

PETROLINVEST S.A.

**Raport Niezależnego Eksperta
Kontrakt OTG w Kazachstanie**

Październik 2011 r.



PERTOLINVEST S.A.

Raport Niezależnego Eksperta

Kontrakt OTG w Kazachstanie

Październik 2011 r.

Sporządzony dla:

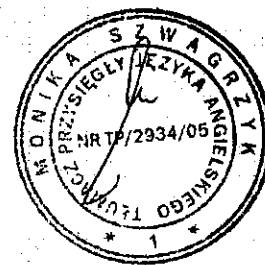
**Petrolinvest S.A.
ul. Podolska 21**

81-321 Gdynia, Polska

przez:

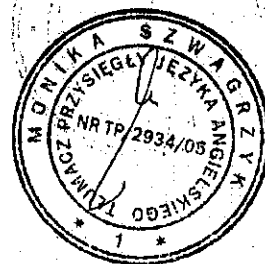
**McDaniel & Associates Consultants Ltd.
2200, 255 – 5th Avenue SW
Calgary, Alberta
T2P 3G6, Kanada**

Październik 2011 r.



Spis treści

1 WPROWADZENIE	5
2 STRESZCZENIE	2
2.1 Zasoby perspektywiczne	3
3 RODZAJE ZASOBÓW – DEFINICJE	3
3.1 Zasoby (<i>resources</i>)	3
3.2 Zakres niepewności	5
4 PRZEGLĄD KONTRAKTU	6
5 PRAWA WŁASNOŚCI I WARUNKI KONTRAKTU	10
6 ŹRÓDŁA I JAKOŚĆ DANYCH	11
7 REGIONALNA BUDOWA GEOLOGICZNA – BASEN PRE-KASPIJSKI	12
8 PODSUMOWANIE WYNIKÓW ODWIERTÓW POSZUKIWAWCZYCH	14
8.1 Odwiert Koblandy-3	14
8.2 Odwiert Szyrak-1	16
9 GEOLOGIA OBSZARU KONTRAKTU OTG	17
10 ZASOBY PERSPEKTYWICZNE	18
10.1 Metodologia	20
10.2 Potencjał utworów podsolnych	22
10.3 Potencjał utworów nadsolnych	23
10.4 Tabele zasobów perspektywicznych	24
11 KWALIFIKACJE ZAWODOWE	28



TABELE

Zestawienie aktywów

Tab. 1

Zasoby perspektywiczne Kontraktu OTG

Tab. 2

Zasoby perspektywiczne Kontraktu OTG: ropa naftowa

Tab. 3

Zasoby perspektywiczne Kontraktu OTG: kondensat

Tab. 4

Zasoby perspektywiczne Kontraktu OTG: gaz ziemny

Tab. 5

Zasoby perspektywiczne Kontraktu OTG: równoważnik ropy naftowej

Tab. 6

RYCINY

Mapa lokalizacji Kontraktu OTG

Ryc.1

Schemat klasyfikacji zasobów

Ryc.2

Mapa obszaru Kontraktu OTG

Ryc.3

Mapa pokrycia obszaru Kontraktu OTG badaniami sejsmicznymi

Ryc.4

Mapa lokalizacji basenu pre-kaspijskiego (północno-kaspijskiego)

Ryc.5

Mapa położenia obiektów poszukiwawczych na obszarze Kontraktu OTG

Ryc.6

RYCINY W ZAŁĄCZNIKU

Obszar Koblandów – Mapa strukturalna – Horyzont P1

Ryc.1

Obszar Koblandów – Mapa strukturalna – Skały węglanowe wieku dewońskiego

Ryc.2

Obszar Tamdy-Utektas – Mapa strukturalna – Horyzont P1

Ryc.3

Obszar Szyrak – Mapa strukturalna – Horyzont P1

Ryc.4

Obszar Szyrak – Mapa strukturalna – Horyzont P2

Ryc.5

Obszar Bestau – Mapa strukturalna – Horyzont P1

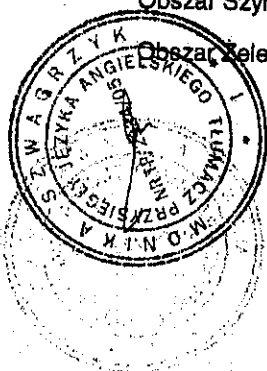
Ryc.6

Obszar Szyrak – Mapa strukturalna – Horyzont D

Ryc.7

Obszar Żelezny – Mapa strukturalna – Horyzont S

Ryc.8



12 października 2011 r.

Petrolinvest S.A.
ul. Podolska 21
81-321 Gdynia

Dotyczy: **Petrolinvest S.A.**
Raport Niezależnego Eksperta dotyczący Kontraktu OTG

Do rąk: **Pan Bertrand Le Guern, Prezes Zarządu**

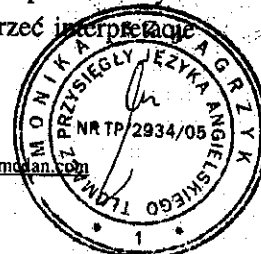
Szanowny Panie,

1 WPROWADZENIE

Zgodnie z Pańskim życzeniem przygotowaliśmy niezależną ocenę zasobów perspektywicznych (ang. *prospective resources*) ropy naftowej i gazu ziemnego odpowiadających udziałom Petrolinvest S.A. („Petrolinvest”) w Kontrakcie OTG na terytorium Kazachstanu. Niniejsza ocena została opracowana na potrzeby raportowania Giełdzie Papierów Wartościowych w Warszawie oraz obsługi bankowej i finansowania.

Petrolinvest posiada udziały w kilku obszarach kontraktowych w Kazachstanie i obszarach koncesji w Rosji, jednak przedmiotem niniejszego raportu jest jedynie Kontrakt OTG, znajdujący się na terytorium Kazachstanu. Ponieważ do Kontraktu OTG przypisano jedynie zasoby perspektywiczne, niniejszy raport nie prezentuje przyszłych przychodów netto ani wartości zaktualizowanych netto. Szacunki zasobów perspektywicznych zostały opracowane zgodnie z dokumentem *Petroleum Resource Management System* [System Zarządzania Zasobami Ropy SPE/WPC/AAPG/SPEE] z 2007 r. Format i treść niniejszego raportu są zgodne z wytycznymi zamieszczonymi w *AIM Note for Mining and Oil & Gas Companies* [Wytyczne rynku AIM dla spółek górniczych, naftowych i gazowniczych], opublikowanymi w czerwcu 2009 r. przez Giełdę Papierów Wartościowych w Londynie.

Niniejsza ocena została przygotowana w okresie od września do października 2011 r. w oparciu o dane techniczne pochodzące z okresu do końca września 2011 r. Petrolinvest dostarczył firmie McDaniel & Associates pisemne oświadczenie, że w okresie od 30 września 2011 r. do daty niniejszego raportu nie pojawiły się żadne nowe dane ani informacje, które mogłyby w istotny sposób wpłynąć na opinie wyrażone w niniejszym raporcie. Pracownicy Petrolinvestu odwiedzili biuro McDaniel & Associates w Kanadzie we wrześniu 2011 r., w celu przekazania podstawowych informacji, które posłużyły dla sporządzenia niniejszego raportu, oraz aby przejrzeć interpretacje geologiczne.



2 STRESZCZENIE

Petrolinvest posiada udziały w Kontrakcie OTG na terytorium Kazachstanu. Dane dotyczące tych udziałów zostały zebrane w Tabeli 1, natomiast mapa obrazująca położenie obszaru Kontraktu OTG w Kazachstanie jest przedstawiona na Ryc. 1.

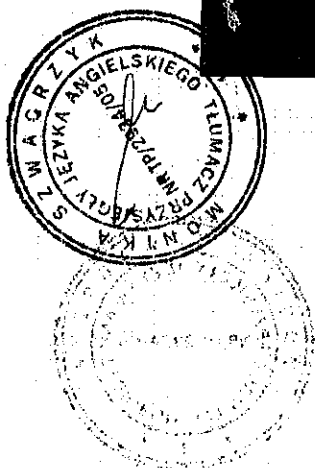
Kontrakt/Licencja	Kraj	Właściciel Kontraktu	Rodzaj Kontraktu	Udział (%)	Rodzaj udziału	Data wygaśnięcia Kontraktu	Powierzchnia (km ²)
OTG	Kazachstan	OTG	poszukiwanie i wydobywanie	88,1	udziały	17 marca 2036 r.	5377

Tabela 1 – Zestawienie aktywów Petrolinvestu

OTG otrzymało przedłużenie okresu poszukiwawczego do 16 marca 2016 r. Data wygaśnięcia całego kontraktu (17 marca 2036 r.) zakłada, że po zakończeniu okresu poszukiwawczego nastąpi trwający 20 lat okres wydobywczy. Wielkość nakładów związanych z minimalnym program prac wynosi 55 mln USD.



Ryc. 1 – Mapa lokalizacji Kontraktu OTG



2.1 Zasoby perspektywiczne

Zasoby perspektywiczne (ang. *prospective resources*) zostały oszacowane dla kilku obiektów poszukiwawczych na obszarze Kontraktu OTG, a dotyczące ich dane zebrano w Tabeli 2.

Zasoby perspektywiczne	Udział netto (1)(2)				
	Bez uwzgl. ryzyka Najniższa wartość szacunkowa	Bez uwzgl. ryzyka Najlepsza wartość szacunkowa	Bez uwzgl. ryzyka Średnia wartość szacunkowa	Bez uwzgl. ryzyka Najwyższa wartość szacunkowa	Z uwzgl. ryzyka Średnia wartość szacunkowa
Zasoby ropy naftowej [tys. baryłek]	12,9	51,8	79,9	212,8	19,7
Zasoby kondensatu [tys. baryłek]	126,2	471,9	692,6	1 770,7	184,4
Zasoby gazu ziemnego [min stóp sześć.]	1 030,8	3 565,1	5 130,0	12 569,5	1 563,2
Całkowite zasoby równoważnika ropy BOE [tys. baryłek] (3)	310,8	1 117,9	1 627,5	4 078,5	464,8

(1) Udział Petrolinvestu w zasobach przed odliczeniem należnej opłaty eksploatacyjnej.

(2) Wartość obliczona w drodze sumowania wielkości dla poszczególnych obiektów poszukiwawczych.

(3) 6 mln stóp sześciennych gazu odpowiada 1 tys. baryłek równoważnika ropy (boe).

Tabela 2 – Zasoby perspektywiczne Kontraktu OTG

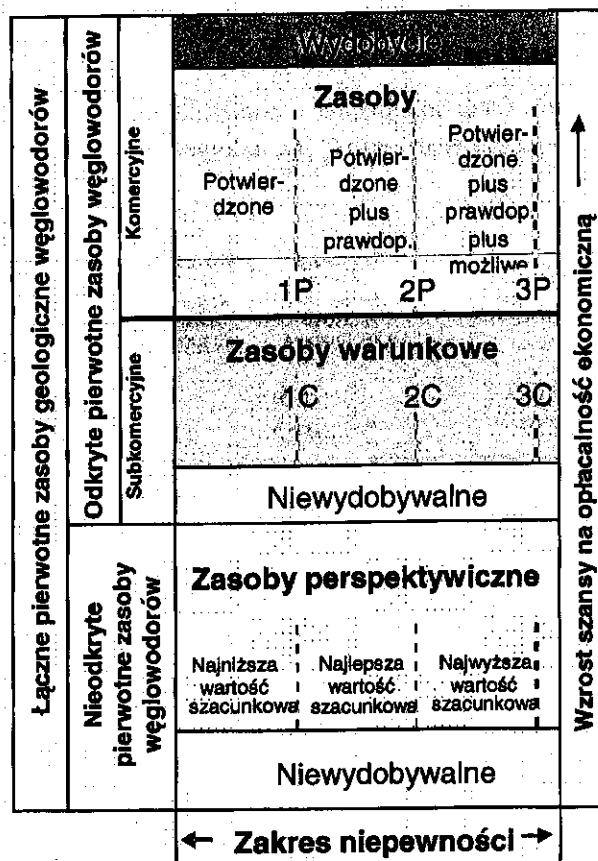
3 RODZAJE ZASOBÓW – DEFINICJE

Definicje stosowane w niniejszym raporcie są zgodne z treścią dokumentu 2007 *Petroleum Resource Management System* (System zarządzania zasobami ropy naftowej z 2007 r.) opublikowanego wspólnie przez Society of Petroleum Engineers („SPE”, Stowarzyszenie Inżynierów Przemysłu Naftowego), World Petroleum Council („WPC”, Światowa Rada Naftowa), American Association of Petroleum Geology („AAPG”, Amerykańskie Towarzystwo Geologii Naftowej) oraz Society of Petroleum Evaluation Engineers („SPEE”, Stowarzyszenie Inżynierów Rzeczoznawców Naftowych).

3.1 Zasoby (*resources*)

Termin „zasoby” (ang. *resources*) obejmuje swoim zakresem wszystkie ilości węglowodorów naturalnie występujących w skorupie ziemskiej lub na jej powierzchni, zarówno odkryte, jak i nieodkryte (możliwe i niemożliwe do wydobywania), wraz z ilościami już wydobytymi. Termin ten obejmuje wszystkie rodzaje węglowodorów, niezależnie od tego, czy są one obecnie uznawane za „konwencjonalne” czy „niekonwencjonalne”.

Ryc. 2 zawiera schematyczne przedstawienie klasyfikacji zasobów. Poniżej znajdują się krótkie definicje występujących na niej pojęć.



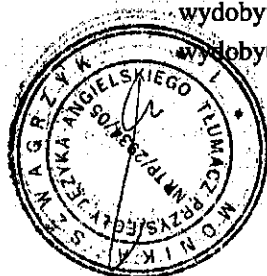
Ryc. 2 – Schemat klasyfikacji zasobów

„Zakres niepewności” odzwierciedla zakres szacunkowych ilości węglowodorów potencjalnie możliwych do wydobycia z akumulacji na obszarze poszczególnych przedsięwzięć, podczas gdy wzdłuż osi pionowej zmienia się „Szansa na opłacalność ekonomiczną”, tj. szansa, że przedsięwzięcie zostanie zagospodarowane i osiągnie status ekonomicznie opłacalnego wydobycia.

Ilości określone jako pierwotne (ang. *initially-in-place*) są zdefiniowane jako „Łączne pierwotne ilości węglowodorów”, „Odkryte całkowite pierwotne ilości węglowodorów” i „Nieodkryte całkowite pierwotne ilości węglowodorów”, zaś ich możliwe do wydobycia (tzn. wydobywalne) części zostały zdefiniowane odrębnie jako zasoby (*reserves*), zasoby warunkowe (*contingent resources*) i zasoby perspektywiczne (ang. *prospective resources*). Zasoby określone angielskojęzycznym terminem *reserves* stanowią podzbiór zasobów określanych angielskojęzycznym terminem *resources*, oznaczającym te ilości, które zostały odkryte (tj. znajdują się w znanych akumulacjach), są wydobywalne, są ekonomicznie opłacalne i jeszcze znajdują się w złożu (tzn. nie zostały jeszcze wydobyte).

Zasoby (*reserves*)

Zasoby w rozumieniu *reserves* oznaczają tę ilość węglowodorów, co do której przewiduje się, że w przyszłości od dnia oszacowania jej wydobywanie ze złoża będzie opłacalne



ekonomicznie, poprzez zagospodarowanie znanych akumulacji, w określonych warunkach. Zasoby w rozumieniu *reserves* muszą ponadto spełniać cztery kryteria: muszą być odkryte, wydobywalne (tzn. możliwe do wydobywania), ekonomicznie opłacalne i jeszcze znajdować się w złożu (w dniu oszacowania), w ramach wdrożonego przedsięwzięcia (przedsięwzięć) zagospodarowania. Zasoby w rozumieniu *reserves* podlegają dalszemu podziałowi na kategorie w zależności od poziomu pewności związanego z oszacowaniem i mogą być podzielone na podkategorie na podstawie stopnia zaawansowania przedsięwzięcia i/lub scharakteryzowane stopniem zagospodarowania i zaawansowaniem wydobywania.

Zasoby warunkowe (*contingent resources*)

Zasoby warunkowe oznaczają tę oszacowaną na dany moment ilość węglowodorów, która jest potencjalnie wydobywalna (tzn. możliwa do wydobywania) ze znanych złóż, ale w wypadku której wdrożone przedsięwzięcie (przedsięwzięcia) nie jest aktualnie uznawane za wystarczająco zaawansowane dla ekonomicznie opłacalnego zagospodarowania ze względu na jedno lub więcej uwarunkowań. Zasoby warunkowe mogą, przykładowo, obejmować przedsięwzięcia, w wypadku których brak jest opłacalnych rynków lub ekonomicznie opłacalne wydobywanie jest uzależnione od zastosowania technologii, która jest wciąż opracowywana, lub ocena wielkości akumulacji jest niewystarczająca do jednoznacznej oceny ekonomicznej opłacalności. Zasoby warunkowe podlegają dalszemu podziałowi na kategorie w zależności od poziomu pewności związanego z oszacowaniem i mogą być podzielone na podkategorie na podstawie stopnia zaawansowania przedsięwzięcia i/lub scharakteryzowane ich ekonomicznym statusem.

