

21 kwietnia 2011 r.

## Aurelian Oil & Gas PLC („Aurelian” lub „Spółka”)

### Aktualizacja danych operacyjnych

Spółka Aurelian zajmująca się eksploracją i wydobywaniem, skupiająca swoją działalność w Europie, ma przyjemność przedstawić aktualizację danych operacyjnych.

#### Najważniejsze punkty

- **Wcześniej ogłaszane problemy mechaniczne w wielokrotnie szczelinowanym otworze poziomym („MFHW”) Trzek-2 w projekcie Siekierki ograniczają wydobycie do 3 mln scf/d w trwającym 15 dni teście stabilnego tempa wypływu**
  - Wyniki zgodne z oczekiwaniami po uwzględnieniu problemów mechanicznych ograniczających wypływ gazu w 6 z 10 tulei odwiertu.
  - W IV kwartale 2011 r. zostanie wykonany boczny otwór w odwiercie Trzek-2 oraz zostanie przeprowadzone szczelinowanie. Operacje te będą kosztować 6 mln € i mają na celu osiągnięcie docelowego stabilnego tempa wypływu na poziomie 8 mln scf/d oraz przyspieszenie pozyskania 16–28 bcf.
  - Zmiana metodyki wykańczania odwiertu polegająca na wprowadzeniu cementowanej kolumny rur okładzinowych oraz szczelinowaniu otworu bocznego Trzek-2 eliminuje ryzyko ponownego wystąpienia podobnych problemów mechanicznych.
  - Finansowanie bocznego otworu zostało już zapewnione. Potencjał projektu pozostaje niezmienny – zasoby możliwe do wydobycia wynoszą 346 bcf (netto dla firmy Aurelian).
  
- **W otworze Trzek-3 (drugim otworze MFHW) stwierdzono kolumnę gazu o miąższości 140 metrów w pokładach czerwonego spągowca**
  - Osiągnięto górną powierzchnię złoża. Sondy potwierdziły dobre odczyty parametrów gazu.
  - Pozyskano rdzeń z kolumny gazu o szacunkowej miąższości 140 metrów, co stanowi wzrost o 40% w porównaniu z otworem Trzek-2.
  
- **Prace nad instalacją przetwarzania gazu postępują w dobrym tempie. Docelowo pierwsze dostawy gazu mają być realizowane w II połowie 2012 r.**
  - Podpisano kontrakt umożliwiający przyłączenie do krajowego systemu przesyłu gazu.
  - Uzyskano decyzje środowiskowe i decyzje o warunkach zagospodarowania i zabudowy terenu.
  - Oczekuje się, że pozwolenie na budowę zostanie wydane w II połowie 2011 r., a pierwsze dostawy gazu będą możliwe w II połowie 2012 r.
  
- **Wiercenie konwencjonalnego otworu poszukiwawczego Krzesinki w obszarze Siekierki Wielkie ma się rozpocząć w III kwartale 2011 r.**
  - Budowa miejsca wykonywania odwiertu ukierunkowanego na zasoby perspektywiczne na poziomie 45-465 bcf (brutto).

