1 470 m i nie wykazał odpowiedniej porowatości ani przepuszczalności, by można go było zakwalifikować jako potencjalne złożo. Przypuszcza się, że pozostałe dwa rezerwuary: piaskowiec Khanasser z ordowiku oraz węglan Burj ze środkowego kambru zalegają prawdopodobnie poniżej głębokości zawieszonych prac. Uzyskane dotychczas dane geologiczne i petrofizyczne z Itherii zostaną przebadane w celu stwierdzenia zasadności realizacji prac w obrębie położonych głębiej obiektów w ramach Itherii i pobliskiego obiektu poszukiwawczego Bashaer. Potrzeba dokonania oceny, wraz z coraz trudniejszymi warunkami operacyjnymi, były podstawą decyzji o zawieszeniu działań poszukiwawczych na czas nieokreślony.

Jeden z partnerów w Umowie PSC dla Bloku 9, MENA, na dzień 31 grudnia 2011 r. i na dzień sporządzenia niniejszego sprawozdania zalega z wypełnianiem zobowiązań, gdyż partner ten nie wniósł przypadającej na niego części nakładów inwestycyjnych określonych w umowach Joint Operating Agreement oraz Farm-out. Nierozliczone zobowiązanie MENA w stosunku do Spółki wynosi 651 000 USD z tytułu umowy farm-out oraz 810 000 USD z tytułu poniesionych w przez Spółkę, jako Operatora Bloku 9, w imieniu MENA, kosztów wykonania odwiertu Itheria-1. Spółka prowadziła rozmowy z MENA i uzyskała potwierdzenie od MENA, że dokona ona spłaty wszystkich zaległych zobowiązań, wraz z odsetkami, w momencie sfinalizowania niepublicznego finansowania i/lub z funduszy uzyskanych z rozważanej sprzedaży aktywów, jednak nie ma pewności, że kwoty należne zostaną otrzymane.

Władze syryjskie przedłużyły okres pierwszego etapu poszukiwawczego z umowy PSC dla Bloku 9 do 27 października 2012 r. Jednocześnie KOV będzie monitorować warunki operacyjne w Syrii, żeby ocenić, kiedy możliwe będzie wznowienie działań operacyjnych w Syrii.

Na dzień 31 grudnia 2011 r. Spółka dokonała oceny sytuacji w Syrii, w tym eskalacji kryzysu w tym kraju i surowych sankcji nałożonych przez Stany Zjednoczone Ameryki Północnej, Kanadę, Unię Europejską oraz Ligę Państw Arabskich i stwierdziła, że wystąpiły przesłanki utraty wartości. W konsekwencji, Spółka dokonała pełnego odpisu z tytułu utraty wartości aktywów z tytułu poszukiwania i oceny zasobów w Syrii oraz wartości inwestycji w spółce Ninox, której jedynym aktywem były udziały w Bloku 9 w Syrii. Odpis aktualizujący wartość aktywów z tytułu poszukiwania i oceny zasobów w wysokości 8,7 mln USD i odpis wartości inwestycji w wysokości 1,5 mln USD zostały ujęte na dzień 31 grudnia 2011 r.

NIGERIA

Spółka posiada efektywnie opcję przystąpienia do konsorcjum Neconde, które w dniu 30 listopada 2011 r. zawarło umowę nabycia 45% udziału (*ang. participating interest*) w koncesji OML 42 - w dużym bloku obejmującym odkryte wcześniej złoża węglowodorów, w delcie Nigru w Nigerii.

Neconde jest własnością Konsorcjum Neconde, w skład którego wchodzi spółki pośrednio zależne w 100% od Kulczyk Oil (jeżeli Spółka wykona posiadaną opcję) oraz KI. Spółka jest Partnerem Technicznym Konsorcjum Neconde, a za pośrednictwem swojej spółki zależnej (pośrednio zależnej w 100%), posiada 20% akcji Neconde w zarządzie powierniczym KI i efektywnie posiada opcję objęcia do 20% wyemitowanych akcji zwykłych Neconde, co daje Spółce efektywny pośredni 9% udział w koncesji OML 42. KI zapewnił Spółce finansowanie pomostowe w odniesieniu do udziału Spółki w kosztach nabycia przez Neconde koncesji OML 42. Oprocentowanie finansowania pomostowego do momentu jego spłaty wynosić będzie 10% w skali roku. Do czasu pozyskania środków na spłatę finansowania pomostowego KI i wykonania opcji spłaty istniejącego zadłużenia, KI będzie utrzymywał udziały Spółki w Neconde w zarządzie powierniczym. Kulczyk Oil pozostanie beneficjentem w pełnym zakresie (uprawnień korporacyjnych i majątkowych) w odniesieniu do udziałów w Neconde do momentu i w stopniu, w jakim dokona spłaty zadłużenia wobec KI wynikającego z finansowania pomostowego. Umowa finansowania pomostowego oraz umowa opcji zostały przedłużone do dnia 31 marca 2012 r. Nie ma pewności, że nabycie zostanie zrealizowane w przewidywanym przez Spółkę czasie i w przewidywany sposób oraz, że nabycie w ogóle zostanie zrealizowane.

Koncesja OML 42 to obszar dzierżawy o powierzchni 814 km², przyznanej w 1962 r. i wygasającej w 2019 r. Wydobycie rozpoczęto w roku 1969. Wydobycie, głównie ropy naftowej, kontynuowane było do połowy 2005 r., kiedy to pola

Kulczyk Oil Ventures Inc.
Sprawozdanie kierownictwa z działalności
Na dzień i za rok zakończony dnia 31 grudnia 2011 r.
(kwoty w USD, o ile nie wskazano inaczej)

wydobywcze zostały zamknięte ze względu na problemy z bezpieczeństwem w obszarze delty Nigru. Wydobywanie z OML 42 w ciągu roku kalendarzowego 2004 (był to ostatni pełny rok produkcji przed zamknięciem) wynosiło ponad 50 000 bbl/d i ponad 80 MMcf/d gazu ziemnego.

Aktualna produkcja z koncesji OML 42 to około 15 000 baryłek dziennie wydobywanych z jednego z pięciu historycznie eksploatowanych pól, które zostało reaktywowane w 2011 r.

Inwestycje

Jura Energy Corporation („Jura”)

Spółka posiada 5,7% udziałów w Jura. Jura jest spółką publiczną, której akcje są notowane na Giełdzie Papierów Wartościowych w Toronto. Udział w spółce został rozwodniony w wyniku emisji akcji Jura w 2011 roku.

Triton Petroleum Pte. Ltd. (obecnie Ninox)

Wraz z nabyciem Triton Hydrocarbons Pty Ltd. w 2009 r. Spółka przejęła 50% akcji zwykłych Triton Petroleum – spółki prywatnej zarejestrowanej w Singapurze. W wyniku emisji akcji przez Triton Petroleum w 2010 r. Spółka posiada obecnie około 30% udziałów w Triton Petroleum. W 2011 r. Ninox objął 100% udziałów w Triton Petroleum w transakcji wymiany akcji, w wyniku czego Spółka posiada obecnie około 30% udziałów w Ninox. Głównym składnikiem aktywów Ninox jest 20% udział w Umowie PSA dla Bloku 9 w Syrii. W związku z podjętą przez Spółkę decyzją o dokonaniu całkowitego odpisu z tytułu utraty wartości aktywów z tytułu poszukiwania i oceny zasobów w Syrii, Spółka spisała również na dzień 31 grudnia 2011 r. wartość bilansową inwestycji w Ninox.

Mauritania International Petroleum Inc. („MIPI”)

Spółka nabyła 35% udział w MIPI w ramach transakcji przejęcia Triton Hydrocarbons. MIPI posiada 100% udział w czterech sąsiadujących ze sobą koncesjach obejmujących strefę przybrzeżną Mauretanii, jednak spółka ta nie prowadzi obecnie działalności poszukiwawczej.

Istotne czynniki wpływające na wyniki działalności Spółki

Dotychczasowa działalność Spółki koncentrowała się na nabywaniu i ocenie różnych projektów poszukiwawczych, które znajdują się w fazie przedprodukcyjnej oraz dalszym rozwoju aktywów produkcyjnych spółki KUB-Gas. Spółka KUB-Gas generuje dodatnie przepływy pieniężne z działalności operacyjnej, które w połączeniu ze środkami z kredytu EBOR są wystarczające do utrzymywania intensywnego programu inwestycyjnego na Ukrainie.

W 2011 r. Spółka koncentrowała się głównie na istotnym zwiększaniu produkcji na Ukrainie, pozyskaniu kredytu z EBOR w celu sfinansowania prac rozwojowych na Ukrainie oraz negocjacjach związanych z opcją nabycia udziałów w Nigerii, nabyciem udziałów w Bloku L w Brunei oraz na wykonaniu odwiertu poszukiwawczego w Syrii.

Koszty ogólnego zarządu Spółki są ujmowane w rachunku zysków i strat, a ponoszone są w celu zapewnienia wsparcia działań w zakresie poszukiwania i oceny zasobów, opisanych powyżej. Wydatki poniesione przez Spółkę w związku z nabyciem Triton Hydrocarbons, KUB-Gas oraz opcji nabycia udziałów w Neconde zostały odpisane w koszty.

Dotychczas nabywanie i rozwój aktywów Spółki były finansowane z emisji kapitału własnego, które przyniosły od momentu utworzenia Spółki łącznie około 205 mln USD oraz z wpływów z emisji skryptów dłużnych, które łącznie wyniosły 30,5 mln USD, z czego na dzień 31 grudnia 2011 r. pozostaje do spłaty 10,5 mln USD. Żadne z posiadanych aktywów poszukiwawczych zlokalizowanych poza Ukrainą nie generowało przychodów.

Kulczyk Oil Ventures Inc.
Sprawozdanie kierownictwa z działalności
Na dzień i za rok zakończony dnia 31 grudnia 2011 r.
(kwoty w USD, o ile nie wskazano inaczej)

Znaczące zmiany w sytuacji finansowej i rynkowej Spółki

W dniu 11 sierpnia 2011 r. Spółka zawarła nowe umowy niezabezpieczonego zamiennego skryptu dłużnego z KI oraz Radwan Investments GmbH („**Radwan**”). Łączna kwota dostępna na podstawie skryptów dłużnych, o rocznym oprocentowaniu w wysokości 7,16% płatnym rocznie, wynosi 23,5 mln USD i przewiduje się w przyszłości zamianę skryptów na akcje zwykłe w momencie wprowadzenia akcji na Londyński Rynek Inwestycji Alternatywnych („**AIM**”) na London Stock Exchange (londyńska giełda papierów wartościowych) lub w dniu 11 sierpnia 2012 r., w zależności co nastąpi wcześniej. Zamienne skrypty dłużne zawierają również klauzulę dodatkowego oprocentowania w wysokości 12,84% płatnego w akcjach Kulczyk Oil w momencie konwersji. Do dnia 31 grudnia 2011 r. Spółka pozyskała łącznie kwotę 10,5 mln USD z niezabezpieczonych zamiennych skryptów dłużnych, w tym 9,9 mln USD od KI oraz 0,6 mln USD od Radwan.

Zamienne skrypty dłużne posiadane przez Tiedemann Investment Group („**TIG**”) zostały w sierpniu 2011 r. sprzedane przez TIG jednostce zależnej od Milet Wirtschaftsdaten GesmbH („**MWG**”), niepowiązanego podmiotu z siedzibą w Austrii. Zgodnie z zawiadomieniem o konwersji otrzymanym przez Spółkę od MWG, kwota główna skryptów dłużnych wraz z naliczonymi odsetkami w wysokości 660 400 USD została w dniu 12 sierpnia 2011 r. zamieniona na 18 501 037 akcji zwykłych po cenie 0,5767 USD za jedną akcję. Żadne zobowiązania nie były rozliczone w gotówce.

W maju 2011 r. Spółka ogłosiła, że planuje wprowadzić swoje akcje zwykłe na AIM i pozyskać tą drogą w 2011 r. nowy kapitał. Spółka spodziewa się obecnie, że wprowadzenie do obrotu na AIM i pozyskanie kapitału nastąpi w 2012 r.

Od dnia 31 grudnia 2011 r. nie nastąpiły żadne istotne zmiany w sytuacji finansowej i handlowej Spółki.

Znaczące trendy rynkowe

W dającej się przewidzieć przyszłości Spółka będzie prowadziła działania poszukiwawcze i rozwojowe, takie jak badania sejsmiczne, wiercenia poszukiwawcze, włączenie do eksploatacji i programy pogłębiania odwiertów, które będą wymagały nabywania usług od podmiotów trzecich. Rynek takich usług na Ukrainie, w Brunei i Syrii, jest stosunkowo niewielki. W związku z tym, usługi te mogą być nabywane po kosztach, nie odpowiadających kosztom na rynku, gdzie usługi te są ogólnie dostępne, a zatem bardziej konkurencyjnie wycenione. Ma to miejsce szczególnie w Syrii, gdzie sankcje gospodarcze nałożone przez Stany Zjednoczone doprowadziły do zmniejszenia liczby międzynarodowych firm usługowych świadczących tam usługi. Do dalszego ograniczenia dostępności usług i sprzętu przyczyniła się także niestabilna sytuacja polityczna Syrii, skutkująca nowymi sankcjami nałożonymi przez Stany Zjednoczone, Unię Europejską, Ligę Państw Arabskich oraz Kanadę. Na Ukrainie na cenę sprzedaży gazu ziemnego częściowo wpływają względy polityczne w stosunkach pomiędzy Ukrainą a Rosją.

