



Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Jerzy Zagórski*



Świat. Po gwałtownym wzroście cen ropy w sierpniu 2005 roku, pogłębionym przez skutki huraganu Katrina, we wrześniu ceny nieco spadły, a w październiku oscylowały w przedziale 56–60 USD. W dniu 10.11.2005 r., kiedy zamknięta była giełda NYMEX, cena wynosiła 58,93 USD za baryłkę — była najniższa od 3 miesięcy. Tym razem przyczyny uspokojenia na rynku upatruje się w cieplej pogodzie w USA na początku sezonu grzewczego i spodziewanym mniejszym popycie na olej opałowy. Natomiast cena gazu ziemnego utrzymuje się na wysokim poziomie i 10.11.2005 r. wynosiła 41,9 centów US za 1 m³. W tym samym czasie w Zatoce Meksykańskiej potencjał wydobywczy nie wrócił jeszcze do poziomu utrzymywanego przed huraganami — nadal 5 platform wiertniczych i 201 platform wydobywczych nie było obsadzonych.

Od kilkunastu lat badane są możliwości zmniejszenia ilości ulatniającego się do atmosfery CO₂, które powstało w wyniku działalności człowieka. Te ilości CO₂ szacuje się na 2 mld t rocznie. Duże nadzieje wzbudził pomysł magazynowania CO₂ w wyeksploatowanych złożach ropy i gazu lub też w innych formacjach geologicznych o odpowiednich parametrach. Ponieważ w eksploatacji złoża ze wspomaganiami stosuje się również zatłaczanie CO₂ odseparowanego z gazu ziemnego, doświadczenia zebrane w trakcie wykorzystywania tej metody są bardzo przydatne. Obecnie są realizowane 3 projekty magazynowania CO₂ w skali przemysłowej:

- w złożu gazu Salah w Algierii (*BP, Statoil i Sonatrach*);
- w złożu gazu Gorgon u zachodnich wybrzeży Australii (*ChevronTexaco Australia Ltd.*);
- w złożu gazu Snøhvit na M. Barentsa (*Statoil*).

Jednak optymistyczne prognozy, przewidujące nie tylko neutralizację wielkich ilości CO₂ w wyniku szerokiego zastosowania tłoczenia tego gazu do podziemnych magazynów, lecz również znaczny wzrost wydobywania ropy, zostały zweryfikowane w wyniku szczegółowych analiz. Należało przecież uwzględnić nie tylko koszty stworzenia nowej infrastruktury, niezbędnej do zatłaczania gazu do złóż, ale również koszty dostarczenia CO₂ do tych miejsc. Dwutlenek węgla wchodzi w skład gazów przemysłowych wytwarzanych w elektrowniach, rafineriach, zakładach chemicznych czy instalacjach oczyszczania i przeróbki gazu ziemnego. Trzeba więc najpierw oddzielić go od pozostałych gazów i przetransportować do miejsc składowania. To są nowe problemy techniczne i logistyczne do

rozwiązania, a pozostaje jeszcze strona ekonomiczna tych operacji.

W studium wykonanym przez Norweski Dyrektoriat Naftowy, opracowanym na postawie warunków w złożach norweskich, oceniono, że jest to przedsięwzięcie zbyt kosztowne i ryzykowne. Najważniejszym składnikiem kosztów byłaby budowa systemu rurociągów dostarczających CO₂ z lądu do złóż podmorskich.

Zwrócono również uwagę na to, że w przypadku magazynowania CO₂ w płytko zalegających horyzontach na lądzie istnieje niebezpieczeństwo migracji dwutlenku węgla poprzez przepuszczalne utwory zalegające nad podziemnym zbiornikiem lub przez skorodowane rury i powtórnego ulatniania się do atmosfery.

Niezależnie od ograniczeń i słabych stron magazynowania CO₂ pod ziemią będzie rozwijane i ulepszone. W USA, odpowiedzialnym za 23% globalnej emisji CO₂, powstało kilka dużych programów badawczych pod patronatem i przy wsparciu finansowym federalnego Departamentu Energii. Uczestniczą w nich zarówno uniwersytety i instytuty naukowe, jak i przedsiębiorstwa, łącznie przeszło 240 instytucji, organizacji i firm. Pilotażowe projekty są realizowane na obszarze kilkunastu stanów, przede wszystkim tam, gdzie koncentruje się przemysł naftowy i górnictwo węglowe.

