

# Aurelian Oil & Gas PLC

(„Aurelian” lub „Spółka”)

Aktualizacja danych operacyjnych

Spółka Aurelian zajmująca się eksploracją i wydobywaniem, skupiająca swoją działalność w Europie, z przyjemnością przedstawia aktualizację danych operacyjnych.

## Najważniejsze punkty

- **Rozpoczęcie wykonywania pierwszego otworu poziomego (Trzek-2) w Siekierkach w czerwcu 2010 r. Realizacja instalacji przetwórczych przebiega zgodnie z planem.**
  - Lokalizacja odwiertu jest prawie całkowicie przygotowana. Podpisano inne kontrakty na najważniejsze usługi wiertnicze. Obecnie trwa procedura przetargowa dla usługi stymulacji przez szczelinowanie.
  - Elementy wymagające długiego czasu realizacji dla celów instalacji przetwórczych mają zostać zamówione w czerwcu 2010 r.
  - Ocena oddziaływania na środowisko oraz informacje techniczne potrzebne do uzyskania decyzji o warunkach zabudowy zostaną złożone w czerwcu 2010 r., aby uzyskać zgodę we wrześniu 2010 r.
  - Wydanie pozwolenia budowlanego do końca roku umożliwi rozpoczęcie budowy na początku 2011 r.
- **Aktualizacja modelowania złoża w pierwszym otworze w projekcie Siekierki potwierdza szacunkowe wyliczenia zamieszczone w raporcie eksperta.**
  - Aktualizacja modelowania złoża w obszarze Trzek-2 wskazuje na potencjał wydobywania w przeliczeniu na otwór w pobliżu górnej granicy zakresu 16,5–28,6 bcf wyznaczonego przez firmę Gaffney, Cline & Associates („GCA”) w raporcie eksperta, w którym firmie Aurelian przypisano perspektywiczne zasoby gazu w wariantcie pośrednim na poziomie 346 bcf.
- **Na IV kwartał 2010 r. zaplanowano rozpoczęcie wiercenia pierwszego otworu o potencjalnie dużym znaczeniu w Bieszczadach w paśmie fałdów i nasunięć karpackich.**
  - W programie badań sejsmicznych 2D z 2009 r. rozpoznano dodatkowe nagromadzenia poza tymi ujętymi w raporcie eksperta, w którym firmie Aurelian przypisano perspektywiczne zasoby ropy naftowej w wariantcie pośrednim na poziomie 89 mmbbls.
- **Na II połowę 2010 r. zaplanowano trzy badania sejsmiczne w kluczowych obszarach w Polsce.**
  - Południowy basen permski – 80 km badań 2D w bloku Kalisz. Do 300 km<sup>2</sup> badań 3D w blokach Cybinka/Torzym.
  - Pasma fałdów i nasunięć karpackich – 150 km badań 2D w Karpatach Wschodnich w celu potwierdzenia możliwości wiercenia w strukturach geologicznych. Po nawiązaniu strategicznego partnerstwa z PGNiG w raporcie eksperta firmie Aurelian przypisano perspektywiczne zasoby ropy naftowej w wariantcie pośrednim na poziomie 236 mmbbls.
- **Ocena struktury Voitinel/Solca w Rumunii**
  - Wyniki ze szczelinowania piaskowców z poziomu 1650 m dostępne będą w tygodniu rozpoczynającym się 17 maja; wyniki testu wypływu z piaskowców z głębokości 1400 m spodziewane są w czerwcu.
  - Badania sejsmiczne 2D na odległości 60 km i testy dwóch otworów Romgazu w sąsiednim bloku w celu potwierdzenia szacunkowej ilości gazu w złożu ocenionej na 400 bcf. Może dojść do negocjacji z Romgazem w sprawie wspólnego zagospodarowania.

