



Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Jerzy Zagórski*



Polska. W minionym roku ilość wierceń i badań sejsmicznych wykonanych dla potrzeb PGNiG SA była zbliżona do ilości tych prac w latach ubiegłych. Były one skupione głównie na niżu Polski (63% wierceń i 60% sejsmiki) i na przedgórzu Karpat (26,8% wierceń i 40% sejsmiki). Ogółem prace wiertnicze prowadzono w 31 otworach i zakończono je w 27 z nich. Trafność wierceń wyniosła 71%. W Karpatach fliszowych odwiercono 3 otwory, z tego w jednym uzyskano przyływ gazu ziemnego z utworów jurajskich. Jest to złożo Łapanów koło Bochni.

Na przedgórzu odwiercono łącznie 12 otworów i w 9 uzyskano przyływ gazu. Na wyróżnienie zasługuje wynik otworu rozpoznawczego Tarnów-81K na złożu Tarnów — po perforacji otrzymano przyływ gazu z utworów miocenu. Przyływ gazu ziemnego uzyskano także w otworze Pilzno-48K, również po perforacji interwałów mioceńskich. W otworze Morawsko-3K (rejon Jarosławia) przewiercono kilka gazonośnych horyzontów mioceńskich. Na niżu, tak jak w latach ubiegłych, poszukiwania i rozpoznanie były skoncentrowane przede wszystkim na monoklinie przedsudeckiej. Wykonano tam 14 wierceń, z czego w 4 stwierdzono objawy występowania ropy naftowej, a w 8 objawy występowania gazu ziemnego. Jednym z najbardziej obiecujących pod względem złożowym jest wiercenie Cicha Góra-7 na złożu Paproć-Cicha Góra, które zakończono w utworach czerwonego spągowca, uzyskując przyływ gazu ziemnego o znacznej wydajności. Dobry wynik uzyskano też w otworze Jabłonna-4. Po perforacji i kwasowaniu interwałów w utworach wapienia cechsztyńskiego uzyskano przyływ gazu ziemnego o wydajności przemysłowej. Opróbowanie utworów dolomitu głównego próbnikiem złoża przyniosło przyływ gazu palnego z H_2S . Na złożu Lubiatów odwiercono otwór poziomy Lubiatów-7H, w którym po zapięciu pakera w utworach dolomitu głównego i wykonaniu zabiegu kwasowania uzyskano przyływ ropy naftowej o wydajności przemysłowej. Ten otwór, podobnie jak wymienione wyżej, został przekazany do eksploatacji. Poza poszukiwaniami w utworach dolomitu głównego i czerwonego spągowca w niewielkim zakresie prowadzono rozpoznanie utworów karbonu w niecce warszawskiej i utworów kambryjskich w syneklizie bałtyckiej, niestety bez zadowalających rezultatów.

Nowe złoża, których zasoby zostały udokumentowane w 2006 r., to: Morawsko (gaz) na przedgórzu Karpat oraz Dzieduszyce (ropa), Jabłonna S (gaz) i BMB (Barnówko-Mostno-Buszewo) (ropa). Jeśli chodzi o złożo BMB, to oczywiście nie jest to nowe złożo — w wyniku rozpoznania nastąpił przyrost zasobów. Druga kategoria to obiekty, których dokumentacje złożowe są w opracowaniu i zostaną przekazane w br. Są to złoża gazowe: Żołynia Centrum, Sarzyna, Chałupki Dębniańskie, Grodzisko Dolne, Lubliniec i Wola Różaniecka na przedgórzu Karpat i Paproć P1, Wysocko Małe E i Zaniemyśl na monoklinie przedsudeckiej. Złoża ropy to: Michorzewo, Ołobok i Radoszyn — wszystkie na monoklinie.

Metraż wierceń wykonanych w 2006 r. na zlecenie PGNiG SA wyniósł 73 022 mb. W przeważającej części były to wiercenia poszukiwawcze i rozpoznawcze, jedynie 5787 mb stanowiły wiercenia eksploatacyjne. Należy podkreślić, że prace dla PGNiG SA stanowiły tylko 23,8% całkowitego metrażu wierceń wykonanych w 2006 r., pozostałe wiercenia zostały wykonane dla innych zleciodawców, w tym również zagranicznych. Drugim ważnym elementem poszukiwań były badania sejsmiczne. Dla potrzeb PGNiG SA wykonano 1096,5 kmb profili sejsmicznych 2-D i 730,6 km² zdjęć sejsmicznych 3-D. Podobnie jak w przypadku wierceń, przeważająca część potencjału wykonawczego *Geofizyki Kraków* i *Geofizyki Toruń* została wykorzystana dla pozostałych zleciodawców.