Europa. Budowa *Gazociągu Północnego*, forsowana przez Niemcy, nie wzbudziła zastrzeżeń Komisji Europejskiej. Również konflikt rosyjsko-ukraiński na tle cen gazu uważany był początkowo za lokalny spór pomiędzy dostawcą i odbiorcą. Dopiero spektakularne przerwanie dostaw dla Ukrainy w dniu 01.01.2006 r. i spowodowane tym zmniejszenie dostaw dla Niemiec, Francji, Austrii, Włoch i innych krajów o 5 do 40% wzbudziło zaniepokojenie. Mimo, że dostawy wkrótce wróciły do normy, sprawa została nazwana „szkiem gazowym” i wywołała dyskusję, czy Rosja jest wiarygodnym partnerem i czy można liczyć na niezawodność *Gazpromu* — dostawcy gazu ziemnego pokrywającego obecnie 25% zapotrzebowania Europy. Komisarz UE ds. energii, Andris Pielbalgs, zorganizował nadzwyczajne spotkanie ekspertów, aby omówić sytuację i zaproponować środki zaradcze.

Polska. Konferencja prasowa na temat wyników finansowych w III kw. 2004 r., zorganizowana przez Zarząd *PGNiG S.A.* w dniu 16.11.2005 r., zbiegła się z ogłoszeniem decyzji prezesa M. Kossowskiego o rezygnacji z pełnionej funkcji z dniem 01.01.2006 r. Było to więc w pewnym sensie podsumowanie kadencji prezesa, trwającej od 03.07.2003 r. Najważniejszym, bardzo eksponowanym wskaźnikiem był wzrost zysku netto o 29% w ciągu trzech kwartałów 2005 r. w porównaniu z analogicznym okresem roku 2004. Przeprowadzono przekształcenia w obrębie

*ul. Czerniakowska 28 B m. 19, 00-714 Warszawa; jzagorski@sasiedzi.pl

grupy kapitałowej, zmiany w procesie zarządzania i redukcję zatrudnienia. Poprawiła się też sytuacja finansowa firmy (m.in. dzięki zwiększonemu wydobywaniu ropy naftowej) i udało się obniżyć zadłużenie, które na koniec 2001 r. wynosiło ponad 6,2 mld zł, a obecnie spadło do 3,2 mld zł. Ważnym wydarzeniem było wejście PGNiG S.A. na giełdę i podwyższenie kapitału. Są również zjawiska niepokojące, które mogą mieć wpływ na wynik finansowy PGNiG S.A. w przyszłości. Należy do nich zwiększająca się różnica między ceną sprzedaży gazu przez PGNiG S.A. i średnią ceną w kontraktach gazowych w Europie. W I kw. 2005 r. ta relacja wynosiła 649,2 zł (Europa) : 492,5 zł (PGNiG) za 1000 m³ gazu, w III kw. już 711,9 : 541,0 zł za 1000 m³. Niewiele się zmieniło w sprawie dywersyfikacji zaopatrzenia kraju w gaz ziemny. Na konferencji poświęconej dywersyfikacji dostaw, która odbyła się w dniu 22.09.2005 r., w czasie Międzynarodowych Targów NAFTA i GAZ, prezes PGNiG S.A. omawiał obszernie przyczyny niepowodzenia kontraktu z Norwegią, nie przedstawiając jednocześnie żadnych alternatywnych propozycji. Także kontakty z duńskim DONG i projekt *BalticPipe* zostały zamrożone. Dopiero w październiku ub. roku Zarząd PGNiG S.A. uczynił następny krok i ogłosił przetarg dotyczący studium wykonalności budowy terminalu odbiorczego skroplonego gazu ziemnego na wybrzeżu Bałtyku. Kolejnym posunięciem było spotkanie z przedstawicielami *Gaz de France* w dniu 07.11.2005 r. w Warszawie, na którym omawiano możliwości współpracy przy budowie terminalu. Przygotowywany jest list intencyjny dotyczący tego projektu. Jego pomyślna i w miarę szybka realizacja byłaby spełnieniem, choćby w części, postulatu dywersyfikacji zaopatrzenia kraju w gaz ziemny.