Kulczyk Oil Ventures Inc.
Sprawozdanie kierownictwa z działalności
Na dzień i za rok zakończony dnia 31 grudnia 2011 r.
(kwoty w USD, o ile nie wskazano inaczej)

Główne wielkości finansowe

Poniższe tabele przedstawiają wybrane dane ze zbadanych skonsolidowanych sprawozdań finansowych.

(w tysiącach USD, z wyjątkiem liczby akcji)	Rok zakończony 31 grudnia		
	2011	2010	2009
Przychody ze sprzedaży, pomniejszone o koszty należności koncesyjnych	\$ 28 337	\$ 7 469	\$ -
Koszty produkcji	\$ (7 228)	\$ (4 127)	\$ -
Koszty ogólnego zarządu	\$ (9 021)	\$ (9 376)	\$ (4 626)
Koszty przejęcia	\$ (1 047)	\$ (1 570)	\$ (4 017)
Płatności w formie akcji własnych	\$ (2 672)	\$ (3 673)	\$ (3 232)
Odsetki i przyrost wartości	\$ (3 861)	\$ (4 459)	\$ (1 306)
Utrata wartości aktywów z tytułu poszukiwania i oceny zasobów	\$ (8 664)	\$ -	\$ -
Odpisy umorzeniowe i amortyzacja	\$ (7 596)	\$ (2 742)	\$ -
Strata netto	\$ (16 916)	\$ (18 256)	\$ (12 196)
Strata netto na akcję - podstawowa i rozwodniona	\$ (0,04)	\$ (0,06)	\$ (0,08)
Średnia ważona liczba akcji	409 460 443	320 302 911	129 550 107

Wartość retroaktywna netto ze sprzedaży ropy naftowej i gazu ziemnego (ang. oil and gas netback) za rok zakończony dnia 31 grudnia 2011 r.

	Rok zakończony 31 grudnia					
	2011 r.			2010 r.		
	Gaz (Mcf)	Kondensat (bbl)	Razem (Mcfe)	Gaz (Mcf)	Kondensat (bbl)	Razem (Mcfe)
Średnie dzienne wielkości sprzedaży (udział netto KOV)	6 006	55	6 337	3 709	22	3 838
Dane finansowe						
Przychody ze sprzedaży	\$ 10,25	\$ 95,88	\$ 10,66	\$ 7,85	\$ 72,53	\$ 8,00
Koszty należności koncesyjnych	(1,70)	(50,37)	(2,09)	(1,18)	(32,65)	(1,32)
Należności koncesyjne wyrażone jako % przychodów	16,6%	52,5%	19,6%	15,0%	45,0%	16,5%
Koszty operacyjne	(2,31)	-	(2,19)	(5,46)	-	(5,27)
Wartość retroaktywna netto (ang. netback)	\$ 6,23	\$ 45,51	\$ 6,39	\$ 1,22	\$ 39,88	\$ 1,41

Ponieważ gaz ziemny oraz kondensat są wydobywane wspólnie, koszty produkcji nie zostały rozdzielone na poszczególne produkty.

Przychody ze sprzedaży, pomniejszone o koszty należności koncesyjnych oraz koszty produkcji

W czerwcu 2010 r. Spółka nabyła efektywny 70% udział w KUB-Gas, spółce uzyskującej przychody z wydobycia oraz ponoszącej koszty na Ukrainie. Do tego czasu żaden z projektów Spółki w obszarze ropy naftowej i gazu ziemnego nie odnotował produkcji.

Wielkość produkcji wzrosła istotnie zarówno za cały rok, jak i za czwarty kwartał 2011 r. w porównaniu do odpowiednich okresów w roku 2010 r. W 2011 r. zostały wykonane i włączone do eksploatacji cztery nowe odwierty, a wiele innych odwiertów zostało pogłębione.

Kulczyk Oil Ventures Inc.
Sprawozdanie kierownictwa z działalności
Na dzień i za rok zakończony dnia 31 grudnia 2011 r.
(kwoty w USD, o ile nie wskazano inaczej)

Krajowa cena gazu na Ukrainie ustalana jest przez ukraińską Państwową Komisję Regulacji Energetyki, w relacji do ceny gazu importowanego z Rosji. Ceny gazu ziemnego na Ukrainie wzrosły znacząco w 2011 r. w porównaniu do 2010 r. w rezultacie zmian cen naliczanych na granicy przez Rosję. Stawki opłat koncesyjnych (ang. *royalty*) są ustalane co miesiąc przez rząd Ukrainy, głównie w oparciu o ceny rynkowe.

Koszty produkcyjne w wielkościach bezwzględnych wzrosły w wyniku wzrostu kosztów pracowniczych, kosztów materiałów chemicznych, modernizacji, napraw i konserwacji oraz wyższych kosztów zużycia materiałów. Jednakże wielkość produkcji wzrosła w wyższym stopniu, co w efekcie dało niższy jednostkowy koszt produkcji w 2011 r. w porównaniu do 2010 r. Koszty produkcyjne w czwartym kwartale 2011 r. w wysokości 1,3 mln USD były znacząco niższe niż w czwartym kwartale 2010 r., które wyniosły 3,4 mln USD. Wynika to ze zmiany zasad prezentacji wprowadzonej i dotyczącej czwartego kwartału 2010 r., która miała na celu ujęcie wszystkich kosztów poniesionych przez KUB-Gas jako koszty produkcji, zamiast ujęcia części tych kosztów jako koszty ogólnego zarządu.

Koszty ogólnego zarządu

Koszty ogólnego zarządu za rok zakończony dnia 31 grudnia 2011 r. wyniosły 9,0 mln USD (w roku 2010: 9,4 mln USD). Koszty ogólnego zarządu poniesione przez Spółkę dotyczą zapewnienia wsparcia działalności poszukiwawczej i oceny zasobów, co zostało opisane wcześniej. Koszty ogólnego zarządu w czwartym kwartale 2011 r. w wysokości 1,2 mln USD są o 45% niższe niż koszty poniesione w czwartym kwartale 2010 r., co wynika z przypisania w 2011 r. kosztów bezpośrednio do programów inwestycyjnych i działalności operacyjnej.

Koszty przejęć

Spółka poniosła koszty związane z transakcją opcji nabycia udziałów w Nigerii w 2011 r. oraz z nabyciem KUB-Gas i Triton Hydrocarbons w 2010 roku.

Płatności w formie akcji własnych

Kwoty płatności w formie akcji własnych za rok zakończony dnia 31 grudnia 2011 r. wyniosły 2,7 mln USD (w 2010 r.: 3,7 mln USD). Spadek tych kosztów związany jest z większą liczbą opcji przyznanych i nabytych w latach poprzednich, częściowo skompensowany kosztem wynikającym z przeceny niektórych opcji.

Odpisy umorzeniowe, amortyzacja i utrata wartości

Koszty amortyzacji i odpisów umorzeniowych za rok zakończony dnia 31 grudnia 2011 r. wyniosły 7,6 mln USD (w roku 2010: 2,7 mln USD). Wzrost kosztów rok do roku wynika częściowo z faktu prowadzenia wydobywania na Ukrainie przez cały 2011 r., podczas, gdy wydobywanie w porównywalnym okresie 2010 r. prowadzono nieco ponad dwa kwartały. Odpisy umorzeniowe i amortyzacja naliczane są w podziale na pola przy uwzględnieniu wartości księgowej netto pola, przyszłych kosztów rozwojowych związanych z zasobami oraz potwierdzonych i prawdopodobnych zasobów danego pola. Znacząca większość wartości księgowej przypisana jest do pola Olgowskoje na podstawie oszacowania zasobów na dzień nabycia KUB-Gas. Pomiary wszystkich nowych odwiertów wykonanych w 2011 r. zostały przeprowadzone przy użyciu nowoczesnych urządzeń pomiarowych. W momencie połączenia rejestrów otworowych z nowych odwiertów z posiadaną dotychczas bazą danych i ich przeanalizowaniu, stwierdzono zawyżenie wielkości węglowodorów w starych rejestrach o 30%. Różnice pomiędzy nowoczesnymi i starymi rejestrami miały istotny wpływ na obliczenie zasobów, w szczególności dla pola Olgowskoje, dla którego ponad połowa wcześniej przypisywanych zasobów została odpisana na dzień 31 grudnia 2011 r. Podczas, gdy odpisanie zasobów z pola Olgowskoje zostało częściowo skompensowane przez wzrost zasobów na polu Makiejewskoje, wartość księgowa netto pola Olgowskoje pozostaje bez zmian, co przy zastosowaniu mniejszej podstawy zasobów istotnie zwiększa stawkę odpisów umorzeniowych i amortyzacji zarówno na pola Olgowskoje jak i dla całej Spółki. Odpisy umorzeniowe i amortyzacja w czwartym kwartale 2011 r. wyniosły 5,9 mln USD w porównaniu do 2,1 mln USD za okres trzech kwartałów zakończonych 30 września 2011 r. i 395 931 USD za czarty kwartał 2010 r.

W 2011 r. Spółka stwierdziła, że występują istotne przesłanki utraty wartości aktywów z tytułu poszukiwania zasobów w Syrii i zdecydowała spisać w całą ich wartość bilansową. Odpis z tytułu utraty wartości w kwocie 8,7 mln USD został ujęty w czwartym kwartale 2011 r.

Kulczyk Oil Ventures Inc.
Sprawozdanie kierownictwa z działalności
Na dzień i za rok zakończony dnia 31 grudnia 2011 r.
(kwoty w USD, o ile nie wskazano inaczej)

Koszty odsetkowe i przyrost wartości

Koszty odsetek i przyrostu wartości za rok zakończony dnia 31 grudnia 2011 r. wyniosły 3,0 mln USD (w roku 2010: 4,4 mln USD). Spadek w omawianym roku wynika z konwersji skryptu dłużnego KI w maju i lipcu 2010 r., co spowodowało niższy stan zobowiązań w trakcie całego 2011 r., w porównaniu do 2010 r. Spadek w czwartym kwartale 2011 r. (800 000 USD) w porównaniu do czwartego kwartału 2010 r. (829 000 USD) jest wynikiem wzrostu zadłużenia w trakcie czwartego kwartału zarówno z tytułu kredytu z EBOR, jak i z tytułu skryptów dłużnych KI-Radwan w 2011 r., stanowiących łącznie niższą kwotę niż kwota zobowiązań z tytułu skryptu dłużnego TIG, wykazywana w trakcie całego porównywalnego okresu 2010 r.

Podsumowanie bilansu (kwoty w tys. USD)

<i>(w tysiącach USD)</i>	Na dzień 31 grudnia 2011 r.	Na dzień 31 grudnia 2010 r.	Na dzień 31 grudnia 2009 r.
Aktywa obrotowe	\$ 19 284	\$ 18 454	\$ 1 812
Aktywa trwałe	\$ 200 991	\$ 178 871	\$ 83 424
Aktywa razem	\$ 220 275	\$ 197 325	\$ 85 236
Zobowiązania krótkoterminowe	\$ 18 751	\$ 14 114	\$ 11 811
Zobowiązania długoterminowe	\$ 26 997	\$ 4 992	\$ 10 539
Zobowiązania razem	\$ 45 748	\$ 19 106	\$ 22 350
Kapitał zakładowy	\$ 205 445	\$ 192 520	\$ 84 728
Kapitał własny	\$ 174 527	\$ 178 219	\$ 62 886

Aktywa razem

Wartość aktywów ogółem na dzień 31 grudnia 2011 r. wynosiła 220,3 mln USD, w porównaniu z kwotą 197,3 mln USD na dzień 31 grudnia 2010 r. Wzrost odzwierciedla poniesione w omawianym roku nakłady inwestycyjne.

Zobowiązania razem

Suma zobowiązań na dzień 31 grudnia 2011 r. wynosiła 46,3 mln USD, w porównaniu z 19,1 mln USD na dzień 31 grudnia 2010 r., przy czym zmiana wynikała z wypłaty środków z tytułu kredytu z EBOR w kwocie 23,5 mln USD oraz 10,5 mln USD ze skryptów dłużnych KI-Radwan, co zostało częściowo skompensowane rozliczeniem zamiennych skryptów dłużnych TIG (9,0 mln USD), ujętych w zobowiązaniach krótkoterminowych na dzień 31 grudnia 2010 r. Skrypty dłużne TIG zostały zamienione na akcje zwykłe po cenie 0,5767 USD za akcję na dzień 12 sierpnia 2011 r. W efekcie zobowiązanie nie zostało rozliczone pieniężnie.

Na dzień 31 grudnia 2011 r. KUB-Gas miał wymagany przez EBOR poziom każdego z trzech finansowych wskaźników.

Podsumowanie przepływów pieniężnych (kwoty w tys. USD)

<i>(w tysiącach USD)</i>	Rok zakończony 31 grudnia		
	2011	2010	2009
Przepływy z działalności operacyjnej	\$ 1 155	\$ (9 376)	\$ (9 702)
Przepływy z działalności finansowej	\$ 32 259	\$ 100 141	\$ 6 300
Przepływy z działalności inwestycyjnej	\$ (30 721)	\$ (82 463)	\$ (5 135)

Kulczyk Oil Ventures Inc.
Sprawozdanie kierownictwa z działalności
Na dzień i za rok zakończony dnia 31 grudnia 2011 r.
(kwoty w USD, o ile nie wskazano inaczej)

Działalność operacyjna

Wartość przepływów pieniężnych uzyskanych z działalności operacyjnej w 2011 r. wyniosła 1,2 mln USD w porównaniu do kwoty 9,4 mln USD wykorzystanych w 2010 r. Przepływy z działalności operacyjnej były generowane na Ukrainie w trakcie całego 2011 r., w porównaniu z okresem sześciu miesięcy w 2010 r., i były wystarczające do pokrycia wypływu środków pieniężnych związanego z działalnością operacyjną w pozostałych obszarach działalności Spółki.