Raport roczny PGNiG SA podaje, że nakłady na poszukiwania w 2006 r. wyniosły 486,9 mld zł i w ich wyniku uzyskano przyrost zasobów ropy naftowej w ilości 413 tys. t i przyrost zasobów gazu ziemnego w ilości 4,5 mld m³ w przeliczeniu na gaz wysokometanowy.

Ministerstwo Środowiska przyznało PPIEZRiG PETROBALTIC SA 25-letnią koncesję na wydobycie gazu ziemnego gazolinowego ze złoża B-4 o zasobach przemysłowych 2 mld m³ gazu.

Wydobycie ropy naftowej w Polsce w 2006 r. wyniosło 795,5 tys. t (PGNiG SA 530 tys. t, *Petrobaltic* 265,5 tys. t), wydobycie gazu ziemnego — 4,3 mld m³.

Komisja Zasobów Kopaliny przy ministrze środowiska opiniująca dokumentacje złożowe podaje, że według stanu na 31.12.2006 r. w kraju udokumentowano 86 złóż ropy naftowej o zasobach wydobywalnych 21,6 mln t i 260 złóż gazu ziemnego o zasobach wydobywalnych 151,1 mld m³.

W lipcu br. firma *Aurelian Oil & Gas Ltd.* z W. Brytanii uzyskała w Ministerstwie Środowiska 3 koncesje poszukiwawcze: Cybinka (bloki 202 i 222), Torzym (bloki 203 i 223) i Kalisz (blok 249). Warunki koncesji zobowiązują koncesjodawcę do wykonania w okresie 3

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

lat programu badań sejsmicznych, w tym zdjęć 3-D w rejonie Cybinki i Torzymia. *Aurelian Oil & Gas Ltd.* jest operatorem posiadającym 50% udziałów, pozostali udziałowcy to *GB Petroleum* (40%) i *Boshold BV* (10%). *Aurelian Oil & Gas Ltd.* (poprzednio *Falcon Oil & Gas Ltd.*) działa w Rumunii i Bułgarii, a w Polsce jest obecna za pośrednictwem spółki *Energia Zachód Sp. z o.o.*, w której kontroluje 90% udziałów. W listopadzie ub. roku podpisano ze spółką zależną PGNiG SA *Poszukiwania Nafty i Gazu NAFTA* w Pile kontrakt na odwiercenie otworu Trzek-1 na strukturze Siekierki. Wiercenie zostało ukończone 19 lipca br. i osiągnęło głębokość 3935 m. W kompleksie piaskowców o miąższości 89 m w stropie utworów czerwonego spągowca stwierdzono objawy gazu ziemnego. Profilowanie geofizyczne wykazało dobre nasycenie gazem i dobrą porowatość, natomiast gorsze były parametry przepuszczalności. W dalszej kolejności planuje się wykonanie szczelinowania.

Uruchomienie automatycznej stacji paliwowej dla samochodów ciężarowych koło Słubic jest początkiem działalności spółki IDS (*International Diesel Service*) z Kuwejtu w Polsce. IDS jest oddziałem koncernu *Kuwait Petroleum Corp.* i posiada w Europie ok. 600 stacji. W najbliższym czasie planuje u nas budowę dalszych 6 stacji.

Wielka Brytania. Zaledwie 15 km od granicy duńskiej strefy ekonomicznej, ok. 160 na NW od Sztetlandów, na strukturze Rosebank został zlokalizowany otwór 205/1-1. Wyniki złożowe są bardzo zachęcające, w próbach uzyskano przyływ 816 t/d ropy. Jest to ropa lekka o ciężarze 0,8348 g/cm³ (38° API), znacznie lżejsza niż większość gatunków ropy z Morza Północnego, których ciężar wynosi 0,8762–0,9340 g/cm³ (20–30° API). Otwór 205/1-1 jest otworem kierunkowym, jego rzeczywista głębokość pionowa wynosi 2750 m przy głębokości morza ok. 1000 m. Platforma wiertnicza *Transocean Rather* jest teraz przenoszona, aby rozpocząć wiercenie kolejnego otworu rozpoznawczego na północnym krańcu struktury Rosebank. Operator, którym jest *Chevron*, zapowiada szybkie zagospodarowanie nowego złoża.

Uszkodzenie rurociągu stanowiącego element systemu transportowego z centralnej części Morza Północnego (CATS — *Central Area Transmission System*), użytkowanego przez BP, spowodowało konieczność znacznego ograniczenia produkcji. W czasie złej pogody przepływający statek zaczepił rurociąg kotwicą, co spowodowało uszkodzenie betonowej osłony. Kontrola dokonana przez nurków wykazała, że zniszczenia są poważne i konieczne było zamknięcie rurociągu. Rurociąg CATS o długości 408 km i średnicy 915 mm łączy platformy wydobywcze na złożu North Everest z terminalem Teeside. W wyniku awarii grupa BP zmniejszyła wydobycie o 10 880 t ropy dziennie. Naprawa potrwa do września.

