


WIADOMOŚCI GOSPODARCZE
Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego
Jerzy Zagórski*


Świat. Na konferencji grupy badawczej ds. energii Cambridge Energy Research Associates dyrektor londyńskiej filii *Gazpromu* — *Gazprom Marketing & Trading Ltd* — J. Hattenberger przedstawił plany rosyjskiego koncernu w zakresie eksportu skroplonego gazu ziemnego i budowy sieci terminali odbiorczych, ze szczególnym uwzględnieniem Ameryki

Północnej. Początkiem tej ekspansji była dostawa skroplonego gazu ziemnego z Algierii (w ramach wymiany z *Gaz de France* za gaz sieciowy) do terminalu *Cove Point* w USA w ub. roku. Hattenberger podkreślił, że *Gazprom* chce realizować swoje zamierzenia we współpracy z czołowymi producentami i dostawcami gazu skroplonego. Najbardziej zaawansowanym projektem jest porozumienie z grupą *Shella*. Podpisano już list intencyjny w sprawie wymiany udziałów (transakcja typu *swap*) *Gazpromu* w koncesji na eksploatację złoża Zapoliarnoje w zachodniej Syberii za udziały *Shella* w projekcie Sachalin II. Gaz z Sachalinu

byłby przeznaczony na rynek amerykański. Drugi projekt dotyczy skraplania gazu ziemnego ze złoża giganta Sztokmanowskoje na Morzu Barentsa we współpracy ze *Stat-oil*em i *Norsk Hydro*. Lokalizacja złoża sprawia, że transport rurociągowy do Europy nie ma uzasadnienia ekonomicznego. Trzecia ważna inwestycja to zakłady skraplania gazu w pobliżu St. Petersburga, o zdolności produkcyjnej 3–5 mln t rocznie. Z tego źródła byłaby zaopatrywana W. Brytania oraz USA i Kanada.

Polska. Zmiany w prawie energetycznym, wprowadzone 4 marca 2005 r., przewidywały demonopolizację rynku dostaw gazu ziemnego. Od 1 października 2005 r. przedsiębiorstwa mogą kupować gaz nie tylko od PGNiG S.A., natomiast odbiorcy indywidualni będą czekać na tę możliwość do 1 lipca 2007 r. W marcu bieżącego roku pojawił się pierwszy, niezależny dostawca. Jest nim węgierska firma *EMFESZ (Első Magyar Földgáz és Energiakereskedelmi és Szolgáltató Kft.)*, która na rynku polskim działa za pośrednictwem swojej filii *EMFESZ Polska*. *EMFESZ Polska* podpisała już pierwszy kontrakt z Zakładami Azotowymi w Puławach. Umowa opiewa na dostawę 150 mln m³ gazu w tym roku i obowiązuje do 2008 r. Gaz będzie prze-

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

syłany gazociągami spółki *Gaz System*, która z mocy ustawy jest zobowiązana do zawarcia umowy w sprawie udostępnienia swojej sieci. Zakłady w Puławach zużywają rocznie 850–870 mln m³ gazu ziemnego. *EMFESZ Polska* planuje w 2006 r. sprzedaż 0,5 mld m³ gazu, co oznacza intensywne poszukiwania nowych odbiorców. Zainteresowanie ofertą *EMFESZ* wyraziły Zakłady Chemiczne w Policach i PKN *Orlen*.

Spółka *EMFESZ* powstała w 2003 r., wykorzystując możliwość działania po liberalizacji rynku gazowniczego na Węgrzech. Obecnie dostarcza 60% gazu ziemnego zużywanego przez odbiorców krajowych. Gaz pochodzi z Azji Środkowej i jest sprzedawany przez spółkę *RosUkr-Energo*, tę samą, która dostarcza 25% gazu kupowanego przez *PGNiG S.A.* z kierunku wschodniego.