Działalność finansowa

Kwota środków pieniężnych netto z działalności finansowej uległa obniżeniu w 2011 r. w porównaniu z 2010 r. W 2011 r. środki pieniężne z działalności finansowej obejmowały kredyt z EBOR (23,0 mln USD) oraz zamienne skrypty dłużne KI (10,5 mln USD), podczas gdy w 2010 r. w środkach pieniężnych z działalności finansowej wykazywane były środki z pierwszej oferty publicznej (87,4 mln USD) oraz z emisji zamiennych skryptów dłużnych dokonanej w roku 2010 (12,0 mln USD).

Działalność inwestycyjna

Kwota środków pieniężnych netto wykorzystanych w działalności inwestycyjnej zmniejszyła się w 2011 r. w porównaniu do 2010 r., ponieważ w roku 2010 miało miejsce przejęcie KUB-Gas (42,8 mln USD) i Triton Hydrocarbons (3,0 mln USD) oraz zostały poniesione nakłady na cele poszukiwawcze i rozwojowe w łącznej kwocie 22,2 mln USD. Rok 2011 odzwierciedla działania w zakresie zagospodarowywania złóż na Ukrainie (30,2 mln USD) oraz działalność poszukiwawczą w Brunei (6,3 mln USD) i w Syrii (3,6 mln USD).

Podsumowanie danych kwartalnych (w tysiącach USD, z wyjątkiem wartości na jedną akcję)

W poniższej tabeli przedstawiono wybrane kwartalne informacje finansowe za okres ostatnich ośmiu kwartałów

(w tysiącach USD)

	IV kw. 2011	III kw. 2011	II kw. 2011	I kw. 2011
Przychody z ropy naftowej i gazu	\$ 14 299	\$ 10 871	\$ 5 224	\$ 4 833
Strata za okres	\$ (9 282)	\$ (2 437)	\$ (3 308)	\$ (1 889)
Na jedną akcję - podstawowa i rozwodniona	\$ (0,02)	\$ (0,01)	\$ (0,01)	\$ (0,00)

	IV kw. 2010	III kw. 2010	II kw. 2010	I kw. 2010
Przychody z ropy naftowej i gazu	\$ 4 374	\$ 3 374	\$ 1 198	\$ -
Strata za okres	\$ (2 779)	\$ (3 727)	\$ (7 616)	\$ (4 135)
Na jedną akcję - podstawowa i rozwodniona	\$ (0,01)	\$ (0,01)	\$ (0,02)	\$ (0,02)

Przychody z tytułu ropy naftowej i gazu ziemnego w IV kw. 2011 r. wzrosły o 32% w stosunku do III kw. 2011 r., ze względu na wzrost poziomu cen oraz większą produkcję w IV kw. 2011 r. w porównaniu do III kw. 2011 r. W trakcie całego IV kw. 2011 r. prowadzone było wydobywanie z odwiertu M-19. Strata poniesiona w IV kw. 2011 r. obejmuje między innymi wartość retroaktywną netto w kwocie 10,2 mln USD, w porównaniu do wartości retroaktywnej netto w kwocie 5,7 mln USD za III kw. 2011 r. oraz odpis aktualizujący wartości aktywów z tytułu poszukiwania zasobów w Syrii w łącznej wysokości 8,7 mln USD

Przychody z tytułu ropy naftowej i gazu ziemnego w IV kw. 2011 r. wzrosły o 227% w stosunku do IV kw. 2010 r. z powodu wyższego poziomu cen oraz znacznie większego wydobywania w IV kw. 2011 r. w porównaniu do IV kw. 2010 r. Strata poniesiona w IV kw. 2011 r. obejmuje wartość retroaktywną netto w kwocie 10,2 mln USD, podczas gdy w IV kw. 2010 r. wyniosła ona 0,3 mln USD.

Kulczyk Oil Ventures Inc.
Sprawozdanie kierownictwa z działalności
Na dzień i za rok zakończony dnia 31 grudnia 2011 r.
(kwoty w USD, o ile nie wskazano inaczej)

Przychody z tytułu ropy naftowej i gazu ziemnego w III kw. 2011 r. wzrosły o 108% w stosunku do II kw. 2011 r., ze względu na wzrost poziomu cen oraz większą produkcję w III kw. 2011 r. w porównaniu do II kw. 2011 r. W III kw. 2011 r. rozpoczęło się wydobywanie z odwiertu M-19. Strata poniesiona w III kw. 2011 r. obejmuje między innymi wartość retroaktywną netto w kwocie 5,7 mln USD, w porównaniu do wartości retroaktywnej netto w kwocie 2,5 mln USD za II kw. 2011 r.

Przychody z tytułu ropy naftowej i gazu ziemnego w III kw. 2011 r. wzrosły o 222% w stosunku do III kw. 2010 r. z powodu wyższego poziomu cen oraz większego wydobywania w III kw. 2011 r. w porównaniu do III kw. 2010 r. Strata poniesiona w III kw. 2011 r. obejmuje wartość retroaktywną netto w kwocie 5,7 mln USD, podczas gdy w III kw. 2010 r. wyniosła ona 1,8 mln USD.

Przychody z tytułu ropy naftowej i gazu ziemnego w II kw. 2011 r. wzrosły o 8% w stosunku do I kw. 2011 r., ze względu na wyższe ceny oraz wydobywanie utrzymane na stałym poziomie w II kw. 2011 r. w porównaniu do I kw. 2011 r.

Przychody z tytułu ropy naftowej i gazu ziemnego w I kw. 2011 r. wykazały wzrost w stosunku do IV kw. 2010 r., w związku z wyższym poziomem cen oraz większą produkcją w I kw. 2011 r. w stosunku do IV kw. 2010 r. Strata za I kw. 2011 r. obejmuje wartość retroaktywną netto w kwocie 2,7 mln USD.

Przychody z wydobywania ropy naftowej i gazu wykazały w IV kw. 2010 r. wzrost w stosunku do III kw. 2010 r., zarówno w wyniku wzrostu cen, jak i wyższej produkcji.

Strata za IV kw. 2010 r. obejmuje koszty ogólnego zarządu w wysokości 2,9 mln USD, wartość retroaktywną netto 0,9 mln USD i naliczone koszty odsetek w kwocie 0,8 mln USD. Kwota kosztów działalności operacyjnej w IV kw. 2010 r. wzrosła w stosunku do poprzedniego kwartału ze względu na wyższy poziom wydobywania oraz zwiększenie prac remontowych i konserwacyjnych.

Strata netto za III kw. 2010 r. obejmuje koszty związane z rozliczeniem transakcji przejścia KUB-Gas, koszty pierwszej oferty publicznej oraz wartość retroaktywną netto w kwocie 1,8 mln USD.

Strata netto za II kw. 2010 r. obejmuje odsetki od zamiennego skryptu dłużnego w wysokości 1,6 mln USD; koszty płatności w formie akcji w wysokości 1,7 mln USD, głównie związane z emisją opcji na akcje w maju 2010 r.; ujemne różnice kursowe w wysokości 1,3 mln USD, głównie związane z uzyskaniem wpływów z pierwszej oferty publicznej w złotych polskich („PLN”) oraz wyższe koszty ogólnego zarządu w porównaniu do wielkości z I kw. 2010 r. w związku z wypłatą premii.

Strata netto za I kw. 2010 r. obejmuje koszty przejścia KUB-Gas i Triton Hydrocarbons w wysokości 0,7 mln USD, odsetki od zamiennego skryptu dłużnego w wysokości 1,5 mln USD, koszty płatności w formie akcji w wysokości 0,5 mln USD, ujemne różnice kursowe w wysokości 0,1 mln USD oraz wyższe koszty ogólnego zarządu związane z nabyciem Triton Hydrocarbons.

Nakłady inwestycyjne

W roku zakończonym 31 grudnia 2011 r. Spółka poniosła nakłady na poszukiwanie i ocenę zasobów, a także na rzeczowe aktywa trwałe, w wysokości 39,8 mln USD, w tym koszty poniesione na następujące projekty:

- wykonywanie odwiertów O-9, O-12, O-14, O-8 i O-18, program pogłębiania, wykonanie rurociągu dla produkcji z M-19 oraz innych odwiertów na obszarach koncesji Olgowskoje i Makiejewskoje, program szczelinowania dwóch odwiertów, jak również przeprowadzenie programów badań sejsmicznych;
- wiercenie (do momentu zawieszenia) odwiertu Itheria-1 w Syrii;
- testy złoża Lempuyang-1, w tym między innymi przekroczenie zakładanego poziomu kosztów wskutek problemów, jakie wystąpiły podczas testów w Bloku L w Brunei;
- przetwarzanie danych sejsmicznych pozyskanych w ramach programu przeprowadzonego w 2010 r. w Bloku M w Brunei.

Kulczyk Oil Ventures Inc.
Sprawozdanie kierownictwa z działalności
Na dzień i za rok zakończony dnia 31 grudnia 2011 r.
(kwoty w USD, o ile nie wskazano inaczej)

Aktywa Spółki w Brunei i Syrii, a także niektóre aktywa na Ukrainie, znajdują się na etapie poszukiwania i oceny zasobów, stanowiąc nakłady poniesione na wykonywanie odwiertów, pozyskiwanie i przetwarzanie danych sejsmicznych, gdzie nie określono jeszcze wykonalności pod względem technicznym ani zasadności ekonomicznej. Aktywa z tytułu poszukiwania i oceny zasobów nie podlegają odpisom umorzeniowym i amortyzacji, ale podlegają odpisom z tytułu utraty wartości. Jak opisano powyżej, aktywa z tytułu poszukiwania zasobów w Syrii zostały w całości objęte odpisem aktualizującym na dzień 31 grudnia 2011 r. Skapitalizowane koszty aktywów Spółki z tytułu poszukiwania i oceny zasobów kształtują się następująco:

<i>(w tysiącach USD)</i>	Na dzień 31 grudnia 2011 r.	Na dzień 31 grudnia 2010 r.
Brunei		
Blok L	\$ 21 876	\$ 17 421
Blok M	77 749	75 952
Brunei razem	99 625	93 373
Syria, Blok 9	-	5 078
Ukraina	4 943	3 566
	<u>\$ 104 568</u>	<u>\$ 102 017</u>

Zadłużenie i zamienne skrypty dłużne

Zamienny skrypt dłużny Tiedemann Investment Group

Zamienne skrypty dłużne posiadane przez TIG zostały w sierpniu 2011 r. sprzedane przez TIG jednostce zależnej od MWG – niepowiązanego podmiotu z siedzibą w Austrii. Zgodnie z zawiadomieniem o konwersji otrzymanym przez Spółkę od MWG, kwota główna skryptów dłużnych wraz z naliczonymi odsetkami w wysokości 660 400 USD została w dniu 12 sierpnia 2011 r. zamieniona na 18 501 037 akcji zwykłych po cenie 0,5767 USD za jedną akcję.

Zamienne skrypty dłużne KI-Radwan

W dniu 11 sierpnia 2011 r. Spółka zawarła nowe umowy niezabezpieczonych zamiennych skryptów dłużnych z KI oraz Radwan. Łączna kwota dostępna na podstawie skryptów dłużnych, oprocentowanych w wysokości 7,16% w skali roku wynosi 23,5 mln USD. Skrypt przewiduje w przyszłości zamianę skryptu na akcje zwykłe w przyszłości, albo w momencie wprowadzenia akcji na AIM lub w dniu 11 sierpnia 2012 r., w zależności co nastąpi wcześniej. Zamienne skrypty dłużne zawierają również klauzulę dodatkowego oprocentowania w wysokości 12,84% płatnego w akcjach Kulczyk Oil w momencie konwersji. Do dnia 31 grudnia 2011 r. Spółka zrealizowała kwotę 9,9 mln USD ze skryptu dłużnego KI oraz 0,6 mln USD ze skryptu dłużnego Radwan.

W okresie od września 2009 r. do marca 2010 r. Spółka zrealizowała łącznie kwotę 20,0 mln USD z niezabezpieczonego zamiennego skryptu dłużnego, wyemitowanego dla KI i oprocentowanego według stawki 7,16%. Łączne saldo zobowiązania głównego zostało zamienione na akcje do końca lipca 2010 r., a odsetki narosłe do daty konwersji zostały wypłacone w gotówce.

Kredyt EBOR

Spółka KUB-Gas podpisała umowę kredytu z EBOR na kwotę do 40,0 mln USD. Środki z kredytu wykorzystane zostaną na sfinansowanie zagospodarowania złóż, których dotyczą koncesje na Ukrainie. Oprocentowanie finansowania składa się z dwóch elementów: bazującym na LIBOR + 6% oraz drugim – uzależnionym od przyrostu przychodów. Przewiduje się wypłatę kwoty kredytu w dwóch transzach, tj. 23,0 mln USD w roku 2011, a pozostałe 17,0 mln USD w 2012 r., wraz z przekształceniem koncesji Olgowskoje i Makiejewskoje w koncesje wydobywcze. Spłata kredytu ma nastąpić w trzynastu

Kulczyk Oil Ventures Inc.
Sprawozdanie kierownictwa z działalności
Na dzień i za rok zakończony dnia 31 grudnia 2011 r.
(kwoty w USD, o ile nie wskazano inaczej)

równych ratach półrocznych, poczynając od lipca 2012 r. Spółka Kulczyk Oil, jako pośrednio większościowy akcjonariusz KUB-Gas, zobowiązała się do udzielania gwarancji na zabezpieczenie pozostałej do spłaty kwoty kredytu, w miarę potrzeb. Do dnia 31 grudnia 2011 r. łącznie wypłacono z kredytu 23,0 mln USD.