Zasoby perspektywiczne (*prospective resources*)

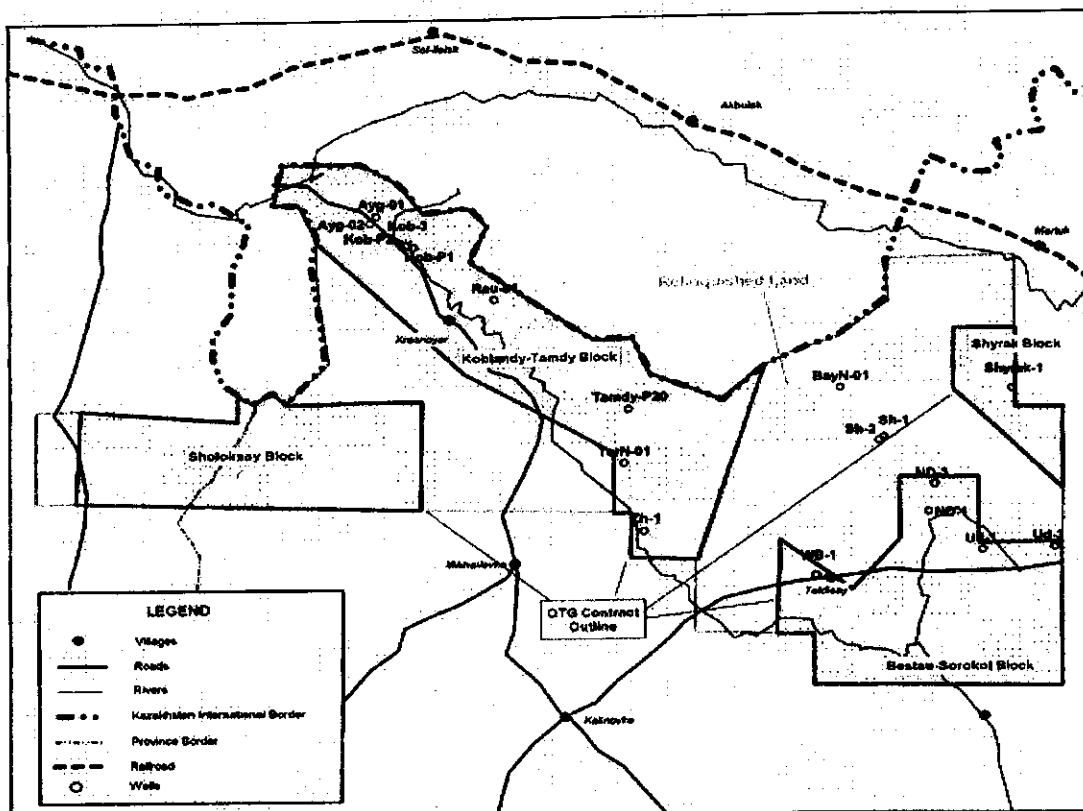
Zasoby perspektywiczne (ang. *prospective resources*) oznaczają tę oszacowaną na dany moment ilość węglowodorów, która jest potencjalnie wydobywalna (tzn. możliwa do wydobywania) z nieodkrytych złóż poprzez ich zagospodarowanie w przyszłości. Zasoby perspektywiczne mają przypisane zarówno prawdopodobieństwo odkrycia, jak i prawdopodobieństwo zagospodarowania. Zasoby perspektywiczne podlegają dalszemu podziałowi na kategorie w zależności od poziomu pewności związanego z oszacowaniem ilości węglowodorów wydobywalnych przy założeniu ich odkrycia i zagospodarowania. Możliwe jest również wydzielenie podkategorii w zależności od stopnia zaawansowania przedsięwzięcia.

3.2 Zakres niepewności

Zakres niepewności dotyczący ilości wydobywalnych i/lub potencjalnie wydobywalnych węglowodorów można zilustrować za pomocą scenariuszy deterministycznych lub rozkładu prawdopodobieństwa. Kiedy zakres niepewności ilustrowany jest za pomocą rozkładu prawdopodobieństwa, należy podać najniższą, najlepszą i najwyższą wartość szacunkową, zgodnie z następującymi kryteriami:

- Prawdopodobieństwo, że ilość faktycznie uzyskana będzie równa lub będzie powyżej najniższą wartość szacunkową powinno wynosić co najmniej 90 procent (P90)

- 
- McDaniel**
 & Associates Construction, Ltd.



Ryc. 3 – Mapa obszaru Kontraktu OTG

[Oznaczenia na mapie]

Koblandy-Tamdy Block
Sholoksay Block
Shyrak Block
Bestau-Sorokol Block
OTG Contract Outline
Relinquished land

Blok Koblandy-Tamdy
Blok Szoloksay
Blok Szyrak
Blok Bestau-Sorokol
Granica Kontraktu OTG
Tereny zwrócone

[Legenda mapy]

Villages	Wsie
Roads	Drogi
Rivers	Rzeki
Kazakhstan International Border	Granica państwowa Kazachstanu
Province Border	Granice prowincji
Railroad	Linia kolejowa
Wells	Odwierły

W ukształtowaniu powierzchni dominują pasma falistych wzgórz poprzecinane dolinami rzecznyymi i wąwozami. Największą z rzek jest Chobda, przecinająca teren Kontraktu z południowego wschodu na północny zachód (Ryc. 3). Wysokość nad poziomem morza zmienia się od 150 m do 330 m. W obszarze Kontraktu znajdują się nieliczne osady, do których dostęp zapewniają na ogół nieutwardzone drogi. Asfaltowa droga Aktobe-Aksai przebiega przez obszar Kontraktu, 25 km na południe od Bestau. Dostęp do istniejących rurociągów jest ograniczony, a najbliższe z nich znajdują

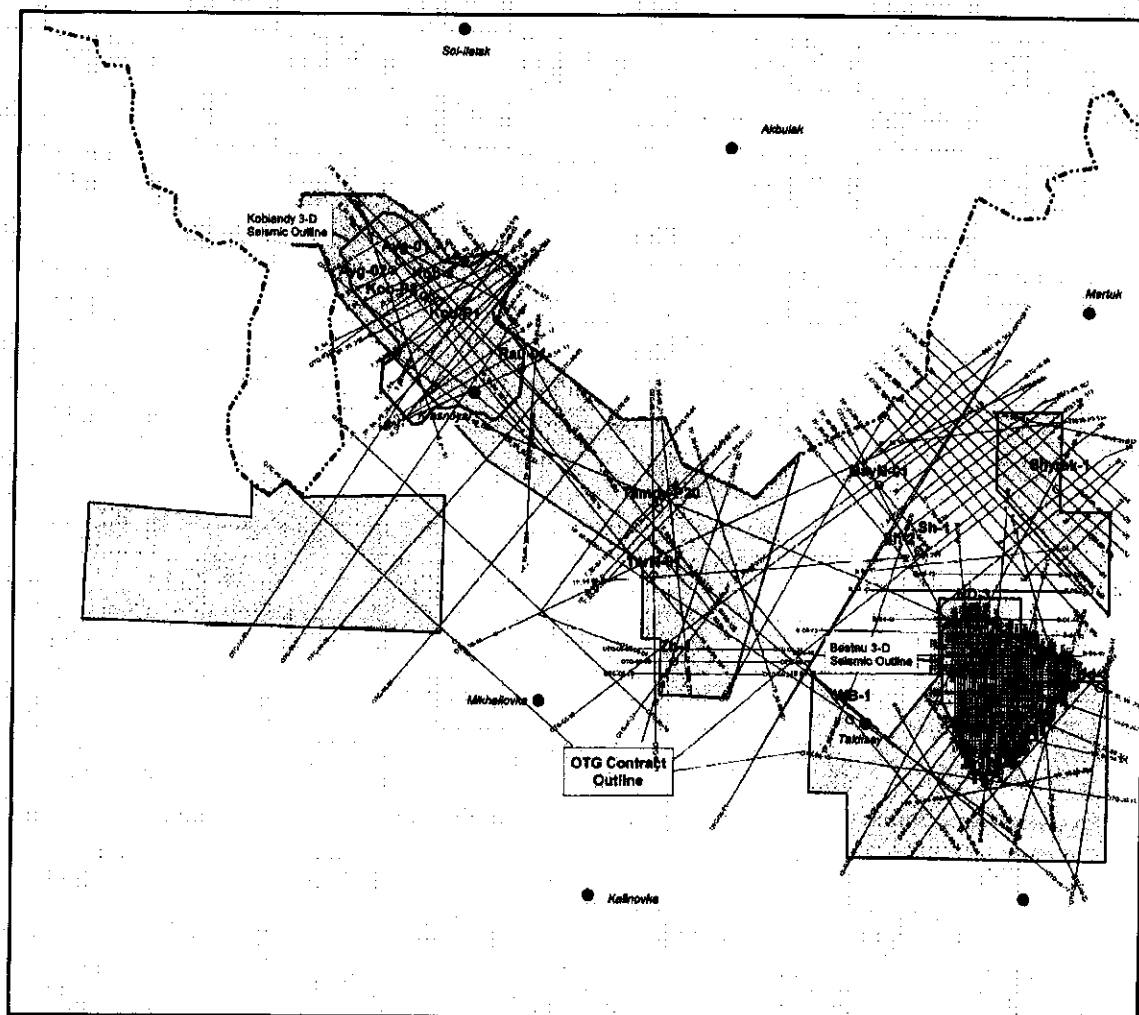
się w Aktobe, na wschód, i w Aksai, na zachód od obszaru Kontraktu. Najbliższa linia kolejowa przebiega na północ od obszaru Kontraktu, lecz głównie na terytorium Rosji. Najbliższy punkt dostępu do sieci kolejowej na terytorium Kazachstanu to stacja kolejowa w Marmyk.

Prace poszukiwawcze w północnej części basenu pre-kaspijskiego rozpoczęły się w latach sześćdziesiątych XX w. od pomiarów grawimetrycznych i sejsmicznych. Na szczytach zidentyfikowanych struktur wykonano płytkie odwierty strukturalne stwierdzając objawy ropy w rdzeniu pobranym w obszarze Żelezny w granicach Kontraktu OTG. W latach siedemdziesiątych XX w. wykonano kilka głębokich odwiertów poszukiwawczych, co zaowocowało odkryciem złoża Karaczaganak w 1979 r. W połowie lat osiemdziesiątych XX w. w rejonie Koblandów na obszarze Kontraktu OTG wykonano dwa głębokie odwierty, do głębokości tuż ponad spągami warstw solnych (w obrębie horyzontu filipowskiego). W obu przypadkach stwierdzono objawy węglowodorów w rdzeniu pobranym w obrębie formacji filipowskiej.

W latach dziewięćdziesiątych XX w. spółka Tulpar-Munai, *joint venture* Mobil Oil (obecnie w strukturze ExxonMobil) i partnerów kazachskich, wykonała ok. 1200 km nowoczesnej sejsmiki 2D i dwa głębokie odwierty w serii nadsolnych utworów osadowych. Następnie w 2004 r. kolejny właściciel Kontraktu, firma BOLZ LLP, wykonała ok. 850 km dodatkowych pomiarów sejsmicznych 2D. Pokrycie badaniami sejsmicznymi koncentrowało się wokół centrum obszaru Kontraktu.

Od chwili przejęcia koncesji w 2006 r. OTG wykonała zdjęcia sejsmiczne 3D w rejonie Koblandów (456 km²) i w rejonie Bestau (260 km²), profile sejsmiczne 2D w rejonie Koblandów, Tamdy, Żelezny i Szyrak (1776 km), a także 13 odwiertów, w tym 11 odwiertów do utworów nadsolnych i 2 – do zalegających niżej osadów podsolnych. Ryc. 4 przedstawia mapę ukazującą przebieg wszystkich profili sejsmicznych 2D oraz obszar pokryty zdjęciami sejsmicznymi 3D.





Ryc. 4 – Mapa pokrycia obszaru Kontraktu OTG badaniami sejsmicznymi

[Oznaczenia na mapie]

Koblandy 3-D Seismic Outline
Bestau 3-D Seismic Outline
OTG Contract Outline

Granica obszaru Koblandów pokrytego zdjęciami sejsmicznymi 3D
Granica obszaru Bestau pokrytego zdjęciami sejsmicznymi 3D
Granica Kontraktu OTG

Na początek wykonano osiem nowych odwiertów w rejonie Bestau maksymalnie do głębokości 3940 m w celu przebadania płytkiej strefy osadów, jednak w żadnym z tych odwiertów nie stwierdzono akumulacji węglowodorów. Następnie prace poszukiwawcze przeniesiono w rejon Koblandów, gdzie odwiercono bez powodzenia kolejne trzy otwory do serii utworów nadsolnych (Aigany-1, Aigany-2 oraz Rauszan-1), najgłębszy do głębokości 3800 m. Pierwszy głęboki odwiert nawiercający serię utworów podsolnych (Koblandy-3) został wykonany w okresie między sierpniem 2007 r. a sierpniem 2008 r. do głębokości całkowitej 6737 m. Uzyskane wyniki są niejednoznaczne, jako że w odwiercie stwierdzono objawy gazu i kondensatu lub ropy, ale nie udało się w nim określić wydajności.

warunkach ustalonego przepływu. W 2008 r. rozpoczęto wiercenie jeszcze jednego głębokiego odwiertu (Szyrak-1), lecz w styczniu 2009 r. jego wiercenie czasowo wstrzymano. Wiercenie podjęto ponownie w 2010 r., a przewiercanie ostatniej części warstw podsolnych zakończono w sierpniu 2011 r. W odwiercie Szyrak-1 pod warstwami soli natrafiono na miększą sekwencję skał klastycznych, najprawdopodobniej wieku permu lub karbonu. Warstwę tę uznaje się za dość nietypową dla basenu pre-kaspijskiego; jej obecność sugeruje zatem, że odwiert mógł przewiercić odrębny basen. W odwiercie Szyrak-1 stwierdzono wysokie wartości ciśnienia złożowego, a w trakcie wiercenia obserwowano znaczny wypływ gazu. We wrześniu 2011 r. odwiert został pomyślnie orurowany i zacementowany. Obecnie Petrolinvest opracowuje plan wglębnego uzbrojenia odwiertu i przygotowuje dokumenty, których złożenie jest niezbędne do uzyskania zgód organu nadzoru na jego opróbowanie. Obecnie opracowywane są plany opróbowania produkcyjnego, które powinno się rozpocząć przed końcem bieżącego roku.

5 PRAWA WŁASNOŚCI I WARUNKI KONTRAKTU

Kontrakt OTG jest obecnie zarejestrowany na rzecz Oil Techno Group („OTG”), spółki zarejestrowanej w Kazachstanie. Occidental Resources Inc., spółka z siedzibą w Salt Lake City (Stany Zjednoczone), jest wyłącznym właścicielem OTG, a Petrolinvest posiada 88,1% kapitału zakładowego Occidental Resources, a co za tym idzie – 88,1-procentowy udział w Kontrakcie.

16 marca 2010 r. OTG i Petrolinvest zawarły z Total E&P Koblandy, spółką zależną Total Group („Total”), umowę warunkowej cesji udziału w prawie użytkowania górniczego (ang. *farm-out agreement*) obejmującą obszar Kontraktu OTG z wyłączeniem obszaru Szyrak. Na podstawie tej umowy Total zobowiązał się do poniesienia w ramach Kontraktu OTG nakładów inwestycyjnych w łącznej wysokości 70 mln USD, m.in. na ponowne przetworzenie danych sejsmicznych 3D oraz wykonanie nowego odwiertu na obszarze Koblandów. Po wykonaniu tych prac Total uzyska 50-procentowy udział oraz zostanie operatorem obszaru Kontraktu OTG (z wyłączeniem obszaru Szyrak). Ponieważ zobowiązania do realizacji programu prac określone w umowie *farm-out* nie zostały jeszcze wypełnione, Petrolinvest nadal posiada 88,1-procentowy udział w Kontrakcie.

Jak wspomniano wyżej, rejon Szyrak nie jest wprowadzie objęty umową *farm-out* zawartą z Total, jednak Total ma prawo uczestnictwa w Kontrakcie również w tym rejonie na późniejszym etapie prac, pod warunkiem opłacenia odpowiedniej części poniesionych tam wcześniej kosztów.

Kontrakt OTG został pierwotnie przyznany BOLZ CSJC 18 września 2002 r. Prawa z tytułu Kontraktu zostały następnie przeniesione na OTG 15 marca 2006 r. Kontrakt obejmuje zarówno fazę poszukiwawczą, jak i ewentualne okresy wydobywcze. Zakończenie fazy poszukiwań wyznaczono najpierw na marzec 2011 r., jednak na mocy aneksu do Kontraktu przedłużono ją o kolejnych pięć lat, aby umożliwić dalsze prace rozpoznawcze. W ramach minimalnego programu prac nakreślonego w załączniku, OTG i Petrolinvest zobowiązane są ponieść łączne nakłady w wysokości 55 mln USD w latach 2011–2016. Dodatkowo zwrócono część obszaru Kontraktu OTG o powierzchni około 4123 km² (43% pierwotnego obszaru Kontraktu), w wyniku czego Kontrakt obejmuje obecnie cztery oddzielne bloki o łącznej powierzchni 5377 km².



6 ŹRÓDŁA I JAKOŚĆ DANYCH

Praktycznie wszystkie dane wykorzystane do sporządzenia niniejszego raportu zostały uzyskane bezpośrednio od spółek Petrolinvest i OTG w trakcie wizyt w siedzibie OTG w Aktobe oraz w siedzibie Petroleum Geo Services („PGS”, spółka geofizyczna zajmująca się przetwarzaniem i interpretacją danych sejsmicznych) w Ałmacie, które miały miejsce w latach 2007 i 2008 oraz w trakcie wizyty pracowników Petrolinvest w siedzibie firmy McDaniel & Associates w Wielkiej Brytanii, w kwietniu 2009 r., i w Kanadzie, we wrześniu 2011 r.

Na dane sejsmiczne przekazane do McDaniel & Associates składały się profile sejsmiczne oraz mapy w wersji papierowej, raporty sejsmiczne oraz projekty oprogramowania Geographix w wersji cyfrowej. Mapa pokrycia obszaru Kontraktu OTG badaniami sejsmicznymi jest przedstawiona na Ryc. 4.

Spółka PGS wykonała interpretację szeregu horyzontów sejsmicznych integrując dostępne dane sejsmiczne 2D i 3D. Obszar Koblandów został objęty badaniami sejsmicznymi 3D wykonanymi w 2007 r., które następnie zostały ponownie przetworzone w połowie 2008 r. przed opróbowaniem odwiertu Koblandy-3. Firmie McDaniel & Associates zostały przekazane dane cyfrowe w wersji po migracji czasowej przed sumowaniem (PSTM) oraz w wersji po migracji głębokościowej przed sumowaniem (PSDM). Jakość danych dotyczących większości obszarów objętych badaniami 3D na ogół jest dobra. Refleksy od utworów nadsolnych są czytelne w obszarze objętym Kontraktem, lecz refleksy od warstw utworów podsolnych są ogólnie rzecz biorąc niskiej jakości. Obrazowanie utworów podsolnych jest niemal zawsze bardzo trudnym zadaniem i nie jest to sytuacja wyjątkowa dla analizowanego zbioru danych jak i dla danego obszaru.

Poddane weryfikacji mapy głębokościowe dotyczące obszaru Koblandów opracowano na podstawie danych 3D i uznano za zasadniczo poprawne oraz zgodne z danymi sejsmicznymi. PGS dokonało korekty tych map w celu uwzględnienia wyników uzyskanych z odwiertu Koblandy-3. W 2010 r. ponownie przetworzono dane sejsmiczne 3D z obszaru Koblandów, jednak – ponieważ ich interpretacja nadal trwa – nie zostały one udostępnione na potrzeby niniejszej oceny.