Spółki wiertnicze i geofizyczne wchodzące w skład grupy kapitałowej *PGNiG S.A.* po zasadniczej modernizacji wyposażenia technicznego w latach 1992–1997 dysponują nowoczesnym sprzętem i aparaturą kontrolno-pomiarową i znacznym potencjałem wykonawczym. Ograniczenie nakładów na poszukiwania krajowe sprawiło, że *PGNiG S.A.* przestało być głównym zleceniodawcą badań sejsmicznych i wierceń. Na przykład w 2005 r. tylko 1/5 metrażu wierceń została wykonana na zlecenie *PGNiG S.A.* W przypadku zdjęć sejsmicznych 3-D było to jeszcze mniej — tylko 13%. W tej sytuacji należało szukać zleceń poza tradycyjnym rynkiem i rozwiązaniem stały się kontrakty zagraniczne. Niektóre przedsiębiorstwa już znacznie wcześniej realizowały zamówienia na wykonanie prac za granicą i one były najlepiej przygotowane do ekspansji pod względem kadrowym, sprzętowym i logistycznym. Najważniejsze jednak było wytworzenie proeksploatacyjnego nastawienia w zarządzaniu firmą i zdobycie przyczółków na rynkach zagranicznych. Obecnie urządzenia wiertnicze *PGNiG Kraków* pracują w Indiach w stanie Arunachal Pradesh dla firmy *GeoEnpro Petroleum Ltd.*, a personel wiertniczy został zaangażowany przez *Caspian Gas Corp.* do obsługi urządzeń w Kazachstanie. *PGNiG Nafta* w Pile niedawno zakontaktowała swój sprzęt do wiercenia otworów poszukiwawczych w Maroku na zlecenie *Mahgreb Petroleum Exploration SA*. Drugi kontrakt na prace wiertnicze w stanie Radżastan w Indiach podpisano z firmą *Cairn Energy India Pty. Ltd.* Przedsiębiorstwa geofizyczne wykonują dla zleceniodawców zagranicznych pełny zakres prac, począwszy od polowych prac sejsmicznych przez przetwarzanie i reprocessing danych sejsmicznych aż do interpretacji wyników. *Geofizyka Kraków* wykonała w Austrii na przełomie 2005 i 2006 r. na zlecenie *ÖMV* zdjęcie sejsmiczne 3-D Hohenau o powierzchni ponad 200 km². W 2006 r. rozpoczęto wykonywanie zdjęcia sejsmicznego 3-D w Libii, przekraczającego 1000 km². Zleceniodawcą jest *Zueitina Oil Co.* W Turcji, w basenie Tracji wykonano ponad 300 kmb profili 2-D na zlecenie *Merta Energy*. Dla pakistańskiej firmy *OGDCL* wykonywano profile sejsmiczne 2-D w prowincji Sindh. Dwa duże zlecenia uzyskano z Francji i Czech. W pierwszym przypadku jest to reprocessing 1000 km profili sejsmicznych dla *Bureau de Recherches Géologiques et Minières*, w drugim reinterpretacja ok. 1000 km profili sejsmicznych dla firmy *Moravské Naftové Doly*. *Geofizyka Toruń* kontynuuje swoje zaangażowanie w Indiach, gdzie rozpoczęła pierwsze prace polowe już w 1984 r. Najnowsze kontrakty to wykonanie profili 2-D dla *Reliance Industries*, duże zdjęcie sejsmiczne 3-D w stanie Tamil Nadu dla *Niko Resources* oraz prace polowe i przetwarzanie danych dla *Cairn Energy India Pty. Ltd.* Firma toruńska

wykonywała również na zlecenie *RWE DEA* badania 2-D i 3-D w Polsce, w ramach posiadanych przez niemiecki koncern koncesji poszukiwawczych. Wszystkie wymienione wyżej kontrakty i zlecenia spełniają pozytywną rolę przez zdobywanie doświadczenia w działaniu na wymagających rynkach usług geologicznych i utrzymanie zatrudnienia, jednak strona polska występuje tylko w roli wykonawcy lub podwykonawcy. Poza działalnością w Pakistanie i na Ukrainie, prowadzoną w bardzo ograniczonym zakresie, nie widać aktywności *PGNiG S.A.* jako operatora, tj. koncesjodawcy, który mógłby uzyskać dostęp do nowych zasobów ropy naftowej i gazu ziemnego. W sytuacji obecnego zapotrzebowania na ropę i gaz i możliwości pokrycia go ze źródeł krajowych taka inicjatywa byłaby pożądana.

