



Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Jerzy Zagórski*



Świat. Początek roku jest okazją do podsumowań, ale także do przewidywania, co przyniesie najbliższych 12 miesięcy. Ubiegłoroczne prognozy specjalistów zaproszonych przez redakcję *World Oil* i wypowiadających się, jaki będzie rok 2005 były tak ostrożne (po doświadczeniach roku 2004) i lakoniczne, że trudno je szczegółowo zweryfikować. Ogólnie

miało to być rok pomyślny dla branży i takim był pod względem wysokości zysków producentów ropy. Zwracano uwagę na rozwój poszukiwań i wydobywania w akwenach głębokowodnych i ten kierunek jest widoczny zarówno w lokalizacji nowych koncesji, jak i w osiągnięciach technicznych umożliwiających pracę w takich warunkach. Kluczowa dla gospodarki amerykańskiej sprawa udostępnienia zasobów ropy naftowej i gazu ziemnego na Alasce w obrębie chronionej strefy krajobrazu arktycznego (ANWR) nie została rozstrzygnięta. Nie sprawdziły się optymistyczne prognozy wzrostu wydobywania na Morzu Północnym, formułowane przez ekspertów brytyjskich i norweskich. Największy rozdźwięk z rzeczywistością zawierała opinia o przypuszczalnym powrocie w 2005 r. do cen ropy rzędu 25 USD za baryłkę i cen gazu na poziomie 3 USD za 1 mln Btu. Tymczasem ropa kosztowała ok. 55 USD/b, a gaz powyżej 10 USD za 1 mln Btu, nawet 14 USD.

Prognozy na rok 2006 opracowała jak zwykle grupa menedżerów i analityków z różnych firm, przeważnie amerykańskich. Tylko prof. A. Kemp i T. Overvik reprezentują Europę. Skład grupy zmienił się znacznie w porównaniu z poprzednim rokiem, 5 specjalistów to nowe osoby w tym zespole. Autorzy na ogół są zgodni co do pozytywnej oceny roku 2005, bo na to pozwalają dane statystyczne dostępne w momencie opracowywania prognoz, tj. w końcu listopada ubiegłego roku, ale prosta ekstrapolacja bieżącej sytuacji na rok 2006 nie jest możliwa. Niemal wszyscy poświęcają w swoich analizach bardzo dużo miejsca skutkom huraganów w Zat. Meksykańskiej. Jest to zrozumiałe, biorąc pod uwagę fakt, że jeszcze 29.12.2005 r. 103 platformy żałogowe były nieczynne, a ubytek produkcji ropy naftowej wynosi 20% rocznego wydobywania w tym regionie. Stawiane są pytania, czy nie należy wyciągnąć wniosków z tych wydarzeń i dokonać zmian w projektowaniu i budowie platform wiertniczych i wydobywczych. Zniszczenia były szczególnie dotkliwe dla małych, niezależnych firm, bo wielkie koncerny mogły zrekompensować ubytek produkcji w Zatoce Meksykańskiej przez zwiększenie wydobywania w innych regionach.

Punktem wyjścia do przewidywań są szacunki zapotrzebowania na ropę naftową na świecie, dokonane przez Międzynarodową Agencję Energetyczną. W 2004 r. było to 82,1 mln b/d, w 2005 nastąpił wzrost o 1,5%, tj. do 83,4