Płynność i zasoby kapitałowe

Wymagania co do płynności Spółki wynikają przede wszystkim z potrzeby finansowania działalności poszukiwawczej i wydobywczej oraz finansowania kapitału obrotowego. Podstawowymi źródłami utrzymywania płynności Spółki w okresach objętych przeglądem były emisje kapitału i długu, głównie wpływy netto z pierwszej publicznej oferty na GPW w 2010 r. oraz fundusze pozyskane od posiadaczy obligacji. Poza Ukrainą, projekty Spółki są obecnie w fazie poszukiwawczej i w związku z tym Spółka nie przewiduje z nich przychodów w najbliższej przyszłości. Przepływy pieniężne z działalności operacyjnej na Ukrainie są niewystarczające do pełnego pokrycia obecnie realizowanego programu intensywnych nakładów inwestycyjnych na Ukrainie.

Spółka narażona jest na ryzyko utraty zdolności wypełniania wszystkich swoich zobowiązań finansowych w terminie lub utraty zdolności upłynniania składników majątkowych za korzystną cenę i w korzystnych terminach. Spółka podejmuje i planuje nadal podejmować różne środki skutecznie zmniejszające powyższe ryzyko. Spółka stale monitoruje poziom swojej płynności, aby ocenić, czy dysponuje środkami koniecznymi do sfinansowania planowanych nakładów i programów poszukiwawczych dla posiadanych aktywów naftowo-gazowych lub czy istnieją inne realne możliwości pozyskania finansowania na te cele z emisji nowych akcji lub z zaciągnięcia zobowiązań lub z innych źródeł finansowania, takich jak np. umowy warunkowej cesji udziału w prawie użytkowania górniczego (ang. *farm-out agreement*).

Czynniki ekonomiczne wpływające na przepływy pieniężne z działalności operacyjnej i działalności inwestycyjnej zawierają wahania kursów wymiany walut. Wskutek wahań kursów wymiany dolara amerykańskiego i innych walut, w tym głównie dolara kanadyjskiego, za rok zakończony dnia 31 grudnia 2011 r. zrealizowano ujemne różnice kursowe w wysokości 94 mln USD.

Na zobowiązania Spółki składają się z dwa zamienne skrypty dłużne o stałym oprocentowaniu oraz jedna pożyczka o zmiennym oprocentowaniu z możliwością zamiany na stałe stopy. Na dzień 31 grudnia 2011 r. około 70% zadłużenia podlega zmianom stóp procentowych.

Spółka KUB-Gas podpisała umowę kredytu z EBOR na kwotę do 40,0 mln USD, tak jak opisano powyżej. Jak się zakłada, umowa kredytu pomiędzy KUB-Gas a EBOR ma wyeliminować konieczność dalszego przekazywania przez Spółkę funduszy na pokrycie przypadającego na nią udziału w działalności poszukiwawczej i wydobywczej KUB-Gas, i spowodowała zwrot na rzecz Kulczyk Oil 4,9 mln USD przez KUB-Gas, które to środki wykorzystano w pozostałej działalności Spółki.

Od momentu rozpoczęcia działalności w sektorze ropy naftowej i gazu ziemnego na skalę międzynarodową Spółka korzystała z regularnych zastrzyków nowego kapitału na finansowanie swojej działalności operacyjnej i programu inwestycji kapitałowych, oraz z umów farm-out, na podstawie których część poniesionych kosztów historycznych została Spółce zwrócona, a część przyszłych zobowiązań kapitałowych przejmowana jest przez nowego partnera. Spółka w przeszłości skutecznie pozyskiwała kapitał na swoje potrzeby i planuje w przyszłości pozyskanie nowego kapitału.

W odniesieniu do opcji nabycia udziałów w Nigerii, KI udzieliła Spółce pomostowego finansowania udziału Spółki w kosztach nabycia przez Neconde koncesji OML 42. Do czasu spłaty przez Spółkę finansowania pomostowego KI, Spółka nie będzie posiadała pełnego prawnego i faktycznego udziału w Neconde, a zarząd powierniczy KI nad udziałami Spółki w Neconde będzie utrzymywany.

Na bieżąco Spółka może korzystać z różnych źródeł finansowania swojego programu nakładów inwestycyjnych: środków generowanych wewnętrznie, umów warunkowej cesji udziału w prawie użytkowania górniczego, długu (we właściwym wymiarze), nowych emisji akcji, jeśli będą możliwe na korzystnych warunkach, a także ze sprzedaży aktywów. Przyszłe zapotrzebowanie na finansowanie zewnętrzne będzie szacowane na bieżąco. Przy finansowaniu przejęć przedsiębiorstw Spółka może rozważyć zaciągnięcie pewnych dalszych zobowiązań.

Kulczyk Oil Ventures Inc.
Sprawozdanie kierownictwa z działalności
Na dzień i za rok zakończony dnia 31 grudnia 2011 r.
(kwoty w USD, o ile nie wskazano inaczej)

Posiadane przez Spółkę środki pieniężne, środki pieniężne o ograniczonej możliwości dysponowania, istniejące umowy warunkowej cesji udziału w prawie użytkowania górniczego i umowy zadłużenia finansowego mogą być niewystarczające na pokrycie kosztów programu poszukiwań i zagospodarowania złóż przez najbliższe dwanaście miesięcy. Potrzebne będzie również dodatkowe finansowanie na pokrycie dobrowolnych programów poszukiwania i zagospodarowania złóż oraz kosztów ogólnego zarządu. Spółka prowadzi rozmowy z partnerami joint venture oraz organami regulacyjnymi w celu wydłużenia okresów obowiązywania koncesji dla Bloku M w Brunei i może, jeżeli będzie to konieczne lub właściwe, starać się o przedłużenie koncesji w Syrii. Wprawdzie nie jest to główny powód wystąpienia o przedłużenia, jednak uzyskanie ich spowoduje przeniesienie realizacji pewnych nakładów do okresów przyszłych, poza okres najbliższych dwunastu miesięcy. Nie ma gwarancji, że dodatkowy kapitał, instrumenty dłużne, umowy farm-out lub zgody na przedłużenia będą dostępne w momencie, gdy okażą się potrzebne.

Środki kapitałowe i dłużne pozyskane przez Spółkę są, w zależności od potrzeb, przekazywane do spółek zależnych w celu finansowania działalności operacyjnej i nakładów inwestycyjnych. Spółka nie spotkała się dotąd z żadnymi ograniczeniami prawnymi lub ekonomicznymi podczas realizacji przelewów gotówkowych, innymi niż te opisane poniżej: Warunki, na podstawie których został udzielony spółce KUB-Gas kredyt przez EBOR, ogranicza KUB-Gas możliwość dokonywania na rzecz Spółki wypłaty dywidend, spłaty i udzielania pożyczek. Jednakże nie uważa się, aby ograniczenia te były znaczące dla Spółki. W trakcie prowadzenia wspólnego przedsięwzięcia joint venture w Bloku 9 w Syrii, Spółka doświadczała i nadal doświadcza trudności przy dokonywaniu przelewów środków pieniężnych niezbędnych na pokrycie uzgodnionych umownie i poniesionych faktycznie kosztów, co wynika z sankcji nałożonych przez rządy Stanów Zjednoczonych, Kanady, Ligę Państw Arabskich i Unię Europejską na inwestycje w sektorze ropy naftowej i gazu ziemnego w Syrii. Nie ma żadnych innych ograniczeń w korzystaniu z zasobów kapitałowych Spółki, które mogłyby istotnie wpłynąć bezpośrednio lub pośrednio na jej działalność. Spółka spełnia wszystkie warunki wynikające z umów długu, które mogłyby ograniczać jej działanie.

W celu zapewnienia bezpieczeństwa i ochrony kapitału, polityka inwestycyjna KOV w zakresie nadwyżek pieniężnych ponad poziom bieżącego zapotrzebowania, zakłada inwestowanie takich środków w instrumenty emitowane przez uznane banki o ratingu „AAA” lub analogicznym, przyznawanym przez niezależne agencje ratingowe.

W okresie objętym niniejszym raportem Spółka nie udzieliła gwarancji o wartości przekraczającej 10% jej kapitału własnego, za wyjątkiem gwarantowania spłaty kredytu zaciągniętego przez KUB-Gas, jak opisano powyżej w rozdziale „Kredyt EBOR”. Szczegółowe informacje na temat wszystkich zobowiązań pozostałych do spłaty, w tym także zastawów, są przedstawione w notach do skonsolidowanego sprawozdania finansowego na dzień 31 grudnia 2011 r.

Kapitał obrotowy

(w tysiącach USD)	Na dzień	
	31 grudnia 2011 r.	31 grudnia 2010 r.
Aktywa obrotowe	\$ 19 284	\$ 18 454
Zobowiązania krótkoterminowe	18 751	14 114
Kapitał obrotowy	<u>\$ 533</u>	<u>\$ 4 340</u>

Na dzień 31 grudnia 2011 r. Spółka posiadała kapitał obrotowy w kwocie 0,5 mln USD (4,3 mln USD na dzień 31 grudnia 2010 r.). Dodatkowo Spółka posiada 3,6 mln USD (3,0 mln USD na dzień 31 grudnia 2010 r.) środków pieniężnych stanowiących zabezpieczenie gwarancji bankowej dotyczącej Syrii.

Kulczyk Oil Ventures Inc.
Sprawozdanie kierownictwa z działalności
Na dzień i za rok zakończony dnia 31 grudnia 2011 r.
(kwoty w USD, o ile nie wskazano inaczej)

Informacje o akcjach

Spółka ma prawo wyemitować nieograniczoną liczbę akcji zwykłych, z czego na dzień 31 grudnia 2011 r. było wyemitowanych 420 804 367 akcji zwykłych oraz 41 245 000 opcji na akcje zwykłe. W okresie od 31 grudnia 2011 r. do 19 marca 2012 r. liczba wyemitowanych akcji zwykłych nie uległa zmianie. W 2011 r. 4 321 000 opcji wygasło, zostało unieważnione lub utracone.

Spółka ma również prawo wyemitować nieograniczoną liczbę akcji uprzywilejowanych. Brak jest aktualnie wyemitowanych lub pozostających w obrocie akcji uprzywilejowanych.

Spółka zakończyła pierwszą ofertę publiczną dnia 22 maja 2010 r., wyemitowano 166 394 000 akcji zwykłych, a wpływy brutto z tego tytułu wyniosły 314,5 mln PLN, po cenie 1,89 PLN za jedną akcję (ok. 93 mln USD po cenie 0,56 USD za jedną akcję). Pierwsze notowanie akcji Spółki na GPW miało miejsce w dniu 25 maja 2010 r. Około 1,2 mln akcji Kulczyk Oil zostało zakupionych i zwróconych Spółce, a następnie umorzonych w ramach przeprowadzenia transakcji stabilizacji kursu akcji zgodnie z umową sub-emisji zawartą przez Spółkę.

Dnia 25 maja 2010 r. strony umowy dotyczącej skryptu dłużnego KI uzgodniły zamianę kwoty głównej zobowiązania w wysokości około 14,4 mln USD na 25,0 mln akcji. W lipcu 2010 r. pozostała kwota główna zobowiązania w wysokości około 5,6 mln USD została zamieniona na 10 086 842 akcji, a naliczone do dnia konwersji odsetki zostały zapłacone w gotówce.

Dnia 12 sierpnia 2011 r. strony umowy skryptu dłużnego MWG zdecydowały o konwersji kwoty głównej skryptu dłużnego oraz naliczonych odsetek o łącznej wartości około 10,7 mln USD na 18 501 037 akcji zwykłych po cenie 0,5767 USD za akcję.

W 2011 r. wykonano 200 000 opcji na akcje zwykłe po średniej cenie 0,17 USD za akcję.