- **Otwór Climauti-1 w bloku Suceava oraz 200 km badań 2D w blokach Bacau i Cuejdiu**
  - Wiercenie otworu Climauti-1 rozpocznie się jeszcze w maju 2010 r. Odwiert ukierunkowany jest na stwierdzenie 2 bcf gazu możliwego do wydobycia oraz na wzrost prognozowanego wydobycia przez Aurelian o 18%.
  - Badanie 2D ukierunkowane na potencjalne złoża o zasobności 67 bcf w bloku Bacau i 92 bcf w bloku Cuejdiu.
- **Dwa programy wiercenia w III i IV kwartale 2010 r. w bloku B1-Golitza w Bułgarii.**
  - Docelowe nagromadzenia 20–30 bcf gazu na poziomie 1500 m w III kwartale i na poziomie 600 m w IV kwartale.
- **Badanie sejsmiczne w Słowacji planowane na II połowę 2010 r.**
  - Pozyskane mają zostać nowe dane sejsmiczne 2D pokrywające 150 km w celu wybrania konkretnej struktury do wierceń w II połowie 2011 r.
  - Ostatnio prowadzone prace nad przetwarzaniem i interpretacją wyników badań sejsmicznych pozwoliły na rozpoznanie szeregu potencjalnych złóż uzupełniających eksplorowane nagromadzenie Smilno, na podstawie którego w raporcie eksperta firmie Aurelian przypisano perspektywiczne zasoby gazu w wariacie pośrednim na poziomie 408 bcf.
- **Nowy prezes**
  - John Conlin – inżynier naftowy obecny w branży naftowej i gazowniczej od ponad 34 lat (w tym 28 lat w firmie Shell) obejmie na dzisiejszym dorocznym walnym zgromadzeniu stanowisko Chairman.

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

*„W październiku 2009 r. wyznaczyliśmy nową strategię i szereg kluczowych etapów rozwoju, według których można oceniać nasze wyniki. W lutym 2010 r. opublikowaliśmy pierwszą aktualizację danych operacyjnych, aby umożliwić śledzenie naszych postępów według tych etapów.*

*Niniejsza, druga już aktualizacja danych operacyjnych ponownie potwierdza stały postęp w realizacji wszystkich celów. Zgodnie z planami i wyznaczonymi kluczowymi etapami pracujemy nad rozpoczęciem pierwszych dwóch odwiertów o dużym znaczeniu. W czerwcu rozpoczynamy wiercenie pierwszego wielokrotnie szczelinowanego otworu poziomego w ramach naszego projektu dotyczącego gazu w złożach zamkniętych Siekierki, a w październiku zaczniemy wiercić pierwszy otwór eksploracyjny w Bieszczadach, w paśmie fałdów i nasunięć karpackich.*

*Przed nami dwa lata realizacji szeroko zakrojonego, a przy tym bardzo ekscytującego programu prac, który zabezpieczyliśmy zarówno od strony finansowej, jak i kadrowej. Z niecierpliwością czekam na możliwość przedstawienia kolejnych aktualizacji w miarę naszych postępów w realizacji tego programu oraz w miarę osiągnięcia kolejnych założonych przez nas etapów kluczowych”.*

**12 maja 2010 r.**

**Pytania:**

<b>Aurelian</b>	Rowen Bainbridge, CEO Mark Reid, CFO	020 7629 7986
<b>Ambrian Partners Limited</b>	<b>Wyznaczony doradca</b> Richard Swindells	020 7634 4856
<b>Oriel Securities</b>	<b>Doradca inwestycyjny</b> David Arch	020 7710 7600
<b>Macquarie Capital (Europe)</b>	<b>Doradca inwestycyjny</b>	020 3037 2000