- Wiercenie otworu pionowego (koszt: 10 mln € brutto) rozpocznie się w III kwartale 2011 r.
- **W pierwszym otworze w Bieszczadach uzyskano gaz i kondensat ze strefy znajdującej się ponad wcześniej ustalonymi strukturami docelowymi, które potencjalnie mogą mieć znaczenie komercyjne**
  - W krótkotrwałym teście kolumny wiertniczej w strefie 42 metrów wykazano tempo przepływu gazu i kondensatu, które potencjalnie mogą mieć znaczenie komercyjne. Przepływ uzyskany w trzecim teście potwierdza perspektywiczność tej strefy.
  - Obecnie osiągnięto głębokość ok. 3850 m. Struktury wstępnie określone jako docelowe leżą na głębokości od 4000 do 4800 m.
  - Trwa przetwarzanie i interpretacja danych z drugiego badania sejsmicznego 2D na odcinku 300 km na poparcie wiercenia drugiego otworu na początku 2012 r.
- **W karpackim obszarze kluczowym oraz w obszarze kluczowym gazu zamkniętego uruchomiono inicjatywy istotne dla rozwoju firmy**
  - Przyznanie koncesji Poręba (z udziałem 100%) pozwalające na uruchomienie nowej jednostki biznesowej w roli operatora na powierzchni 2562 km<sup>2</sup> w karpackim obszarze niskokosztowych złóż gazu konwencjonalnego, z ukierunkowaniem na zasoby wynoszące 500–750 bcf brutto.
  - Program prac rozpoczyna się od odwiertu remontowego realizowanego w II połowie 2011 r. mającego na celu udostępnienie zasobów do 20 bcf (brutto). Docelowo w II połowie 2012 r. ma zostać uruchomione wstępne wydobycie do 2 mln scf/d oraz mają zostać osiągnięte przepływy środków pieniężnych.
  - W 2012 r. ma zostać wywiercony otwór poszukiwawczy ukierunkowany na potencjalne złoża o zasobach w granicach 40–60 bcf.
  - Podpisano list intencyjny (MOU) z PGNiG o wspólnej komercjalizacji zasobów gazu zamkniętego z ukierunkowaniem na nowe bloki ze złożami gazu zamkniętego, co daje dalsze możliwości rozwoju poza strukturą Siekierki.
  - Podpisano list intencyjny z PGNiG i FX Energy dotyczący współpracy obejmującej współdzielenie danych w celu lepszego zrozumienia specyfiki bloków ze złożami gazu zamkniętego w pokładach czerwonego spągowca w Polsce Środkowej.

Chief Executive **Rowen Bainbridge** tak skomentował powyższe informacje:

***„Jesteśmy coraz bliżej zrozumienia specyfiki złoża Siekierki oraz uruchomienia wydobycia i osiągnięcia przepływu środków pieniężnych do drugiej połowy 2012 r. Poprzez nasz otwór Trzek-2 wykazaliśmy, że możliwe jest uruchomienie wydobycia z otworów poziomych w pokładach zbitych piaskowców, takich jakie występują w strukturze Siekierki. Obecnie musimy zoptymalizować prace wykończeniowe, projektowanie procesu szczelinowania oraz jego realizację, aby móc doprecyzować potencjał tego projektu. Z niecierpliwością oczekujemy na rozpoczęcie w II połowie 2011 r. wiercenia naszego pionowego otworu Krzesinki w obszarze Siekierki Wielkie.***

***Pierwszy otwór w koncesji Bieszczady w ramach naszego programu wierceń w Karpatach w dalszym ciągu wygląda obiecująco. Z chęcią przedstawimy w następnych miesiącach kolejne aktualizacje danych o tym obszarze.***

***Z zadowoleniem informujemy, że przyznano nam 100% udziałów oraz rolę operatora w koncesji Poręba, która wraz z naszą istniejącą już koncesją Karpaty Zachód, gdzie też pełnimy rolę operatora, umożliwi nam uruchomienie jednostki biznesowej zajmującej się karpackimi złożami gazu konwencjonalnego. Dzięki temu będziemy mogli uruchomić pierwsze dostawy gazu i osiągnąć przepływ środków pieniężnych w II połowie 2012 r.***

***Podpisane przez nas listy intencyjne i nawiązane partnerstwa z PGNiG i FX Energy także stanowią ważny krok w dalszym rozwoju naszej działalności w zakresie gazu zamkniętego poza projektem Siekierki”.***

**Pytania:**

<b>Aurelian</b> Mark Reid, CFO	Rowen Bainbridge, CEO	020 7629 7986
<b>Ambrian Partners Limited</b> Richard Swindells	<b>Wyznaczony doradca</b>	020 7634 4856
<b>Macquarie Capital (Europe) Limited</b> John Dwyer Paul Connolly	<b>Doradca inwestycyjny</b>	020 3037 2000
<b>Oriel Securities</b> David Arch	<b>Doradca inwestycyjny</b>	020 7710 7600
<b>College Hill</b>  Nick Elwes Simon Whitehead	<b>Doradca ds. relacji inwestorskich</b>	020 7457 2020