Podsumowanie akcji zwykłych pozostających w obrocie:

<i>(w tysiącach USD, z wyjątkiem liczby akcji)</i>	Liczba akcji	Wartość bilansowa
Stan na dzień 31 grudnia 2009 r.	200 491 549	\$ 84 727
Wyemitowane w ramach pierwszej oferty publicznej	166 394 000	93 053
Koszty emisji akcji	-	(6 539)
Odkupione w ramach działań stabilizacyjnych	(1 219 061)	(608)
Wyemitowane w związku z konwersją skryptów dłużnych	35 086 842	20 000
Przeniesienie elementu kapitałowego skryptów dłużnych	-	1 389
Opcje wykonane	1 350 000	498
Stan na dzień 31 grudnia 2010 r.	402 103 330	\$ 192 520
Opcje wykonane	200 000	32
Wyemitowane w związku z konwersją skryptów dłużnych	18 501 037	10 733
Przeniesienie elementu kapitałowego skryptów dłużnych	-	2 160
Stan na dzień 31 grudnia 2011 r.	<u>420 804 367</u>	<u>205 445</u>

Kulczyk Oil Ventures Inc.
Sprawozdanie kierownictwa z działalności
Na dzień i za rok zakończony dnia 31 grudnia 2011 r.
(kwoty w USD, o ile nie wskazano inaczej)

W tabeli poniżej przedstawiono zestawienie opcji na akcje zwykłe, przyznanych i uprawnionych do wykonania na dzień 31 grudnia 2011 r.:

Cena wykonania (w USD)	Opcje przyznane	Opcje uprawnione do wykonania	Pozostały okres obowiązywania w latach (średnia ważona)
\$ 0,68	2 460 000	2 460 000	0,55
\$ 0,40	475 000	475 000	1,76
\$ 0,40	75 000	75 000	2,13
\$ 0,69	1 660 000	1 660 000	2,37
\$ 0,60	10 500 000	10 500 000	2,71
\$ 0,56	14 873 000	9 915 333	3,40
\$ 0,40	72 000	48 000	3,77
\$ 0,47	1 530 000	510 000	4,21
\$ 0,40	320 000	106 667	4,36
\$ 0,40	1 289 000	429 667	4,59
\$ 0,40	7 991 000	2 663 667	4,93
\$ 0,54	41 245 000	28 843 333	3,36

W różnych terminach w 2011 r. Spółka przyznała dyrektorom, członkom kierownictwa wyższego szczebla oraz określonym pracownikom Kulczyk Oil 11 130 000 opcji na zakup akcji. Średnia cena wykonania wynosiła 0,46 USD za akcję. Okres ważności wyżej wymienionych opcji na zakup akcji wynosi pięć lat, a ich posiadacze nabywają jedną trzecią uprawnień z ich tytułu natychmiast, natomiast w kolejnych rocznicach daty przyznania każdego roku uzyskują jedną trzecią uprawnień. W grudniu 2011 r. Spółka obniżyła cenę wykonania niektórych opcji z pierwotnej ceny przyznania do 0,40 USD za akcję. Opcje na zakup akcji posiadane przez dyrektorów, Dyrektora Generalnego, Wiceprezesa ds. Wykonawczych i Wiceprezesa nie zostały przecenione.

Kulczyk Oil Ventures Inc.
Sprawozdanie kierownictwa z działalności
Na dzień i za rok zakończony dnia 31 grudnia 2011 r.
(kwoty w USD, o ile nie wskazano inaczej)

Na dzień sporządzenia niniejszego sprawozdania wystąpiły następujące zmiany w stanie posiadanych przez dyrektorów i kierownictwo akcji oraz przyznanych opcji od dnia 31 grudnia 2010 r. do dnia sporządzenia niniejszego sprawozdania:

Nazwisko Dyrektora/Członka Kierownictwa Wyższego Szczegół/Kluczowego Personelu	Opcje przyznane	Opcje wykonane	Opcje wygasłe/ utracone	Posiadane akcje
Jan J. Kulczyk (1)	200 000	-	-	186 242 872
Timothy M. Elliott	1 700 000	-	700 000	5 055 870
Norman W. Holton	1 200 000	-	700 000	3 338 912
Manaj Narender Madnani	200 000	-	-	375 681
Michael A. McVea	200 000	-	-	100 000
Dariusz Mioduski	200 000	-	-	-
Gary King	200 000	-	-	67 500
Stephen Akerfeldt	710 000	-	-	-
Helmut Langanger	500 000	-	-	-
Jock M. Graham	1 200 000	-	70 000	1 462 581
Edwin A. Beaman	390 000	200 000	290 000	556 102
Paul H. Rose	480 000	-	-	243 307
Trent A. Rehll	480 000	-	-	170 315
Jakub Korczak	90 000	-	-	-
Chris Flynn	-	-	340 000	-
Alec Silenzi	900 000	-	-	100 000
	<u>8 650 000</u>	<u>200 000</u>	<u>2 100 000</u>	<u>197 713 140</u>

(1) posiadane za pośrednictwem KI, której Dr Kulczyk jest jednym z ostatecznych właścicieli

Na dzień sporządzenia niniejszego sprawozdania kierownictwo posiada wiedzę jedynie o jednym akcjonariuszu, który posiada ponad 5% akcji zwykłych Spółki. KI posiada około 44,3% akcji zwykłych wyemitowanych wg stanu dzień 31 grudnia 2011 r.

Zarządzanie ryzykiem i instrumenty finansowe

Na Spółkę, jej działalność, perspektywy na przyszłość, sytuację finansową i działalność operacyjną mają wpływ czynniki ryzyka, klasyfikowane do kategorii ryzyka finansowego i rynkowego, ryzyka operacyjnego oraz ryzyka z zakresu bezpieczeństwa, środowiska i regulacji. Spółka czynnie identyfikuje i ogranicza ryzyko, jednak niekiedy zachodzą sytuacje nieprzewidziane, w związku z którymi Spółka musi podejmować działania w trybie pilnym.

Ryzyko finansowe i rynkowe

Zakres ryzyka finansowego i rynkowego obejmuje ryzyko zmiany stóp procentowych, ryzyko kredytowe, walutowe oraz ryzyko cen towarów.

Ryzyko stopy procentowej

Spółka lokuje swoje środki pieniężne i inne aktywa pieniężne w instrumentach podlegających wykupowi w dowolnym czasie bez zastosowania potrąceń, tym samym zmniejszając ekspozycję na wahania dotyczących ich stóp procentowych. Środki pieniężne o ograniczonej możliwości dysponowania są lokowane w instrumentach możliwych do realizacji po

Kulczyk Oil Ventures Inc.
Sprawozdanie kierownictwa z działalności
Na dzień i za rok zakończony dnia 31 grudnia 2011 r.
(kwoty w USD, o ile nie wskazano inaczej)

wypełnieniu określonych zobowiązań do wykonania prac. Ryzyko stopy procentowej dotyczące zobowiązań Spółki nie jest uznawane za istotne, ponieważ stopa odsetek od skryptów dłużnych jest stała, a Spółka będąc narażona na wahania stóp procentowych ze względu na zmienne oprocentowanie kredytu z EBOR, nie ma jednak możliwości zamiany tego oprocentowania na stałe.

Ryzyko kredytowe

Środki pieniężne i inne aktywa pieniężne Spółki, a także środki pieniężne o ograniczonej możliwości dysponowania utrzymywane są w dużych instytucjach finansowych. Kierownictwo Spółki monitoruje ryzyko kredytowe poprzez weryfikację zdolności kredytowej tych instytucji.

Na należności według stanu na dzień 31 grudnia 2011 r. składają się w przeważającej części kwoty należne od partnerów joint venture, które zakłada się, że zostaną rozliczone z przyszłymi nakładami inwestycyjnymi. Należności obejmują również kwotę 1,5 mln USD należną od MENA, w związku z udziałem MENA w umowie farm-in dla Bloku 9 oraz określonych kosztów związanych z realizacją programu wierceń w 2011 r. a zapłaconych przez Spółkę w imieniu MENA.

Na Ukrainie w stosunku do klientów, którym ma być przyznany kredyt w kwocie przewyższającej określony limit, przeprowadzana jest ocena zdolności kredytowej. Spółka nie wymaga zabezpieczenia w zakresie aktywów finansowych. Zdaniem kierownictwa, poziom ekspozycji Spółki na ukraińskie ryzyko kredytowe nie ma charakteru istotnego, ponieważ zapłata za gaz sprzedawany na podstawie umowy dokonywana jest na początku każdego miesiąca, tj. przed faktycznym dostarczeniem gazu do klientów.

Kierownictwo nie wprowadziło formalnej polityki kredytowej w zakresie kredytów udzielanych klientom poza Ukrainą, jednakże poziom ekspozycji na ryzyko kredytowe jest zatwierdzany i monitorowany indywidualnie i na bieżąco w odniesieniu do wszystkich istotnych klientów.

Maksymalny poziom ekspozycji na ryzyko kredytowe przedstawia wartość bilansowa poszczególnych aktywów finansowych w bilansie.

Ryzyko walutowe

Spółka jest narażona na ryzyko wynikające z wahań kursów wymiany dolara kanadyjskiego, dolara australijskiego, polskiego złotego, hrywny ukraińskiej, funta syryjskiego i dolara amerykańskiego. Na dzień 31 grudnia 2011 r. główne ekspozycje Spółki na ryzyko walutowe dotyczyły dolara kanadyjskiego („CAD”) i hrywien ukraińskich („UAH”).

(w tysiącach USD)

	31 grudnia 2011 r.		31 grudnia 2010 r.	
	CAD	UAH	CAD	UAH
Środki pieniężne i inne aktywa pieniężne	\$ 249	\$ 71 655	\$ 123	\$ 562
Należności	424	3 579	101	601
Przedpłaty i inne aktywa bieżące	16	5 837	-	368
Zobowiązania i rozliczenia międzyokresowe	(435)	(26 867)	(744)	(6 598)
Ekspozycja netto na ryzyko kursowe	<u>\$ 254</u>	<u>\$ 54 204</u>	<u>\$ (520)</u>	<u>\$ (5 067)</u>
Ekwiwalent USD wg kursu waluty na koniec roku	<u>\$ 249</u>	<u>\$ 6 683</u>	<u>\$ (511)</u>	<u>\$ (625)</u>

W roku zakończonym dnia 31 grudnia 2011 r., biorąc pod uwagę ekspozycję netto na ryzyko kursowe walut na koniec okresu, w wypadku umocnienia się lub osłabienia złotego dolara kanadyjskiego o 10% względem dolara amerykańskiego (przy założeniu, że inne czynniki pozostają bez zmiany), strata netto po opodatkowaniu odpowiednio zmniejszyłaby się lub zwiększyła o kwotę około 25 400 USD. Na poziom zysków nie wpływają wahania kursu hrywny ukraińskiej, ponieważ zyski i straty z przeliczenia walut ujmowane są w innych całkowitych dochodach.

Kulczyk Oil Ventures Inc.
Sprawozdanie kierownictwa z działalności
Na dzień i za rok zakończony dnia 31 grudnia 2011 r.
(kwoty w USD, o ile nie wskazano inaczej)

Ryzyko cen towarów

Spółka narażona jest na ryzyko wynikające z wahań cen gazu ziemnego na Ukrainie, na które wpływ ma dostępność gazu importowanego z Rosji oraz ceny ustalane przez eksporterów w Rosji. Spółka nie posiada żadnego programu, który mógłby złagodzić ryzyko cen towarów.

Ryzyko operacyjne

Zdolność Spółki do prowadzenia działalności operacyjnej, generowania przepływów pieniężnych, realizowania projektów i pozyskiwania zasobów uzależniona jest od ogólnych warunków rynkowych i warunków prowadzenia działalności, a także od zdolności pozyskiwania i utrzymywania efektywnych kosztowo źródeł finansowania, niezbędnego do wypełniania przez Spółkę zobowiązań i realizowania zaplanowanych programów, rozwiązywania kwestii związanych ze środowiskiem i regulacjami obowiązującymi w wielu różnych systemach prawnych, nieprzewidzianych wzrostów kosztów, dostępności sprzętu, materiałów i personelu, dostępności przepustowości gazociągów i jakości złóż. Jeżeli Spółce nie uda się pozyskać lub natrafić na dodatkowe zasoby, będzie to miało co najmniej wpływ na ograniczenie istniejących zasobów, które tracą wartość w wyniku realizowanej produkcji i może mieć niekorzystny wpływ na możliwości powiększenia aktywów Spółki w przyszłości.

Ograniczając powyższe ryzyka, Spółka ocenia swoje przedsięwzięcia pod kątem ryzyka finansowego, geologicznego i technicznego, a także opracowuje plany ograniczania ryzyka, do których zalicza się między innymi wszechstronny program ubezpieczeń.

Ryzyko związane z bezpieczeństwem, środowiskiem naturalnym i aspektami regulacyjnymi

Spółka prowadzi działalność obciążoną stosunkowo wysokim ryzykiem. Spółka koncentruje się na zapewnieniu bezpieczeństwa prowadzonej działalności, a także ochronie środowiska naturalnego. Spółka jest przekonana, że w krajach, w których prowadzona jest działalność, w pełni lub z nadwyżką wywiązuje się z wymogów wynikających z decyzji władz oraz norm branżowych. Jednakże działalność operacyjna podlega regulacji i interwencji rządów, mogących wpływać na możliwości poszukiwania, wydobywania oraz rezygnacji z eksploatacji złóż i koncesji. Uprawnienia i koncesje mogą być cofane, tracić ważność, podlegać wywłaszczeniu, jak również istnieje możliwość zmiany przepisów prawa. Niektóre koncesje obciążone są restrykcjami, które mogą nie zostać wyeliminowane w wymaganym terminie.

Niektóre obszary, na których Spółka prowadzi działalność, są niestabilne pod względem politycznym i gospodarczym, zaś na aktywa i działalność operacyjną mogą wpływać zmiany polityki państwa, niestabilność stosunków społecznych czy też inne zmiany polityczno-gospodarcze, na które Spółka nie ma wpływu.

W Spółce obowiązują plany kontynuacji działalności w sytuacjach kryzysowych, umożliwiające reagowanie na czas na sytuacje związane z bezpieczeństwem czy środowiskiem. Istnieje również program ochrony, mający zabezpieczać zarówno majątek, jak i personel Spółki.

