

Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Jerzy Zagórski¹



Świat. Na początku lutego br. pojawiły się informacje o próbach włamań do systemów informatycznych koncernów naftowych. Firma *McAfee* zajmująca się zabezpieczeniem antywirusowym twierdzi, że skoordynowany atak został dokonany przez hakerów z Pekinu. Operacja nazwana *Nocny smok* rozpoczynała się od włamania na serwer z witryną korporacji, następnie penetrowano sieć wewnętrzną. Chińczycy uzyskali dostęp m.in. do informacji finansowych o przetargach i do map złóż, co oznacza, że straty poszkodowanych są ogromne. Przepuszczalnie proceder trwał przez kilka miesięcy. Nieoficjalnie wiadomo, że wśród zaatakowanych są *ExxonMobil*, *Shell*, *BP*, *Marathon*, *ConocoPhillips* i *Baker Hughes*. Wydarzenia te nie były komentowane na portalach naftowych, brak również wypowiedzi przedstawicieli wymienionych firm.

Polska. Spółka Grupy *LOTOS*, *LOTOS Petrobaltic*, wydobyła w 2010 r. z Bałtyku 186,5 tys. t ropy naftowej. Strategia firmy zakłada przeznaczenie kwoty 3,9 mld zł na poszukiwania i eksploatację w okresie 2011–2015 i osiągnięcie do 2015 r. rocznego wydobycia w ilości 1,2 mln t ropy. Będzie to możliwe m.in. dzięki przejęciu 100% udziałów litewskiej spółki *AB Geonafta* wydobywającej ropę na Litwie. Poinformował o tym na konferencji w Wilnie prezes *LOTOS Petrobaltic* Paweł Siemek.

Firma *LNG Energy Ltd.* udostępniła pierwsze informacje o wynikach wiercenia Wytowno S-1 zaprojektowanego w celu sprawdzenia obecności gazu ziemnego w utworach łupkowych dolnego paleozoiku. Końcowa głębokość otworu wynosi 3580 m. W czasie wiercenia w interwale o miąższości 221 m obejmującym utwory dolnego syluru, ordowiku i kambriu stwierdzono wyraźne objawy gazu w łupkach. Występowanie gazu odnotowano również w 450-metrowym interwale, który obejmuje osady środkowego i górnego syluru. Najsilniejsze objawy występują w łupkach ordowiku, przy czym miąższość utworów ordowiku przekracza 80 m – więcej niż zakładano na podstawie danych z wcześniejszych otworów w tym rejonie. Pobrano ponad 200 prób próbnikiem bocznym, obecnie są one analizowane. Po zakończeniu badań będzie podjęta decyzja co do wykonania szczelinowania. Gaz ziemny to prawie czysty metan, z niewielką domieszką etanu i propanu.

Na monoklinie przedsudeckiej *PGNiG SA* i *FX Energy* odniosły sukces w postaci odkrycia złoża gazu ziemnego w utworach czerwonego spągowca. W otworze Lisewo-1 uzyskano przyływ 217,9 tys. m³/d gazu, natomiast szaco-

wana maksymalna wydajność wynosi 379 tys. m³/d. Przewiduje się, że po zbudowaniu instalacji wydobywczych i gazociągu ustabilizowany poziom produkcji wynosić będzie od 127 do 141 tys. m³/d gazu. Rozważane jest wykonanie szczelinowania, co mogłoby zwiększyć wydobyte dwukrotnie lub nawet czterokrotnie. Analiza materiałów sejsmicznych z badań 3-D i danych otworowych wskazuje na występowanie w sąsiedztwie wiercenia Lisewo-1 pięciu następnych obiektów strukturalnych. Jeszcze jedna struktura, znacznie większa, położona na południowym wschodzie została zasygnalizowana na profilach 2-D i w II półroczu br. będzie rozpoznawana zdjęciem sejsmicznym 3-D. Wielkość potwierdzonych zasobów złoża Lisewo ocenia się na 735 mln–1,01 mld m³ gazu. Operatorem na tym bloku jest *PGNiG SA* (51% udziałów), *FX Energy* posiada 49%.