**W pierwszym wielokrotnie szczelinowanym otworze poziomym („MFHW”) Trzek-2 w projekcie Siekierki wydobyte w trakcie 15 dni testu stabilnego tempa wypływu wyniosło 3 mln scf/d**

Ukończono piętnastodniowy test wypływu w otworze Trzek-2 – pierwszym otworze MFHW w projekcie Siekierki. Na koniec testu zarejestrowano stabilne tempo wydobywania na poziomie 3 mln scf/d. Jak już wcześniej zgłaszano, podczas operacji szczelinowania hydraulicznego wystąpiły trudności mechaniczne w dolnej części odwiertu, wskutek których gaz nie dopływał do sześciu z dziesięciu tulei odwiertu.

Po przeprowadzeniu oceny testu wydobywania oraz pełnego zestawu dostępnych danych (wskaźniki chemiczne, profile uzyskane sondami typu production log, zmienne związane ze szczelinowaniem oraz dane o wydobywaniu) Spółka doszła do wniosku, że optymalnym sposobem osiągnięcia docelowego stabilnego tempa wypływu na poziomie 8 mln scf/d oraz przyspieszenia pozyskania 16–28 bcf jest wywiercenie poziomego otworu bocznego (*sidetrack*) od istniejącego odwiertu pionowego Trzek-2. W otworze bocznym zastosowana zostanie odmienna metodyka wykończenia sekcji poziomej i przeprowadzenia maksymalnie sześciu szczelinowań z zastosowaniem cementowanej kolumny rur okładzinowych (*cemented liner*). Takie rozwiązanie eliminuje ryzyko wystąpienia problemów mechanicznych podobnych do zjawisk odnotowanych w pierwotnym otworze Trzek-2. Pełen proces przygotowania otworu bocznego z uwzględnieniem testów wypływu będzie kosztował ok. 6 mln €. Spółka w pełni zabezpieczyła tę kwotę. Oczekuje się, że otwór boczny zostanie ukończony w IV kwartale 2011 r.

**W otworze Trzek-3 (drugim otworze MFHW w projekcie Siekierki) stwierdzono kolumnę gazu o miąższości 140 m**

W Trzek-3 – drugim otworze typu MFHW w projekcie Siekierki – ukończono wiercenie planowanego odchylnego otworu pilotowego. Stwierdzono w nim kolumnę gazu o miąższości 140 m, tj. ok. 40% większą niż kolumna wykryta w otworze pilotowym Trzek-2. Pozyskano 90 metrów rdzenia i ukończono profilowanie otworu pilotowego. Dane z analizy rdzenia oraz wyniki profilowania zostaną wykorzystane do określenia głębokości odwiertu poziomego oraz do dopracowania modelowania strukturalnego i geologicznego.

Przy wykańczaniu odwiertu poziomego Trzek-3 w celu udostępnienia go do wielokrotnego szczelinowania hydraulicznego zostanie zastosowana cementowana kolumna rur okładzinowych (*cemented liner*). Metodyka ta odbiega od metodyki zastosowanej w pierwotnym otworze poziomym Trzek-2. Taka zmiana technologii wykańczania otworu pomoże uniknąć ponownego wystąpienia podobnych problemów mechanicznych w otworze Trzek-3. Oczekujemy, że wyniki testu tego otworu po szczelinowaniu będą dostępne na początku lipca. Wiercenie przebiega znacznie szybciej, niż przy otworze Trzek-2. Obecnie oczekujemy, że otwór Trzek-3 zostanie ukończony po kosztach niższych niż przewidziano w budżecie.

Celem wiercenia otworu Trzek-3 jest separowane wyniesienie stropu złoża w strukturze Siekierki; zasoby możliwe do wydobywania oszacowano na 16–28 bcf.