Wartość godziwa

Wartość bilansowa aktywów i zobowiązań finansowych Spółki zbliżona jest do ich wartości godziwej ze względu na fakt, że są to środki płatne na żądanie lub mają stosunkowo krótki okres do terminu wymagalności. Inwestycja w spółkę Jura wykazywana jest według wartości godziwej ustalonej na podstawie rynkowej ceny akcji (poziom 1 wartości godziwej). Zamienne skrypty dłużne wykazywane są w wartości godziwej szacowanej na podstawie bieżących stóp procentowych podobnych instrumentów, spreadów kredytowych właściwych dla Spółki oraz warunków tych instrumentów (poziom 2 wartości godziwej). Wartość godziwa długoterminowego zadłużenia jest zbliżona do wartości bilansowej ponieważ szacuje się, że stopy procentowe i spready kredytowe właściwe dla Spółki nie uległy znaczącej zmianie od momentu udzielenia kredytu (poziom 2 wartości godziwej). Wartość godziwa opcji nabycia udziałów Neconde ustalona jest w oparciu o różne czynniki, w tym o zmiany wartości godziwej koncesji od momentu powstania opcji, działalność rozwojową i planowane pozyskanie finansowania przez Spółkę. Wartość godziwa opcji na moment jej powstania i na dzień 31 grudnia 2011 r. została oszacowana jako nieistotna (poziom 3 wartości godziwej).

Kulczyk Oil Ventures Inc.
Sprawozdanie kierownictwa z działalności
Na dzień i za rok zakończony dnia 31 grudnia 2011 r.
(kwoty w USD, o ile nie wskazano inaczej)

Transakcje z podmiotami powiązanymi

Na podstawie umowy świadczenia usług wspólnych (ang. *shared services agreement*) Spółka świadczy usługi finansowe i księgowe na rzecz spółki Jura - spółki publicznej, której 5,7% wyemitowanych akcji zwykłych znajduje się w posiadaniu Spółki. Za rok zakończony dnia 31 grudnia 2011 r. Spółka naliczyła od spółki Jura opłaty i pozostałe koszty w łącznej wysokości 116 780 USD (za rok zakończony 31 grudnia 2010 r.: 109 333 USD). Na dzień 31 grudnia 2011 r. saldo należności od spółki Jura wynosiło 10 299 USD (2 000 USD na dzień 31 grudnia 2010 r.). Trzech dyrektorów Spółki, tj. Timothy M. Elliott, Norman W. Holton oraz Stephen C. Akerfeldt, pełni również funkcję dyrektorów spółki Jura, a Paul H. Rose sprawuje funkcję Dyrektora Finansowego w Spółce oraz w spółce Jura.

Nemmoco Petroleum Corporation („**Nemmoco**”), spółka prywatna, w której 37,5% udziałów posiada Timothy M. Elliott, członek kierownictwa i Rady Dyrektorów Spółki, świadczy na rzecz dubajskiego biura Spółki usługi kadrowe i ogólne oraz usługi w zakresie księgowości i administracji na zasadzie podziału kosztów. Opłaty za rok zakończony 31 grudnia 2011 r. wyniosły 624 780 USD (2010 r.: 523 032 USD). Na dzień 31 grudnia 2011 r. zobowiązania wobec Nemmoco wynosiły 52 065 USD (na dzień 31 grudnia 2010 r.: 0 USD).

Spółka ponosi odpowiedzialność prawną za gwarancję udzieloną w sierpniu 2007 r. rządowi Peru („**Gwarancja Loon**”) w związku z przyznaniem kontraktu koncesyjnego dawnej spółce zależnej Loon Peru Limited. Loon Energy Corporation („**Loon Energy**”), jednostka dominująca Loon Peru Limited, podjęła działania niezbędne do zastąpienia Gwarancji Loon. Proces ten wymaga uzyskania formalnej zgody rządu Peru, która to zgoda nie została jeszcze uzyskana.

Loon Energy i Spółka zawarły umowę w sprawie ochrony przed odpowiedzialnością z tytułu Gwarancji Loon. W dniu 25 października 2010 r. spółka Loon Energy ogłosiła, że nie zamierza przystąpić do drugiego etapu działań poszukiwawczych. W związku z powyższym, maksymalna odpowiedzialność Spółki z tytułu Gwarancji Loon może wystąpić w wysokości zależnej od minimalnych zobowiązań do wykonania robót w zakresie pierwszej fazy poszukiwań. Minimalny zakres prac pierwszego etapu został wykonany, a Spółka nie przewiduje znaczącego narażenia na istotne ryzyko z tytułu gwarancji.

Loon Energy nie zatrudnia żadnych pracowników, a usługi w zakresie zarządzania i administracji świadczone są na rzecz spółki przez kierownictwo i pracowników Kulczyk Oil. Opłaty za rok zakończony 31 grudnia 2011 r. wyniosły 12 600 USD (2010 r.: 11 976 USD). Na dzień 31 grudnia 2011 r. kwota zadłużenia Loon Energy wobec Kulczyk Oil z tytułu tych usług wynosiła 8 400 USD (2010 r.: 0 USD). Niektóre wydatki Loon Energy są pokrywane przez Kulczyk Oil, a następnie zwracane Spółce przez Loon Energy. Na dzień 31 grudnia 2011 r. kwota zadłużenia Loon Energy z tego tytułu wynosiła 35 388 USD (2010 r.: 0 USD). Kulczyk Oil i Loon Energy są spółkami powiązanymi ze względu na czterech wspólnych Dyrektorów i członków kierownictwa oraz wspólnego głównego akcjonariusza.

KI posiada około 44,3% wyemitowanych akcji Spółki (na dzień 31 grudnia 2010 r.: 49,8%). Spółka była również związana z KI oraz z Kulczyk Holdings S.A. („KH”) umowami o świadczenie usług, z zakresu bieżącej obsługi administracyjnej, obsługi przejęć oraz usług doradczych. Umowy wygasły 30 czerwca 2011 r. Za rok zakończony dnia 31 grudnia 2011 r. Spółka uiściła wynagrodzenie na rzecz KI w kwocie 210 000 USD (2010 r.: 210 000 USD), natomiast na rzecz KH w kwocie 90 000 USD (2010 r.: 90 000 USD). Za rok zakończony 31 grudnia 2010 r. Spółka uiściła na rzecz KI należność z tytułu obsługi przy przejęciu KUB-Gas w wysokości 450 000 USD.

Niektóre wydatki poniesione przez Neconde zostały opłacone przez Kulczyk Oil i podlegają zwrotowi przez Neconde. Na dzień 31 grudnia 2011 r. kwota zadłużenia Neconde wobec Kulczyk Oil z tego tytułu wyniosła 53 000 USD.

Opisane transakcje z podmiotami powiązanymi były realizowane według wartości uzgodnionych przez obydwie strony.

Kulczyk Oil Ventures Inc.
Sprawozdanie kierownictwa z działalności
Na dzień i za rok zakończony dnia 31 grudnia 2011 r.
(kwoty w USD, o ile nie wskazano inaczej)

Zobowiązania

Wszystkie zobowiązania Spółki powstały w toku zwykłej działalności gospodarczej i są związane z pracami w Bloku L i Bloku M w Brunei, Bloku 9 w Syrii oraz na Ukrainie.

Blok L w Brunei

Zgodnie z umową PSA dla Bloku L w Brunei, okres prac poszukiwawczych wynosi sześć lat licząc od dnia zawarcia Umowy PSA dla Bloku L w Brunei, tj. 27 sierpnia 2006 r., i dzieli się na dwa etapy (Etap 1 i Etap 2), z których każdy dotyczył początkowo okresu trzyletniego. Termin Etapu 2 został wydłużony i upływa obecnie w dniu 27 sierpnia 2013 r. Spółka jest przekonana, że wypełniła zobowiązania Etapu 1.

W sierpniu 2010 r. Wykonawca podjął decyzję o przystąpieniu do realizacji Etapu 2 prac poszukiwawczych. Minimalny zakres prac Etapu 2 obejmuje: (i) 130 km² danych sejsmicznych 3D na lądzie; (ii) 13,5 km² danych sejsmicznych 3D (ang. *3D swath*) na lądzie; (iii) 13 km danych sejsmicznych 2D na lądzie oraz (iv) pozyskanie i przetworzenie co najmniej 34,5 km² danych sejsmicznych 3D na lądzie oraz wykonanie co najmniej dwóch odwiertów poszukiwawczych na lądzie, każdy o minimalnej głębokości 2 000 m. Wykonawca, prowadzący prace w obrębie Bloku L, zobowiązany jest w ramach Etapu 2 do poniesienia nakładów w wysokości minimum 16 mln USD. Dotychczas w Etapie 2 poniesione zostały nakłady w wysokości 11,7 mln USD, a udział Spółki w pozostałych minimalnych nakładach wynosi 4 mln USD, jednakże Spółka spodziewa się, że wydatkuje wyższą kwotę na prace objęte zobowiązaniem.

Spółka pozyskała akredytywę w wysokości 2,1 mln USD w celu zabezpieczenia 40% udziału w zobowiązaniach wynikających z Umowy PSA dla Bloku L. Na dzień sporządzenia niniejszego sprawozdania, żadna kwota z akredytywy nie została wykorzystana.

Zgodnie z porozumieniem zawartym w celu zakończenia postępowania prawnego, dotyczącego kwestionowania tytułu prawnego Spółki z Umowy PSA dla Bloku L, Spółka zgodziła się wypłacić kwotę do 3,5 mln USD z jej 10% udziału w wydobywaniu określonego w Umowie PSA dla Bloku L. Żadna rezerwa z tego tytułu nie została ujęta w sprawozdaniu finansowym, ponieważ w Bloku L nie prowadzi się jeszcze wydobywania.

Blok M w Brunei

Okres prac poszukiwawczych na obszarze Bloku M wynosi sześć lat od daty zawarcia Umowy PSA dla Bloku M, tj. od 27 sierpnia 2006 r., i dzieli się na Etap 1 (pięć lat) i Etap 2 (dwa lata), które mogą biec równolegle.

Spółka pozyskała 137 km² danych sejsmicznych 3D w 2011 r., co stanowiło wykonanie w całości obowiązków dotyczących danych sejsmicznych dla Etapu 1 i 2. Jedynym pozostałym do realizacji na dzień 31 grudnia 2011 r. zobowiązaniem w ramach Etapu 1 jest wykonanie odwiertu na głębokość 2 000 m, co stanowiło warunek przedłużenia Etapu 1.

W pierwszym kwartale 2011 r. Wykonawca Bloku M zdecydował się na przejście do Etapu 2, na warunkach Umowy PSA dla Bloku M. Termin poszukiwań Etapu 2 poszukiwań kończy się z dniem 27 sierpnia 2012 r. Zgodnie z warunkami Umowy PSA dla Bloku M, minimalne zobowiązania do wykonania prac obejmują: (i) pozyskanie i przetworzenie przynajmniej 80 km danych sejsmicznych 2D, oraz (ii) wykonanie przynajmniej dwóch odwiertów poszukiwawczych na lądzie, o głębokości przynajmniej 1 150 metrów każdy, lub trzech odwiertów (w tym odwiertu niewykonanego w Etapie 1) o łącznej minimalnej głębokości 5 158 metrów. Zobowiązania Etapu 2 w zakresie badań sejsmicznych zostały zrealizowane w całości w roku 2011. Zobowiązania stron do wykonania prac z Umowy PSA dla Bloku M wymagają poniesienia w trakcie Etapu 2 minimalnych nakładów w wysokości 7,3 mln USD, jednakże Spółka spodziewa się, że poniesie nakłady w wyższej kwocie w celu wypełnienia zobowiązań w zakresie wykonania prac. Udział Spółki w minimalnych nakładach wynosi 2,6 mln USD i obejmuje zobowiązanie Spółki w ramach umowy farm-in do sfinansowania dodatkowych 4% (293 000 USD) z minimalnych nakładów wymaganych do poniesienia przez partnerów.

Kulczyk Oil Ventures Inc.
Sprawozdanie kierownictwa z działalności
Na dzień i za rok zakończony dnia 31 grudnia 2011 r.
(kwoty w USD, o ile nie wskazano inaczej)

Syria

Zgodnie z warunkami Umowy PSC dla Bloku 9 dotyczącej złóż w Syrii, Spółka w ramach czteroletniego okresu prac poszukiwawczych, jest zobowiązana do pozyskania i przetworzenia 350 km² danych sejsmicznych 3D oraz wykonania dwóch odwiertów poszukiwawczych. Pomiary sejsmiczne zostały przeprowadzone w ciągu roku 2010. Spółka rozpoczęła wykonywanie pierwszego z dwóch odwiertów poszukiwawczych w lipcu 2011 r., lecz w październiku 2011 r. zawiesiła prace wiertnicze, by przeznaczyć ten czas na ocenę wyników programu odwiertów oraz by nie narażać się na problemy operacyjne związane z niestabilną sytuacją społeczną i polityczną w kraju. Syryjski organ regulacyjny wydłużył okres obowiązywania koncesji do 27 października 2012 r.