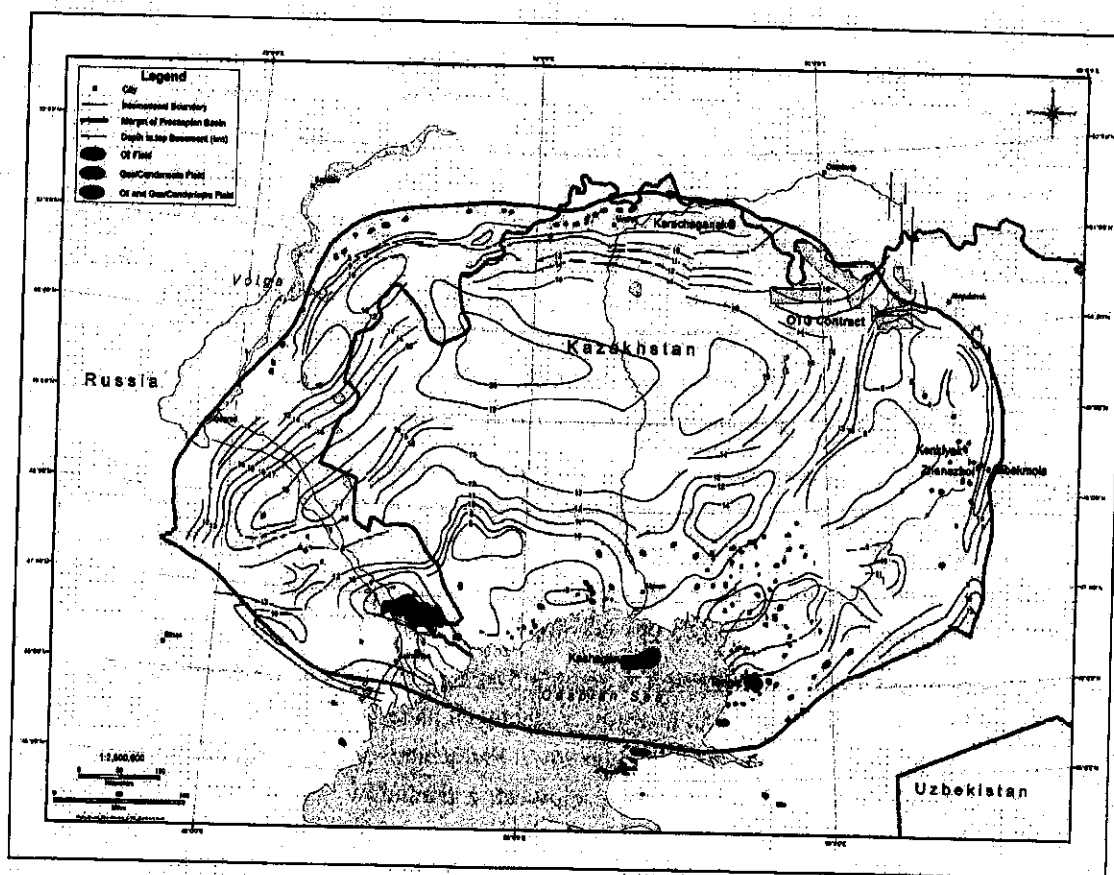
Odwiert Szyrak-1 to pierwszy odwiert w rejonie Szyrak, którego celem było dowiercenie do formacji podsolnych. Najbliższy odwiert do utworów podsolnych na terytorium Kazachstanu znajduje się około 100 km na wschód, na obszarze Koblandów. Przejrane mapy głębokościowe obszaru Szyrak sporządzono na podstawie danych prędkościowych z pomiarów sejsmicznych 2D, ustalonych przed wykonaniem odwiertu Szyrak-1. Mapa głębokościowa nadal wydaje się poprawna: struktury napotymane podczas wiercenia odwiertu Szyrak-1 były zbliżone do prognozy. Petrolinvest planuje ponowne przetworzenie danych sejsmicznych 2D w celu uwzględnienia najnowszych wyników uzyskanych z odwiertu Szyrak-1.

Dla pozostałego obszaru objętego Kontraktem OTG dostarczono przykłady linii sejsmicznych 2D i 3D przebiegających przez obszary odwzorowane na mapach. Jakość danych waha się od dobrej do doskonałej. Mapy poddane weryfikacji uznano za zasadniczo poprawne oraz zgodne z danymi sejsmicznymi.

7 REGIONALNA BUDOWA GEOLOGICZNA – BASEN PRE-KASPIJSKI

Pre-kaspijski (północno-kaspijski) basen sedymentacyjny to prowincja węglowodorowa najwyższej klasy światowej, położona na południowo-wschodnim obrzeżu płyty rosyjskiej, zajmująca obszar o powierzchni ok. 300 000 kilometrów kwadratowych, rozciągający się od granicy z Rosją na północy po najbardziej na północ wysuniętą część Morza Kaspijskiego na południu. (Ryc. 5).

Basen pre-kaspijski to perykratoniczna depresja uformowana na przełomie późnej ery proterozoicznej i wczesnej ery paleozoicznej. Od wschodu ograniczają ją Góry Mugodżarskie, zaś od południowego wschodu i południa szereg pasów orogenicznych. Od zachodu basen jest ograniczony przez Masyw Woroneski, a od północy przez wyniesienie płyty wołżańsko-uralskiej.



Ryc. 5 – Mapa lokalizacji basenu pre-kaspijskiego (północno-kaspijskiego)

[Oznaczenia na mapie]

Kazakhstan
Russia
Uzbekistan
Caspian Sea
Karachaganak
Zhanazhol
Astrachan
Kashagan

Kazakhstan
Rosja
Uzbekistan
Morze Kaspijskie
Karaczaganak
Zanażol
Astrachań
Kaszagan

McDaniel
Geotechnical Consultants Ltd.



Tengiz
OTG Contract

Tengiz
Kontrakt OTG

[Legenda mapy]

City	Miasto
International Boundary	Granica państwowa
Margin of Precaspian Basin	Granica basenu pre-kaspijskiego
Depth to the Basement (km)	Głębokość do spągu (km)
Oil Field	Złoże ropy naftowej
Gas Condensate Field	Złoże kondensatu gazu
Oil and Gas Condensate Field	Złoże ropy i kondensatu gazu

Budowę geologiczną basenu charakteryzuje seria zrzucających do centrum basenu, prawie równoległych uskoków położonych wzdłuż jego krawędzi, które spowodowały powstanie serii rowów, półrowów i znacznych zrębów tektonicznych.

Miażdżość sukcesji osadowej basenu przekracza 20 km w jego centralnych częściach (zob. Ryc. 5). Najgłębiej położone dowiercone skały pochodzą z górnego dewonu. Serię osadową w obrębie basenu można podzielić na dwie megasekwencje, podsolną i nadsolną, rozdzielone grubą permską sekwencją solo- i anhydrytonośną. Sekwencję podsolną charakteryzują miąższe morskie skały węglanowe i osady klastyczne wieku przed-dewońskiego, dewońskiego, karbońskiego i dolnopermskiego. Utwory węglanowe były osadzane w postaci miąższych porowatych budowli (bioherm) i platform na krawędzi basenu i w rejonie centralnych zrębów, tworząc znakomite zbiorniki dla węglowodorów. We wspomnianych okresach geologicznych grube, bogate w materię organiczną utwory klastyczne i utwory węglanowe ulegały osadzaniu wewnątrz głębokich rowów i w centralnym rejonie basenu, tworząc znakomite skały macierzyste dla węglowodorów. Złoża ropy naftowej i gazu ziemnego w serii utworów podsolnych są liczne i dają znaczną część wydobycia węglowodorów w Kazachstanie.

W środkowym permie warunki panujące w basenie zaczęły bardziej sprzyjać jego ograniczaniu, co spowodowało osadzanie na całym obszarze basenu grubej warstwy permskiej soli kunguru. Sól ta utworzyła w skali całego basenu uszczelnienie dla paleozoicznych węglanowych skał zbiornikowych i bogatych w ropę naftową skał macierzystych. Węglowodory wygenerowane w paleozoicznych skałach macierzystych migrowały do podsolnych węglanowych skał zbiornikowych położonych wzdłuż krawędzi basenu.

Nadsolne utwory osadowe składają się przede wszystkim z niemorskiego pochodzenia utworów klastycznych górnego permu, triasu, jury i kredy. Sedymentacja oraz powstawanie pułapek dla węglowodorów w serii utworów nadsolnych zdominowane było przez złożoną tektonikę solną. Występują tu liczne i różnorodne typy pułapek strukturalnych i stratygraficznych, w tym poddarcia warstw utworów osadowych na zboczach wysadów solnych, wyniesienia strukturalne ponad niżej leżącymi wysadami solnymi oraz strukturalne i stratygraficzne pułapki poniżej wiszących nad nimi poduszek solnych.

Basen pre-kaspijski należy do najbogatszych basenów węglowodorowych na świecie. Basen zawiera pięć złóż podsolnych zaliczanych do kategorii *super-giant*: Tengiz (zasoby ropy naftowej wielkości 6 mld baryłek oraz gazu wielkości 12 bilionów stóp sześciennych), Karaczaganak (50 bilionów stóp sześciennych),

sześciennych gazu, 5,2 mld baryłek kondensatu gazowego i 1,4 mld baryłek ropy naftowej), Kaszagan (złóże morskie z zasobami szacowanymi na ponad 13 mld baryłek), Żanażol (zasoby ropy naftowej wielkości 1 mld baryłek) oraz Astrachań (na terytorium Rosji, z zasobami wielkości 85 bilionów stóp sześciennych gazu ziemnego i 3,4 mld baryłek kondensatu gazowego). Ponadto na terenie basenu znajduje się szereg mniejszych złóż w utworach podsolnych. Głębokość stropu skał zbiornikowych występujących w obrębie tych złóż waha się od 2000 m do 5000 m. Z wymienionych złóż najbliższej obszar Kontraktu OTG leży złóż Karaczaganak, położone 100 km na północny zachód. Główną skałą zbiornikową złoża Karaczaganak jest karbońska i dolnopermska rafa węglanowa, o całkowitej wysokości 1650 m, na głębokości od 3500 m do 5150 m. Większa część skały zbiornikowej zawiera gaz, lecz jest tam również warstwa ropy o (całkowitej) miąższości nasycenia 200 m. Porowatość waha się od 4% do 12%, przy średniej wartości 9,2%.

Na terenie basenu odkryto również dużą liczbę płytkich złóż ropy naftowej i gazu ziemnego w utworach nadsolnych. Zasoby tych złóż wahają się od poniżej 1 mln baryłek do ponad 200 mln baryłek. Głębokość zalegania stropu skał zbiornikowych występujących w tych złożach waha się od stu do kilku tysięcy stóp.

8 PODSUMOWANIE WYNIKÓW ODWIERTÓW POSZUKIWAWCZYCH

Na początku lat osiemdziesiątych XX w. wykonano odwierty Koblandy-1 i Koblandy-2 do głębokości odpowiednio 5250 m i 5523 m, nie dowiercając do utworów podsolnych. Rdzeń pobrany z odwiertów w obydwu wypadkach wskazywał na obecność węglowodorów w obrębie formacji filipowskiej, tuż ponad spagiem warstw solnych, jednak w odwiertach nie wykonywano żadnego opróbowania.

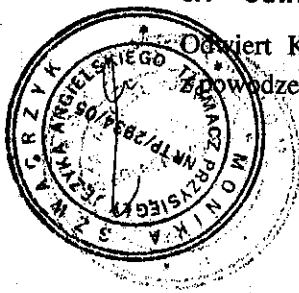
Pod koniec lat osiemdziesiątych wykonano kolejne trzy odwierty – Balisai Północ -1, Tamdy P20 oraz Terensai-1, jednak nie stwierdzono objawów węglowodorów. Najgłębszy z odwiertów Tamdy P20 dowiercił do głębokości 5504 m.

Spółka OTG początkowo skupiła swoją działalność wiertniczą na wykonaniu 11 odwiertów poszukiwawczych w utworach nadsolnych, z czego trzy w rejonie Koblandów i osiem w rejonie Bestau. Odwierty te osiągnęły głębokości od 1800 do 3800 m, lecz w żadnym z nich nie odkryto węglowodorów. Wszystkie wykonane odwierty przewiercały potencjalne skały zbiornikowe i uszczelniające podobne do występujących na istniejących złożach w innych częściach basenu prekaspjskiego, lecz stwierdzono, że wszystkie potencjalne skały zbiornikowe są zawodnione.

W latach 2007 i 2008 w obszarze Koblandów wykonano głęboki odwiert Koblandy-3 do utworów podsolnych, zlokalizowany w sąsiedztwie odwiertów Koblandy-1 i Koblandy-2. Ponadto w latach 2008–2011 wykonano kolejny głęboki odwiert w rejonie Szyrak (Szyrak-1), którego celem jest podsolny obiekt poszukiwawczy. Bardziej szczegółowy opis obu odwiertów przedstawiono w poniższych podpunktach.

8.1 Odwiert Koblandy-3

Odwiert Koblandy-3 nawiercił podsolny obiekt poszukiwawczy Koblandy. Wykonano w nim 82 pomiarów geofizyki wiertniczej i zarurowano go do końcowej głębokości 6737 m.



Odwiert przewiercił bardzo miąższą (2200 m) serię przewarstwień soli i anhydrytów, sięgającą do głębokości 5987 m, zanim natrafiono na kilka ropo- i gazonośnych interwałów dolomitowych. Stratygrafia utworów nie jest pewna, ale jest prawdopodobne, że są to skały dolnego permu i dewonu (miąższość utworów karbońskich została zinterpretowana na mniej niż 60 m). Interpretacja wyników pomiarów geofizyki wiertniczej z tych utworów sugeruje, że są one potencjalnie gazo lub ropo-produktywne na głębokości pomiędzy 6136 m a 6660 m. Utwory te najprawdopodobniej były osadzone w obrębie dużej platformy węglanowej i składają się głównie z dolomitów z rozwiniętą wtórną porowatością. Na istnienie przepuszczalności i szczelinowości skały zbiornikowej wskazują również znaczne ucieczki płuczki, które miały miejsce w trakcie wiercenia. Największe ucieczki płuczki miały miejsce na głębokości 6137 m, to jest w interwale dolnego permu o najwyższej oszacowanej porowatości (7,5%).

Przygotowania do opróbowania rozpoczęły się w styczniu 2009 r. Wykonano perforację pięciu interwałów oraz podjęto próbę ich kwasowania poprzez bezpośrednie wtłoczenie do nich około 70 m³ kwasu. Przez kilka tygodni z odwiertu miał miejsce wypływ małej ilości płynów technicznych, które okresowo zawierały gaz w ilości wystarczającej do jego spalania. Z flary do spalania gazu odebrano również niewielkie ilości płynów (kondensatu lub ropy). Prace przy odwiercie są obecnie wstrzymane, a sam odwiert ma status – w zawieszeniu.

W czasie okresowego spalania gazu nie stwierdzono w nim obecności siarkowodoru. Wydaje się, że ciśnienie złożowe było zrównoważone przez płuczkę wiertniczą o ciężarze właściwym 1,2, co sugeruje, że jego wartość kształtuje się nieco ponad ciśnieniem normalnym.

Brak powodzenia w wywołaniu przypiływu może być związany z szeregiem trudności napotkanych przy wierceniu i opróbowaniu odwiertu:

- Trudności stwierdzone w czasie wiercenia odwiertu wystąpiły w związku z przewiercaniem interwałów soli i z częściowym zgnieceniem końcowego odcinka kolumny rur okładzinowych (kolumna rur traconych) o średnicy 7 cali (ok. 17,8 cm) na głębokości od 6030 m do 6127 m. W związku z tym stało się konieczne zapuszczenie rur traconych o średnicy 4½ cala (ok. 11,4 cm) wewnątrz siedmiocalowej kolumny rur okładzinowych na całym interwale pomiędzy głębokościami 5860 m a 6586 m. Raporty mówią o nieskutecznym zacementowaniu przestrzeni pomiędzy rurami traconymi 7 cali a kolumną rur 4½ cala i w związku z tym znaczna część przestrzeni pierścieniowej pomiędzy tymi dwiema kolumnami pozostaje otwarta.
- Perspektywiczne interwały zostały sperforowane za pomocą stosunkowo małych perforatorów (ze względu na stosunkowo mały przekrój rur traconych), przez obie kolumny rur o średnicach 4½ i 7 cali. W związku z tym powodzenie tych prac budzi wątpliwości.
- Podczas wiercenia odwiertu była stosowana płuczka o bardzo dużej gęstości, ponieważ nie były wcześniej znane wartości ciśnienia formacji oraz ponieważ profil geologiczny, poniżej pośredniej kolumny rur okładzinowych zawierał interwały soli, co było przyczyną problemów ze stabilnością odwiertu. Duży ciężar płuczki zmniejsza ryzyko ewentualnego



erupcji i może pomóc w utrzymaniu stabilności odwiertu, lecz z drugiej strony znacznie wpływa na zmniejszenie przepuszczalności formacji w strefie przyodwiertowej.

- Podjęto próby oczyszczenia i płukania odwiertu z zapuszczeniem buta rur wydobywczych 260 m powyżej najwyższego perforowanego interwału. Najlepiej, aby rury wydobywcze były zapuszczone znacznie głębiej, tak aby możliwe było oczyszczenie odwiertu przez cyrkulację płuczką wiertniczą, jednakże nie udało się przejść z rurami wydobywczymi o średnicy 2 3/8 cala (ok. 7,3 cm) przez wieszak rur traconych o średnicy 4 1/2 cala.

W wyniku szeregu różnych problemów, które wystąpiły w trakcie wiercenia i zbrojenia odwiertu, nie było możliwe potwierdzenie, czy skała zbiornikowa jest zdolna do ustalonego przepływu i w związku z tym w ramach niniejszej oceny nie można było określić ani zasobów (*reserves*), ani zasobów warunkowych (*contingent resources*) dla odwiertu Koblandy-3.

8.2 Odwiert Szyrak-1

Odwiert Szyrak-1 wykonano i z powodzeniem zarurowano do głębokości całkowitej 6597 m. Odwiert przewiercił bardzo miąższą (4684 m) serię przewarstwień soli i anhydrytów, sięgającą do głębokości 5330 m. Dowiercono do miąższej (1267 m) sekwencji skał klastycznych wieku permskiego i karbońskiego poniżej soli kunguru, co jest nietypowe dla basenu pre-kaspijskiego.