**Prace nad instalacją przetwarzania gazu postępują w dobrym tempie. Docelowo pierwsze dostawy gazu mają być realizowane w II połowie 2012 r.**

Podpisano kontrakt z Operatorem Gazociągów Przemysłowych Gaz-System SA na przyłączenie do sieci umożliwiający eksport gazu z projektu Siekierki do krajowej sieci przesyłowej.

Uzyskano wszystkie decyzje środowiskowe i decyzje o warunkach zagospodarowania i zabudowy terenu. Złożono też wniosek o pozwolenie na budowę, które ma zostać wydane w czerwcu 2011 r. i pozwoli utrzymać docelowy termin pierwszej dostawy gazu, tj. II połowę 2012 r.

## **Wiercenie konwencjonalnego otworu poszukiwawczego Krzesinki w obszarze Siekierki Wielkie ma się rozpocząć w III kwartale 2011 r.**

Rozpoczęto budowę drogi dojazdowej i miejsca odwiertu na potrzeby otworu poszukiwawczego Krzesinki-1. Otwór ten pozwoli przetestować potencjalne złoża w obszarze Siekierki Wielkie w zachodniej części bloku 207 leżące po wzniosie potwierdzonych złóż gazu w strukturze Siekierki. Biorąc pod uwagę potencjalne występowanie dużej struktury na najgłębszym z trzech docelowych horyzontów rozpoznanych w tym otworze, złoża Krzesinki może zawierać nawet 465 bcf (brutto). Niemniej aktualnie dostępne wyniki badań sejsmicznych nie pozwalają stwierdzić, czy struktura ta jest zamknięta na najgłębszym stwierdzonym horyzoncie. Jeśli struktura nie jest zamknięta i nie występują tam uwięzione węglowodory, to potencjał tego złoża będzie zmniejszony do objętości w wariacie pośrednim oszacowanej na 45 bcf (brutto). Koszt suchego odwiertu oszacowano na 8,5–10 mln € (brutto).

Projekt Siekierki znajduje się na terenie poznańskich koncesji należących w całości do spółki Energia Zachód Sp. z o.o., której właścicielem w 90% jest Aurelian, a w 10% Avobone N.V.

## **W ramach testów pierwszego otworu w Bieszczadach mającego na celu udostępnienie zasobów perspektywicznych o wielkości 100 mln baryłek ropy naftowej (brutto) wykryto strefę gazu i kondensatu o miąższości 42 metrów powyżej wcześniej ustalonych struktur docelowych, która potencjalnie może mieć znaczenie komercyjne.**

Grupa partnerska Bieszczady ma przyjemność ogłosić, że wiercenie otworu Niebieszczyany-1 (pierwszego otworu z programu wiercenia trzech otworów w bloku Bieszczady w paśmie fałdów i nasunięć karpaccyckich), które rozpoczęło się 14 października 2010 r., osiągnęło obecnie głębokość ok. 3850 metrów.

W otworze stwierdzono węglowodory w warunkach nadciśnienia na całej przestrzeni pokładów krośnieńskich, a w dwóch testach kolumny wiertniczej uzyskano wypływ ropy naftowej i gazu na mniejszych głębokościach. Obecnie wykonywany jest trzeci test na warstwie o grubości 42 metrów na głębokości od 3656 do 3698 m w tych samych pokładach krośnieńskich. Test jest ograniczony do objętości rury wiertniczej i ma na celu pobranie próbek, pomiar ciśnienia w złożu oraz określenie, czy strefa ta ma potencjał komercyjny.

Podczas tego trzeciego testu pobrano próbki kondensatu i gazu, jakkolwiek ograniczenia testu nie pozwalają na oszacowanie dokładnego stosunku kondensatu do gazu. Szacunkowy potencjał wydobywczy zmierzony w tym teście jak również ciśnienie złoża (9655 psi na głęb. 3651 m) wskazują na potencjalną możliwość komercyjnego wykorzystania tej strefy. Test trwał jednak zbyt krótko, by dać jakiegokolwiek wskazanie objętości gazu w złożu. Strefa ta powinna zostać poddana bardziej długotrwałemu testowi przepływu po ukończeniu odwiertu. Pokłady krośnieńskie w Karpatach były już wcześniej wykorzystywane komercyjnie.