Po wielu zapowiedziach i długich przygotowaniach (od 2008 r.) 11 marca br. podpisano umowę dotyczącą budowy elektrociepłowni gazowej w Stalowej Woli. *TAURON Polska Energia S.A.* i *PGNiG SA* utworzyły spółkę celową pod nazwą *Elektrociepłownia Stalowa Wola*. Będzie to blok gazowo-parowy o mocy 400 MW wytwarzający energię elektryczną w wysokosprawnej kogeneracji, ciepło na potrzeby komunalne i parę technologiczną dla zakładów przemysłowych. Produkcja ciepła wynosić będzie 1800 TJ. Zaletą tego typu elektrociepłowni jest brak emisji SO₂ i pyłów oraz ograniczenie emisji tlenków azotu i CO₂. *Elektrownia Stalowa Wola* będzie pełnić rolę rezerwowego źródła energii. Dla *PGNiG SA* jest to pozyskanie nowego, dużego odbiorcy gazu, ponieważ zobowiązuje się do dostarczania 540 mln m³ gazu ziemnego w okresie 14 lat. Wartość inwestycji szacuje się na 1,9 mld zł.

Libia. Zamieszki w Libii, które zaczęły się 15 lutego br. i przekształciły się w otwartą rebelię przeciw rządowi, coraz bardziej wpływają na produkcję ropy naftowej. Jak powiedział prezes *Totalu* Christophe de Margerie, wydobycie spada do poziomu 27,2–40,8 tys. t/d, podczas gdy normalnie było to 244 tys. t/d ropy. *Total* już wstrzymał produkcję ze swoich złóż Al Jurf i Mabruk. Jeszcze bardziej dotkliwe będą zniszczenia w terminalu w pobliżu Ras Lanuf, jednym z dwóch głównych portów przeładunkowych ropy, powstałe w czasie walk z siłami rządowymi. Rosną też ceny ropy – cena w koszyku OPEC przekroczyła 21 lutego barierę 100 USD za baryłkę, po raz pierwszy od września 2008 r. Już 24 lutego br. było to 111,01 USD/b i najwyższy poziom 112,03 USD/b odnotowano 7 marca. Być może pod wpływem uspokajających komunikatów o wystarczających zapasach ropy cena w koszyku OPEC obniżyła się 15 marca do 106,56 USD/b.

¹Ul. Czerniakowska 28 A m. 4, 00-714 Warszawa; jpzagorski@sasiedzi.pl.

Włochy. Fala protestów i rozruchów w Afryce Północnej, która w połowie lutego br. dotarła do Libii, może mieć wpływ na los wspólnej inwestycji *Gazpromu* i *ENI*. W 2006 r. dwa koncerny zawarły strategiczne porozumienie o partnerstwie. Kontynuacją i rozwinięciem porozumienia jest podpisana 16 lutego w Rzymie umowa o przejęciu przez *Gazprom* za sumę 163 mln USD 50% udziałów *ENI* w konsorcjum eksploatującym złożę ropy naftowej Elephant w libijskim basenie Murzuq. Umowę podpisali w obecności prezydenta Dmitrija Miedwiediewa i premiera Silvio Berlusconiego prezes *Gazpromu* Aleksiej Miller i dyrektor generalny *ENI* Paolo Scaroni. Złożę Elephant o zasobach wydobywalnych 110 mln t ropy jest eksploatowane od 2004 r. Równocześnie strony zobowiązały się do podpisania do 28 lutego br. kontraktu o sprzedaży gazu ze złóż na Syberii należących do spółki *SiewierEnergia*, utworzonej przez *Gazprom*, *ENI S.p.A.* i *Enel SpA*.