**Limited**

**College Hill**

Paul Connolly

John Dwyer

**Doradca ds. relacji inwestorskich**

Nick Elwes

Simon Whitehead

020 7457 2020

**Polska**

**Data rozpoczęcia wykonywania pierwszego otworu poziomego (Trzek-2) w Siekierkach ustalona na czerwiec 2010 r.**

Budowa lokalizacji odwiertu Trzek-2 – pierwszego poziomego otworu w naszym sztandarowym projekcie Siekierki – zbliża się ku końcowi. Lokalizacja odwiertu znajduje się 2 km na południowy wschód od otworu Trzek-1 należącego do Aurelian. Otwór Trzek-1 wywiercono i poddano szczelinowaniu w 2007 r. Wykazano wówczas wypływ gazu na poziomie 7,5 MMscfd. W złożu znajdującym się w lokalizacji Trzek-2 zostanie wywiercony pionowy otwór pilotażowy, co pozwoli na uzyskanie danych rdzeniowych oraz danych z profilowania geofizycznego, jak również na wykonanie poziomego otworu, którego rozgałęzienie sięgnie do 1500 m w kierunku otworu Trzek-1. Firma Nafta Piła poinformowała nas, że należąca do niej instalacja wiertnicza IDM 2000, która będzie wykorzystywana do wiercenia otworu Trzek-2, zostanie zwolniona przez obecnego operatora na koniec maja 2010 r., co pozwoli nam rozpocząć wiercenie w ramach projektu Siekierki zgodnie z planami pod koniec czerwca 2010 r.

Po ukończeniu otworu Trzek-2 planowane jest wywiercenie podobnego wielokrotnie szczelinowanego otworu poziomego Trzek-3 w odległości 2 km na południowy zachód od otworu Trzek-2. Podpisano najważniejsze kontrakty na usługi wiertnicze niezbędne do realizacji programu wierceń Trzek-2 i Trzek-3. Ponadto trwa ocena szeregu propozycji dotyczących kontrahentów na usługi stymulowania przez szczelinowanie. Ponieważ element ten został uznany za jeden z priorytetów, ocena i podpisanie odpowiedniego kontraktu zajmie prawdopodobnie 4–8 tygodni.

**Realizacja instalacji przetwórczych w pilotażowym zakładzie w Siekierkach przebiega zgodnie z planem zakładającym rozpoczęcie pozyskiwania gazu w 2011 r.**

Prace nad rozwojem zakładu pilotażowego i linii przesyłu przebiegają bez zakłóceń. Oczekuje się, że zamówienia na instalację odazotowania gazu i sprężarkę, tj. na urządzenia o najdłuższym czasie realizacji, zostaną złożone na początku czerwca. Ocena oddziaływania na środowisko oraz informacje techniczne potrzebne do wsparcia decyzji o warunkach zabudowy zostaną złożone w czerwcu. Oczekuje się, że doprowadzi to do wydania odpowiednich decyzji we wrześniu. Dzięki temu powinno być możliwe uzyskanie pozwolenia budowlanego do końca roku, a przez to rozpoczęcie budowy na początku 2011 r.

**Aktualizacja modelowania złoża w pierwszym otworze w projekcie Siekierki potwierdza szacunkowe wyliczenia wydobywania zamieszczone w raporcie eksperta.**

Ukończone ostatnio modelowanie złoża w obszarze Trzek-2 wskazuje na potencjał wydobywania w pobliżu górnej granicy zakresu 16,5–28,6 bcf wyznaczonego przez firmę Gaffney, Cline & Associates („GCA”) w wydanym w grudniu 2009 r. raporcie eksperta, w którym firmie Aurelian przypisano perspektywiczne zasoby gazu w wariancie pośrednim na poziomie 346 bcf.

Projekt Siekierki znajduje się na terenie poznańskich koncesji należących w 100% do firmy Energia Zachód, której właścicielem w 90% jest Aurelian, a w 10% firma Avobone N.V. Energia Zachód jest operatorem projektu Siekierki.