Obecnie trwa wybór kontrahentów, którzy przetworzą i zinterpretują ostatnio pozyskane dane z drugiego badania sejsmicznego 2D na odcinku 300 km. Jest możliwe, że na początku 2012 r. po zinterpretowaniu tych danych sejsmicznych i zintegrowaniu danych o obecnym otworze zostanie wywiercony drugi otwór.

Udziały w bloku Bieszczady wynoszą: Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo (operator) – 51%, Energia Bieszczady Sp. z o.o. (spółka zależna należąca w 100% do Aurelian Oil and Gas Poland Sp. z o.o.) – 25%, Eurogas Polska Sp. z o.o. – 24%.

## **Przyznanie nowej koncesji na obszarze sąsiadującym z wcześniej przyznanymi powierzchniami pozwoleń na uruchomienie nowej jednostki biznesowej zajmującej się gazem konwencjonalnym w polskich Karpatach Zachodnich.**

Firma Aurelian ma przyjemność ogłosić, że uruchamia nową jednostkę biznesową zajmującą się karpackimi złożami gazu konwencjonalnego, która ma na celu doprowadzenie do realizacji pierwszych dostaw gazu w II połowie 2012 r.

Niedawno przyznaną koncesję Poręba (udział 100% i rola operatora) można dodać do sąsiedniej koncesji Karpaty Zachód (gdzie Aurelian ma 60% udziałów i pełni rolę operatora), tworząc w ten sposób jednostkę biznesową zajmującą powierzchnię 2562 km<sup>2</sup>. Dzięki temu Spółka ma obecnie odpowiednią skalę i dysponuje odpowiednimi środkami finansowymi, by uruchomić to nowe przedsięwzięcie.

Nowa jednostka biznesowa jest ukierunkowana na względnie płytkie (1000–3000 m) potencjalne złoża gazu o zasobności od 20 do 150 bcf, przy kosztach odwiertu szacowanych na 3–5 mln € (brutto). Ponadto jednostka ta jest zlokalizowana blisko istniejącej infrastruktury i będzie działała według niskokosztowego modelu biznesowego pozwalającego na szybkie uruchomienie dostaw na rynek.

Na następne 2 lata planowane jest wykonanie jednego odwiertu remontowego i jednego otworu poszukiwawczego. Finansowanie tych prac zostało już zabezpieczone. Najpierw poprzez odwiert remontowy Spółka będzie starała się uruchomić wydobycie z wcześniej odkrytego złoża Lachowice w koncesji Karpaty Zachód należącej do Aurelian, w którym wcześniej stwierdzono przepływy do 6 mln scf/d. Jeśli operacja ta zakończy się sukcesem, konieczne będzie wywiercenie dwóch lub trzech dalszych otworów, by zagospodarować potencjalne zasoby wynoszące 13–20 bcf.

Oczekuje się, że pierwsze dostawy gazu nastąpią w II połowie 2012 r. i będą wynosić 1,5–2,0 mln scf/d. Szacowany koszt do pierwszego wydobycia z uwzględnieniem przyłączenia do infrastruktury to 4 mln € (z czego udział firmy Aurelian wynosi 2,4 mln €).

Drugi otwór, także w obszarze Karpaty Zachód, to otwór poszukiwawczy planowany na 2012 r., ukierunkowany na potencjalne złożo o zasobach możliwych do wydobycia na poziomie 40–60 bcf (objętość brutto w wariantcie umiarkowanym do optymistycznego).

Według wewnętrznych szacunków firmy Aurelian całkowita ilość gazu potencjalnie możliwa do pozyskania z dwóch koncesji objętych tą jednostką biznesową wynosi od 500 do 750 bcf.

Udziały w koncesji Karpaty Zachód: Energia Karpaty Zachodnie Sp. z o.o. sp. k. (spółka należąca w 100% do Aurelian Oil and Gas Poland Sp. z.o.o.) – 60% z rolą operatora, Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo – 40%.