Rosja. W komunikacie z lutego 2010 r. konsorcjum *Shtokman Development AG* zapowiedziało opóźnienie rozpoczęcia eksploatacji złoża Sztokmanowskoje o 3 lata (Prz. Geol., 58: 393). Ostateczne decyzje miały być podjęte na początku br. Teraz zarząd konsorcjum ogłosił, że rozstrzygnięcie losów gigantycznej inwestycji ponownie zostanie przesunięte w czasie, bez określenia konkretnego terminu. Główną przyczyną jest sytuacja na światowym rynku gazowniczym spowodowana osłabieniem popytu na gaz w Europie, uruchomieniem nowych, wydajnych instalacji skraplania gazu ziemnego i wzrostu wydobycia gazu z łupków w USA. Potwierdził to dyrektor rosyjskiej Federalnej Agencji ds. Wykorzystania Zasobów Naturalnych Piotr Sadownik, powołując się na opinie udziałowców. Nie bez znaczenia są też rozbieżności w sprawie transportu gazu – pierwotnie planowano przesyłanie mieszaniny gazu ziemnego i kondensatu dwoma podmorskimi rurociągami na ląd do zakładów oczyszczania, uzdatniania i skraplania gazu. Jednak w ub. roku *Gazprom* zaproponował wykorzystanie pływającej instalacji wstępnej przeróbki gazu, co wymaga zasadniczych zmian w projektach. Dotychczas złożone oferty na dostawę sprzętu i montaż były przygotowane według pierwotnych założeń.

Zainteresowanie poszukiwaniami na obszarach arktycznych jest coraz większe i jednocześnie wzrasta zapotrzebowanie na sprzęt dostosowany do specyficznych warunków. Przykładem jest utworzenie przez *CGGVeritas* i rosyjski *JSC Geotech Holding* spółki do badań sejsmicznych 2-D i 3-D, przede wszystkim na wodach Rosji i państw b. ZSRR. Spółka będzie wykonywać rejestracje i przetwarzać dane sejsmiczne. *CGGVeritas* udostępni dwa statki sejsmiczne z klasą lodową (przystosowane do żegluga w warunkach pokrycia akwenu lodem) – jeden do badań 2-D i jeden do zdjęć 3-D.

USA. Wznowienie wierceń głębokowodnych w Zatoce Meksykańskiej zależy od decyzji agencji rządowej BOEMRE (*Bureau of Ocean Management, Regulation and Enforcement*), która na polecenie sekretarza spraw wewnętrznych Kena Salazara miała stosować od października 2010 r. nowe, zaostrzone kryteria dotyczące sprzętu i metod prowadzenia robót wiertniczych. Dopiero 28 lutego br. firma *Noble Energy Inc.* otrzymała pierwsze pozwolenie na

podjęcie zastanowionego otworu nr 2 na strukturze Santiago w obrębie koncesji Mississippi Canyon Block 519. Wiercenie zostało przerwane 12 czerwca 2010 r. na głębokości 4140 m po wprowadzeniu moratorium. *Noble Energy* zamierzał rozpocząć prace wiertnicze pod koniec marca br. i osiągnąć planowaną głębokość 5790 m w końcu maja br. Dyrektor BOEMRE Michael Bromwich powiedział, że uzasadnieniem decyzji było wykazanie przez operatora zdolności do bezpiecznego prowadzenia wierceń głębokowodnych i opanowania podwodnej erupcji, gdyby do niej doszło. Technologia zabezpieczeń przeciwwybuchowych i kontroli wypływającej ropy została dostarczona przez firmę *Helix Well Containment Group*. Michael Bromwich zaznaczył, że system firmy *Helix* został przetestowany do głębokości 1700 m, natomiast wiercenie *Noble Energy* znajduje się na wodach o głębokości 1980 m, jednak dodatkowe badania potwierdziły skuteczność działania systemu przy większych głębokościach wody. Komentarze przedstawicieli przemysłu naftowego są sceptyczne, oceniają oni decyzję nie jako powrót do stanu normalnego, lecz pokazowe działanie K. Salazara w celu zyskania przychylności Kongresu Stanów Zjednoczonych. Na rozpatrzenie czekają 3 wnioski o nowe wiercenia i 6 wniosków o modyfikację pierwotnych projektów.