Chiny. Ze znacznym opóźnieniem chiński koncern *Sinopec Corp.* poinformował o odkryciu wielkiego złoża gazu ziemnego Puguang w prowincji Syczuan. Pierwsze pozytywne wyniki poszukiwawcze uzyskano już pod koniec 2002 r., ale dopiero teraz urząd ds. zasobów mineralnych podał wielkość zasobów. Jest to jedno z pięciu największych chińskich złóż gazowych o zasobach wydobywalnych 251 mld m³ i zasobach przemysłowych 188 mld m³ gazu. Odkrycie ma duże znaczenie dla dalszych poszukiwań, gdyż złożo Puguang występuje w morskich utworach węglanowych, które dotychczas w tym regionie nie były pierwszoplanowym obiektem eksploracji. Już teraz w sąsiedztwie nowego złoża odkryto kolejne akumulacje gazu — Maoba, Shuangmiao, Laojun i Tongnanba — i wyznaczono 12 stref poszukiwawczych w basenie Syczuan o łącznej powierzchni 100 000 km². Horyzonty gazonośne występują głęboko, ponad 5000 m p.p.t., co wymagało również zmian w technologii wierceń.

Sinopec przedłożył do zatwierdzenia rządowi plan zagospodarowania złoża, przewidujący osiągnięcie wydobycia ponad 4 mld m³/rok gazu w 2008 r. i 8 mld m³/rok do roku 2010. Wybudowany zostanie również gazociąg o długości ok. 1000 km do miasta Jinan w prowincji Szantung.

Wenezuela. Zmienione warunki działania zagranicznych koncernów naftowych w Wenezueli, związane z wejściem w życie w ub. roku nowego prawa naftowego, zostały zaakceptowane dotychczas przez 22 firmy spośród 32 posiadających koncesje eksploatacyjne. Jak podawano wcześniej (*Prz. Geol.*, vol. 54, nr 3, str. 201–203), na współpracę w ramach *joint venture* nie zgodził się jedynie *ExxonMobil*. W marcu rząd przystąpił do zapowiedzianej eliminacji amerykańskiego koncernu z operacji na terenie Wenezueli. Najpierw nie dopuszczono go do udziału w przetargu na wielką inwestycję petrochemiczną, a następnie państwowy koncern *PDVSA* wstrzymał odbiór ropy ze złoża La Ceiba, eksploatowanego wspólnie przez *ExxonMobil* i *PetroCanada*, co spowodowało zatrzymanie wydobycia. Ze złoża La Ceiba produkowano 1632 t/d ropy. Wydarzenia te potwierdził w dniu 24.03.2006 r. przedstawiciel *PetroCanada*. *ExxonMobil* odwołał się od decyzji *PDVSA* do Ministerstwa Energii i Ropy Naftowej, ale ministrem jest R. Ramirez, będący jednocześnie prezesem *PDVSA*. Zapowiedział on, że nie będzie kompromisu w sprawie pełnej kontroli państwa nad zasobami ropy naftowej. Niedawno *ExxonMobil* sprzedał 25% swoich udziałów w koncesji obejmującej zespół złóż Quiamare–La Ceiba hiszpańskiemu koncernowi *Repsol YPF*.

Kłopoty nie ominęły też francuskiego *Totalu*, który nie zgodził się na zmianę umowy koncesyjnej. Wspólnie z *Bri-*

tish Petroleum eksploatował on złożę Jusepin we wschodniej Wenezueli. *Total* miał tam 55% udziałów, a *BP* 45%. Francuski koncern prowadzi w Wenezueli eksploatację złóż ciężkiej ropy oraz gazu ziemnego na lądzie i na morzu, a złożę Jusepin jest jedynym złożem konwencjonalnej ropy naftowej. W 1998 r. wierceniem Cotoperi-1 odkryto w bliskim sąsiedztwie nową akumulację ropy. Teraz *PDVSA* przejął kontrolę nad złożem. Poinformował o tym 3 kwietnia br. rzecznik *Totalu*.