Przeprowadzone przez firmę Schlumberger wszechstronne pomiary geofizyczne obejmowały pomiary standardowe, pomiar rezonansu magnetycznego (CMR) oraz pomiary z wykorzystaniem dwu typów skanerów: skanera akustycznego (Sonic Scanner) i skanera elektrycznego (Fullbore Formation MicroImager, FMI). Interpretacja pomiarów geofizycznych dla całego interwału wskazuje na występowanie sekwencji łupków przewarstwionych warstwami piaskowców, mułowców, margli i wapieni, przy czym interwały piaskowe mają zazwyczaj małą miąższość rzędu kilku metrów. Na pierwsze 437 m warstw podsolnych składają się przede wszystkim łupki i bardzo niewielkiej miąższości, izolowane horyzonty piaskowcowe. Bezpośrednio pod nią, na odcinku od 5767 m do głębokości całkowitej odwiertu, zalegają lepszej jakości skały zbiornikowe. Na podstawie wykonanych interpretacji porowatość w tym interwale określono na od 4 do 10 procent, natomiast przepuszczalność wyznaczona na podstawie pomiarów rdzeni wynosi między 0,01 a 4 milidarcy. Analiza szczelinowatości wykonana przez Schlumberger na podstawie pomiarów geofizycznych z wykorzystaniem skanera elektrycznego (FMI) wskazuje na rozwój interwałów szczelinowatych w obrębie i poza obrębem interwałów z rozwiniętą porowatością międzyziarnową. Również analiza rdzeni wskazuje na obecność zarówno otwartych, jak i zamkniętych szczelin. Występowanie tych zeszczelinowanych interwałów jest nieco ograniczone, jednak gęstość zeszczelinowania w niektórych interwałach jest dość znaczna, przy czym największą gęstość szczelin przewodzących wyinterpretowano dla interwału od 6090 m do 6480 m. Jest mało prawdopodobne, aby porowatość szczelinowa – choć dość duża w porównaniu z porowatością matrycy skalnej – była znacząca objętościowo, jednak mogła ona zapewnić drogi przepływu i połączyć izolowane pory międzyziarnowe.



Poprzez analizę upadu i azymutu formacji w połączeniu z analizą intensywności zeszczelinowania na głębokości od 6460 m do 6480 m wyinterpretowano występowanie dużego uskoku. Do czasu wykonania dokładnych korelacji stratygraficznych przewiercone warstwy podsolne podzielono na podstawie parametrów litologicznych na dwa interwały, oznaczone jako P1 i P2.

Przy przewiercaniu obydwu interwałów, zarówno P1, jak i P2, konieczne było zwiększanie ciężaru płuczki wiertniczej (zastosowano płuczkę o ciężarze właściwym $1,77 \text{ g/cm}^3$ w wypadku P1 oraz $2,12 \text{ g/cm}^3$ w wypadku P2), co oznacza, że ciśnienie panujące w tych interwałach jest wyższe niż ciśnienie normalne. Podane wartości ciężaru właściwego płuczki odpowiadają ciśnieniu złożowemu powyżej 13 000 psi dla P1 i nieco poniżej 20 000 psi dla P2. Różnica ciśnienia wskazuje, iż interwały P1 i P2 nie są połączone.

Podczas przewiercania zarówno interwału P1 jak i P2 występowały znaczne objawy gazu – podczas przewiercania interwału P2 gaz był spalany na flarze w sposób ciągły przez około 15 dni. Nic nie wskazuje na to, aby gaz ten zawierał siarkowodór. W płuczce wiertniczej oraz na sitach wibracyjnych stwierdzono również objawy węglowodorów ciekłych (prawdopodobnie jest to kondensat).

9 GEOLOGIA OBSZARU KONTRAKTU OTG

Obszar Kontraktu OTG można podzielić na cztery główne bloki tektoniczne: rejon Bestau na wschodzie, rów nowoaleksiejewski w części centralnej, rejon Szyrak na północnym wschodzie i rejon Koblandów na zachodzie. Położenie tych różnorodnych obszarów strukturalnych pokazuje Ryc. 6 w pkt 10.

Strop serii utworów podsolnych jest wyznaczony przez horyzont sejsmiczny P1 (niezgodność w spągu solonośnej formacji kungurskiej) i wznosi się na obszarze Kontraktu OTG z południa ku północy, z głębokości 7 km na głębokość 5,5 km. Osady podsolne są datowane na okresy od dolnego permu do dewonu. Rodzaje osadów zmieniają się wraz z rejonem Obszaru kontraktu, lecz występowanie potencjalnych węglanowych budowli rafowych ogranicza się prawdopodobnie do części północnej, gdzie w okresie sedymentacji mogło znajdować się płytkie morze.

W niecce nowoaleksiejewskiej można przede wszystkim spodziewać się głębokomorskich łupków i zwięzłych osadów węglanowych ze słabymi właściwościami zbiornikowymi. Niecka ta jest prawdopodobnie otoczona dużym regionalnym systemem uskoku związanym z basenem pre-kaspijskim.

W rejonie Szyrak warstwy podsolne składają się ze skał klastycznych wieku permskiego i karbońskiego, najprawdopodobniej ze względu na bliskość systemu fałdów uralskich.

Również w rejonie Bestau może się zaznaczać znaczny wpływ utworów klastycznych w warstwach wieku permskiego i karbońskiego, lecz bardziej na południe prawdopodobna jest dominacja w utworach podsolnych platformowych utworów węglanowych.

Wyniki odwiertu Koblandy-3 pozwalają przypuszczać, że występujące w tym obszarze utwory osadowe to utwory platformy węglanowej. Karbon wydaje się zawierać wyłącznie małej miąższości serię ilastych utworów węglanowych. W odróżnieniu od pozostałych części basenu, gdzie utwory wieku karbońskiego stanowią dobre potencjalne skały zbiornikowe, w omawianym rejonie większość skał karbońskich uległa wypiętrzeniu i erozji w środkowym i późnym karbonie. Należy jednak podkreślić, że aktualna wiedza na temat historii geologicznej i strefowego rozkładu facji w utworach podsolnych nadal pozostaje ograniczona.

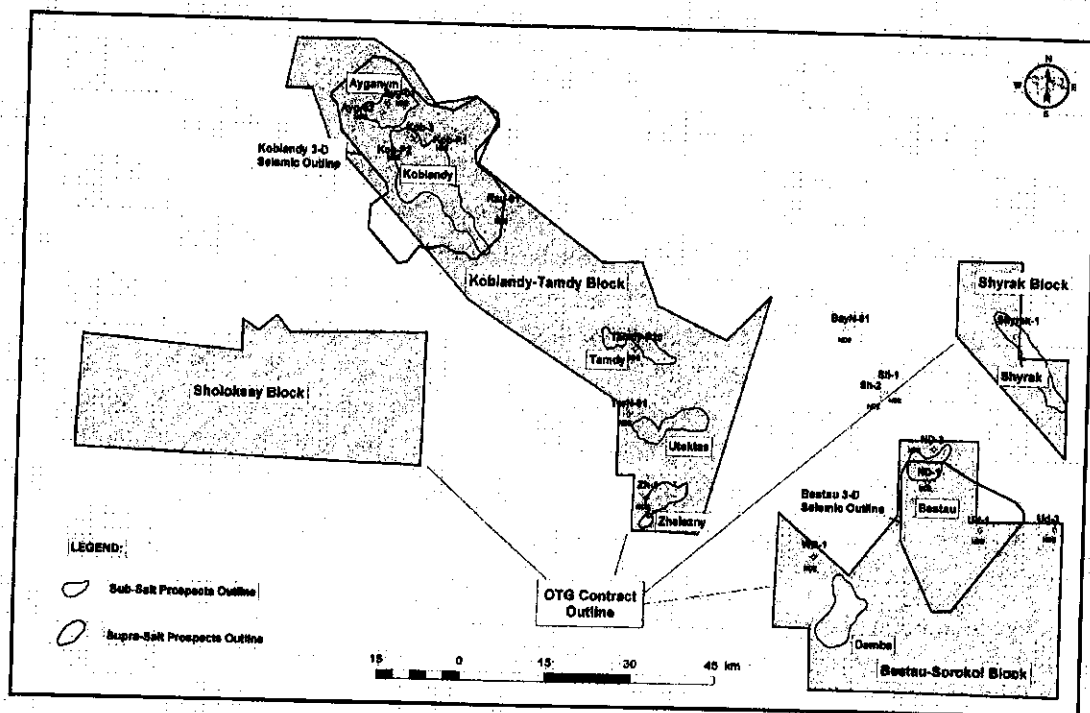
Pochodząca z dolnego permu formacja kungurska jest zbudowana głównie z miąższych osadów solnych i anhydrytowych o miąższości od zera do kilku metrów w oknach solnych i do 6000 m w solnych diapirach. Niższa część formacji kungurskiej znana jest jako horyzont filipowski, na który składają się sekwencje dolomitowe i anhydrytowe. Zarówno w odwiercie Koblandy 1, jak i Koblandy 2 raportowane były objawy gazu z tego horyzontu.

Utwory osadowe nadsolne reprezentowane są głównie przez skały klastyczne górnego permu, triasu, jury i kredy. Złoże Sajgak jest najbliższym złożem nadsolnym, położonym około 100 km na południe od obszaru Kontraktu OTG. Węglowodory wydobywa się tam ze skał osadowych triasu. Najmłodsze nasycone węglowodarami paleozoiczne skały zbiornikowe w tym rejonie datowane są na piętro kazańskie (górnym perm). Gaz, kondensat i ropa znajdują się w złożach Rostoszynskoje, Kamienskoje i Južno Czeremszanskoje, położonych ok. 200 km na zachód od obszaru Kontraktu OTG, w węglanowych skałach zbiornikowych piętra kazańskiego.

10 ZASOBY PERSPEKTYWICZNE

Zasoby perspektywiczne oszacowano dla siedmiu podsolnych i dwóch nadsolnych obiektów poszukiwawczych na obszarze objętym Kontraktem OTG. W celu określenia wielkości zasobów perspektywicznych przyjęto wspólną metodologię, której opis znajduje się w pkt 10.1. Krótki opis każdego z podsolnych obiektów poszukiwawczych oraz nadsolnego obiektu poszukiwawczego zamieszczono – odpowiednio – w pkt 10.2 i pkt 10.3. Szacunki dotyczące zasobów perspektywicznych zebrano w Tabelach od 3 do 6. Mapę położenia obiektów poszukiwawczych przedstawiono na Ryc.6.





Ryc. 6 – Mapa położenia obiektów poszukiwawczych na obszarze Kontraktu OTG

[oznaczenia na mapie]

Aiganyim
Koblandy 3-D Seismic Outline
Koblandy
Koblandy-Tamdy Block
Tamdy
Utektas
Zhelezny

Sholoksay Block

Shyrak Block
Shyrak

Bestau-Sorokol Block
Bestau
Damba
Bestau 3-D Seismic Outline

OTG Contract Outline

Aiganyim
Granica obszaru Koblandów objętego badaniami sejsmicznymi 3-D
Koblandy
Blok Koblandy-Tamdy
Tamdy
Utektas
Żelezny

Blok Szoloksaj

Blok Szyrak
Szyrak

Blok Bestau-Sorokol
Bestau
Damba
Granica obszaru Bestau objętego badaniami sejsmicznymi 3-D

Granica Kontraktu OTG

[Legenda mapy]

LEGEND:
Sub-Salt Prospects Outline

Supra-Salt Prospects Outline

LEGENDA MAPY:
Granica obiektów poszukiwawczych w warstwach podsołnych

Granica obiektów poszukiwawczych w warstwach nadsołnych

McDaniel
A Associated Consultants Ltd



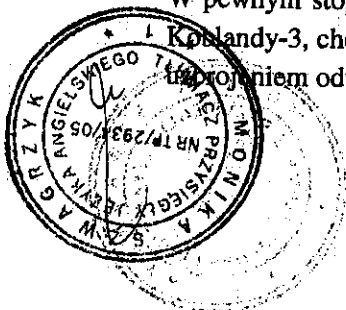
10.1 Metodologia

Zasoby perspektywiczne dla każdego z obiektów zostały oszacowane probabilistycznie z zastosowaniem rozkładu logarytmiczno-normalnego wszystkich parametrów. Wykorzystane parametry to: powierzchnia elementu złożowego, średnia całkowita miąższość produkcyjna (*average gross pay*), współczynnik miąższości produkcyjnej (*net to gross ratio*), porowatość, nasycenie ropą lub gazem wraz z szacunkowymi parametrami PVT oraz współczynniki szczypania. Do określenia rozkładów zostały wykorzystane najniższe (P90) i najwyższe (P10) wartości szacunkowe. Powierzchnia elementu złożowego została oszacowana na podstawie map strukturalnych zinterpretowanych w oparciu o dane sejsmiczne. Parametry petrofizyczne utworów podsolnych ustalono głównie na podstawie wyników uzyskanych z odwiertu Koblandy-3. Wyjątkiem był tu obszar Szyrak, gdzie parametry petrofizyczne utworów podsolnych ustalono na podstawie wyników uzyskanych z odwiertu Szyrak-1. Także ciśnienie i temperatura skały zbiornikowej, wykorzystane do ustalenia parametrów PVT, zostały oszacowane na podstawie wyników pochodzących z odwiertu Koblandy-3.

Dla każdego obiektu poszukiwawczego w podsolnych skałach zbiornikowych określono ilościowy stosunek fazy ropnej i gazowej w zależności od skały zbiornikowej. Dla skał wieku dolny perm-karbon stosunek ten został określony jako większy niż dla głębiej zalegających skał zbiornikowych wieku dewońskiego. Ze względu na wyraźne wskazania obecności gazu stwierdzone w trakcie wierceń, dla skał wieku dolny perm-karbon w rejonie Szyrak założono, że są one wypełnione wyłącznie gazem. W rejonie Koblandów, stosunek został skorygowany na 25:75 (ropa:gaz) dla odzwierciedlenia faktu, że płyny uzyskane w czasie ograniczonego przypiływu odnotowanego w trakcie opróbowania odwiertu Koblandy-3 wydawały się zawierać głównie gaz. Dla skał wieku dewońskiego stosunek 15:85 (ropa:gaz) został przypisany większości obiektów poszukiwawczych. Przyjęto, że wszystkie podsolne obiekty poszukiwawcze zawierają kondensat towarzyszący złożom gazu ziemnego. Biorąc pod uwagę nasycenie mieszaniną różnego rodzaju płynów, konieczne będzie prawdopodobnie stworzenie planu zagospodarowania obejmującego recykling gazu w celu maksymalizacji szczypania ciekłych węglowodorów z zatłaczaniem gazu pozostałego po ich odseparowaniu. Na tej podstawie zostały sporządzone szacunki współczynników szczypania ropy, gazu i kondensatu. W wypadku omawianych obiektów poszukiwawczych większość zasobów stanowi kondensat. W wypadku nadsolnych obiektów poszukiwawczych założono znacznie mniejszą zawartość gazu, w związku z czym określono tylko zasoby ropy naftowej.

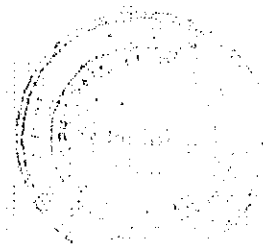
W szacowaniu ryzyka dla poszczególnych obiektów poszukiwawczych zostało zastosowanych pięć parametrów: wystąpienie skały macierzystej, migracji, skały zbiornikowej, struktury i uszczelnienia.

W wypadku utworów podsolnych za czynnik najwyższego ryzyka uznano jakość skały zbiornikowej, ponieważ większość obiektów poszukiwawczych leży na głębokości około 6000 m. W pewnym stopniu założenie to potwierdza zakończone niepowodzeniem opróbowanie odwiertu Koblandy-3, chociaż w tym wypadku mogły też odegrać rolę czynniki związane z wierceniem i/lub uszczelnieniem odwiertu.



Drugim najpoważniejszym czynnikiem ryzyka jest zazwyczaj zamknięcie struktury lub skały zbiornikowej ze względu na fakt, że interpretacja sejsmiczna pod warstwą soli, która jest niejednolita pod względem miąższości i właściwości akustycznych, jest zadaniem niezwykle trudnym. Ogólnie rzecz biorąc, wystąpienie skały macierzystej, wystąpienie migracji/jej czas oraz wystąpienie uszczelnienia stanowią czynniki względnie niskiego ryzyka.

W wypadku utworów nadsolnych, najistotniejszym czynnikiem ryzyka jest zazwyczaj istnienie migracji, ponieważ węglowodory, wytworzone najprawdopodobniej w warstwach podsolnych, muszą przedostać się do warstw nadsolnych przez tzw. okna solne. Jednak dwa omówione w niniejszym raporcie nadsolne obiekty poszukiwacze znajdują się w niewielkiej odległości od miejsc, gdzie we wcześniejszych odwiertach stwierdzono obecność ropy lub gazu, co zmniejsza ryzyko związane z wystąpieniem migracji.



10.2 Potencjał utworów podsolnych

Przekazane głębokościowe mapy strukturalne horyzontów sejsmicznych P1, P2, P2d, i P3 są wynikiem interpretacji wykonanej przez PGS. Horyzont P1 jest związany z niezgodnością w spagu warstw solnych. Wiek i litologia skał podsolnych zmienia się poniżej niezgodności od dolnopermskiej serii artuńskiej po dewoński, i od utworów klastycznych po węglanowe. Horyzont P2 odpowiada ciąglemu refleksowi w warstwach obejmujących środkowy karbon i sięgających do górnego dewonu, horyzont P2d reprezentuje strop osadów klastycznych w utworach górnego dewonu, natomiast horyzont P3 najprawdopodobniej odpowiada stropowi utworów klastycznych wieku środkowodewońskiego. Horyzont P3 uznano za leżący zbyt głęboko (7 do 7,5 km), aby mógł stanowić cel poszukiwawczy, i jako taki nie został wykorzystany.

10.2.1 Obszar rejonu Koblandów

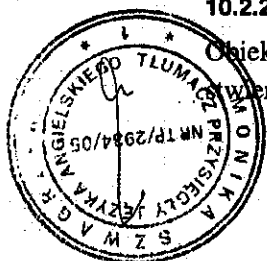
Koblandy to największy obiekt poszukiwawczy odwzorowany na mapie na obszarze objętym Kontraktem OTG. Obiekt Koblandy był celem wykonanego w ostatnim czasie odwiertu Koblandy-3. Obiekt poszukiwawczy Aigany leży na północny wschód od Koblandów i – w zależności od wyników interpretacji danych sejsmicznych – może być uznany za część struktury Koblandy. Struktura Koblandy i struktura Aigany mają raczej płaski relief (w wypadku Koblandów najwyższa kulminacja osiąga 200 m, a w wypadku Aigany – 150m) i rozciągają się – szczególnie w wypadku struktury Aigany – na obszar niepokryty badaniami sejsmicznymi 3D. Mapę strukturalną horyzontu P1 oraz mapę strukturalną horyzontu dewońskiego nad strukturami Koblandów i Aigany przedstawiono, odpowiednio, na Ryc. 1. i Ryc. 2 w Załączniku.