Ukraina

Spółka jest zobowiązana do poniesienia określonych nakładów inwestycyjnych w celu wypełnienia warunków koncesji poszukiwawczej na Ukrainie. Zgodnie z warunkami utrzymania koncesji, Spółka jest zobowiązana do pozyskania i przetworzenia danych sejsmicznych, przeprowadzenia analiz geofizycznych i wykonania odwiertów poszukiwawczych na terenie pól, których koncesja dotyczy. Zobowiązania te nie mają charakteru wiążącego i mogą ulec zmianie w zależności od wyników prac poszukiwawczych, jednakże potencjalna wysokość nakładów kapitałowych Spółki na finansowanie działalności na polach może osiągnąć w latach 2012-2015 wartość 42 mln USD, w ramach planowanego programu rozwoju. Dopuszczalne są uzasadnione odstępstwa od zadeklarowanych nakładów kapitałowych, podlegające uzgodnieniom z organem wydającym koncesję, natomiast niewykonanie zobowiązania do przeprowadzenia prac poszukiwawczych i brak uzasadnienia odstępstw od programu nakładów inwestycyjnych może skutkować cofnięciem koncesji. W związku z koncesją Północne Makiejewskoje przyznaną w grudniu 2010 r. Spółka przeprowadziła program badań sejsmicznych i zamierza w ciągu najbliższych czterech lat wydać 3 mln USD na badania sejsmiczne i wykonanie sześciu odwiertów.

Powierzchnia biurowa

Spółka posiada umowę najmu lokalu biurowego w Calgary (Kanada), która wygasa 31 października 2014 r. W okresie obowiązywania umowy najmu zobowiązanie z tego tytułu wynosi ok. 325 000 USD rocznie.

Dywidendy

Do dnia dzisiejszego Spółka nie wypłacała dywidend i nie przewiduje wypłaty dywidend w dającej się przewidzieć przyszłości. Jeżeli Spółka podejmie decyzję o wypłacie dywidendy w przyszłości, będzie zobowiązana przeprowadzić określone testy wypłacalności, jakie przewidziano w Prawie Spółek Prowincji Alberta.

Postępowania sądowe, arbitrażowe i administracyjne

Spółka, ani żaden z podmiotów od niej zależnych, nie są stroną żadnego postępowania przed sądem, właściwym organem arbitrażowym lub organem administracji publicznej w sprawie zobowiązań lub zadłużenia Spółki bądź jej spółek zależnych, których wartość (ujmowana odrębnie lub ogółem) wynosiłaby przynajmniej 10% wartości kapitału własnego Spółki.

Kulczyk Oil Ventures Inc.
Sprawozdanie kierownictwa z działalności
Na dzień i za rok zakończony dnia 31 grudnia 2011 r.
(kwoty w USD, o ile nie wskazano inaczej)

Zasoby gazu i kondensatu gazu ziemnego

	Ropa naftowa i ciecze (Mbbl)			Gaz ziemny (MMcf)			Razem (Mmcfe)		
	Potwierdzone - netto	Prawdopodobne - netto	Razem - potwierdzone i prawdopodobne netto	Potwierdzone - netto	Prawdopodobne - netto	Razem - potwierdzone i prawdopodobne netto	Potwierdzone - netto	Prawdopodobne - netto	Razem - potwierdzone i prawdopodobne netto
31 grudnia 2010 r.	93	47	140	21 882	11 807	33 689	22 440	12 089	34 529
Przejęcia	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Poszerzenie i zwiększenie możliwości wydobycia	-	-	-	13 938	5 538	19 477	13 938	5 538	19 477
Korekty techniczne	11	12	23	(11 928)	(8 273)	(20 201)	(11 862)	(8 201)	(20 063)
Odkrycia	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Dyspozycje	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Czynniki ekonomiczne	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Produkcja	(20)	-	(20)	(2 192)	-	(2 192)	(2 313)	-	(2 313)
31 grudnia 2011 r.	84	59	143	21 700	9 072	30 773	22 204	9 427	31 630

Udział netto dla KOV, po odliczeniu należności koncesyjnych

W 2011 r., w wyniku pomyślnych rezultatów wierceń na polu Makiejewskie, zwiększyły się wielkości rezerw potwierdzonych i prawdopodobnych do 22,0 Bcf. Na polu Olgowskie, ulepszony model geologiczny wynikający z interpretacji danych sejsmicznych 3D oraz zmiany w modelu petrofizycznym, wynikające z nowych rejestrów otworowych, spowodowały zmniejszenie ilości rezerw potwierdzonych i prawdopodobnych o 38,1 Bcf. Zostało to częściowo skompensowane przez pozytywne wyniki uzyskane z wcześniej nietestowanych lub niekomercyjnych stref, które spowodowały zwiększenie rezerw potwierdzonych i prawdopodobnych o 14,9 Bcf. Łącznie na Ukrainie, pozytywne i negatywne korekty wzajemnie się skompensowały, a zmniejszenie rezerw wynika głównie ze zrealizowanej produkcji.

Perspektywy na rok 2012

W 2012 r. na Ukrainie Spółka zamierza wykonać do sześciu nowych odwiertów, pogłębić lub zmodernizować do 15-20 odwiertów i, zgodnie z zapotrzebowaniem, zbudować rurociągi niezbędne do uruchomienia odwiertów. Kierownictwo przewiduje, że dzięki tym projektom Spółka zakończy 2012 r. z produkcją na poziomie znacząco wyższym od produkcji na zakończenie 2011 r. Przewiduje się, że odwierty O-8, O-6 i O-12 dostarczą łącznie dodatkowo 5 000 – 8 000 Mcf/d (3 500 – 5 600 Mcf/d netto dla KOV).

W Brunei planuje się przystąpienie do wykonania jednego odwiertu w trzecim kwartale 2012 r. oraz wiercenie w roku 2012 do dwóch kolejnych odwiertów w Bloku M. Spółka planuje również program badań sejsmicznych w Bloku L w pierwszym kwartale 2012 r. Spółka spodziewa się, że do końca 2012 r. będzie kontynuowała wypełnianie zobowiązań Etapu 2 dla Bloku L. Dla Bloku M, Spółka przewiduje, że wypełni wszystkie zobowiązania Etapu 1, w tym wynikające z przedłużenia koncesji i będzie kontynuowała realizację zobowiązań Etapu 2. Spółka przewiduje, że będzie występować o przedłużenie koncesji dla Bloku M w celu wypełnienia zobowiązań do wykonania prac.

W Syrii Spółka zamierza uważnie obserwować społeczną i polityczną sytuację w kraju, prowadząc jednocześnie analizę dotychczasowych wyników wierceń.

Kulczyk Oil Ventures Inc.
Sprawozdanie kierownictwa z działalności
Na dzień i za rok zakończony dnia 31 grudnia 2011 r.
(kwoty w USD, o ile nie wskazano inaczej)

Perspektywy nie uwzględniają i nie będą uwzględniać oczekiwań dotyczących opcji nabycia w Nigerii do czasu zamknięcia transakcji, o ile do niego dojdzie.

Spółka nie sporządza i nie publikuje wyników prognoz finansowych na bieżący rok finansowy ani na przyszłe lata finansowe.

Wyrażenia perspektywiczne

Niniejsze Sprawozdanie z działalności zawiera pewne stwierdzenia dotyczące przyszłości. Dotyczą one zdarzeń przyszłych lub przyszłych wyników Spółki. Użyte w niniejszym Sprawozdaniu z działalności pojęcia: „móc”, „byłby”, „mógłby”, „będzie”, „zamierzać”, „planować”, „zakładać”, „mieć przekonanie”, „szacować”, „przewidywać”, „spodziewać się”, „proponować”, „oczekiwać”, „potencjalny”, „kontynuować” i inne podobne stwierdzenia mają na celu zwrócenie uwagi, że są to stwierdzenia dotyczące przyszłości. Stwierdzenia te pociągają za sobą znane i nieznane ryzyka, niepewności, jak również inne czynniki, które mogą spowodować, że faktyczne wyniki lub zdarzenia będą się zasadniczo różnić od tych przewidywanych w stwierdzeniach lub informacjach dotyczących przyszłości. Stwierdzenia takie odzwierciedlają aktualny pogląd Spółki na określone zdarzenia i podlegają określonym ryzykom, niepewnościom i założeniom. Faktyczne wyniki lub osiągnięcia Spółki mogą, z powodu wielu czynników, różnić się od tych przedstawionych w niniejszym Sprawozdaniu z działalności. Jeżeli przynajmniej jedno lub więcej z takich ryzyk bądź obszarów niepewności stanie się faktem lub jeśli założenia przyjęte przy formułowaniu stwierdzeń dotyczących przyszłości okażą się nieprawidłowe, to faktyczne wyniki mogą znacząco odbiegać od opisanych w niniejszym Sprawozdaniu z działalności jako zamierzone, planowane, przewidywane, prognozowane, szacowane lub oczekiwane.

Stwierdzenia dotyczące przyszłości zawarte w niniejszym Sprawozdaniu z działalności zawierają w szczególności oświadczenia dotyczące:

- czynników, na podstawie których Spółka podejmie decyzję o podjęciu lub niepodjęciu określonych działań;
- popytu i podaży produktów naftowych na świecie;
- oczekiwań dotyczących zdolności Spółki do pozyskiwania kapitału;
- podleganie Spółki regulacjom państwowych; oraz
- cen towarów.

W zakresie stwierdzeń dotyczących przyszłości, zawartych w niniejszym Sprawozdaniu z działalności Spółka poczyniła pewne założenia, dotyczące między innymi:

- wpływu wzrostu konkurencji;
- zdolności wspólników do wywiązywania się z podjętych zobowiązań;
- zdolności Spółki do pozyskiwania dodatkowego finansowania na satysfakcjonujących warunkach;
- zdolności Spółki do przyciągania i utrzymywania przy sobie wykwalifikowanego personelu.

Czynniki ryzyka, przedstawione poniżej oraz gdzie indziej w Sprawozdaniu z działalności, mogą powodować, że rzeczywiste wyniki Spółki będą różniły się istotnie od tych przedstawionych w stwierdzeniach dotyczących przyszłości:

- ogólne warunki gospodarcze;
- zmienność światowych cen rynkowych ropy naftowej i gazu ziemnego;
- konkurencja;
- zobowiązania i ryzyka, w tym między innymi w zakresie ochrony środowiska, związane nieodłącznie z działalnością w sektorze ropy naftowej i gazu ziemnego;
- dostępność kapitału;
- niestabilność geopolityczna w krajach, w których prowadzona jest działalność operacyjna Spółki; oraz
- alternatywy i zmiany popytu na produkty naftowe na świecie.

Ponadto stwierdzenia „rezerwy” lub „zasoby” uznaje się za stwierdzenia dotyczące przyszłości, ponieważ zawierają sugerowaną ocenę, opartą na pewnych szacunkach oraz założeniach, iż rezerwy lub zasoby mogą przynieść korzyści w przyszłości.

Kulczyk Oil Ventures Inc.
Sprawozdanie kierownictwa z działalności
Na dzień i za rok zakończony dnia 31 grudnia 2011 r.
(kwoty w USD, o ile nie wskazano inaczej)

Niniejsze ostrzeżenie dotyczy wszystkich informacji i stwierdzeń dotyczących przyszłości, zawartych w niniejszym Sprawozdaniu z działalności. Stwierdzenia te dotyczą wyłącznie założeń i przewidywań przyjętych na dzień niniejszego Sprawozdania z działalności.

Istotne szacunki

Sporządzenie sprawozdania finansowego zgodnie z MSSF wymaga od kierownictwa przyjęcia pewnych założeń i dokonania szacunków, które wpływają na zastosowanie polityki rachunkowości oraz na wielkości aktywów, pasywów, zysków i strat ujętych w sprawozdaniach finansowych. Rzeczywiste wyniki mogą różnić się od tych szacunków.

Przyjęte szacunki oraz założenia są na bieżąco weryfikowane. Zmiany wielkości szacunkowych są ujmowane w okresie, w którym nastąpiła zmiana, oraz we wszystkich kolejnych okresach, których dana zmiana dotyczy.

Zdaniem kierownictwa, sprawozdania finansowe Spółki zostały sporządzone należycie z zachowaniem odpowiedniego poziomu istotności, a także zgodnie z istotnymi zasadami rachunkowości określonymi w skonsolidowanych sprawozdaniach finansowych.

W poniższych notach do skonsolidowanego sprawozdania finansowego na dzień i za rok zakończony dnia 31 grudnia 2011 r. scharakteryzowano informacje dotyczące istotnych obszarów niepewności oszacowań i krytycznych osądów w zastosowaniu polityki rachunkowości, odnoszących najbardziej znaczące skutki dla kwot ujętych w śródrocznym skonsolidowanym sprawozdaniu finansowym:

- Nota 3 – Szacunki rezerw i odpisy umorzeniowe
- Nota 4 - Wyznaczanie wartości godziwej
- Nota 13 - Zamienne skrypty dłużne (wycena wartości godziwej)
- Nota 17 - Podatki dochodowe
- Nota 18 - Opcje na akcje (wycena płatności w formie akcji własnych)

Zmiany polityki rachunkowości

Miary niewystępujące w MSSF

Informacje finansowe zamieszczone w niniejszym Sprawozdaniu z działalności sporządzono zgodnie z MSSF, z wyjątkiem pozycji „wartość retroaktywna netto” oraz „kapitał obrotowy”, które nie są definiowane przez MSSF i nie mają standardowego znaczenia określonego w MSSF. Te miary, niewystępujące w MSSF, dołączono wyłącznie dla celów informacyjnych i nie należy ich traktować jako alternatywy lub miary istotniejszej niż informacje zaprezentowane zgodnie z MSSF. Zdaniem kierownictwa, wartość retroaktywna netto oraz kapitał obrotowy mogą stanowić użyteczne miary uzupełniające, ponieważ są stosowane przez Spółkę do pomiaru wyników operacyjnych i oceny harmonogramu wydatkowania i kwoty kapitału niezbędnego do sfinansowania przyszłej działalności operacyjnej. Metoda obliczania tych miar stosowana przez Spółkę może się różnić od metod używanych przez inne podmioty, dlatego te miary mogą być nieporównywalne z miarami stosowanymi przez innych przedsiębiorców.