Plany budowy *Rurociągu Brody–Płock*, transportującego ropę naftową z rejonu Morza Kaspijskiego, zyskały poparcie Europejskiego Banku Odbudowy i Rozwoju (EBRD). Przedstawiciele EBRD uważają jednak, że ważnym warunkiem, podnoszącym rentowność tej inwestycji, jest przedłużenie rurociągu do Wilhelmshaven na wybrzeżu Morza Północnego. Umożliwiłoby to wykorzystanie mocy produkcyjnych rafinerii w północnych Niemczech. Mogą one przerabiać niskosiarkową ropę kaspijską. Jednak w pierwszym etapie realizacji inwestycji głównymi odbiorcami ropy byłyby rafinerie w Płocku i Gdańsku, a PKN Orlen i Grupa Lotos wykazują umiarkowane zainteresowanie tym projektem. Powodem jest między innymi technologia przeróbki, dostosowana do ciężkiej, zsiarzonej ropy *Urals*.

Rosja. Symboliczny pierwszy spaw dwóch odcinków rur, wykonany 09.12.2005 r. w miejscowości Babajewo, ok. 300 km na E od Sankt Petersburga, był początkiem budowy *Gazociągu Północnego*. Najpierw ma powstać odcinek lądowy Griazowiec–Wyborg o długości 917 km. Uroczystą oprawę tego wydarzenia zapewniła obecność premiera Rosji M. Fradkova i niemieckiego ministra gospodarki i technologii M. Glosa. Jeszcze ważniejsze dla powodzenia tej inwestycji było zarejestrowanie 05.12.2005 r. w Szwajcarii spółki pod nazwą *North European Gas Pipeline Co. (NEGPC)*, w której 51% udziałów posiada *Gazprom* i po 24,5% niemieckie koncerny *BASF* i *E.ON*. Argumenty

przeciwko budowie gazociągu, wysuwane przez Polskę i kraje bałtyckie, zostały pominięte przez stronę niemiecką, nie znalazły też poparcia Komisji Europejskiej. Również tak istotny czynnik, jakim są bardzo wysokie koszty budowy *Gazociągu Północnego*, szacowane przez Międzynarodową Agencję Energetyczną na 12 mld €, nie zaważył na decyzji o wyborze trasy dla dodatkowych dostaw gazu ziemnego dla Europy Zachodniej.

Wizyta prezesa *Gazpromu* A. Millera w Kazachstanie w listopadzie ubiegłego roku i rozmowy z prezydentem N. Nazarabajewem i premierem D. Achmetowem okazały się bardzo owocne. Podpisano dwa dokumenty: *Średnioterminowy kontrakt na przesył gazu ziemnego na obszarze Republiki Kazachstanu w latach 2006–2010* i *Umowę między OAO Gazprom i Intergaz Azja Środkowa (oddział transportowy KazMunaiGaz) w sprawie przesyłu tranzytowego gazu ziemnego z Rosji przez terytorium Republiki Kazachstanu w latach 2006–2010*. Komunikat *Gazpromu* na ten temat jest dość lakoniczny i nie precyzuje pochodzenia gazu i kierunku transportu, ale z informacji strony kazachskiej można się dowiedzieć, że chodzi o przesył gazu z Turkmenistanu i Uzbekistanu za pośrednictwem systemu gazociągów *Azja Środkowa–Centrum* i *Buchara–Ural*. Oznacza to kontrolę *Gazpromu* nad eksportem gazu ziemnego z Azji Środkowej. Umowa o tranzycie gazu rosyjskiego dotyczy przesyłu do gazociągów *Sojuz* i *Orenburg–Nowopskow*, co z kolei spowoduje zablokowanie możliwości samodzielnego zakupu gazu przez Ukrainę, np. z Turkmenistanu (Nowopskow leży na Ukrainie). Należy przypuszczać, że podobne ograniczenia dotkną także Armenię i Gruzję. W ten sposób, dzięki porozumieniu z Kazachstanem, monopol *Gazpromu* na dostawy gazu ziemnego do Europy Zachodniej nie tylko nie zostanie osłabiony, lecz wzmocniony.