Obiekty poszukiwawcze Tamdy i Utekas wyznaczono na podstawie ograniczonych badań sejsmicznych 2D, jednak w 2008 r. obszar, na którym występują, pokryto dodatkowymi liniami sejsmicznymi. Obiekt Tamdy składa się z dwóch niewielkich lokalnych wyniesień w centralnej części szerokiego szelfu, nachylonego w kierunku południowo zachodnim i otwierającego się na północny zachód, gdzie sięga on terytorium Rosji. Obiekt Utekas jest odwzorowany na mapie jako ograniczona uskokami struktura położona na południowym obrzeżu szelfu graniczącego z głębokim rowem nowoaleksiejewskim. Możliwe, że zarówno obiekt Tamdy, jak i obiekt Utekas leżą na drodze migracji dla bogatego w węglowodory rejonu Orenburga w Rosji. Ryc. 3 w Załączniku przedstawia mapę strukturalną stropu horyzontu P1 nad strukturami Tamdy i Utekas.

W wypadku obiektów poszukiwawczych Koblandy, Aigany, Tamdy i Utekas, zasoby perspektywiczne przypisano zarówno do horyzontów z dolnego permu, jak i do horyzontów z dewonu.

10.2.2 Obszar rejonu Szyrak

Obiekt poszukiwawczy Szyrak składa się z dwóch lokalnych wyniesień, których istnienie stwierdzono na podstawie danych sejsmicznych widocznych na mapach strukturalnych horyzontów



P1 i P2 przedstawionych na Ryc. 4 i Ryc. 5 w Załączniku. Oba obiekty poszukiwawcze leżą częściowo poza obszarem Kontraktu OTG. Jak wynika z map strukturalnych zastosowanych dla wariantu najlepszych wartości szacunkowych, w obrębie Kontraktu OTG leży 80% obiektu Szyrak P1 oraz 75% obiektu Szyrak P2, co zostało uwzględnione przy szacowaniu zasobów perspektywicznych.

Na poziomie horyzontu P1 obiekt Szyrak wydaje się być otwarty na południowy wschód, co jest spowodowane brakiem danych sejsmicznych. Na potrzeby niniejszej oceny struktura Szyrak została zamknięta od południowego wschodu na głębokości około 5800 m poniżej poziomu morza. Do wyznaczenia najwyższej wartości szacunkowej (P10) wykorzystano obszar wewnątrz zamknięcia, natomiast do wyznaczenia najniższej wartości szacunkowej (P90) wykorzystano tylko obszar otaczający strukturalnie zamknięte lokalne wyniesienie w rejonie odwiertu Szyrak-1.

Na podstawie opisu próbek okruchowych oraz interpretacji pomiarów geofizyki wiertniczej z odwiertu Szyrak-1 można stwierdzić, że interwał poniżej horyzontu P2 w rejonie Szyrak wykazuje podobieństwo do P-1. Poniżej horyzontu P2 wyinterpretowano dużą strukturę, co przedstawia Ryc. 5 w Załączniku. Ponieważ badania sejsmiczne nie objęły południowej części struktury, szacunki jej wielkości obarczone są dużym poziomem niepewności. Do wyznaczenia najwyższej wartości szacunkowej (P10) wykorzystano cały obszar wewnątrz strukturalnego zamknięcia, natomiast wariant najniższej wartości szacunkowej (P90) zakładał, że obszar skał zbiornikowych jest ograniczony do północnej części struktury wokół odwiertu Szyrak-1.

10.2.3 Obszar rejonu Bestau

Horyzont P1 w rejonie Bestau charakteryzuje obecność licznych nisko-amplitudowych struktur bez cech charakterystycznych dla budowli rafowych. Wysokość strukturalna powyżej zamknięcia wynosi zazwyczaj 50 m–150 m, a głębokość do stropu struktur waha się od 5700 m do 6250 m. Zasoby perspektywiczne przypisano do dwóch największych struktur, a mianowicie Bestau i Damba. Ryc. 6 w Załączniku pokazuje mapę strukturalną stropu horyzontu P1 nad strukturami Bestau i Damba.

10.3 Potencjał utworów nadsolnych

Potencjał poszukiwawczy utworów nadsolnych na obszarze Kontraktu OTG wiąże się z typowym zespołem związanym z obecnością utworów solnych, włączając w niego pułapki zlokalizowane ponad szczytami wysadów solnych, pułapki związane z uskokami na skrzydłach wysadów, pułapki ekranowane przez ściany wysadów solnych, pułapki pod nawisami solnymi oraz struktury typu żółtowego w minibasenach pomiędzy wysadami solnymi. Oddziaływanie strukturalne soli jest bardzo złożone, a rozmiar ewentualnych obiektów poszukiwawczych jest zazwyczaj znacznie mniejszy niż w wypadku obiektów zalegających w utworach podsolnych.

Duża liczba negatywnych odwierconych w tym rejonie otworów w celu przebadania pułapek ekranowanych przez ściany wysadów solnych sugeruje, że ich potencjał jest bardzo niski. Dodatkowy potencjał występuje ponad wysadami solnymi w postaci niewielkich

antyklinalnych i bloków uskokowych, jednak zidentyfikowanie ewentualnych obiektów poszukiwawczych będzie wymagało dodatkowych prac, jako że wiele z nich było już rozwierconych.

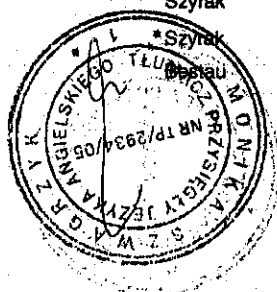
W momencie sporządzania niniejszej oceny zidentyfikowano jedynie dwa obiekty poszukiwawcze – jeden w rejonie Szyrak i jeden w rejonie Żelazny (w obrębie rowu nowoaleksiejewskiego). W rejonie Szyrak potencjał poszukiwawczy spodziewany jest na głębokości mniejszej niż 1000 m w utworach klastycznych permu-triasu oraz jury. W rejonie Żelazny potencjał poszukiwawczy spodziewany jest w warstwach wewnątrzsolnych górnego permu na głębokości poniżej 2000 m.

Obiekt poszukiwawczy Szyrak jest związany z pułapką ekranowaną przez ścianę wysadu solnego, w wypadku której – jak można sądzić na podstawie danych historycznych – szanse sukcesu byłyby niewielkie, jednak na zmniejszenie tego ryzyka wpływa fakt zarejestrowania objawów węglowodorów podczas przewiercania płytkich utworów w odwiercie Szyrak-1. Ryc. 7 w Załączniku pokazuje mapę strukturalną stropu horyzontu sejsmicznego D nad obiektem Szyrak.

Obiekt poszukiwawczy Żelazny obejmuje strukturę zamkniętą we wszystkich czterech kierunkach, umiejscowioną pod nawisem solnym. Wprawdzie z konwersją głębokościową danych sejsmicznych wiąże się element niepewności, lecz nawet biorąc ten fakt pod uwagę, należy się spodziewać istnienia tej struktury. Ryc. 8 w Załączniku przedstawia mapę strukturalną stropu horyzontu sejsmicznego S nad obiektem Żelazny. Negatywny odwiert wykonany w niewielkiej odległości od struktury ogranicza jej potencjał, o co rozkład powierzchni elementu złożowego został odpowiednio skorygowany. Największe ryzyko jest związane z występowaniem skały zbiornikowej, jako że w odwiercie wykonanym niedaleko struktury stwierdzono obecność małej miąższości wkładek piaszczystych. Podobnie jak w wypadku nadsolnego obiektu poszukiwawczego Szyrak, w rejonie tym zanotowano objawy węglowodorów, co zmniejsza ryzyko związane z wystąpieniem migracji.

10.4 Tabele zasobów perspektywicznych

Obiekt	Formacja	Zasoby całkowite obciążeniu Kontraktu (bez uwzględnienia ryzyka)				Geol. prawdop. odkrycia złóż	Średnia z uwzgl. ryzyka Zasoby całkowite Kontraktu	Średnia z uwzgl. ryzyka Zasoby Petrolinvestu brutto (1)
		Najniższa wartość szacunkowa (P90)	Najlepsza wartość szacunkowa (P50)	Średnia	Najwyższa wartość szacunkowa (P10)			
Koblandy	Dolny perm	1,5	6,1	9,5	25,5	45%	4,3	3,8
Koblandy	Dewon	4,9	18,7	27,6	71,4	32%	8,8	7,8
Algany	Dolny perm	0,4	1,8	2,9	7,6	30%	0,9	0,8
Algany	Dewon	1,5	5,6	8,3	21,3	24%	2,0	1,8
Tandy	Dolny perm	0,3	1,1	1,7	4,5	17%	0,3	0,3
Tandy	Dewon	1,2	4,4	6,5	16,7	16%	1,0	0,9
Utekas	Dolny perm	0,4	1,5	2,3	6,1	17%	0,4	0,4
Utekas	Dewon	1,6	6,0	8,8	22,6	16%	1,4	1,2
Szyrak	Dolny perm	-	-	-	-	-	-	-
	Dolny perm-karbon	-	-	-	-	-	-	-
	Dolny perm	0,2	0,9	1,5	4,2	15%	0,2	0,2



(1) Zasoby Petrolinvestu brutto odpowiadają posiadanemu przez tę spółkę udziałowi w zasobach całkowitych obszaru Kontraktu. W wypadku obiektów poszukiwawczych Szyrak Dolny perm i Szyrak Dolny perm-karbon zasoby Petrolinvestu brutto uwzględniają również procentową część obiektu, która – zgodnie z szacunkami – leży w granicach Kontraktu OTG.

Obiekt	Formacja	Zasoby całkowite obszaru Kontraktu (bez uwzględnienia ryzyka)				Geol. prawdop. odkrycia złóż	Średnia z uwzgl. ryzyka Zasoby całkowite Kontraktu	Średnia z uwzgl. ryzyka Zasoby Petrolinvestu brutto (1)
		Najniższa wartość szacunkowa (P90)	Najlepsza wartość szacunkowa (P50)	Średnia	Najwyższa wartość szacunkowa (P10)			
Koblandy	Dolny perm	9,5	38,2	58,1	153,3	45%	26,2	23,1
Koblandy	Dewon	60,8	223,6	323,7	822,7	32%	103,2	90,9
Aigany	Dolny perm	2,9	11,5	17,4	45,8	30%	5,3	4,7
Aigany	Dewon	18,4	67,2	97,0	245,8	24%	22,9	20,2
Tamdy	Dolny perm	1,7	6,7	10,2	26,8	17%	1,8	1,6
Tamdy	Dewon	14,3	52,4	75,7	191,7	16%	12,3	10,8
Utektas	Dolny perm	2,3	9,1	13,9	36,4	17%	2,4	2,1
Utektas	Dewon	19,5	71,3	102,9	260,5	16%	16,7	14,7
Szyrak	Dolny perm	2,9	9,1	12,9	28,2	48%	6,2	4,4
Szyrak	Dolny perm-karbon	2,8	10,9	17,9	42,4	40%	7,2	4,8
Bestau	Dolny perm	2,0	8,1	12,5	33,2	15%	1,9	1,7
Damba	Dolny perm	7,4	32,1	51,0	139,3	12%	6,3	5,6
Utwory podsólne	Podsuma			793,2			212,4	184,4
Szyrak	Permio-trias	-	-	-	-	-	-	-
Żelazny	Tatarski	-	-	-	-	-	-	-
Utwory nadsólne	Podsuma						-	-
Razem				793,2			212,4	184,4

(1) Zasoby Petrolinvestu brutto odpowiadają posładanemu przez tę spółkę udziałowi w zasobach całkowitych obszaru Kontraktu. W wypadku obiektów poszukiwawczych Szyrak Dolny perm i Szyrak Dolny perm-karbon zasoby Petrolinvestu brutto uwzględniają również procentową część obiektu, która - zgodnie z szacunkami - leży w granicach Kontraktu OTG.

Obiekt	Formacja	Zasoby całkowite obzaru Kontraktu (bez uwzględnienia ryzyka)				Geol. prawdop. odkrycia złóż	Średnia z uwzgl. ryzyka Zasoby całkowite Kontraktu	Średnia z uwzgl. ryzyka Zasoby Petrolinvestu brutto (1)
		Najniższa wartość szacunkowa (P90)	Najlepsza wartość szacunkowa (P50)	Średnia	Najwyższa wartość szacunkowa (P10)			
 McDaniel 6 Investment Consultants Ltd.								

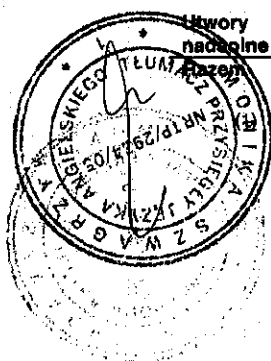
Koblandy	Dolny perm.	58,8	235,5	359,2	943,2	45%	161,6	142,4
Koblandy	Dewon	364,1	1 334,7	1 935,3	4 893,5	32%	616,9	543,5
Algany	Dolny perm	17,8	70,8	107,6	281,8	30%	32,5	28,6
Algany	Dewon	110,2	401,4	580,1	1 461,9	24%	137,0	120,7
Tamdy	Dolny perm	10,4	41,4	62,9	164,8	17%	10,9	9,6
Tamdy	Dewon	86,0	313,1	452,4	1 140,3	16%	73,3	64,6
Utektas	Dolny perm	14,1	56,3	85,5	224,0	17%	14,8	13,0
Utektas	Dewon	116,8	425,5	614,9	1 549,7	16%	99,6	87,7
Szyrak	Dolny perm	360,1	968,3	1 276,5	2 603,7	48%	612,7	431,8
Szyrak	Dolny perm-karbon	62,8	201,8	294,1	648,4	40%	117,6	77,7
Bestau	Dolny perm	11,9	48,7	75,3	199,8	15%	11,6	10,2
Damba	Dolny perm	44,5	193,3	308,0	839,1	12%	37,8	33,3
Utwory podsolne	Podsuma			6 151,8			1 926,3	1 563,2
Szyrak	Permo-trias	-	-	-	-	-	-	-
Żelazny	Tatarski	-	-	-	-	-	-	-
Utwory nadsolne	Podsuma							
Razem				6 151,8			1 926,3	1 563,2

- (1) Zasoby Petrolinvestu brutto odpowiadają posiadanemu przez tę spółkę udziałowi w zasobach całkowitych obszaru Kontraktu. W wypadku obiektów poszukiwawczych Szyrak Dolny perm i Szyrak Dolny perm-karbon zasoby Petrolinvestu brutto uwzględniają również procentową część obiektu, która – zgodnie z szacunkami – leży w granicach Kontraktu OTG.

Tabela 5 – Zasoby perspektywiczne Kontraktu OTG: gaz ziemny (mld stóp sześciennych)

Obiekt	Formacja	Zasoby całkowite obszaru Kontraktu (bez uwzględnienia ryzyka)				Geol. prawdopodob. odkrycia złóż	Średnia z uwzgl. ryzyka Zasoby całkowite Kontraktu	Średnia z uwzgl. ryzyka Zasoby Petrolinvestu brutto (1)
		Najniższa wartość szacunkowa (P90)	Najlepsza wartość szacunkowa (P50)	Średnia	Najwyższa wartość szacunkowa (P10)			
Koblandy	Dolny perm	20,8	83,6	127,5	336,0	45%	57,4	50,6
Koblandy	Dewon	126,3	464,7	673,9	1 709,7	32%	214,8	189,3
Algany	Dolny perm	6,3	25,1	38,2	100,4	30%	11,6	10,2
Algany	Dewon	38,3	139,8	202,0	510,8	24%	47,7	42,1
Tamdy	Dolny perm	3,7	14,7	22,4	58,7	17%	3,9	3,5
Tamdy	Dewon	29,8	109,0	157,6	398,4	16%	25,5	22,5
Utektas	Dolny perm	5,0	20,0	30,4	79,8	17%	5,2	4,6
Utektas	Dewon	40,5	148,2	214,1	541,4	16%	34,7	30,6
Szyrak	Dolny perm	62,9	170,5	225,7	462,2	48%	108,3	76,3
Szyrak	Dolny perm-karbon	13,3	44,5	66,9	150,5	40%	26,8	17,7
Bestau	Dolny perm	4,2	17,1	26,5	70,6	15%	4,1	3,6
Damba	Dolny perm	15,6	68,0	108,5	296,7	12%	13,3	11,8
Utwory podsolne	Podsuma			1 893,8			553,6	462,7
Szyrak	Permo-trias	0,6	3,1	5,3	15,0	14%	0,7	0,6
Żelazny	Tatarski	1,2	5,9	10,1	29,2	16%	1,6	1,4
Utwory nadsolne	Podsuma			15,4			2,3	2,0
Razem				1 909,2			555,9	464,7

6 mld stóp sześciennych gazu odpowiada 1 milionowi boe (BOE – barrel of oil equivalent – baryłka przeliczeniowa ropy).



- (2) Zasoby Petrolinvestu brutto odpowiadają posiadanemu przez tę spółkę udziałowi w zasobach całkowitych obszaru Kontraktu. W wypadku obiektów poszukiwawczych Szyrak Dolny perm i Szyrak Dolny perm-karbon zasoby Petrolinvestu brutto uwzględniają również procentową część obiektu, która – zgodnie z szacunkami – leży w granicach Kontraktu OTG.

Tabela 6 – Zasoby perspektywiczne Kontraktu OTG: równoważnik ropy naftowej (mln baryłek)(1)



11 KWALIFIKACJE ZAWODOWE

McDaniel & Associates Consultants Ltd. jest spółką z ponad pięćdziesięcioletnim doświadczeniem w ocenie obszarów, na których prowadzone jest poszukiwanie i wydobywanie ropy naftowej i gazu ziemnego. McDaniel & Associates Consultants Ltd. jest członkiem *Association of Professional Engineers, Geologists and Geophysicists of Alberta* (APEGGA, Stowarzyszenie Zawodowych Inżynierów, Geologów i Geofizyków Prowincji Alberta). Każdy z naszych pracowników uczestniczący w pracach nad sporządzeniem niniejszego raportu ma ponad pięć lat doświadczenia w ocenie obszarów, na których prowadzone jest poszukiwanie i wydobywanie ropy i gazu. Za sporządzenie niniejszego raportu odpowiedzialni byli: Bryan Emslie, *Senior Vice President* [Pierwszy Wiceprezes], Paul Taylor, *Associate* [Wspólnik] oraz Anatolij Tchernavskikh, *Manager International Geology* [Kierownik Działu Geologii Międzynarodowej] w McDaniel & Associates. Bryan Emslie legitymuje się ponad dwudziestopięcioletnim doświadczeniem w ocenie obszarów, na których prowadzone jest poszukiwanie i wydobywanie ropy i gazu, Paul Taylor – ponad dwudziestoletnim doświadczeniem, a Anatolij Tchernavskikh – ponad piętnastoletnim. Każdy nasz pracownik zaangażowany w sporządzenie niniejszego raportu, a także spółka McDaniel & Associates Consultants Ltd. są niezależne od Petrolinvestu.