Do eksploatacji wszedł największy tankowiec do przewozu skroplonego gazu ziemnego *British Emerald*,

zamówiony przez *British Petroleum* w stoczni Hyundai w Korei Płd. Statek ma pojemność 155 000 m³, długość 288 m i szerokość 44,2 m. Po raz pierwszy zastosowano silniki, które mogą być zasilane zarówno olejem napędowym, jak i gazem odparowanym w zbiornikach tankowca. Przynosi to znaczne oszczędności w zużyciu paliwa. Tankowce tej wielkości spalają średnio 180 t oleju na dobę, *British Emerald* spala o 40 t mniej. Jednostka jest napędzana 4 silnikami wysokoprężno-elektrycznymi i wyposażona w dziobowy ster strumieniowy ułatwiający manewry. Załoga liczy 23 osoby. Zamówiono już następne 3 tankowce tego typu.

British Petroleum posiada 3 tankowce do przewozu skroplonego gazu o pojemności 138 000 m³ i 3 starsze jednostki o pojemności 127 000 m³ i 135 000 m³.

Grecja. Oddanie do eksploatacji gazociągu Turcja-Grecja nieco się opóźnia — zamiast w czerwcu będzie on ukończony w sierpniu, lecz przygotowania do następnych etapów tej inwestycji, nazwanej *Południowoeuropejskim Pierścieniem Gazowym*, trwają. W Rzymie 26 lipca br. podpisano umowę o połączeniu z Włochami. Gazociąg z Turcji dociera do Komotini w Tracji. Niedaleko znajduje się port Aleksandrupoli, gdzie kończyć będzie się rurociąg do transportu ropy z Burgas planowany przez Rosję, Bułgarię i Grecję. Następnym elementem będzie odcinek Komotini-Igumenitsa do wybrzeża Morza Jońskiego o długości 590 km. W przyszłym roku rozpocznie się budowa segmentu podmorskiego z Igumenitsa do Otranto o długości 217 km z terminem zakończenia w 2011 r. Koszt całości przekroczy 1 mld USD i częściowo będzie finansowany przez Unię Europejską. Turecki minister energii i zasobów naturalnych H. Guler powiedział, że gaz z nowego gazociągu będzie tańszy o 15%. Będzie to prawdopodobnie gaz z Azerbejdżanu, ze złoża Szach Deniz. Niedawna wizyta G. Babajewa, ministra rozwoju gospodarczego Azerbejdżanu w Turcji może potwierdzać te spekulacje.

Afryka. Nigeria, Algieria i Niger planują budowę gazociągu transsaharyjskiego, który ma transportować gaz ziemny z delty Nigru do Algierii i Europy. Poinformował o tym algierski minister ds. Energii Chabib Khelil na konferencji w Brukseli, zorganizowanej w lipcu br. w celu zainteresowania tym projektem potencjalnych inwestorów.

Gazociąg o długości 4300 km i przepustowości 18–25 mld m³ gazu rocznie ma być ukończony do 2015 r. Odcinek do Beni Saf na wybrzeżu Morza Śródziemnego będzie miał średnicę 1220–1420 mm, zaś odcinek podmorski z Beni Saf do Hiszpanii średnicę 500 mm. Koszt gazociągu 6 lat temu szacowano na 7,5 mld USD, obecnie kwota ta wzrosła do 10 mld USD.

Inwestycja ma długą, ponad 20-letnią historię, ale dopiero teraz, w sytuacji rosnącego zapotrzebowania Europy na gaz ziemny, jej budowa stała się realna. Drugim sprzyjającym czynnikiem jest inicjatywa na rzecz rozwoju gospodarczego Afryki, w ramach której Algieria i Nigeria wspólnie przygotowały studium wykonal-

ności. W przeszłości oba kraje nie dysponowały środkami finansowymi, ani nie miały doświadczenia w realizacji inwestycji o takich rozmiarach. Przedstawiciel Nigerii zapewnił, że mimo planowanego rozwoju elektrowni zasilanych gazem jego kraj zapewni dostawy dla gazociągu. Udokumentowane zasoby gazu ziemnego w Nigerii wynoszą 5 bln m³. Nadal znaczna część gazu jest bezproduktywnie spalana. Z drugiej strony utrzymujące się napięcia polityczne, niepokoje, porwania oraz akty terroru i sabotażu w Nigerii odstraszały zagraniczne firmy. Zapewnienie bezpieczeństwa tak ważnej magistrali, jaką będzie gazociąg transsaharyjski, stanie się kluczowym problemem.

Nie są również rozstrzygnięte kwestie handlowe — jak gaz będzie sprzedawany do Europy. Czy *Sonatrach* będzie kupował gaz od Nigerii, czy też Nigeria uzyska bezpośredni dostęp do rynku europejskiego. Obie strony podkreślają dążenie do ścisłej współpracy, lecz prawdopodobnie dominować będzie *Sonatrach*, posiadający odbiorców w południowej Europie i doświadczenie w zakresie eksploatacji połączeń podmorskich.