Ponadto, w świetle ożywienia współpracy rosyjsko-tureckiej w dziedzinie energetyki i propozycji wspólnych inwestycji można się też spodziewać zaangażowania *Gazpromu* w budowę i eksploatację gazociągu *Nabucco*, który w założeniach miał stanowić nową trasę dostaw gazu ziemnego do Europy Środkowej i Południowej, niezależną od Rosji.

Eksport ropy naftowej i produktów przez porty M. Czarnego i Azowskiego (Taganrog, Tiemriuk, Noworosyjsk, Tuapse i inne) wzrastał w ostatnich latach i w ub. roku wyniósł 111 mln t. Jest to jednak pułap przepustowości tych terminali i bez poważnych inwestycji nie można liczyć na zwiększenie eksportu z tego kierunku. Dlatego też większego znaczenia nabierają porty M. Bałtyckiego, chociaż i one są niedoinwestowane. Kierunek eksportowy z M. Czarnego do M. Śródziemnego, ze względu na licznych odbiorców ropy w południowej Europie, jest bardzo atrakcyjny, ale ma jeszcze jedno ograniczenie, tym razem zupełnie niezależne od rosyjskiego potencjału finansowego, technicznego i organizacyjnego — są to warunki żeglugowe w cieśninach Bosfor i Dardanele. Wydatne zwiększenie liczby tankowców przepływających tą trasą jest po prostu niemożliwe.

W październiku ub. roku Ministerstwo Przemysłu i Energii postanowiło zwiększyć eksport ropy rosyjskiej na rynek amerykański, wykorzystując decyzję rządu USA o powiększeniu strategicznych zapasów ropy do 1 mld ton. Zamierzano zaoferować dostawy ropy gatunku *Urals*,

która po zmieszaniu z lekką ropą mogłaby być przerabiana w rafineriach amerykańskich. Poza dodatkowymi zyskami, wynikającymi z większej ilości sprzedanej ropy, spodziewano się też uzyskania wyższej niż dotychczas ceny za ropę *Urals* — nawet o 1 USD więcej za baryłkę w USA, co w konsekwencji doprowadziłoby także do podwyżki cen w Europie. Jednak znów na przeszkodzie stanęła niedostateczna przepustowość rosyjskich rurociągów i pomysł okazał się niewykonalny.

Procedury związane ze sprzedażą 72,66% udziałów *Sibnefti Gazpromowi* zostały zakończone 20.10.2005 r. i w ten sposób utworzony w 1995 r. koncern wszedł w skład imperium *Gazpromu*. Jednocześnie rada nadzorcza odwołała dotychczasowego prezesa J. Szwidlera i powołała na to stanowisko wicedyrektora *Gazpromu* A. Riazanowa. Wydobycie ropy przez *Sibnefti* w 2004 r. przekroczyło 34 mln t, udokumentowane zasoby ropy wynosiły 633 mln t, a zasoby gazu 29 mld m³.

Ukraina. W grudniu 2005 r. podpisano umowę pomiędzy *Shell Exploration & Production Co.* i *Naftohaz Ukrainy* o przejęciu 50% udziałów w posiadanych przez *Naftohaz Ukrainy* 10 koncesjach w rejonie zapadliska dniewprowsko-donieckiego. Jest to realizacja porozumienia zawartego w maju ubiegłego roku o wspólnych pracach poszukiwawczych na obszarze 31 000 km² środkowo-wschodniej Ukrainy. Występują tam eksploatowane płytkie złoża gazu ziemnego. Teraz współpraca została rozszerzona na poszukiwania w głębokich horyzontach. Udział *Shella* obejmuje wykonanie badań sejsmicznych i wierceń poszukiwawczych. *Shell* szacuje swoje nakłady na te prace na 100 mln USD w ciągu 3 lat.