Przygotowując niniejszy raport polegaliśmy na faktach, w tym faktach dotyczących praw własności, danych z odwiertów i danych sejsmicznych, kontraktów i innych istotnych danych, przekazanych przez Petrolinvest. Niniejszy raport sporządziliśmy bazując na zakresie i charakterze wszystkich przekazanych informacji i przyjęliśmy te informacje tak, jak zostały przedstawione, bez niezależnej weryfikacji. Polegaliśmy na złożonych przez Petrolinvest oświadczeniach dotyczących kompletności i dokładności przekazanych danych oraz stwierdzających, że wszelkie przekazane nam dane zostały uzyskane zgodnie z prawem.

Spółka McDaniel & Associates Consultants Ltd. sporządziła niniejszy raport na wyłączny użytek Petrolinvestu. Petrolinvest zobowiązuje się nie wykorzystywać niniejszego raportu na potrzeby transakcji na papierach wartościowych bez uprzedniej pisemnej zgody McDaniel & Associates Consultants Ltd., której McDaniel & Associates Consultants Ltd. nie może bezzasadnie odmówić. Zastrzegamy sobie prawo zmiany każdej przedstawionej w niniejszym raporcie opinii, jeżeli jakiegokolwiek istotne dane istniejące przed sporządzeniem niniejszego raportu nie zostały nam udostępnione lub jeżeli jakiegokolwiek przekazane nam dane okażą się błędne.

Z poważaniem,

McDANIEL & ASSOCIATES CONSULTANTS LTD.

**NUMER ZEZWOLENIA STOWARZYSZENIA ZAWODOWYCH
INŻYNIERÓW, GEOLOGÓW I GEOFIZYKÓW PROWINCJI ALBERTA
(APEGGA): P3145**



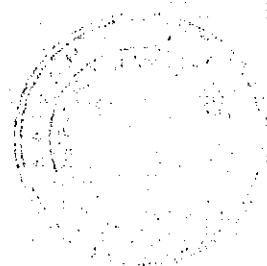
{podpis nieczytelny}
B. H. Emslie, P. Eng.
Pierwszy Wiceprezes

{podpis nieczytelny}
P. M. Taylor, MEI CEng
Wspólnik

{podpis nieczytelny}
C.T. Boulton, P. Eng.
Główny Inżynier ds. Oceny

{podpis nieczytelny}
A.V. Tchernavskikh, M.Sc.
Kierownik Działu Geologii Międzynarodowej

BHE/PMT/CTB/AT:1mb
(11-0268)



Raport Niezależnego Eksperta
Kontrakt OTG w Kazachstanie

ZAŁĄCZNIK

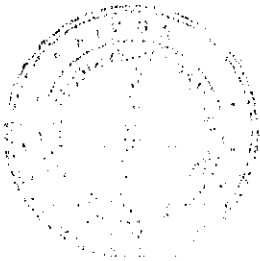
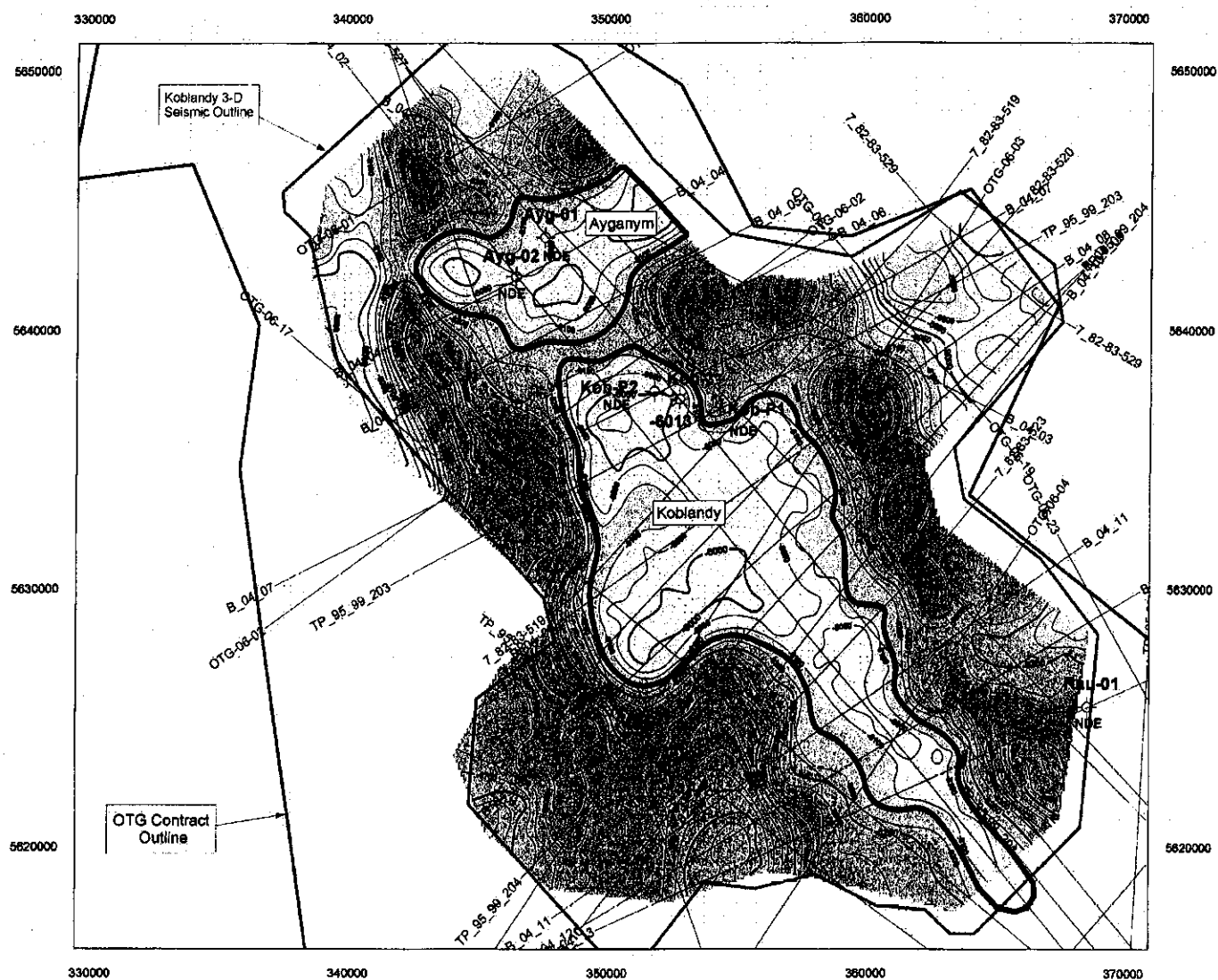


Figure 1



Well Legend	Map Abbreviations
● Oil producer	OWC - Oil Water Contact
● Oil well	GOC - Gas Oil Contact
✱ Gas producer	OWC - Gas Water Contact
✱ Gas well	NT - Not Tested
○ Status unknown	NP - Not Present
✱ Abandoned	NDE - Not Deep Enough
◇ Water injector	LTO - Lowest Tested Oil
○ Drilling location	LKO - Lowest Known Oil



5 0 5 km

McDaniel
 & Associates Consultants Ltd.

Petrolinvest S.A.
 OTG Contract - Kazakhstan

Koblandy Area
 3-D Seismic Map
 Geophysical Section F

Units: meters
 1:50,000
 1/10 June, 2000

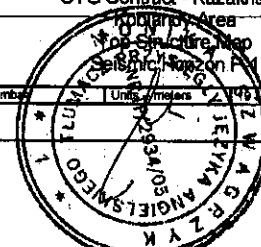
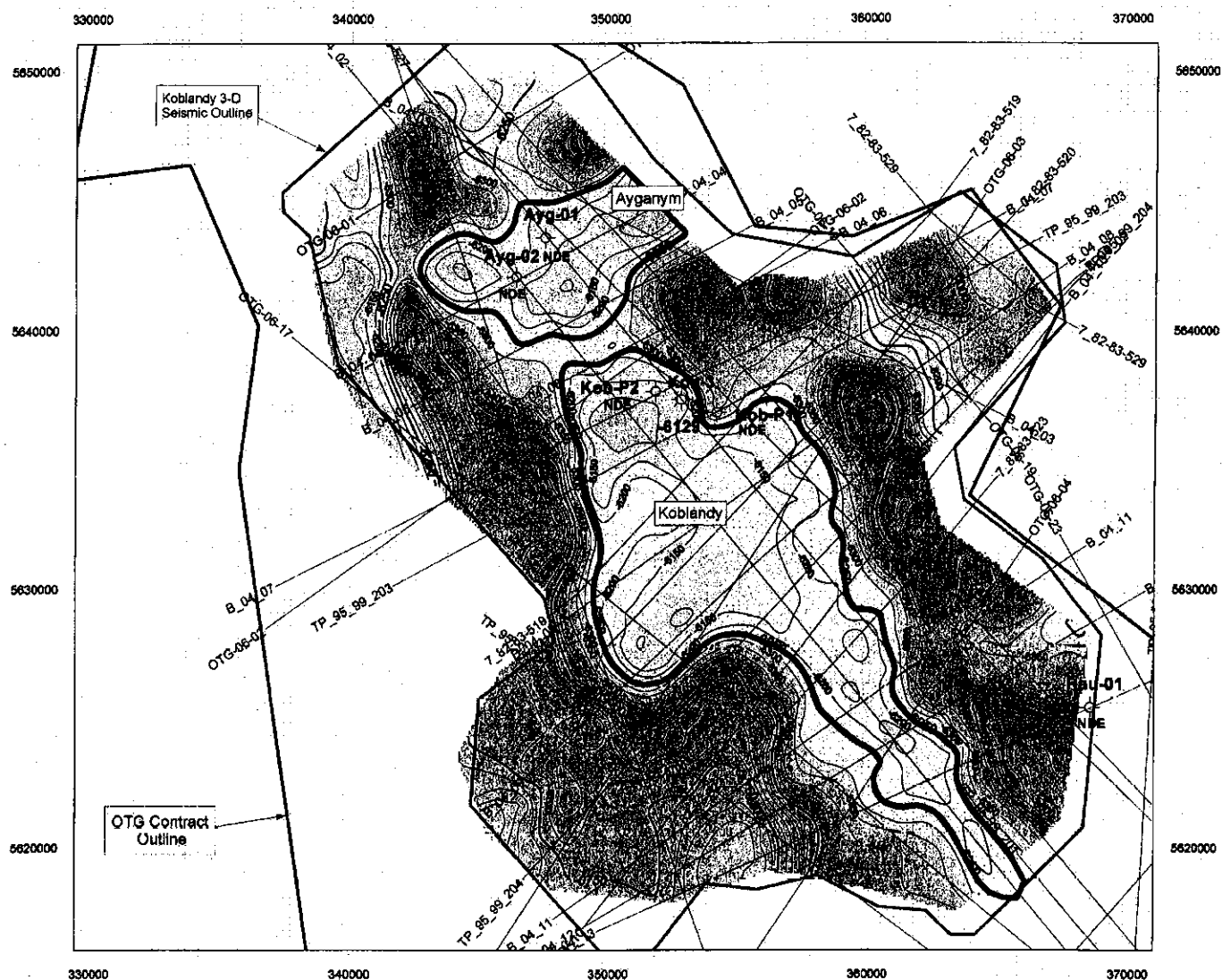
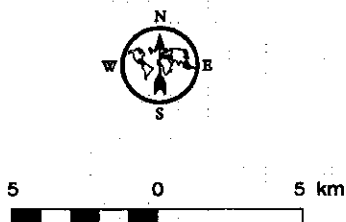


Figure 2



Well Legend	Map Abbreviations
● Oil producer	OWC - Oil Water Contact
● Oil well	GOC - Gas Oil Contact
✱ Gas producer	GWC - Gas Water Contact
✱ Gas well	NT - Not Tested
○ Status unknown	NP - Not Present
✱ Abandoned	NDE - Not Deep Enough
✱ Water injector	LTG - Lowest Tested Gas
○ Drilling location	LTO - Lowest Tested Oil
	LKO - Lowest Known Oil



McDaniel
S Associates Consultants Ltd.

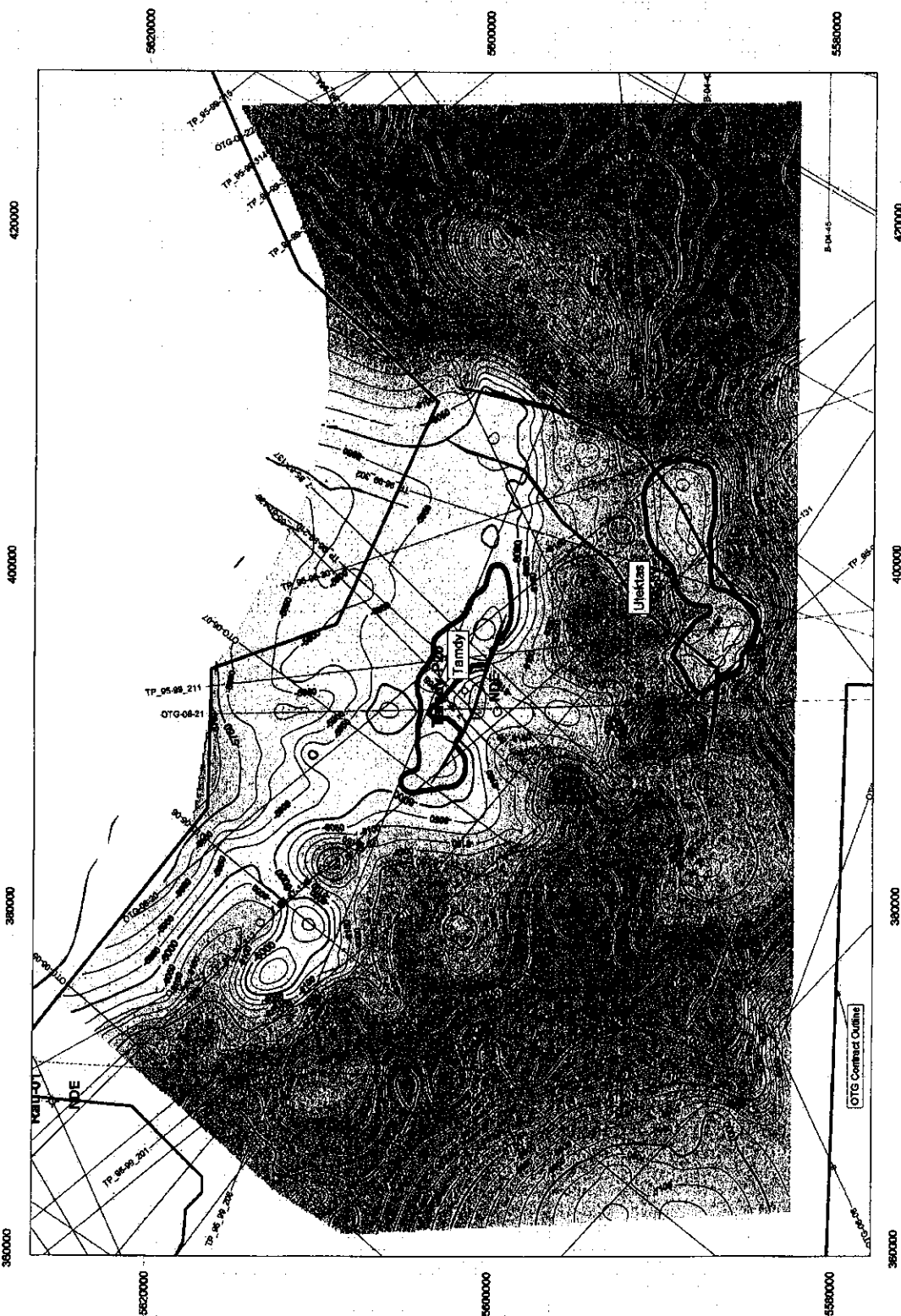
Petrolinvest S.A.
OTG Contract - Kazakhstan
Koblandy Area
Top Structure Map
Deviation Coordinates

<mba>

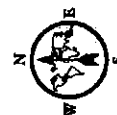
19 June 2009



Figure 3



Petroinvest S.A. OTG Contract - Kazakhstan Tandy-Utekas Area Top Structure Map Seismic Horizon P-1	
Units - meters	19 June, 2006



10 0 10 20 km

Map Abbreviations	
- Oil producer - Oil well - Gas producer - Gas well - Status unknown - Abandoned - Water injector - Drilling location	- Oil Water Contact - Gas Oil Contact - Gas Water Contact - Not Tested - Not Present - Not Deep Enough - Lowest Tested Gas - Lowest Tested Oil - Lowest Known Oil

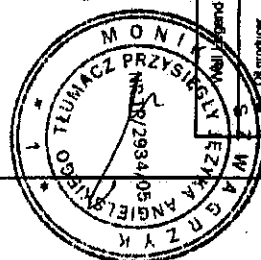
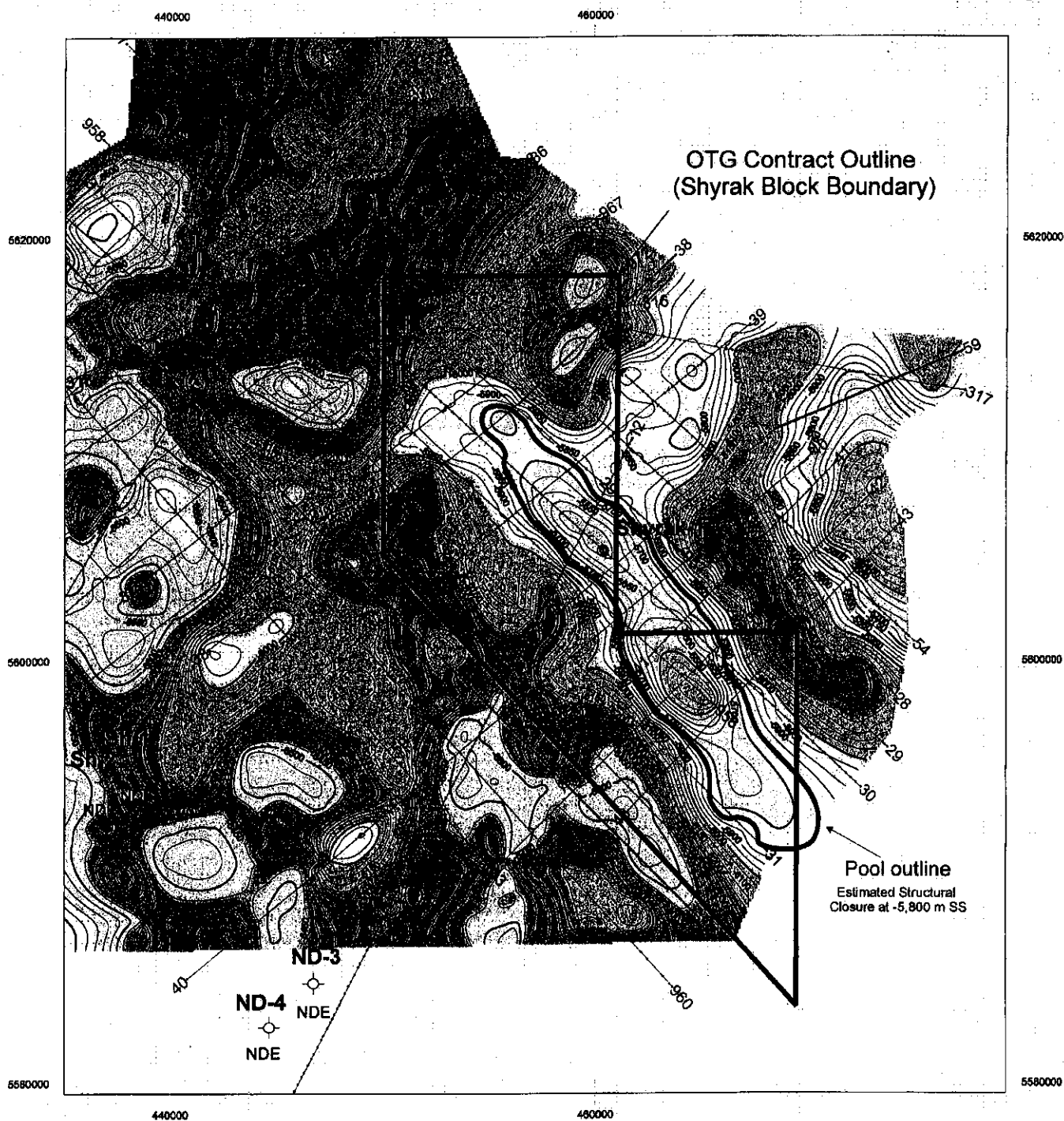