**Na IV kwartał 2010 r. zaplanowano rozpoczęcie wiercenia pierwszego otworu o potencjalnie dużym znaczeniu w Bieszczadach w paśmie fałdów i nasunięć karpackich.**

Obecnie zakończono już interpretację danych z programu badań sejsmicznych 2D pokrywających 281 km, wykonanych w 2009 r. Rozpoznano szereg nagromadzeń poza tymi ujętymi przez GCA w raporcie eksperta z grudnia 2009 r., w którym firmie Aurelian przypisano perspektywiczne zasoby ropy naftowej w wariancie pośrednim na poziomie 89 mmbbls. Teraz Grupa wybierze strukturę, w której w IV kwartale 2010 r. zostanie rozpoczęte wiercenie. W lipcu zostanie wydane ogłoszenie z dokładnymi informacjami dotyczącymi

wybranej struktury.

Udziały w bloku Bieszczady: 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%

### **Na II połowę 2010 r. zaplanowano trzy badania sejsmiczne w kluczowych obszarach w Polsce**

Firma Aurelian obecnie ocenia oferty przetargowe na przeprowadzenie wszechstronnego programu badań sejsmicznych w drugiej połowie 2010 r. na obszarze trzech przedstawionych poniżej koncesji w obszarach kluczowych: południowego basenu permskiego oraz pasma fałdów i nasunięć karpackich.

**Kalisz – 80 km badań 2D.** Koncesja Kalisz znajduje się na obszarze kompleksu czerwonego spągowca leżącego na południowy zachód od struktury Siekierki należącej do firmy Aurelian. Na obszarze tego kompleksu znajduje się kilka eksploatowanych złóż o znacznie większej produktywności otworów niż w strukturze Siekierki. Firma Aurelian ponownie przetworzyła istniejące dane sejsmiczne 2D i w 2008 r. uzyskała dane 2D pokrywające kolejne 250 km. Obecnie planowane badanie 2D pokrywające 80 km ma na celu szczegółowe nakreślenie potencjalnego złoża Stawiszyn rozpoznanego w badaniu z 2008 r. W raporcie eksperta GCA z grudnia 2009 r. strukturze Stawiszyn przypisano zasoby perspektywiczne w wysokości 24 bcf.

Udziały w koncesji Kalisz: Aurelian Oil and Gas Poland Sp. z o.o. (operator): 50%, GB Petroleum PLC: 40%, Avobone Poland B.V.: 10%.

**Cybinka/Torzym – do 300 km<sup>2</sup> badań 3D.** Te dwie sąsiadujące ze sobą koncesje znajdują się na południowych zboczach polskiego basenu cechsztyńskiego w obszarze rozwoju rafy węglanowej (dolomit). Na podstawie istniejących odkrytych złóż i ponownie przetworzonych danych sejsmicznych 2D wykazano obecność nagromadzeń rafowych w tym obszarze. W III kwartale 2010 r. firma Aurelian pozyska dane sejsmiczne 3D na obszarze do 300 km<sup>2</sup>. W obu tych blokach mogą istnieć struktury analogiczne do kompleksu Lubiatów – największego pola naftowego na Nizinach Środkowopolskich. Jest on obecnie w fazie zagospodarowania, a wielkość rezerw ocenia się na 60 mln baryłek ropy i 271 bcf gazu. Złoża ropy naftowej i gazu w Lubiatowie są badane obecnie z wykorzystaniem analizy danych sejsmicznych uzyskanych z badań 3D. Zgodnie z oczekiwaniami odwierty w blokach Cybinka i Torzym mają być wykonywane pod koniec 2011 r. / na początku 2012 r. Będą one ukierunkowane na nagromadzenia ropy naftowej i gazu o zasobności w zakresie 20–40 mmbob.

Udziały przedstawiają się następująco:

Cybinka – Aurelian Oil and Gas Poland Sp. z o.o. (operator): 35%, GB Petroleum PLC: 25%, Avobone Poland B.V.: 10%, S.N.G.N Romgaz S.A.: 30%.

Torzym – Aurelian Oil and Gas Poland Sp. z o.o. (operator): 35%, GB Petroleum Limited: 25%, Avobone Poland B.V.: 10%, S.N.G.N Romgaz S.A.: 30%.