Norwegia. Minęło 20 lat od uruchomienia gazociągu *Statpipe*, łączącego złoża *Statfjord*, *Gullfaks* i *Heimdal* z terminalem w *Kårstø* i gazociągiem *Norpipe*. W tym okresie przesłano na kontynent europejski 120 mld m³ gazu ziemnego. Jest to ilość energii wystarczająca na pokrycie rocznych potrzeb 76,5 miliona gospodarstw domowych. Pierwotna zdolność przesyłowa gazociągu wynosiła 5 mld m³ rocznie; obecnie, po uruchomieniu eksploatacji złoża gazu ziemnego *Kristin*, wzrosła do 30 mld m³ gazu. W projektowaniu gazociągu jednym z trudniejszych problemów technicznych było pokonanie głębokiego rowu tektonicznego, biegnącego wzdłuż wybrzeża Norwegii. *Statpipe* przekracza ten rów dwukrotnie.

Obecnie Norwegia eksportuje rocznie 80 mld m³ gazu ziemnego, co przy cenie ok. 1 korony za metr sześcienny przynosi dochód 80 mld koron norweskich, czyli 10,3 mld €.

Norwegia i Rosja mają swoje strefy ekonomiczne na Morzu Barentsa i ten fakt zachęca do współdziałania w dziedzinie poszukiwań i eksploatacji węglowodorów. W czasie seminarium zorganizowanego przez Norweskie Towarzystwo Naftowe w listopadzie 2005 r. prezes *Statoilu* Helge Lund przedstawił basen Morza Barentsa jako prowincję ropo- i gazonośną bardzo ważną w niedalekiej przyszłości dla Europy. Współpraca powinna funkcjonować nie tylko na szczeblu międzypaństwowym, lecz objąć również różne branże przemysłu i firmy, co przyczyni się do rozwoju gospodarczego. Jednocześnie H. Lund podkreślił znaczenie problemów ekologicznych występujących w tym regionie

i związanych z tym barier technologicznych i ekonomicznych.

Jednym z pierwszych kroków w ściślejszej współpracy z Rosją jest podpisanie listu intencyjnego pomiędzy władzami obwodu archangielskiego i *Statoilem*. *Statoil* będzie uczestniczył w budowie centrum zaopatrzeniowego dla przemysłu naftowego w Archangielsku, ponadto udzieli pomocy w organizacji programu studiów w zakresie zarządzania ze specjalnością naftową na poziomie BBA (*Bachelor of Business Administration*) na Państwowym Pomorskim Uniwersytecie w Archangielsku. Kolejną inicjatywą będzie współpraca Państwowego Archangielskiego Uniwersytetu Technicznego z uniwersytetami w Stavanger i Trondheim w dziedzinie kształcenia kadr z zakresu techniki i technologii poszukiwań oraz eksploatacji ropy i gazu na morzu.

Konsekwencje awarii na platformie *Snorre A*, która nastąpiła w listopadzie 2004 r., są dość dotkliwe dla *Statoilu*. Erupcja gazu ziemnego spowodowała, trwającą ponad 6 tygodni, przerwę w wydobyciu; nie było natomiast poszkodowanych pracowników. Teraz prokuratura okręgu Rogaland, na podstawie wyników dochodzenia przeprowadzonego przez Zarząd Bezpieczeństwa Pracy w Przemysle Naftowym (PSA — *Petroleum Safety Authority*), podległy Ministerstwu Pracy, nałożyła na koncern *Statoil* grzywnę w wysokości 80 mln koron (10,2 mln €). Trwa opracowanie programu (również pod nadzorem PSA) poprawy procedur kontroli prac wiertniczych i eksploatacyjnych.

Protokół z Kioto ustalił dopuszczalne wielkości emisji CO₂ i innych gazów cieplarnianych i jednocześnie dopuścił możliwość odstępowania niewykorzystanych limitów. Przykładem takiej transakcji jest umowa zawarta pomiędzy norweskim *Statoilem* i duńską firmą *Russian Carbon Fund (RCF)*. *RCF* nawiązał kontakt z dysponentami sieci gazowniczej w rejonie Kurska, którzy borykali się z problemem nieszczelnych rur i wycieków gazu. Zaproponowano współpracę w ustalaniu ilości ulatniającego się gazu i naprawę nieszczelności. *RCF* kieruje projektem pilotażowym i finansuje go, uzyskał więc prawo do wykorzystania części rosyjskiego limitu. Dokumentacja wykonanych prac będzie zatwierdzona przez zespół ds. klimatu ONZ, nadzorujący realizację protokołu z Kioto.