Kulczyk Oil oblicza te miary, niewystępujące w MSSF, w sposób zaprezentowany wcześniej w niniejszym dokumencie.

Kulczyk Oil Ventures Inc.
Sprawozdanie kierownictwa z działalności
Na dzień i za rok zakończony dnia 31 grudnia 2011 r.
(kwoty w USD, o ile nie wskazano inaczej)

Przyszłe zmiany polityki rachunkowości

Wspólne porozumienia oraz działalność pozabilansowa

W maju 2011 r. RMSR (IASB) wydała następujące nowe oraz poprawione standardy:

- *MSSF 10 „Skonsolidowane sprawozdania finansowe” („MSSF 10”)* zastąpił *MSR 27 „Skonsolidowane i jednostkowe sprawozdania finansowe”* oraz *Interpretację („SKI”) 12 „Konsolidacja – jednostki specjalnego przeznaczenia”*. MSSF 10 zmienia definicję kontroli i skupia się, co do oceny istnienia kontroli, na konieczności posiadania władzy oraz zmiennych zwrotów z zaangażowania w dany podmiot. MSSF 10 wprowadza wskazówki dotyczące praw udziału w zyskach i praw ochronnych inwestora oraz odnosi się do pojęcia kontroli „de-facto”. MSSF 10 zawiera również wskazówki odnoszące się do inwestora posiadającego prawo podejmowania decyzji w celu określenia, czy działa on jako mocodawca bądź agent.
- *MSSF 11 „Wspólne porozumienia” („MSSF 11”)* zastępuje *MSR 31 „Udziały we wspólnych przedsięwzięciach”* oraz *SKI-13 „Wspólnie kontrolowane jednostki – niepieniężny wkład wspólników”*. MSSF 11 definiuje porozumienie pod wspólną kontrolą jako porozumienie, w którym występują dwa lub więcej podmioty współkontrolujące. Wspólne porozumienie jest sklasyfikowane albo jako „wspólna działalność”, albo jako „wspólne przedsięwzięcie” w zależności od faktów i uwarunkowań. Wspólna działalność to takie wspólne porozumienie, w którym współkontrolujące podmioty mają prawa do aktywów oraz obowiązki co do zobowiązań związanych z działalnością. Partner we wspólnej działalności ujmuje aktywa, zobowiązania, przychody oraz koszty do wysokości swojego udziału w projekcie joint venture. Wspólny przedsiębiorca ma prawa do aktywów netto przedsięwzięcia oraz ujmuje przedsięwzięcia tak jak inwestycję wykorzystując metodę praw własności.
- *MSSF 12 „Ujawnienia inwestycji w inne jednostki” („MSSF 12”)* zastępuje wcześniejsze wymogi dotyczące ujawnień zawarte w *MSR 27*, *MSR 31* oraz *MSR 28 „Inwestycje w jednostkach stowarzyszonych”*. MSSF 12 zawiera obszerne wymogi ujawnień dotyczących inwestycji w jednostki zależne, wspólne porozumienia, jednostki stowarzyszone oraz niekonsolidowane jednostki ustrukturyzowane. Spółki zobowiązane są do ujawniania informacji, które będą pomocne użytkownikom sprawozdań finansowych przy ocenie charakteru oraz ryzyka związanego z inwestycjami w inne jednostki oraz wpływu tych inwestycji na sporządzane sprawozdanie finansowe.
- *MSR 27 „Jednostkowe sprawozdania finansowe”* został poprawiony w celu dostosowania do zmian wprowadzonych w MSSF 10, ale podtrzymuje dotychczasowe wytyczne dotyczące jednostkowych sprawozdań finansowych.
- *MSR 28 „Inwestycje w jednostkach stowarzyszonych i we wspólnych przedsięwzięciach”* został poprawiony w celu dostosowania do zmian wprowadzonych w MSSF 10 i MSSF 11.

Powyższe standardy wchodzi w życie dla okresów sprawozdawczych rozpoczynających się w dniu 1 stycznia 2013 r. i później. Wcześniejsze zastosowanie jest możliwe pod warunkiem, że powyższe pięć standardów zostanie zastosowanych jednocześnie. Spółka jest w trakcie oceny wpływu, jaki wprowadzenie standardów będzie miało na jej skonsolidowane sprawozdanie finansowe.

Wycena według wartości godziwej

W maju 2011 r. RMSR (IASB) ogłosiła *MSSF 13 „Wycena według wartości godziwej” („MSSF 13”)*, który wprowadza spójną i mniej złożoną definicję wartości godziwej, ustala ramy dla wyceny w wartości godziwej oraz określa spójne wymagania co do ujawnień dla wycen według wartości godziwej. MSSF 13 wchodzi w życie dla okresów sprawozdawczych rozpoczynających się w dniu 1 stycznia 2013 r. i później i ma zastosowanie prospektywne począwszy od tego okresu sprawozdawczego, w którym został zastosowany. Wcześniejsze zastosowanie jest możliwe. Spółka jest w trakcie oceny wpływu, jaki wprowadzenie standardów będzie miało na jej skonsolidowane sprawozdanie finansowe.

Instrumenty Finansowe

RMSR (IASB) zamierza zastąpić *MSR 39 „Instrumenty finansowe: ujmowanie i wycena” („MSR 39”)* przez *MSSF 9 „Instrumenty finansowe” („MSSF 9”)*. MSSF 9 zostanie opublikowany łącznie w trzech etapach, z których do tej pory został opublikowany etap pierwszy. Etap pierwszy odnosi się do ujęcia aktywów i zobowiązań finansowych. Drugi etap będzie dotyczył utraty wartości instrumentów finansowych, a trzeci etap rachunkowości zabezpieczeń. MSSF 9 przedstawia jednolite podejście dla aktywów finansowych w celu określenia, czy składnik aktywów finansowych jest wyceniany według amortyzowanego kosztu lub w wartości godziwej i zastępuje tym samym zróżnicowane zasady ujęte

Kulczyk Oil Ventures Inc.
Sprawozdanie kierownictwa z działalności
Na dzień i za rok zakończony dnia 31 grudnia 2011 r.
(kwoty w USD, o ile nie wskazano inaczej)

w MSR 39. Podejście przedstawione w MSSF 9 opiera się na analizie, jak spółka zarządza swoimi instrumentami finansowymi w ramach swojego modelu biznesowego oraz jakie są umowne przepływy pieniężne uzyskiwane z aktywów finansowych. Nowy standard wprowadza również wymogi co do jednolitej metody sporządzenia testu na utratę wartości w odróżnieniu od zróżnicowanych metod ujętych w MSR 39. Dla zobowiązań finansowych, pomimo iż MSSF 9 nie zmienia kryteriów klasyfikacyjnych do nich się odnoszących, podejście do wyceny w wartości godziwej może wymagać innego ujęcia zmian wartości godziwej zobowiązań finansowych jako efekt zmian ryzyka kredytowego spółki. MSSF 9 wchodzi w życie dla okresów sprawozdawczych rozpoczynających się w dniu 1 stycznia 2013 r. i później wraz z różnymi przepisami przejściowymi uzależnionymi od daty pierwszego zastosowania. Jednakże w sierpniu 2011 r. RMSR (IASB) wydał projekt ekspozycji, w którym proponowano zmianę daty wejścia standardu w życie dla okresów sprawozdawczych rozpoczynających się w dniu 1 stycznia 2015 r. Monitorujemy status projektu. Spółka jest w trakcie oceny wpływu, jaki wprowadzenie MSSF 9 będzie miało na jej skonsolidowane sprawozdanie finansowe.

Prezentacja pozycji innych całkowitych dochodów

W czerwcu 2011 r. RMSR (IASB) ogłosił zmiany do *MSR 1 „Prezentacja sprawozdań finansowych” („MSR 1”)*, zgodnie z którymi spółki zobowiązane są prezentować osobno te pozycje innych całkowitych dochodów, które mogą w przyszłości być przeklasyfikowane do wyniku finansowego. Zmiany do MSR 1 wchodzi w życie dla okresów sprawozdawczych rozpoczynających się w dniu 1 lipca 2012 r. i później i wymagają retrospektywnego ujęcia. Wcześniejsze zastosowanie jest możliwe. Spółka jest w trakcie oceny wpływu, jaki wprowadzenie zmiany standardu będzie miało na jej skonsolidowane sprawozdanie finansowe.

Kontrola i procedury ujawniania oraz kontrola wewnętrzna sprawozdawczości finansowej

Sporządzenie Sprawozdania z działalności wspierane jest przez kontrole i procedury ujawniania informacji na dzień 31 grudnia 2011 r. Kontrole i procedury ujawniania informacji oraz system kontroli wewnętrznej sprawozdawczości finansowej zostały zaprojektowane w celu uzyskania racjonalnej pewności, że istotne informacje wymagające ujawnienia przez Spółkę są gromadzone, przetwarzane i komunikowane kierownictwu Spółki, aby umożliwić podejmowanie decyzji i przygotowanie wymaganych publikacji w odpowiednim terminie. Aktualnie obowiązujące w Kanadzie procedury bezpieczeństwa wymagają od kierownictwa Spółki potwierdzenia, że oceniono efektywność stosowanych w Spółce mechanizmów kontroli i procedur ujawniania informacji w każdym okresie śródrocznym i rocznym.

Dyrektor Generalny Spółki oraz Dyrektor Finansowy są przekonani, że kontrole i procedury ujawniania informacji oraz system kontroli wewnętrznej sprawozdawczości finansowej Spółki zapewniają racjonalny poziom pewności, że są one skuteczne, jednak nie oczekują, że kontrole i procedury ujawniania informacji oraz system kontroli wewnętrznej sprawozdawczości finansowej zapobiegą wszelkim błędom i/lub oszustwom. Dyrektor Generalny Spółki i Dyrektor Finansowy uznali, że kontrole i procedury ujawniania informacji oraz system kontroli wewnętrznej sprawozdawczości finansowej na dzień 31 grudnia 2011 r. były skuteczne w zapewnieniu, że wszystkie istotne informacje wymagane do opublikowania zostały jemu przedstawione w odpowiednim czasie oraz, że informacje zostały zarejestrowane, przetworzone i zaraportowane w terminie niezbędnym do przygotowania niniejszego sprawozdania. Rada Dyrektorów, działająca za pośrednictwem Komitetu Audytu, odpowiada za zagwarantowanie wypełnienia przez kierownictwo obowiązków ciążących na nim w zakresie sprawozdawczości finansowej i kontroli wewnętrznej. Komitet Audytu spotyka się przynajmniej raz do roku z niezależnymi audytorami Spółki w celu dokonania przeglądu zagadnień rachunkowości, kontroli wewnętrznej, sprawozdawczości finansowej i audytu.

Kulczyk Oil Ventures Inc.
Sprawozdanie kierownictwa z działalności
Na dzień i za rok zakończony dnia 31 grudnia 2011 r.
(kwoty w USD, o ile nie wskazano inaczej)

Zatwierdzenie

Rada Dyrektorów Spółki zatwierdziła informacje zawarte w niniejszym Sprawozdaniu z działalności.

Skróty

W niniejszym Sprawozdaniu z działalności mogą być stosowane następujące skróty:

Ropa naftowa i ciekły gaz ziemny		Gaz ziemny	
Bbl	baryłka	Mcf	tys. stóp sześciennych
bbl/d	baryłek dziennie	MMcf	mln stóp sześciennych
Mbbl	tys. baryłek	Bcf	mld stóp sześciennych
boe/d	ekwiwalent baryłek ropy dziennie	Mcf/d	tys. stóp kwadratowych dziennie
Boe	ekwiwalent baryłek gazu ziemnego i ropy naftowej, o ile nie wskazano inaczej	MMcf/d	mln stóp kwadratowych dziennie
		Mcfe	ekwiwalent tys. stóp sześciennych
Mboe	tys. boe	Tcf	bln stóp sześciennych
NGL	ciekle formy gazu ziemnego	BcfE	ekwiwalent mld stóp sześciennych

Dane wydobycia prezentowane są często w jednostkach „boe” lub „BOE”, tj. ekwiwalent baryłek ropy, lub „Mcfe”, tj. ekwiwalent gazu ziemnego. Dane wyrażone w BOE lub Mcfe mogą jednak niekiedy być mylące, szczególnie prezentowane bez kontekstu. Przelicznik boe na poziomie 6 Mcf:1 bbl, lub przelicznik Mcfe na poziomie 1 bbl:6 Mcf, oparty jest o metodę konwersji według równoważności energetycznej, która to metoda stosowana jest przede wszystkim na końcówce palnika i nie odzwierciedla równoważnych wielkości w odwiercie.

Informacje dodatkowe

Dodatkowe informacje na temat Kulczyk Oil i jej działalności znajdują się na stronie internetowej www.sedar.com. Informacje można także uzyskać na stronie Spółki pod adresem www.kulczykoil.com. Egzemplarz niniejszej Informacji można również otrzymać, zwracając się do Spółki w tej sprawie pod adresem: Kulczyk Oil Ventures Inc., 1170, 700 – 4th Avenue S.W., Calgary, Alberta T2P 3J4 (Nr telefonu: +1 403 264-8877) lub wysyłając wiadomość e-mail na adres ryaniw@kulczykoil.com.