Figure 4



Well Legend	Map Abbreviations
● Oil producer	DWC - Oil Water Contact
● Oil well	GOC - Gas Oil Contact
✱ Gas producer	GWG - Gas Water Contact
✱ Gas well	NT - Not Tested
○ Status unknown	NP - Not Present
✱ Abandoned	NDE - Not Deep Enough
✱ Water injector	LTG - Lowest Tested Gas
○ Drilling location	LTO - Lowest Tested Oil
	LKO - Lowest Known Oil



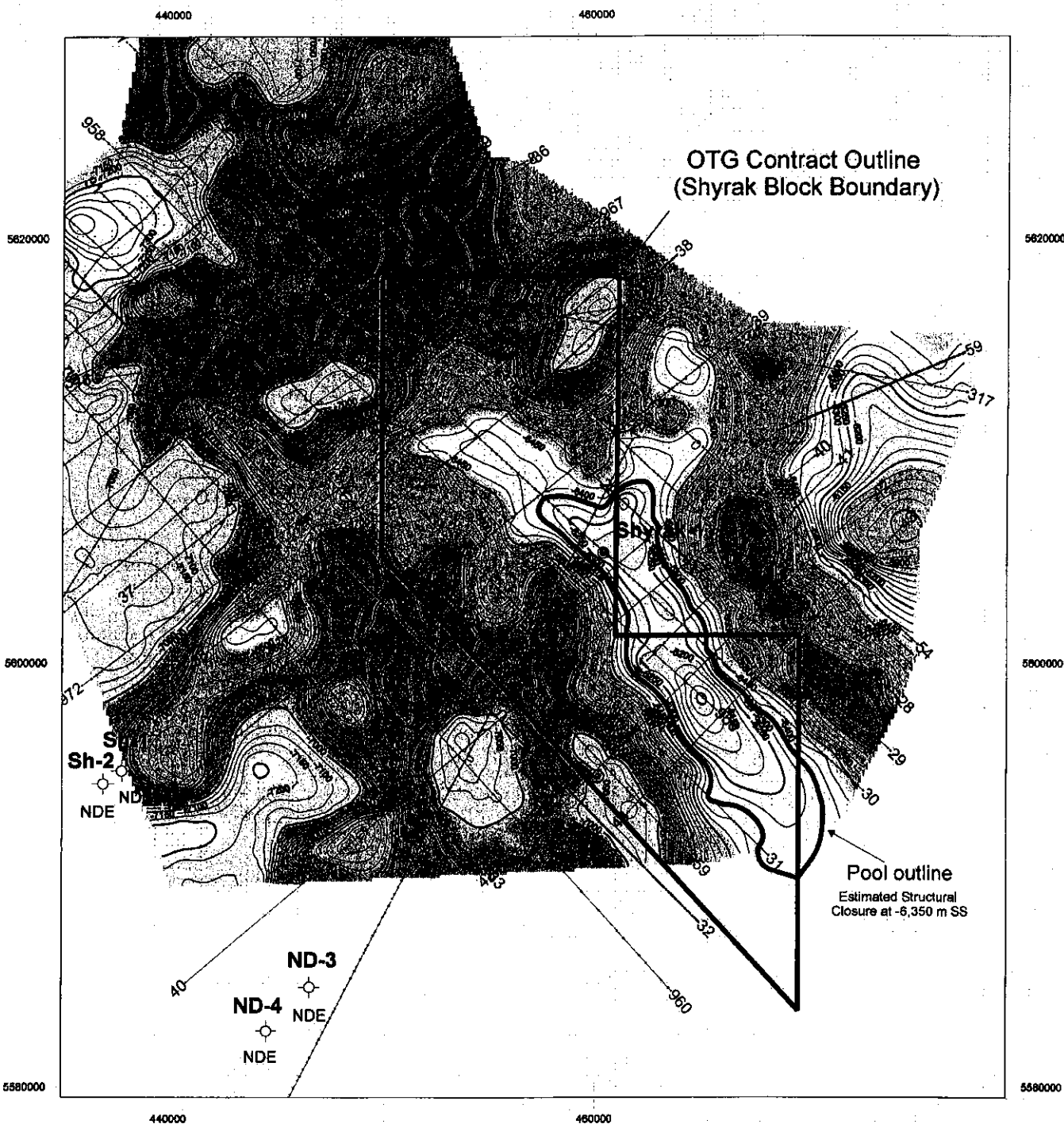
5 0 5 10

McDaniel
Associates Consultants Ltd.

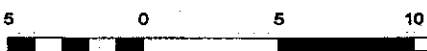
Petrolinvest S.A.
Shyrak Prospect - Kazakhstan
Top Structure Map
P1 Reservoir

Scale - meters 4 October, 2011

Figure 5



Well Legend	Map Abbreviations
● Oil producer	OWC - Oil Water Contact
○ Oil well	GOC - Gas Oil Contact
✱ Gas producer	GWc - Gas Water Contact
✱ Gas well	NT - Not Tested
✱ Status unknown	NP - Not Present
✱ Abandoned	NDE - Not Deep Enough
✱ Water injector	LTG - Lowest Tested Gas
□ Drilling location	LTD - Lowest Tested Oil
	LKO - Lowest Known Oil



McDaniel
 & Associates Consultants Ltd.

Petrolinvest S.A.
Syraik Prospect - Kazakhstan
Top Structure Map
P2 Reservoir

Units - molar

4 October, 2011

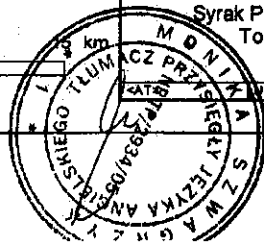
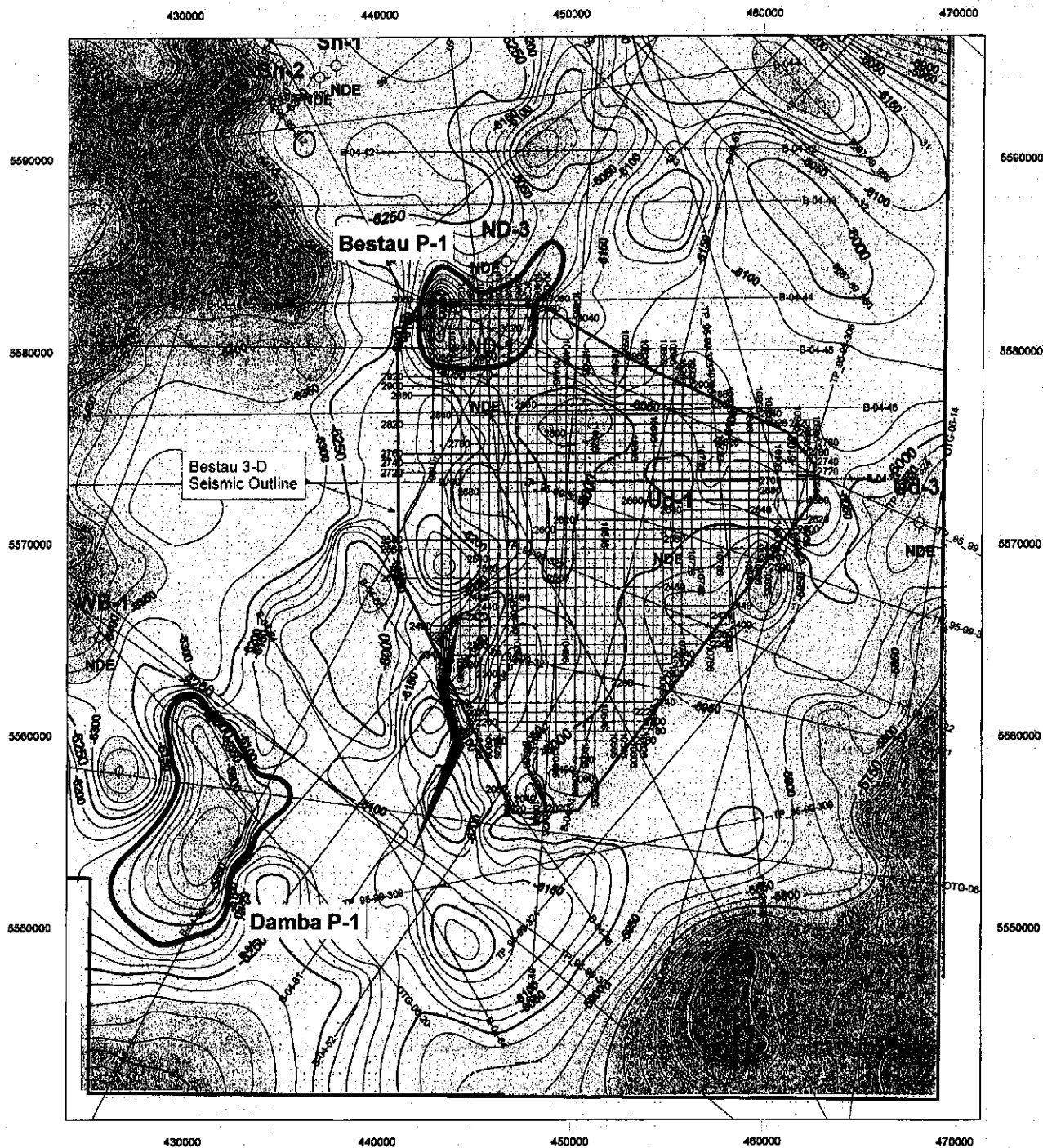


Figure 6



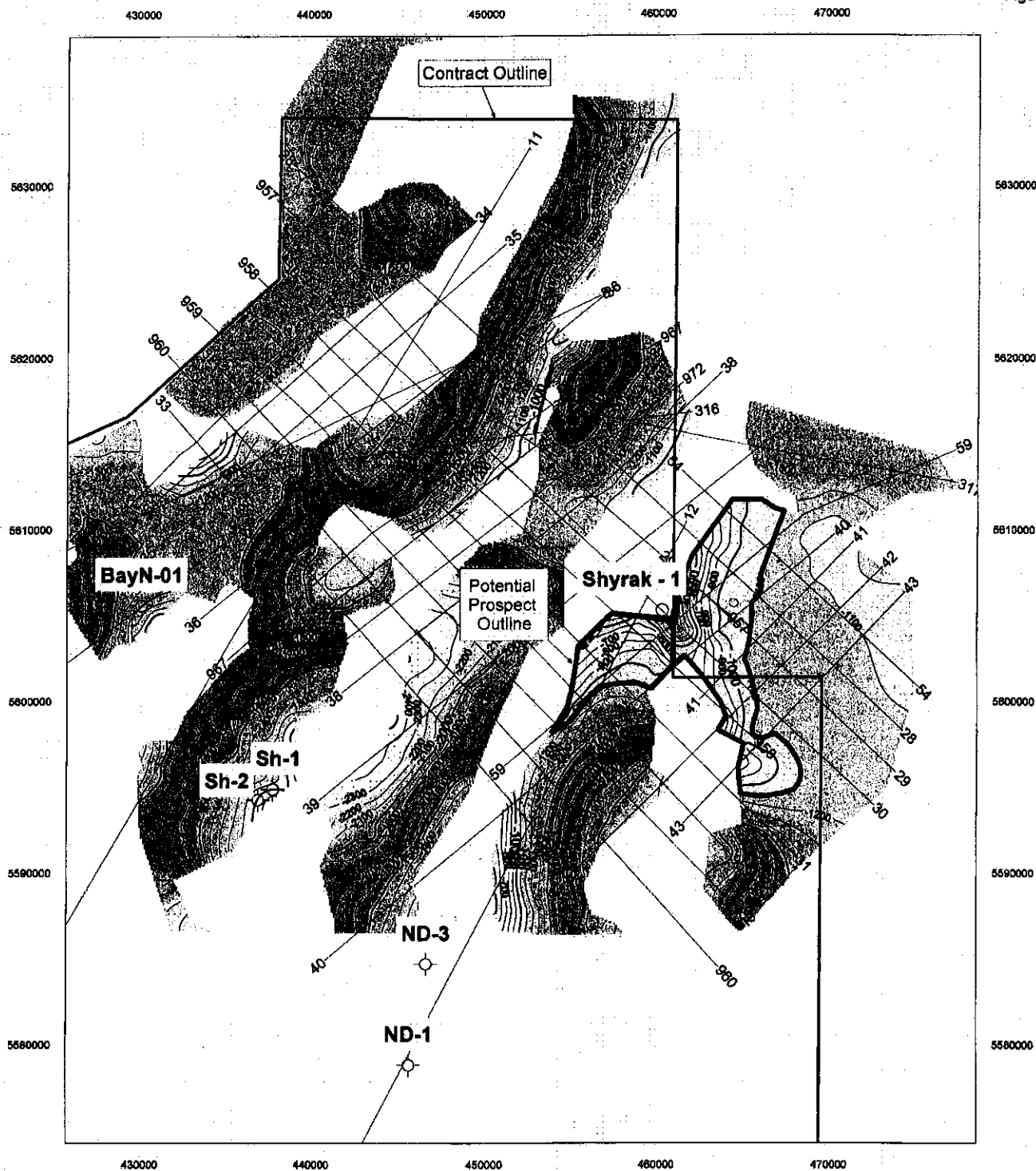
Well Legend	Map Abbreviations
● Oil producer	OWC - Oil Water Contact
○ Oil well	GOC - Gas Oil Contact
* Gas producer	QWC - Gas Water Contact
✱ Gas well	NT - Not Tested
○ Status unknown	NP - Not Present
○ Abandoned	NDE - Not Deep Enough
○ Water injector	LTO - Lowest Tested Gas
○ Drilling location	LTO - Lowest Tested Oil
	LKO - Lowest Known Oil



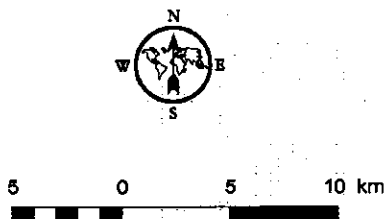
5 0 5 10 km

Petrolinvest S.A. OTC Contract - Kazakhstan Bestau Area Structure Map Seismic Horizon P-1		
Scale	Units	Date
1:100,000	metres	19 June, 2008

Figure 7



Well Legend	Map Abbreviations
● Oil producer	OWC - Oil Water Contact
● Oil well	GOC - Gas Oil Contact
* Gas producer	GWC - Gas Water Contact
* Gas well	NT - Not Tested
○ Status unknown	NP - Not Present
⊕ Abandoned	NDE - Not Deep Enough
⊕ Water injector	LTG - Lowest Tested Gas
○ Drilling location	LTO - Lowest Tested Oil
	LKO - Lowest Known Oil



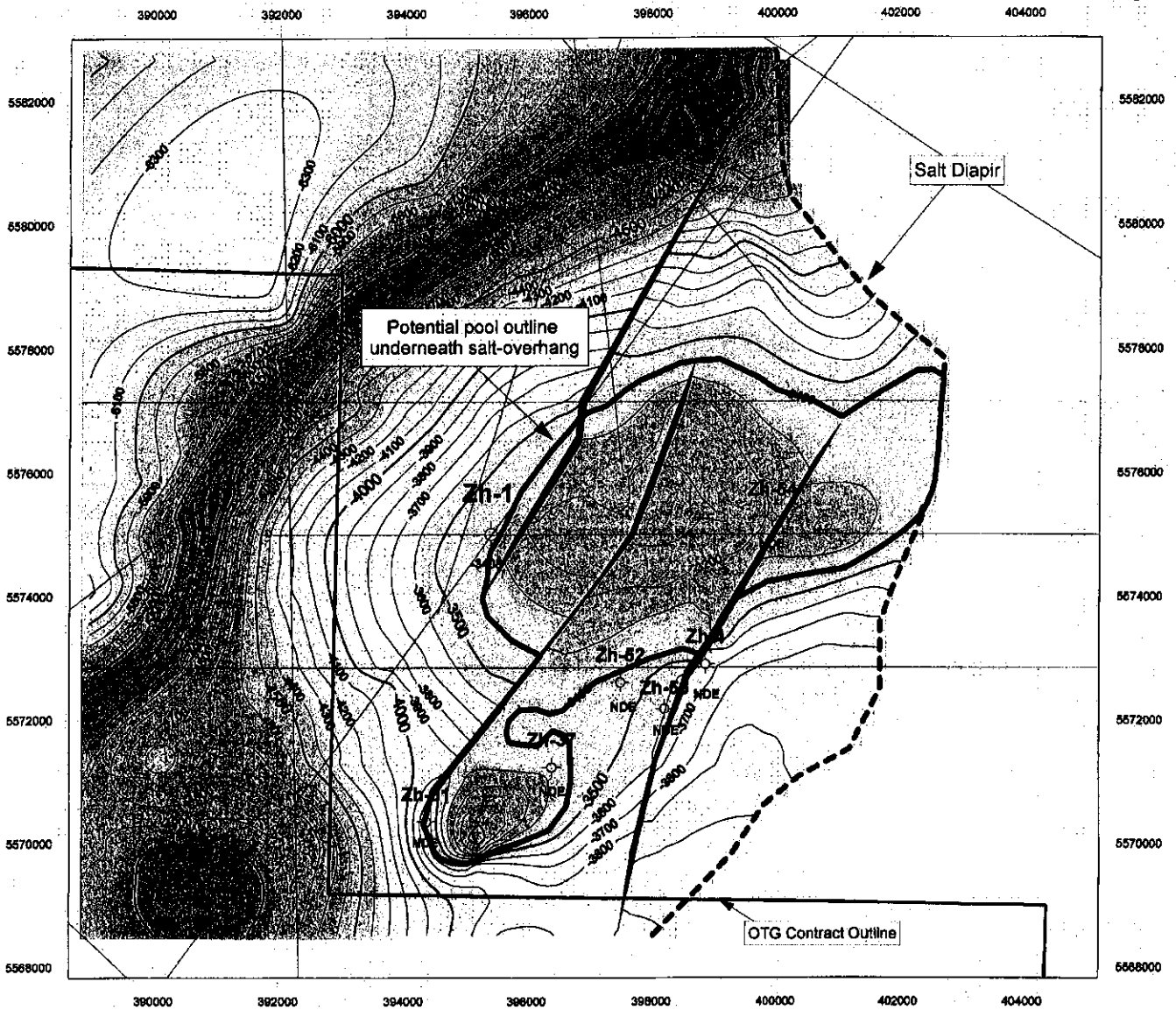
McDaniel
S. Associates Consultants Ltd.