Francja. *Gaz de France* jest zainteresowany zwiększeniem podaży gazu ziemnego dla swoich odbiorców we Francji. Dobrym rozwiązaniem byłoby wykorzystanie magistrali przesyłowych z Rosji. Z kolei *Gazprom* chce zracjonalizować dostawy gazu do USA i dostarczać tam gaz z Algierii, skraplany przez *Med LNG & Gas*, spółkę *Gaz de France* i *Sonatrach*. W wyniku porozumienia zawartego we wrześniu 2005 r. *Gaz de France* otrzyma dodatkowe ilości rosyjskiego gazu sieciowego w zamian za dostawy skroplonego gazu ziemnego. Jest to przykład transakcji typu *swap*, często stosowanej formy równoczesnego zakupu i sprzedaży towarów lub walut. Skroplony gaz algierski będzie odbierany m.in. przez terminal w Cove Point w stanie Maryland.

Austria. W Basenie Wiedeńskim odkryto złoża gazu ziemnego — największe spośród odkrytych w ciągu ostat-

nich 20 lat. Po odwierceniu otworu poszukiwawczego Strasshof T4 stwierdzono występowanie dwóch poziomów gazonośnych na głębokości 3200 i 4300 m. Zasoby oszacowano na 4 mld m³ gazu i w 2006 r. planuje się wiercenie otworów rozpoznawczych. Poprzednim dużym odkryciem było złożo gazu Höflein (1982 r.). Znaczenie odkrycia Strasshof można ocenić porównując jego zasoby z całkowitymi zasobami gazu ziemnego w Austrii, ocenionymi w 2004 r. na 14,2 mld m³.

Przedstawiciele operatora i wykonawcy otworu, którym jest *ÖMV Austria Exploration & Production GmbH*, podkreślają, że sukces był możliwy dzięki wykorzystaniu wyników wykonanych w 2003 r. zdjęć sejsmicznych 3-D i zaawansowanej technice wiertniczej. W latach 2003 i 2004 w Austrii odwiercono 23 otwory o łącznym metrażu 46 000 m. Wysoka trafność wierceń pozwoliła nie tylko na zahamowanie postępującego od 1980 r. spadku wydobywania, ale i na jego zwiększenie. Spośród 13 otworów odwierconych w 2004 r. 8 było pozytywnych.

W Europie środkowo-wschodniej *ÖMV AG* jest dominującym koncernem naftowo-gazowniczym, szczególnie po przejęciu 51% udziałów rumuńskiego *Petrom S.A.* Wydobywa dziennie 46,2 tys. t równoważnika ropy naftowej. Ma swoje oddziały również w Bułgarii, Czechach, na Słowacji, w Słowenii i na Węgrzech.

Turcja. Poszukiwania prowadzone na M. Czarnym w basenie Akcakoca przez amerykańską firmę *Toreador Resources Corp.* przyniosły sukces w postaci dwóch otworów gazowych. W otworze Ayazli-2 stwierdzono dwa poziomy gazonośne o łącznej miąższości 20 m w interwale 920,5–1045 m. W próbach uzyskano przyływ 254 tys. m³/d gazu przez zwężkę 48/64". Horyzonty gazonośne występują również w interwale 725–877 m. Wykonując drugi otwór, Ayazli-3, przewiercono 5 poziomów gazonośnych o łącznej miąższości 33 m w interwale 747–1067 m, z których uzyskano przyływ 246 tys. m³/d gazu przez zwężkę 48/64". Tu także stwierdzono występowanie kolejnych, płytszych horyzontów gazonośnych. Podane wyżej wydajności nie są zbyt duże, ale na wynik wpłynął rozkład ciśnień. Wysokie ciśnienie występujące w głębszych horyzontach ogranicza przyływ gazu z płytszych horyzontów z niższym ciśnieniem. W następnych wierceniach zostanie zaprojektowane podwójne opróbowanie, zwiększające wydajność. *Toreador Resources Corp.* jest operatorem posiadającym 36,75% udziałów w koncesji, natomiast 51% posiada *Turkish Petroleum Corp.*

Chiny. We wspólnym komunikacie *China National Petroleum Corp. (CNPC)* i *KazMunaiGaz* (Kazachstan) donoszą o ukończeniu rurociągu naftowego z Atasu w rejonie Karagandy do terminalu Alataw Shankou na granicy chińskiej (*Prz. Geol.*, vol. 51, nr 10, str. 827). Rurociąg ma 1000 km długości i będzie transportował 19 mln t ropy naftowej rocznie. Dotychczas ropa była dostarczana do Chin koleją. Przedstawiciele *CNPC* zapowiedzieli rozbudowę rurociągów i połączeń drogowych i kolejowych w celu dystrybucji ropy w północno-zachodnich regionach Chin.