Boliwia. Działa tu 12 zagranicznych firm naftowych, w tym *Petrobras*, *Repsol YPF*, *British Gas Group plc* i *Total SA*. Teraz wszystkie stoją w obliczu podobnego problemu, jaki powstał w Wenezueli — konieczności zawarcia nowych kontraktów na eksploatację ropy i gazu na zmienionych warunkach, polegających przede wszystkim na zwiększeniu podatków i opłat eksploatacyjnych do 50% wartości produkcji. Wynika to z nowego prawa naftowego. Renegocjacje kontraktów będą prowadzone przez państwową firmę naftową *Yacimientos Petroliferos Fiscales Bolivianos*. Jest to realizacja zapowiadanej przez prezydenta Evo Moralesa nacjonalizacji zasobów naturalnych kraju.

Boliwia zajmuje drugie miejsce w Ameryce Południowej pod względem wielkości zasobów gazu ziemnego — wynoszą one 1,55 bln m³.

Kongo. Po serii odkryć na wodach Angoli zachęcające komunikaty poszukiwawcze nadeszły z Republiki Kongo (dawne Kongo Brazzaville). W głębokowodnym bloku, nazwanym MTPS, w odwiercie Aurige Nord Marine 1 odkryto złożę ropy. Z otworu o głębokości 3370 m (głębokość wody wynosi 1970 m) uzyskano w próbach przyływ 675,9 t/d ropy. Jest to trzecie odkrycie w tym samym bloku; w 2000 r. odwiercono pozytywny otwór Andromède Marine 1, a w 2004 r. — Pégase Nord Marine 1. Blok MTPS, o powierzchni ponad 5000 km², znajduje się w odległości ok. 180 km od lądu, na wodach o głębokości do 3000 m. Operatorem jest *Total SA*, posiadający 40% udziałów, pozostali partnerzy to *ENI SPA* i *Esso Exploration & Production Congo*.

M. Barentsa. Po negatywnym wyniku otworu Guovca kolejne wiercenie na M. Barentsa zakończyło się niepowodzeniem. Otwór 7227/11-1 w strukturze Uranus został zlikwidowany z powodu braku przemysłowych objawów węglowodorów. Znajduje się on w odległości 25 km od otworu Pandora, odwierconego w 2001 r., w którym stwierdzono obecność niewielkiego złoża ropy i gazu, ale nie potwierdzono występowania skał zbiornikowych występujących w złożu Pandora. O. Birkeland, odpowiedzialny z ramienia *Statoilu* za poszukiwania na M. Barentsa, uważa, że negatywny wynik otworu Uranus nie przekreśla dalszych poszukiwań w tym rejonie, gdyż zarówno dane geologiczne, jak i mapy sejsmiczne basenu Przylądka Północnego potwierdzają jego perspektywiczność.

Norwegia. Mimo problemów technicznych, logistycznych i ekonomicznych, związanych z magazynowaniem CO₂ pod ziemią, metoda ta jest rozwijana. W Europie takim najważniejszym projektem w skali przemysłowej było dotychczas złożę gazu ziemnego Snøhvit na M. Barentsa (*Prz. Geol.*, vol. 54, nr 2, str. 117). Teraz *Statoil* wspólnie z *Shellem* planuje największą inwestycję w zakresie zatłaczania i magazynowania CO₂. Oba koncerny są pionierami w dziedzinie podziemnego magazynowania CO₂. Projekt obejmuje elektrownię opalaną gazem ziemnym i