mln b/d, natomiast w 2006 r. spodziewany jest wzrost do 85,2 mln b/d, czyli o 2,1%. Równocześnie, mniej więcej od połowy ub. roku, obserwuje się wzrost nakładów na poszukiwania i eksploatację. Początkowo wyższe dochody firm naftowych nie przekładały się na zwiększenie inwestycji. Teraz sytuacja się zmienia i budżety rosną, aby utrzymać obecny poziom produkcji i przygotować nowe struktury i złoża. Ocenia się, że wydatki na poszukiwania i eksploatację na świecie (poza USA i Kanadą) w 2006 r. wzrosną o 14,9% w porównaniu z rokiem ubiegłym i zamkną się kwotą 156 mld USD. W USA dane zebrane z 347 firm wykazują zwiększenie nakładów na ten cel o 14,7%, co oznacza kwotę 238 mld USD. Nieco mniejsze ożywienie zapowiada się w Kanadzie, gdzie przyrost wydatków jest szacowany na 13,3%. Z analiz firmy *Lehman Bros.* wynika, że ograniczenie kosztów wierceń może nastąpić dopiero przy spadku cen ropy poniżej 45 USD za baryłkę. Ponieważ w ostatnich miesiącach ceny te nie spadają poniżej 55 USD za baryłkę, pomyślna koniunktura dla firm wiertniczych i serwisowych powinna się utrzymać. Jednocześnie jednak czynnikiem hamującym rozwój są rosące koszty prac. Przykładem są ceny wynajmu urządzeń wiertniczych przystosowanych do pracy w akwenach głębokowodnych, dochodzące do 500 000 USD za dzień, co nawet przy wysokich cenach ropy może sprawić, że eksploatacja nowego złoża będzie na granicy opłacalności. Czynnikiem mobilizującym aktywność poszukiwawczą jest z kolei zwiększone zainteresowanie bezpieczeństwem energetycznym, ale w tym zakresie barierę stanowi dostęp do zasobów. W USA obowiązuje nadal moratorium na poszukiwania na obszarze szelfu kontynentalnego. Nowe obszary istnieją (najczęściej wymienia się Grenlandię, Afrykę Południową i Pakistan), lecz ich eksploracja i zagospodarowanie zajmują sporo czasu. Tu znów pojawia się ograniczenie — sygnalizowany od pewnego czasu deficyt platform wiertniczych. Ze względu na długi cykl projektowania i konstrukcji popyt nie może być szybko zaspokojony. Niemal wszyscy autorzy prognoz wiążą duże nadzieje na zwiększenie wydobywania ze złóż rozpoznanych i eksploatowanych, z postępami w geologii i inżynierii złożowej oraz podwyższeniem stopnia szczypania złóż. Na potwierdzenie tych możliwości przytaczany jest przykład złoża Statfjord, eksploatowanego od 1979 r., gdzie wykorzystano 70% zasobów geologicznych, zamiast zakładanych pierwotnie 48%. Najbardziej optymistyczne opinie prezentuje D. Steffes, prezes firmy konsultingowej zajmującej się właśnie planowaniem i prognozami. Twierdzi on, że szacunki zapotrzebowania na ropę i gaz podawane przez IEA są zbyt wysokie i w rzeczywistości popyt będzie niższy o 15%. Wobec tego łatwiej będzie zaspokoić potrzeby. Bardzo odważna jest jego prognoza cenowa — uważa, że ceny ropy będą się utrzymywać w przedziale 30–45 USD za baryłkę. Zwraca też uwagę na przeniesienie sekretariatu Międzynarodowego Forum Energetycznego z Houston do Rijadu, co potwierdza tezę, że w najbliższej przyszłości zasó-

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

by bituminów na Bliskim Wschodzie i w Afryce Północnej będą decydować o kształcie polityki energetycznej na świecie. Forum Energetyczne prowadzi dialog na szczeblu ministerialnym pomiędzy krajami produkującymi nośniki energii i krajami-konsumentami.

Po raz kolejny sygnalizowany jest problem deficytu kwalifikowanego personelu, który już się zaznacza w niektórych specjalnościach. Formułowane wcześniej w różnych gremiach i na różnych szczeblach ostrzeżenia nie przyniosły dotychczas praktycznych skutków. W sytuacji zapowiadanego zwiększonego nacisku na zaawansowane metody badania złóż i eksploatacji brak kadr może być poważnym hamulcem.

Problemy europejskie w prognozach są rozpatrywane prawie wyłącznie pod kątem basenu Morza Północnego. Zwiększone zainteresowanie rundami przetargowymi na koncesje zarówno w sektorze brytyjskim, jak i norweskim ma być dowodem na długofalową poprawę koniunktury w dziedzinie poszukiwań i wydobywania. Brytyjski rynek gazowniczy zyskuje szansę na uporządkowanie dzięki uruchomieniu gazociągu łączącego terminale w Zeebrugge i w Bacton. Dla norweskiego *Statoilu* rozszerzenie operacji zagranicznych (Azerbejdżan, Algieria, Wenezuela, Angola) zapewni znaczący przyrost produkcji ropy.