**Karpaty Wschodnie – 150 km badań 2D.** Ten obszar koncesyjny znajduje się w polskiej części pasma nasunięć Karpat Północnych. Złoża ropy naftowej i gazu odkryto w zbiornikach piaskowcowych pochodzących głównie z eocenu i oligocenu. Obszar objęty badaniem leży na południowy zachód od złóż ropy naftowej odkrytych przez RWE. Na podstawie ponownie przetworzonych danych sejsmicznych zdefiniowano strukturę Mszana Dolna obejmującą dwa nagromadzenia w zachodzących na siebie łuskach. Oba te nagromadzenia można objąć jednym odwiertem. Po nawiązaniu strategicznego partnerstwa z PGNiG w raporcie eksperta firmie Aurelian przypisano perspektywiczne zasoby ropy naftowej w wariantcie pośrednim na poziomie 236 mmbbls. To badanie 2D pokrywające 150 km zaprojektowano tak, by ostatecznie potwierdzić lokalizację wierceń zaplanowanych na II połowę 2011 r.

Udziały w koncesji Karpaty Wschodnie: Aurelian Oil and Gas Poland Sp. z o.o. (operator): 80%, Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo: 20%.

## **Rumunia**

### **Ocena struktury Voitinel/Solca w bloku Brodina**

Firma Aurelian uważa, że w złożach w ramach szerszej struktury Voitinel może znajdować się nawet 400 bcf gazu. Obecnie trwa proces oceny mającej na celu dokładniejsze określenie potencjalnej ilości gazu w złożu oraz objętości gazu nadającego się do wydobycia.

Rozpoczęto już planowane dodatkowe testy odkrytego złoża Voitinel. Firma Schlumberger przeprowadziła stymulację przez szczelinowanie złóż piaskowców z głębokości 1650 m. Obecnie trwa test wypływu, po ukończeniu którego zostanie wprowadzone urządzenie wiertnicze. Prace w piaskowcach na poziomie 1650 m zostaną zawieszono. Nastąpi ponowna finalizacja prac nad warstwą piaskowców z głębokości 1400 m oraz zostanie przeprowadzony test wypływu z tej ostatniej warstwy.

Wyniki stymulacji przez szczelinowanie oraz testu wypływu z piaskowców z poziomu 1650 m mają zostać udostępnione w tygodniu rozpoczynającym się w poniedziałek 17 maja. Oczekuje się ogłoszenia wyników testu wypływu z piaskowców z głębokości 1400 m w czerwcu 2010 r.

Ponowne przetworzenie bieżących danych sejsmicznych w celu ujęcia danych uzyskanych w strukturze Voitinel-1 oraz ponowne zmapowanie struktury Voitinel-Solca ma zostać ukończono do końca czerwca 2010 r. Przedsiębiorstwo Romgaz będące operatorem koncesji Moldova Nord na południu oraz udziałowcem w koncesji Brodina ostatnio wywierciło i poddało testom dwa otwory Paltinu-102 i Paltinu-103 na południowym krańcu struktury Voitinel-Solca i poinformowało nas o poddaniu dostępnych danych analizie. Po ukończeniu tej analizy Romgaz może starać się o wspólną realizację projektu zagospodarowania.

Podpisano kontrakt z rumuńskim wykonawcą badań sejsmicznych firmą Prospectiuni S.A. na realizację programu badań 2D pokrywających 60 km głównie w celu szczegółowego określenia struktury Solca i jej relacji w stosunku do struktur Voitinel i Paltinu. Zgodnie z planami program ma zostać zrealizowany w sierpniu 2010 r., a wyniki mają być dostępne w połowie października 2010 r. Połączenie tych badań pokrywających 60 km oraz dodatkowych danych z otworów Voitinel i Paltinu powinno pozwolić na dokładniejsze zdefiniowanie potencjału tej obiecującej struktury.

Udziały w bloku Brodina: Aurelian Oil & Gas (Romania) SRL: 33,75%, S.N.G.N. Romgaz S.A.: 37,50%, Europa Oil & Gas SRL: 28,75%.