Nie jest też ustalone, jaki będzie udział trzeciego uczestnika projektu, którym jest Niger, z uwagi na jego niewielki potencjał ekonomiczny. Wiadomo jedynie z wypowiedzi czynników oficjalnych, że Niger zamierza odbierać pewną ilość gazu z gazociągu dla potrzeb energetyki.

Rosja. Kierownictwo *Transnefti* podało, że tempo budowy rurociągu ze wschodniej Syberii do Chin i Japonii wynosi 5 km dziennie i ułożono już ok. 1000 km, co stanowi więcej niż 1/3 pierwszego etapu. Wiadomo też, że pierwszy odcinek będzie uzupełniony 70-kilometrowym połączeniem Skoworodino-DAQing o przepustowości ok. 15 mln t ropy rocznie. Protokół w tej sprawie podpisany w czerwcu br. przewiduje sfinansowanie dodatkowego odgałęzienia w wysokości 400 mln USD w całości przez stronę chińską, a ponadto zapewnienie 2000 pracowników do budowy ropociągu.

Nadal pojawiają się sprzeczne doniesienia na temat stanu zagospodarowania złóż ropy we wschodniej Syberii, które mają zaopatrywać ropociąg. W marcu br. prezes *Surgutneftiegazu* W. Bogdanow informował premiera Fradkowa, że jego firma nie będzie mogła zapewnić dostaw 30 mln ropy planowanych dla pierwszego etapu. Cały ropociąg, wraz z drugim etapem Skoworodino-wybrzeże Pacyfiku ma transportować 80 mln t ropy

rocznie. Jednak minister przemysłu i energii W. Christienko zapewniał, że zasoby ropy są wystarczające. Potwierdził to prezes *Transnefti* S. Wajnszok, powołując się na dane OAO *Rosneft*, która ma dostarczyć 25 mln t ropy, pozostałe 7 mln t dostarczy *Surgutneftiegaz*. Te wątpliwości rzutują na realizację drugiego etapu do Japonii — decyzji jeszcze nie podjęto mimo zabiegów Japonii, której bardzo zależy na powstaniu tej magistrali.

Jeszcze jedną kwestią wymagającą rozstrzygnięcia jest cena za przesył. W 2004 r. koszt całej inwestycji wynosił 6,65 mld USD i na tej podstawie cenę określono w wysokości 38,8 USD/tonę. Jednak w 2006 r. koszt ropociągu wzrósł do 11,3 mld USD, przez co koszt transportu rośnie do 50 USD/tonę. Premier Fradkow zapowiedział, że taryfy będą ustalone w grudniu br.

Afryka Zachodnia. W ciągu zaledwie 2 miesięcy z Zatoki Gwinejskiej nadeszły wiadomości o 5 odkryciach. Najpierw na wodach Angoli odwiercono otwór Miranda, który w próbach uzyskał przyływ 520 t/d ropy i osiągnął głębokość 5116 m przy głębokości wody 2436 m. Parę tygodni później pozytywny okazał się oddalony o 3,5 km od Mirandy otwór Cordelia. Osiągnął on głębokość 4040 m przy głębokości wody 2308 m. Po opróbowaniu uzyskano wydajność 280 t/d ropy. Podkreślić należy, że jest to 13 i 14 odkrycie w obrębie głębokowodnego bloku 31 — wyjątkowego pod względem liczby złóż.

Intensywne wiercenia trwają również w obrębie bloku 32. W wierceniu Cominhos-1 stwierdzono horyzonty roponośne w utworach górnego i dolnego oligocenu. Po opróbowaniu niższego horyzontu uzyskano przyływ 851 t/d ropy. W kolejnym otworze, Louro-1 przewiercono poziomy roponośne w utworach miocenu i oligocenu. Jest to także blok głębokowodny, głębokość wody wynosi odpowiednio 1594 i 1806 m.

W zachodniej części Zatoki Gwinejskiej, w sektorze Ghany, akumulację lekkiej ropy wykryto w basenie Tano otworem Mahogany-1 zaprojektowanym do głębokości 4200 m. Jest to pułapka stratygraficzna w turbidytach santonu, co otwiera nowe perspektywy w tym basenie. Kompleks zawierający węglowodory ma miąższość 269 m, z czego 95 m stanowi piaskowcowa seria zbiornikowa. Głębokość morza wokół wiercenia Mahogany-1 wynosi 1320 m.

Źródła: Aurelian Oil & Gas plc, BP, Hart's E&P, Offshore, Oil&Gas Financial Journal, Oil&Gas Journal, OPEC, PGNiG, Statoil, Upstream, , World Oil