Spośród 10 największych firm naftowych na świecie osiem to koncerny państwowe, skoncentrowane dotychczas przede wszystkim na działalności krajowej. Teraz sytuacja zmienia się i firmy te rozszerzają swoją aktywność zagraniczną i to nie tylko w dziedzinie poszukiwań i wydobywania, lecz także w zakresie tworzenia infrastruktury marketingowej. Tak właśnie już funkcjonuje norweski *Statoil*, brazylijski *Petroleo Brasileiro SA*, saudyjski *Saudi Aramco Oil Co.* i malezyjski *Petronas*. Bieżące informacje z branży naftowo-gazowniczej wyraźnie wskazują, że wkrótce dołączą do nich *Gazprom*, *Petrochina* i *Sonatrach*. Przykłady ekspansji to próba zakupu amerykańskiej firmy *Unocal Corp.* przez chiński *CNOOC*, zablokowana przez rząd USA lub zaangażowanie firm chińskich w poszukiwania ropy i gazu w Kazachistanie. Wzmocnienie koncernów państwowych niewątpliwie spowoduje reakcję wielkich firm prywatnych w postaci restrukturyzacji i konsolidacji oraz fuzji i przejęć mniejszych firm.

Po sukcesie technicznym i ekonomicznym, jakim było wprowadzenie do użytku jednostek FPSO (*Floating Production, Storage and Offloading*), a następnie FONG (*Floating Oil and Natural Gas*), nastąpiło rozwinięcie poprzednich konstrukcji przez dołączenie urządzenia wiertniczego. Tak powstała jednostka FDPSO (*Floating Drilling, Production, Storage and Offloading*). Projekt FDPSO powstał w norweskiej firmie *MOST (Multi Operational Service Tankers)* w odpowiedzi na wymagania stawiane przez brytyjskie Ministerstwo Handlu i Przemysłu — dotyczące szczególnych warunków rozwiercania i eksploatacji niektórych złóż. Dzięki swojemu różnorodnemu wyposażeniu FDPSO może wykonywać wiele prac związanych z udostępnieniem złoża, eliminując konieczność angażowania oddzielnych urządzeń wiertniczych i statków pomocniczych. Prócz operacji wiercenia i uzbrojenia otworu (łącznie z użyciem przewodu zwijanego) przystosowany jest do montażu podwodnych płyt fundamentowych do głowic eksploatacyjnych oraz robót instrumentacyjnych. Ponadto, tak jak jednostki FPSO, służy do tymczasowego magazynowania wydobytej ropy przed przepompowaniem jej do tankowców. Statki FDPSO mogą być nowymi jednostkami projektowanymi specjalnie do tego celu lub też przebudowanymi tankowcami klasy Suezmax (120 000–150 000 DWT).

Nowy statek jest już wykorzystywany do eksploatacji złoża Skipper w sektorze brytyjskim M. Północnego. Złoże Skipper ma zasoby wydobywalne rzędu 2,7–5,4 mln t ropy. Jest to ropa ciężka, o ciężarze 0,9340–0,9659 g/cm³, a warunki złożowe wymagają stosowania wydobywania wspomaganego. Oznacza to konieczność zastosowania rozbudowanych instalacji podwodnych, tymczasem przy użyciu jednostki FDPSO wiele z tych operacji jest znacznie uproszczonych.

Wiertnictwo. W grudniu ub. roku na świecie czynnych było 295 platform wiertniczych typu *jack-up*, 133 platformy pływające i 27 statków. Wysoki był też stopień wykorzystania urządzeń wiertniczych, dochodzący w niektórych kategoriach do 98%. Uzasadnione są więc ostrzeżenia o możliwym deficycie morskich urządzeń wiertniczych, szczególnie tych, które mogą wiercić w akwenach głębokowodnych. Jak wynika z danych przedstawionych w tabeli 1, w najbliższych latach przybędzie tylko 14 platform

Tab 1. Statki wiertnicze i platformy półzanurzalne w budowie* (wg *World Oil*)