zakłady produkcji metanolu w Tjeldbergodden w Norwegii oraz instalacje transportu i zatłaczania gazów poprodukcyjnych, czyli dwutlenku węgla i tlenku azotu do złóż Draugen i Heidrun. Energia elektryczna z Tjeldbergodden będzie zasilac instalacje eksploatacyjne, zmniejszając emisję CO₂ z turbin gazowych stosowanych na platformach wydobywczych. Dwutlenek węgla z lądu będzie wykorzystywany do eksploatacji ropy ze wspomaganiami i jednocześnie magazynowany w złożach podmorskich. Realizacja inwestycji jest planowana na lata 2010–2012 i umożliwi magazynowanie 2–2,5 mln t CO₂ rocznie.

USA. Na dorocznej konferencji *National Ocean Industries Association* sekretarz Departamentu Energii S. Bodman potwierdził stanowisko rządu popierające przyznawanie koncesji naftowych na obszarze chronionego krajobrazu arktycznego na Alasce oraz ułatwienie dostępu do zewnętrznej szelfy oceanicznej jako czynniki zmniejszające uzależnienie od importu ropy i gazu. Sprzedaż koncesji na szelfie oceanicznej, przygotowywana przez federalną Służbę Zarządzania Zasobami Mineralnymi, umożliwi wykorzystanie znajdujących się tam zasobów 11,7 mld t ropy naftowej i 11,8 bln m³ gazu ziemnego. Jednocześnie stwierdził, że przy obecnych cenach ropy firmy naftowe mogą samodzielnie pokryć koszty badań i zagospodarowania złóż, natomiast środki z budżetu federalnego powinny być skierowane na rozwój technologii związanych z energią słoneczną, wiatrową i jądrową, jak również ogniwo wodorowych i etanolu jako paliwa silnikowego.

Amerykańskie Stowarzyszenie Gazownicze AGA (*American Gas Association*) oceniło sytuację w zakresie przyrostu zasobów gazu ziemnego jako bardzo zadowalającą. W porównaniu ze stanem na koniec 2004 r. krajowe zasoby gazu w grudniu 2005 r. wzrosły z 5,46 bln m³ do 5,57 bln m³, osiągając najwyższy poziom od roku 1984. Jest to między innymi rezultat odwiercenia ponad 27 000 gazowych otworów poszukiwawczych i rozpoznawczych w 2005 r. Należy jednak pamiętać, że większość stwierdzonych horyzontów gazonośnych występuje w łupkach, zwiększonych piaskowcach i pokładach węgla kamiennego i ich wydajność jest niska. Wydobycie gazu ziemnego w USA w 2005 roku wyniosło 517 mld m³. Ekspersi AGA szacują, że w najbliższych latach wydobycie gazu utrzyma się na poziomie 510–540 mld m³.

Zgromadzenie akcjonariuszy firmy *Burlington Resources Inc.* zatwierdziło 30 marca br. połączenie z koncernem *ConocoPhillips* (3 miejsce na liście największych amerykańskich firm naftowych). Początkowo za połączeniem głosowało 74% udziałowców, ale w końcowej fazie negocjacji liczba ta zwiększyła się do 98%. Wymiana akcji *Burlingtona* za akcje *ConocoPhillips* odbędzie się w stosunku 1 : 0,7214. *Burlington Resources Inc.* z siedzibą w Houston prowadzi operacje głównie w USA i Kanadzie. Na liście 200 największych amerykańskich firm naftowych zajmował w 2004 r. 10 miejsce. Wartość rynkowa firmy wynosi 34,09 mld USD, aktywa 19,23 mld USD, zatrudnienie 2416 osób. Zakup *Burlington Resources Inc.* nastąpił niepełna 4 lata po fuzji dwóch wielkich koncernów — *Conoco Inc.* i *Phillips Petroleum Co.* — w wyniku czego powstał *ConocoPhillips*.

Jerzy Zagórski

Źródła: *ConocoPhillips*, *Hart's E&P*, *Offshore*, *Oil&Gas Journal*, *PGNiG S.A.*, *Statoil*, *Total*, *Upstream*, *World Oil*