Premier Kazachstanu Danial Achmetow wspominał niedawno o możliwości wykorzystania nowego rurociągu również przez rosyjskie firmy eksportujące ropę do Chin. Uruchomienie ropociągu jest planowane na 01.01.2006 r.

Angola. Temat odkryć nowych akumulacji bituminów w bloku 31 u wybrzeży Angoli jest niemal stałą pozycją tej rubryki. W październiku *British Petroleum* i *Sonangol* poinformowały o kolejnym, dziewiątym odkryciu. Z otworu Hebe-1, zlokalizowanego na wodach o głębokości 2008 m, ok. 16 km na SW od złoża Ceres, uzyskano w próbach przyływ ropy naftowej przez zwężkę 2" w ilości 810 t/d. Wiercenie było wykonane ze statku wiertniczego *Jack Ryan* i osiągnęło głębokość 4823 m.

Nigeria. Nowe pozytywne otwory odwiercono również w sektorze nigeryjskim. *Shell* donosi o dwóch odkryciach w głębokowodnych blokach OPL 322 i OPL 245. W otworze Bobo-1X, dowierconym do głębokości 5173 m (głębokość wody 2479 m), stwierdzono występowanie piaszczystego kompleksu o miąższości 140 m nasyconego węglowodarami. Wykonując otwór Etan-1X, o głębokości 4574 m (głębokość wody 1720 m), przewiercono 120-metrowy interwał nasycony węglowodarami. Obydwa wiercenia zostały wykonane ze statku wiertniczego *Deepwater Pathfinder*.

Libia. Hiszpański koncern *Repsol YPF*, który jest operatorem bloku NC 186 (ok. 800 km na południe od Trypolisu) w basenie Murzuk na Saharze, odniósł kolejny, szósty sukces poszukiwawczy. W otworze J-1 stwierdzono poziom roponośny w piaskowcach formacji Memouniat (ordowik) na głębokości 1500 m, z którego w próbach uzyskano przyływ ropy w ilości 632,4 t/d o ciężarze właściwym 0,8250 g/cm³ (40° API). W odległości 16 km na NE od tego otworu znajduje się wcześniejszy otwór I-1, z którego (z tej samej formacji, na głębokości 1717 m) uzyskano przyływ ropy w ilości 280 t/d.

W poszukiwaniach w bloku NC186 jednym z partnerów *Repsolu* jest francuski *Total*, posiadający 24% udziałów. Prowadzi on eksploatację złóż Al Jurf i Mabruk w basenie Syrty oraz pobliskiego złoża El Sharara, gdzie wydobywa ok. 27 200 t/d lekkiej ropy.

Egipt. Nazwa Al-Alamajn (lub El-Alamein) kojarzyła się nam dotychczas głównie z najważniejszą bitwą na afrykańskim froncie II wojny światowej, gdzie w 1942 r. została powstrzymana niemiecko-włoska ofensywa na Egipt. Teraz jednak jest to przede wszystkim nazwa basenu kredowej formacji roponośnej i złoża ropy odkrytego w 1966 r. Właśnie tam wykonano otwór poszukiwawczy 3X i przewiercono poziom roponośny w dolomicie formacji Al-Alamajn o miąższości 31 m. Po perforacji w interwale 2877–2888,2 m uzyskano w próbach przyływ 73,7 t/d ropy o ciężarze 0,8202 g/cm³ przez zwężkę 32/64". Głębokość końcowa wyniosła 3127,8 m. Operatorem bloku koncesyjnego jest firma *IPR International Ltd.* z USA.

Źródła: *Biul. BP, DONG, OPEC, PGNiG, Statoil, Hart's E&P, Offshore, Oil&Gas Journal, Upstream, World Oil*