Nazwa	Maksymalna głębokość wody	Maksymalna głębokość wiercenia	Typ	Data ukończenia
<i>West E-Drill</i>	3000	–	półzanurzalna	XII 2007
<i>Aker Drilling Semisub TBN 1</i>	3050	–	półzanurzalna	II 2008
<i>SeaDrill Semisub TBN 3</i>	3050	–	półzanurzalna	II 2008
<i>SeaDrill Semisub TBN 1</i>	3050	–	półzanurzalna	III 2008
<i>Mosvold Drillship TBN 1</i>	3050	–	statek	VI 2008
<i>ENSCO 8500</i>	2590	–	półzanurzalna	VI 2008
<i>Maersk Deepwater Semisub TBN I</i>	3050	–	półzanurzalna	IX 2008
<i>Aker Drilling Semisub TBN 2</i>	3050	–	półzanurzalna	X 2008
<i>SeaDrill Semisub TBN 2</i>	3050	–	półzanurzalna	XI 2008
<i>Frigstad Semisub TBN 1</i>	3660	15240	półzanurzalna	XII 2008
<i>Frigstad Semisub TBN 2</i>	3660	15240	półzanurzalna	VI 2009
<i>Maersk Deepwater Semisub TBN II</i>	3050	–	półzanurzalna	IX 2009
<i>Bingo 9000-3</i>	3050	10670	półzanurzalna	–
<i>Bingo 9000-4</i>	3050	10670	półzanurzalna	–

*dotyczy statków i platform przystosowanych do głębokości wody większej od 2440 m; wg stanu na 14.11.2005

półzanurzalnych i 1 statek wiertniczy przystosowany do pracy na wodach głębszych niż 2440 m. Również dostawy platform *jack-up*, zdolnych do pracy na wodach głębszych niż 120 m, ograniczą się do 9 jednostek, które mają być oddane do eksploatacji do końca 2008 r.

Wenezuela. W 1976 r. nastąpiła nacjonalizacja przemysłu naftowego w Wenezueli, ale w latach 1990–1997, kiedy ceny ropy były niskie, państwowy koncern *PdVSA* nie był zainteresowany eksploatacją mniejszych lub trudno dostępnych złóż. Aby zintensyfikować produkcję ropy, władze zgodziły się na wejście zagranicznych firm i udzieliły łącznie 32 koncesji na eksploatację. W 2005 r. wydobyte ze złóż objętych tymi koncesjami wynosiło ponad 72 tys. t/d ropy, tj. ok. 16% krajowego wydobycia. Sytuacja zmieniła się po dojściu do władzy Hugo Chaveza. Prezydent zmienił prawo naftowe, uznając zawarte kontrakty koncesyjne za nielegalne. W ubiegłym roku Ministerstwo Energii i Ropy Naftowej oznajmiło, że 20 międzynarodowych firm naftowych działających w Wenezueli musi zawiązać z *PdVSA* spółki, w których udział państwa będzie wynosił 60%. Termin podpisania umów minister Rafael Ramirez wyznaczył do końca 2005 r. Te zmiany oznaczały dla zainteresowanych firm podwyżkę podatków i utratę pełnej kontroli nad działalnością filii w Wenezueli. Ostatecznie jednak 19 firm podpisało nowe kontrakty. Pozostał *ExxonMobil*, który jako jedyny nie zgodził się na nowe warunki i wniósł powództwo do sądu przeciwko rządowi. W odpowiedzi prezydent Hugo Chavez oświadczył, że jeśli *ExxonMobil* nie podpisze umowy, to już nigdy nie będzie dla niego miejsca w Wenezueli.

W sytuacji, gdy w Boliwii rządy przejął lewicowy prezydent Evo Morales, wydarzenia w Wenezueli mogą mieć dalsze konsekwencje. Poparcie H. Chaveza może zachęcić nowe władze w La Paz do podobnych działań wobec zagranicznego kapitału i takie wypowiedzi padały już w czasie wizyty Moralesa w Caracas.