Udziały w koncesji Poręba: Energia Karpaty Zachodnie Sp. z o.o. sp. k. (spółka należąca w 100% do Aurelian Oil and Gas Poland Sp. z.o.o.) – 100% z rolą operatora.

### **Podpisano list intencyjny (MOU) z PGNiG o potencjalnej wspólnej komercjalizacji zasobów gazu zamkniętego w Polsce Środkowej**

Firma Energia Zachód Sp. z o.o. (dalej: „EZ”), należąca w 90% do Aurelian, podpisała list intencyjny z PGNiG dotyczący sprawdzenia potencjału komercjalizacji zasobów gazu zamkniętego w Polsce Środkowej.

Strony najpierw oceniają możliwość wspólnego poszukiwania, oceniania i zagospodarowywania potencjalnej struktury leżącej w tym samym trendzie co złożo gazu zamkniętego Siekierki, na północny zachód od tego złoża. Struktura ta znajduje się na obszarze bloku 206 (udział EZ: 100%) sąsiadującego z koncesją Siekierki i rozciąga się na pole Rokietnica Wschód w koncesji Pniewy-Stęszew (udział PGNiG: 100%) (dalej: „wstępny projekt”).

Zakładając, że ocena zostanie ukończona pomyślnie, strony będą dążyć do wynegocjowania udziałów kapitałowych, uzgodnią plan prac nad projektem wstępnym, a następnie podpiszą formalną umowę o współpracy operatorskiej.

**Podpisano list intencyjny z PGNiG i FX Energy Sp. z o.o. dotyczący oceny możliwości lepszego zrozumienia technicznych aspektów złóż gazu zamkniętego w pokładach czerwonego spągowca w Polsce Środkowej.**

Firma EZ podpisała też list intencyjny z PGNiG i FX Energy Sp. z o.o. (dalej: „FX”) w celu sprawdzenia możliwości lepszego wspólnego zrozumienia technicznych aspektów złóż gazu zamkniętego w pokładach czerwonego spągowca w Polsce Środkowej.

Strony pierwotnie będą się koncentrować na obszarze wspólnych interesów (dalej: „OWI”) obejmującym złożę gazu zamkniętego Siekierki w bloku 207 (udział EZ: 100%) oraz na jego możliwym przedłużeniu na południe do pola Pławce w przyległym bloku Kórnik-Środa (udziały: PGNiG – 51%, FX – 49%).

Te potencjalne badania techniczne mogą przynieść korzyści obu stronom, co wynika m.in. z następujących aspektów:

- łączenie, scalanie i ponowne przetwarzanie odpowiednich danych sejsmicznych 3D należących do obu stron, a uzyskanych na obszarach Siekierki i Pławce;
- wspólne poznawanie regionalnej specyfiki modelowania prędkości i konwersji głębokości;
- wymiana informacji uzyskanych z odwiertów w złożach gazu zamkniętego aktualnie realizowanych przez obie strony;
- wspólne badania w celu zrozumienia specyfiki procesów geologicznych na tym obszarze, ich wpływu na właściwości złoża oraz wynikającej z tego kontroli nad wydobyciem gazu.

Obie te umowy obejmują koncesje poznańskie należące w 100% do spółki Energia Zachód Sp. z o.o., która z kolei należy w 90% do Aurelian oraz w 10% do Avobone N.V.

*Opinie i informacje techniczne zawarte w niniejszym ogłoszeniu zostały przeanalizowane przez Roya Hartleya (inżynier dyplomowany w Imperial College, członek FEI, członek FGS), pełniącego w Aurelian funkcję Operations Director, posiadającego czterdziestoletnie doświadczenie w branży poszukiwań i wydobywania ropy naftowej. Wyraził on zgodę na ujęcie w niniejszym ogłoszeniu takich opinii i informacji technicznych.*

**SŁOWNICZEK**

bcf – miliard stóp sześciennych gazu  
mln scf/d – milion stóp sześciennych dziennie