Projekt budżetu na 2012 r. budzi zaniepokojenie w przemyśle naftowym z powodu zapowiadanej likwidacji ulg podatkowych. Oblicza się, że wzrost podatków bezpośrednich dla przemysłu w 2012 r. wyniesie 3,4 mld USD, a w ciągu następnych 10 lat będzie to kwota 43,6 mld USD. Prezes Amerykańskiego Instytutu Naftowego Jack Gerard twierdzi, że zwiększenie podatków spowoduje zaniechanie lub ograniczenie wielu inwestycji, a tym samym obniżenie dochodów skarbu państwa, nie licząc negatywnych skutków na rynku pracy wynikających z utraty tysięcy miejsc zatrudnienia. Zauważa też, że nakłady sektora ropy i gazu na technologie niskiej emisji CO₂ wyniosły w latach 2000–2008 ponad 58 mld USD, znacznie więcej niż łączne wydatki rządu i pozostałego sektora prywatnego na ten cel.

W lutym br. rozpoczęła się eksploatacja złoża ropy naftowej Nikaitchuq na Alasce. Złożę odkryte w 2004 r. znajduje się na płytkich wodach (3 m) u wybrzeży North Slope i zawiera zasoby sięgające 30 mln t ropy. Ropa naftowa występuje w formacjach kredowych i górnotriasowych. Projekt zagospodarowania przewiduje odwiercenie 52 otworów, 22 na lądzie i 30 na morzu, przy czym jedno wiercenie będzie usytuowane na sztucznej wyspie żwirowej. Liczba otworów eksploatacyjnych wyniesie 26, 21 z nich to otwory zatłaczające wodę, a 5 otworów będzie dostarczać wodę do otworów zasilających. Stosowane będą kombinacje wiercenia pionowego do 1200 m i wiercenia poziomego o zasięgu ponad 6000 m. Po osiągnięciu pełnej zdolności produkcyjnej ze złoża Nikaitchuq będzie się wydobywać 3808 t ropy na dobę. Jest to pierwszy projekt eksploatacyjny włoskiego koncernu *ENI* w Arktyce.

Nie wszystkie przedsięwzięcia poszukiwawcze i produkcyjne na Alasce i w północnej Kanadzie rozwijają się tak pomyślnie. W ub. roku *Shell Offshore Inc.* przygotował projekt wierceń poszukiwawczych na płytkich wodach zatoki Camden na Morzu Beauforta. Po katastrofie *Deepwater Horizon* w Zatoce Meksykańskiej projekt był modyfikowany pod kątem możliwości opanowania ewentualnego

wycieku ropy i jej zbierania. Wiercenia miały się rozpocząć w br., ale teraz władze federalne unieważniły pozwolenie na prowadzenie prac wiertniczych. Postawiono warunek przedłożenia przez Agencję Ochrony Środowiska USA dodatkowych informacji na temat emisji tlenków azotu ze statków obsługujących wiercenia. *Shell* zapewnia, że od 5 lat metody prac wiertniczych i sprzęt są bezpieczne dla środowiska arktycznego, i ma nadzieję na rozpoczęcie wierceń w 2012 r.

Estonia. Firma *Eesti Energia (Enefit)* nie tylko eksploatuje łupki bitumiczne w kraju, ale rozwija ekspansję na rynkach zagranicznych. Najpierw we współpracy z *YTL Power International* rozpoczęła w Jordanii budowę elektrowni o mocy 900 MW opalanej olejem z łupków bitumicznych oraz instalacji produkcyjnej oleju opałowego z łupków o wydajności 5170 t/d produktu. Teraz wykupiła w USA firmę *Oil Shale Exploration Co.* i przygotowuje się do budowy w stanie Utah zakładu produkcji paliwa z łupków o wydajności 7750 t/d. *Oil Shale Exploration* posiadało w Utah koncesje z zasobami geologicznymi 3,1 mld t łupków bitumicznych.