### **Otwór Climauti-1 w bloku Suceava**

Rozpoczęła się mobilizacja urządzenia wiertniczego na potrzeby otworu Climauti-1 wierzonego w ramach pokrycia zobowiązań z tytułu koncesji w bloku Suceava. Wiercenie ma się rozpocząć w drugiej połowie maja 2010 r., osiągnąć głębokość 600 m oraz pozwolić na ocenę piaskowców sarmackich rozpoznanych w badaniach sejsmicznych. Odwiert jest ukierunkowany na stwierdzenie rezerw gazu możliwego do wydobycia na poziomie ok. 2 bcf i jeśli zakończy się sukcesem, zostanie podłączony do instalacji przetwarzania gazu Bilca należących do firmy Aurelian. Gaz z otworu Climauti-1 zwiększy prognozowaną produkcję firmy Aurelian o ok. 18% przez oczekiwany okres użytkowania otworu wynoszący 7 lat.

Udziały w bloku Suceava: Aurelian Oil & Gas (Romania) SRL: 50%, Regal Petroleum PLC: 50%.

### **Program badań sejsmicznych Bacau i Cuejdiu**

Firma Aurelian wraz z partnerami podpisała kontrakt z rumuńskim wykonawcą badań sejsmicznych firmą Prospectiuni S.A. na wszechstronny program pozyskania danych sejsmicznych obejmujący bloki Brodina, Bacau i Cuejdiu. Podobnie jak omówione powyżej prace w bloku Brodina, przedstawione tu programy także są realizowane w 2010 r.

## **Bacau**

Prace rozpoczną się w połowie maja 2010 r. i zostaną ukończone na początku czerwca. Zostanie wówczas przeprowadzone badanie sejsmiczne 2D pokrywające 70 km (44 km w części Bacau North oraz 26 km w części Bacau/Lilieci) na trzech perspektywicznych obszarach w północnej i centralnej części bloku. Perspektywy w dwóch z tych obszarów wiążą się z sarmackimi nagromadzeniami gazu biogenicznego w części północno-wschodniej, a w trzecim obszarze – z kondensatem/gazem termogenicznym w nasunięciu warstw w Karpatach Wschodnich. Wyniki badania zostaną zinterpretowane do połowy sierpnia 2010 r. Mamy nadzieję, że pozwolą na dokładniejsze określenie struktur pod kątem przyszłych wierceń. Dotychczas rozpoznano szereg potencjalnych złóż o całkowitej potencjalnej ilości gazu w złożu wynoszącej 67 bcf.

### **Cuejdiu**

Prace rozpoczną się w połowie czerwca 2010 r. i potrwać do początku lipca. W tym czasie w bloku tym zostanie wykonane badanie sejsmiczne 2D pokrywające 130 km, obejmujące możliwe dalsze złoża sarmackiego gazu biogenicznego na platformie mołdawskiej oraz ropę naftową i gaz w słabo zbadanym paśmie nasunięć Karpat Wschodnich. Dotychczas na obszarze tej koncesji rozpoznano szereg złóż gazu o łącznej zasobności 92 bcf.

Udziały w bloku Bacau North: Aurelian Oil & Gas (Romania) SRL: 41,0%, S.N.G.N. Romgaz S.A.: 40,0%, Europa Oil & Gas SRL: 19,0%.

Udziały w bloku Bacau Lilieci: Aurelian Oil & Gas (Romania) SRL: 60,0%, S.N.G.N. Romgaz S.A.: 40,0%.

Udziały w bloku Cuejdiu: Aurelian Oil & Gas (Romania) SRL: 45,0%, S.N.G.N. Romgaz S.A.: 37,50%, Europa Oil & Gas SRL: 17,5%.