Petrolinvest S.A.
OTG Contract - Kazakhstan
Shyrak Area
Topographic Map
Seismic Horizon "D"

Scale: 1:50,000
Units: meters

19 June, 2009

Figure 8



Well Legend	Map Abbreviations
● Oil producer	OWC - Oil Water Contact
○ Oil well	GOC - Gas Oil Contact
✱ Gas producer	OWC - Gas Water Contact
✱ Gas well	NT - Not Tested
○ Status unknown	NP - Not Present
✱ Abandoned	NCE - Not Deep Enough
✱ Water injector	LTO - Lowest Tested Oil
○ Drilling location	LKO - Lowest Known Oil



McDaniel
 & Associates Consultants Ltd.

Petrolinvest S.A.
 OTG Contract - Kazakhstan
 Azhalezny Area
 Structure Map
 Section "S"

Scale: 1:50,000
 Date: 19 June, 2009



Ryc. 1 w Załączniku

[oznaczenia na mapie]

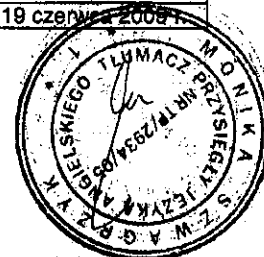
Koblandy 3-D Seismic Outline
Aigany
Koblandy
OTG Contract Outline

Granica obszaru Koblandów objętego badaniami sejsmicznymi 3-D
Aigany
Koblandy
Granica Kontraktu OTG

[Legenda mapy]

Well Legend		Map Abbreviations	
[tłumaczenie]		[tłumaczenie]	
Legenda mapy		Skróty użyte na mapie	
Oil producer	Odwierł wydobywający ropę	OWC - Oil Water Contact	Kontakt ropa-woda
Oil well	Odwierł ropny	GOC - Gas Oil Contact	Kontakt gaz-ropa
Gas producer	Odwierł wydobywający gaz	GWC - Gas Water Contact	Kontakt gaz-woda
Gas well	Odwierł gazowy	NT - Not Tested	nieoprobowany
Status unknown	Status nieznany	NP - Not Present	nieobecny
Abandoned	Zlikwidowany	NDE - Not Deep Enough	nie dowiecił
Water injector	Odwierł do załączania wody	LTG - Lowest Tested Gas	najniższy z przyływem gazu
Drilling location	Miejsce lokalizacji odwiertu	LTO - Lowest Tested Oil	najniższy z przyływem ropy
		LKO - Lowest Known Oil	najniższy z rozpoznaną ropą

MC Daniel & Associates Consultants Ltd.			MC Daniel & Associates Consultants Ltd.		
Petrolinvest S.A.			Petrolinvest S.A.		
OTG Contract – Kazakhstan			Kontrakt OTG – Kazachstan		
Koblandy Area			Obszar Koblandów		
Top Structure Map			Mapa strukturalna		
Seismic Horizon P1			Horyzont sejsmiczny P1		
<mba>	Units – meters	19 June, 2009	<mba>	Jednostki – metry	19 czerwca 2009 r.



Ryc. 2 w Załączniku

[oznaczenia na mapie]

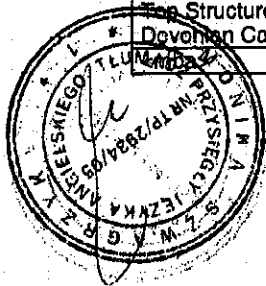
Koblandy 3-D Seismic Outline
Aygany
Koblandy
OTG Contract Outline

Granica obszaru Koblandów objętego badaniami sejsmicznymi 3-D
Aygany
Koblandy
Granica Kontraktu OTG

[Legenda mapy]

Well Legend	[tłumaczenie] Legenda mapy	Map Abbreviations	[tłumaczenie] Skróty użyte na mapie
Oil producer	Odwierł wydobywający ropę	OWC - Oil Water Contact	Kontakt ropa-woda
Oil well	Odwierł ropny	GOC - Gas Oil Contact	Kontakt gaz-ropa
Gas producer	Odwierł wydobywający gaz	GWC - Gas Water Contact	Kontakt gaz-woda
Gas well	Odwierł gazowy	NT - Not Tested	nieoprobowany
Status unknown	Status nieznany	NP - Not Present	nieobecny
Abandoned	Zlikwidowany	NDE - Not Deep Enough	nie dowiecił
Water injector	Odwierł do załaczania wody	LTG - Lowest Tested Gas	najniższy z przyływem gazu
Drilling location	Miejsce lokalizacji odwieru	LTO - Lowest Tested Oil	najniższy z przyływem ropy
		LKO - Lowest Known Oil	najniższy z rozpoznaną ropą

MC Daniel & Associates Consultants Ltd.		MC Daniel & Associates Consultants Ltd.	
Petroinvest S.A.		Petroinvest S.A.	
OTG Contract – Kazakhstan		Kontrakt OTG – Kazachstan	
Koblandy Area		Obszar Koblandów	
Sea Structure Map		Mapa strukturalna	
Devonian Carbonates		Skaly węglanowe wieku dewońskiego	
Units – meters	19 June, 2009	<mba>	Jednostki – metry 19 czerwca 2009 r.



Ryc. 3 w Załączniku

[oznaczenia na mapie]

Tamdy
Utektaś
OTG Contract Outline

Tamdy
Utektaś
Granica Kontraktu OTG

[Legenda mapy]

Well Legend		Map Abbreviations	
[tłumaczenie]		[tłumaczenie]	
Legenda mapy		Skróty użyte na mapie	
Oil producer	Odwierł wydobywający ropę	OWC - Oil Water Contact	Kontakt ropa-woda
Oil well	Odwierł ropny	GOC - Gas Oil Contact	Kontakt gaz-ropa
Gas producer	Odwierł wydobywający gaz	GWC - Gas Water Contact	Kontakt gaz-woda
Gas well	Odwierł gazowy	NT - Not Tested	nieoprobowany
Status unknown	Status nieznany	NP - Not Present	nieobecny
Abandoned	Zlikwidowany	NDE - Not Deep Enough	nie dowiercił
Water injector	Odwierł do załaczania wody	LTG - Lowest Tested Gas	najniższy z przyływem gazu
Drilling location	Miejsce lokalizacji odwierłu	LTO - Lowest Tested Oil	najniższy z przyływem ropy
		LKO - Lowest Known Oil	najniższy z rozpoznaną ropą

MC Daniel & Associates Consultants Ltd.			MC Daniel & Associates Consultants Ltd.		
Petroinvest S.A.			Petroinvest S.A.		
OTG Contract – Kazakhstan			Kontrakt OTG – Kazachstan		
Tamdy-Utektaś Area			Obszar Tamdy-Utektaś		
Top Structure Map			Mapa strukturalna		
Seismic Horizon P1			Horyzont sejsmiczny P1		
<mba>	Units – meters	19 June, 2009	<mba>	Jednostki – metry	19 czerwca 2009 r.



Ryc. 4 w Załączniku

[oznaczenia na mapie]

OTG Contract Outline (Shyrak Block Boundary)
Pool outline
Estimated Structural Closure at -5,800 m SS

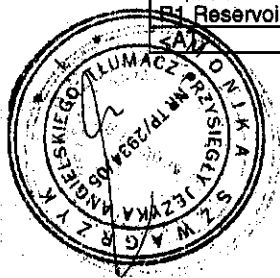
Granica Kontraktu OTG (granica bloku Szyrak)

Granica elementu złożowego
Szacunkowe zamknięcie strukturalne na poziomie - 5800 m ppm (poniżej poziomu morza)

[Legenda mapy]

Well Legend	[tłumaczenie]	Map Abbreviations	[tłumaczenie]
Oil producer	Odwierł wydobywający ropę	OWC - Oil Water Contact	Skróty użyte na mapie: Kontakt ropa-woda
Oil well	Odwierł ropny	GOC - Gas Oil Contact	Kontakt gaz-ropa
Gas producer	Odwierł wydobywający gaz	GWC - Gas Water Contact	Kontakt gaz-woda
Gas well	Odwierł gazowy	NT - Not Tested	nieopróbowany
Status unknown	Status nieznan	NP - Not Present	nieobecny
Abandoned	Zlikwidowany	NDE - Not Deep Enough	nie dowiercił
Water injector	Odwierł do załączania wody	LTG - Lowest Tested Gas	najniższy z przypiływem gazu
Drilling location	Miejsce lokalizacji odwiertu	LTO - Lowest Tested Oil	najniższy z przypiływem ropy
		LKO - Lowest Known Oil	najniższy z rozpoznaną ropą

MC Daniel & Associates Consultants Ltd.		MC Daniel & Associates Consultants Ltd.	
Petroinvest S.A. Syrak Prospect – Kazakhstan Top Structure Map P1 Reservoir		Petroinvest S.A. Obiekt Syrak – Kazakhstan Mapa strukturalna Skala zbiornikowa P1	
Units – meters	4 October 2011	<AT>	Jednostki – metry 4 października 2011 r.



Ryc. 5 w Załączniku

[oznaczenia na mapie]

OTG Contract Outline (Shyrak Block Boundary)

Pool outline

Estimated Structural Closure at -6,350 m SS

Granica Kontraktu OTG (granica bloku Szyrak)

Granica elementu złożowego

Szacunkowe zamknięcie strukturalne na poziomie -6350 m ppm (poniżej poziomu morza)

[Legenda mapy]

Well Legend	[tłumaczenie] Legenda mapy	Map Abbreviations	[tłumaczenie] Skróty użyte na mapie
Oil producer	Odwierł wydobywający ropę	OWC - Oil Water Contact	Kontakt ropa-woda
Oil well	Odwierł ropny	GOC - Gas Oil Contact	Kontakt gaz-ropa
Gas producer	Odwierł wydobywający gaz	GWC - Gas Water Contact	Kontakt gaz-woda
Gas well	Odwierł gazowy	NT - Not Tested	nieoprobowany
Status unknown	Status nieznany	NP - Not Present	nieobecny
Abandoned	Zlikwidowany	NDE - Not Deep Enough	nie dowiercił
Water injector	Odwierł do załączania wody	LTG - Lowest Tested Gas	najniższy z przyływem gazu
Drilling location	Miejsce lokalizacji odwierłu	LTO - Lowest Tested Oil	najniższy z przyływem ropy
		LKO - Lowest Known Oil	najniższy z rozpoznaną ropą

MC Daniel & Associates Consultants Ltd.			MC Daniel & Associates Consultants Ltd.		
Petroinvest S.A. Syrak Prospect – Kazakhstan Top Structure Map P2 Reservoir			Petroinvest S.A. Obiekt Syrak – Kazakhstan Mapa strukturalna Skała zbiornikowa P2		
<AT>	Units – meters	4 October 2011	<AT>	Jednostki – metry	4 października 2011 r.



Ryc. 6 w Załączniku

[oznaczenia na mapie]

Bestau P1
Bestau 3-D Seismic Outline
Damba P1

Obiekt poszukiwawczy Bestau P1
Granica obszaru Bestau objętego badaniami sejsmicznymi 3-D
Obiekt poszukiwawczy Damba P1

[Legenda mapy]

Well Legend		Map Abbreviations	
[tłumaczenie]		[tłumaczenie]	
Legenda mapy		Skróty użyte na mapie	
Oil producer	Odwierł wydobywający ropę	OWC - Oil Water Contact	Kontakt ropa-woda
Oil well	Odwierł ropny	GOC - Gas Oil Contact	Kontakt gaz-ropa
Gas producer	Odwierł wydobywający gaz	GWC - Gas Water Contact	Kontakt gaz-woda
Gas well	Odwierł gazowy	NT - Not Tested	nieoprobowany
Status unknown	Status nieznany	NP - Not Present	nieobecny
Abandoned	Zlikwidowany	NDE - Not Deep Enough	nie dowiercił
Water Injector	Odwierł do zatlaczania wody	LTG - Lowest Tested Gas	najniższy z przyływem gazu
Drilling location	Miejsce lokalizacji odwierłu	LTO - Lowest Tested Oil	najniższy z przyływem ropy
		LKO - Lowest Known Oil	najniższy z rozpoznaną ropą

MC Daniel & Associates Consultants Ltd.			MC Daniel & Associates Consultants Ltd.		
Petrolinvest S.A.			Petrolinvest S.A.		
OTG Contract – Kazakhstan			Kontrakt OTG – Kazakhstan		
Bestau Area			Obszar Bestau		
Top Structure Map			Mapa strukturalna		
Seismic Horizon P1			Horyzont sejsmiczny P1		
<mha>	Units – meters	19 June, 2009	<mha>	Jednostki – metry	19 czerwca 2009 r.



Ryc. 7 w Załączniku

[oznaczenia na mapie]

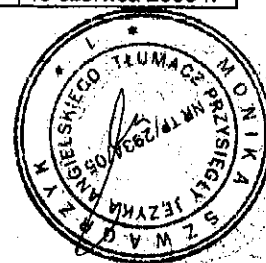
Contract Outline
Potential Prospect Outline

Granica Kontraktu
Potencjalna granica obiektu poszukiwawczego

[Legenda mapy]

Well Legend	[tłumaczenie]	Map Abbreviations	[tłumaczenie]
Oil producer	Odwierł wydobywający ropę	OWC - Oil Water Contact	Kontakt ropa-woda
Oil well	Odwierł ropny	GOC - Gas Oil Contact	Kontakt gaz-ropa
Gas producer	Odwierł wydobywający gaz	GWC - Gas Water Contact	Kontakt gaz-woda
Gas well	Odwierł gazowy	NT - Not Tested	nieopróbowany
Status unknown	Status nieznany	NP - Not Present	nieobecny
Abandoned	Zlikwidowany	NDE - Not Deep Enough	nie dowiercił
Water injector	Odwierł do zatłaczania wody	LTG - Lowest Tested Gas	najniższy z przypiływem gazu
Drilling location	Miejsce lokalizacji odwiertu	LTO - Lowest Tested Oil	najniższy z przypiływem ropy
		LKO - Lowest Known Oil	najniższy z rozpoznaną ropą

MC Daniel & Associates Consultants Ltd.			MC Daniel & Associates Consultants Ltd.		
PetroInvest S.A.			PetroInvest S.A.		
OTG Contract – Kazakhstan			Kontrakt OTG – Kazachstan		
Shyrak Area			Obszar Szyrak		
Top Structure Map			Mapa strukturalna		
Seismic Horizon "D"			Horyzont sejsmiczny D		
<mba>	Units – meters	19 June, 2009	<mba>	Jednostki – metry	19 czerwca 2009 r.



Ryc. 8 w Załączniku

[oznaczenia na mapie]

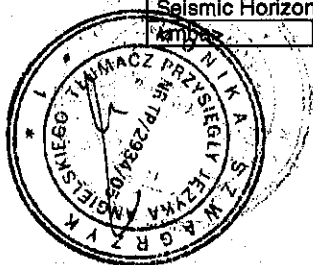
Salt Diapir
Potential pool outline underneath salt-
overhang
OTG Contract Outline

Diapir solny
Potencjalna granica elementu złożowego położonego pod nawisem
solnym
Granica Kontraktu OTG

[Legenda mapy]

Well Legend		Map Abbreviations	
[tłumaczenie]		[tłumaczenie]	
Legenda mapy		Skróty użyte na mapie	
Oil producer	Odwierł wydobywający ropę	OWC - Oil Water Contact	Kontakt ropa-woda
Oil well	Odwierł ropny	GOC - Gas Oil Contact	Kontakt gaz-ropa
Gas producer	Odwierł wydobywający gaz	GWC - Gas Water Contact	Kontakt gaz-woda
Gas well	Odwierł gazowy	NT - Not Tested	nieoprobowany
Status unknown	Status nieznany	NP - Not Present	nieobecny
Abandoned	Zlikwidowany	NDE - Not Deep Enough	nie dowiercił
Water injector	Odwierł do zatlaczania wody	LTG - Lowest Tested Gas	najniższy z przyływem gazu
Drilling location	Miejsce lokalizacji odwierłu	LTO - Lowest Tested Oil	najniższy z przyływem ropy
		LKO - Lowest Known Oil	najniższy z rozpoznaną ropą

MC Daniel & Associates Consultants Ltd.				MC Daniel & Associates Consultants Ltd.			
Petrolinvest S.A.				Petrolinvest S.A.			
OTG Contract – Kazakhstan				Kontrakt OTG – Kazachstan			
Zhelezny Area				Obszar Żelazny			
Top Structure Map				Mapa strukturalna			
Seismic Horizon "S"				Horyzont sejsmiczny S			
km	Units – meters	19 June, 2009	<mba>	Jednostki – metry	19 czerwca 2009 r.		



Ja, tłumacz przysięgły języka angielskiego, Monika Szwagrzyk, zaświadczam, że – według mojej najlepszej wiedzy – powyższe tłumaczenie jest zgodne z treścią dokumentu w języku angielskim, okazanego mi w formie pliku elektronicznego w formacie PDF, w Krakowie, dnia 12 października 2011 r.

Pobrano: 657 zł (+VAT)

Rep. nr 9/2011