W Estonii, w zakładach należących do *Eesti Energia*, od przeszło 20 lat produkuje się 177 tys. t oleju opałowego z łupków rocznie. Obecnie w budowie jest instalacja nowej generacji, również wykorzystująca łupki bitumiczne eksploatowane metodą odkrywkową, która po osiągnięciu pełnej zdolności produkcyjnej będzie przetwarzać 2,3 mln t surowca rocznie, produkując 286 tys. t oleju opałowego rocznie i ponad 75 mln m³ wysokokalorycznego gazu opałowego. Gaz ten będzie wykorzystywany do zasilania elektrowni gazowej lub do produkcji wodoru. Inwestycja ma być ukończona w 2012 r.

Pakistan. Węgierski *MOL* donosi o sukcesie poszukiwawczym na bloku Tal w Północno-Zachodniej Prowincji Granicznej. W otworze poszukiwawczym Tolanj X-1 po zapięciu próbnika złoża w górnej części 48-metrowego interwału złożowego w kredowej formacji Lumshival uzyskano przez zwężkę 32/64" przy ciśnieniu głowicowym 162,6 atm przyływ 461 tys. m³/d gazu. Otwór będzie pogłębiany w celu rozpoznania niższych horyzontów zło-

zowych. Jest to szóste odkrycie *MOL* w obrębie tego bloku. Poprzednio odkryto w utworach paleogenu, górnej kredy i jury złoża ropy lub ropno-kondensatowe Manzalai, Makori, Makori East, Mami Khel i Maramzai. *MOL Pakistan* prowadzi poszukiwania na bloku Tal wspólnie z *Oil & Gas Development Corp. Ltd.*, *Pakistan Petroleum Ltd.*, *Pakistan Oilfields Ltd.* i *Government Holding (Pvt.) Ltd.* od 1999 r.

Bahamy. Jeśli informacje przekazane przez *Bahamas Petroleum Corp.* potwierdzą się, to na Oceanie Atlantyckim wokół Bahamów otwiera się nowy, bardzo perspektywiczny obszar poszukiwań. Podstawą są wyniki badań sejsmicznych – wykonano 1120 km profili, które zostały przetworzone z zastosowaniem migracji czasowej przed składaniem. Uzyskane wyniki charakteryzują się bardzo dobrą rozdzielczością i odwzorowaniem struktur fałdowych dominujących w budowie regionalnej. Opracowaniem badań sejsmicznych zajmują się niezależnie dwie naftowe firmy konsultingowe, które wskazują na obecność licznych antyklin o dość prostej budowie oraz potwierdzają występowanie kompleksów skał zbiornikowych i uszczelniających o znacznej rozciągłości poziomej. Widoczne na przekrojach sejsmicznych odklucia fałdów kompresyjnych mogą być związane z istnieniem jurajskich warstw solnych, co oznacza również możliwość poszukiwań w głębszych utworach podsolnych. Jednak najważniejszym czynnikiem, podkreślanym przez wszystkich geologów naftowych, są rozmiary struktur. Dotychczas w regionie Karaibów i Zatoki Meksykańskiej nie udokumentowano antyklin tej wielkości. Wstępne oceny mówią o zasobach rządu kilkudziesięciu mln t ropy. Interpretacja sejsmiczna była wspomaganą nowymi danymi grawimetrycznymi i magnetometrycznymi. Koncesje posiadane przez *Bahamas Petroleum* mają powierzchnię 8090 km². Firma planuje rozpoczęcie pierwszych wierceń w ciągu najbliższych 12 miesięcy.

Źródła: Alexander Gas & Oil Connections, ENI, Hart's E&P, FX Energy, LNG, Lotos, Offshore, Oil & Gas Financial Journal, Oil & Gas Journal, PGNiG, Rigzone, World Oil