### **Bułgaria**

#### **Uzgodniono daty rozpoczęcia wiercenia dwóch otworów w bułgarskiej koncesji B1-Golitza na III i IV kwartał 2010 r.**

Spółka Aurelian z przyjemnością ogłasza, że firma JKX (Bulgaria) Limited („JKX”) – operator koncesji B1-Golitza – poinformowała, że data rozpoczęcia wiercenia pierwszego z dwóch otworów w programie wierceń została zaplanowana na połowę III kwartału 2010 r., a data rozpoczęcia drugiego z tych odwiertów – na połowę IV kwartału tego roku.

Po wydzierżawieniu udziałów firma Sorgenia objęła 30% udziałów i obecnie opłaca 40% kosztów pierwszych dwóch otworów (do kwoty 4,5 mld USD brutto) jako część uzgodnionych warunków dzierżawy. Te 10% różnicy w kosztach wiercenia zostanie podzielone w następujący sposób: 6,67% na korzyść bułgarskiej firmy Balkan Explorers (Bulgaria) Limited należącej w 100% do spółki Aurelian oraz 3,33% na korzyść firmy JKX.

Pierwszy otwór z tego programu („SOS”) ma na celu przetestowanie potencjalnego nagromadzenia 20-30 bcf gazu na głębokości 1500 m leżącego przeciwnie do upadu w stosunku do wyczerpanego złoża gazu Stary Oryahovo odkrytego w latach 60. XX wieku. Wyniki oczekiwane są na początku października 2010 r. Drugi otwór („S54”) także ma na celu testowanie potencjalnego nagromadzenia 20-30 bcf gazu na głębokości 600 m. Wyniki z tego wiercenia spodziewane są pod koniec IV kwartału 2010 r.

Procentowe udziały w tym bloku: JKX (Bulgaria) Limited: 40%, Balkan Explorers (Bulgaria) Limited (spółka należąca w 100% do Aurelian Oil and Gas PLC): 30% oraz Sorgenia International B.V.: 30%.

### **Słowacja**

W latach 2008–2009 pozyskano dane sejsmiczne 2D pokrywające 261 km w ramach trzech obszarów koncesyjnych firmy Aurelian. Obecnie trwa przetwarzanie i interpretacja tych danych. Proces ten zmierza ku nakreśleniu perspektywicznych złóż uzupełniających eksplorowane nagromadzenie Smilno, na podstawie którego w raporcie eksperta firmie Aurelian przypisano perspektywiczne zasoby gazu w wariantie pośrednim na poziomie

408 bcf. W III kwartale 2010 r. zostaną pozyskane dane sejsmiczne pokrywające kolejne 150 km. Ich celem jest określenie struktur, w których mają być wykonywane wiercenia w II połowie 2011 r.

Udziały: Aurelian Oil and Gas Slovakia S.R.O. (operator): 50%, JKX Oil and Gas PLC: 25%, S.N.G.N Romgaz S.A.: 25%.

### **Nowy prezes**

Spółka z przyjemnością ogłasza, że John Conlin zostanie w dniu dzisiejszym mianowany na stanowisko Chairman na dorocznym walnym zgromadzeniu akcjonariuszy Spółki. David Prior ustąpi z tej funkcji, zachowując stanowisko Non-Executive Director. John Conlin jest inżynierem naftowym o bogatym doświadczeniu. Przepracował ponad 34 lata w przemyśle naftowym i gazowniczym, z czego 28 lat w firmie Shell, gdzie piastował różne stanowiska w kadrze kierowniczej i operacyjnej wyższego szczebla. W tym okresie zdobył także znaczne doświadczenie poza firmą Shell dzięki oddelegowaniu do firm Maersk, Woodside, Sakhalin Energy i Exxon Mobil. Na wcześniejszym etapie swojej kariery, jako dyrektor działu wiertnictwa naftowego na środkową część Morza Północnego w firmie Shell, bardzo często miał do czynienia z systemami czerwonego spagowca, które stanowią główny obszar działalności spółki Aurelian.

*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
KM	koń mechaniczny
m	metr
mscf	tysiąc standardowych stóp sześciennych gazu
MMscf	milion standardowych stóp sześciennych
MMscf/d	milion standardowych stóp sześciennych gazu dziennie