Wenezuela jest również promotorem wielkiej inwestycji w postaci gazociągu biegnącego z Wenezueli do Argentyny. Byłby to początek transamerykańskiej sieci gazowniczej, dostarczającej gaz ziemny ze źródeł w Wenezueli do odbiorców w Brazylii, Urugwaju i Argentynie. Porozumienie w tej sprawie podpisali 7.12.2005 r. w Caracas przedstawiciele Argentyny, Brazylii i Wenezueli. Rurociąg o długości ok. 6000 km będzie łączył Maracaibo, Caracas, Manaus, Montevideo i Buenos Aires (z możliwością odgałęzienia do Boliwii) i ma kosztować 10 mld USD. Inwestycja ma być zatwierdzona na posiedzeniu *Mercosur* (*Mercado Comun del Cono Sur* — Wspólny Rynek Południa), najsilniejszej strefy wolnego handlu w Ameryce Południowej, powołanej w 1991 r. traktatem z Asuncion.

Japonia. Na początku 2004 r. zakończono prace wiertnicze w ramach programu badania gazohydratów w niecce Nankai (*Prz. Geol.*, vol. 52, nr 8, str. 635–637) i obecnie opublikowano wstępne sprawozdanie koncentrujące się na przebiegu operacji i aspektach technicznych. Była to kontynuacja prac z 1999 r., kiedy to wykonano w tym rejonie wiercenie do głębokości 3300 m i stwierdzono zawartość gazohydratów na głębokości od 200 do 270 m poniżej dna morskiego. Wykonano badania sejsmiczne 2-D i 3-D i na

podstawie ich wyników zaprojektowano 32 otwory z zadaniem dowiercenia do granicy refleksyjnej, związanej ze spagiem strefy stabilności gazohydratów (BSR — *Bottom Simulating Reflector*). Otwory były zgrupowane w 3 lokalizacjach przy głębokości wody od 720 do 2033 m i wiercono do głębokości od 163 do 502 m poniżej dna morskiego, przy czym część z nich przewiercono ok. 100 m poniżej BSR. W 16 otworach wykonano pomiary geofizyczne w czasie wiercenia (LWD — *Logging While Drilling*), w 2 otworowe profilowanie geofizyczne, 12 było rdzeniowanych, 1 został odwiercony jako poziomy i 1 został zarurowany. Pomiary LWD obejmowały kompensacyjne profilowanie neutronowe, akustyczne, oporności, gamma, magnetyczny rezonans jądrowy oraz pomiar ciśnienia, temperatury i trajektorii otworu.

Rdzenie pobierano w 6 otworach za pomocą rdzeniówek tłokowych (ACB — *Advanced Piston Corer*) i wydłużonych (XCB — *Extended Core Barrel*), umożliwiających pobieranie do 9,5 m rdzenia o średnicy odpowiednio 62 mm i 60 mm. Pierwszy typ rdzeniówki był przystosowany do skał bardzo miękkich i miękkich, drugi do zwięzłych. W kolejnych 6 otworach stosowano specjalne rdzeniówki pobierające rdzenie z zachowaniem temperatury i ciśnienia (PTCS — *Pressure Temperature Core Sampler*). W tym przypadku maksymalna długość próbki o średnicy 43,2 mm wynosiła 99 cm. Przy pobieraniu prób rdzeniówkami APC/XCB, aby dokładniej zlokalizować interwały z gazohydratami, profilowano rdzenie kamerą termowizyjną sygnalizującą miejsca o obniżonej temperaturze i te fragmenty rdzeni umieszczano w pojemnikach chłodzonych ciekłym azotem. Ogółem pobrano 600 m rdzeni. Pomiary temperatury były wykonywane termometrem dennym nowej generacji, o dokładności pomiaru 0,1°C i rozdzielczości 0,01°C.

Doświadczalny otwór poziomy o głębokości pomiarowej 572 m odchyłono na głębokości 255 m poniżej dna i przewiercono odcinek 100 m w interwale gazohydratowym o miąższości 50 m. Drugi otwór doświadczalny wykonano w celu sprawdzenia skuteczności cementacji i zarurowania w zamykaniu horyzontów gazohydratowych. W odległości 10 m od tego otworu i innych umieszczono na dnie zdalnie sterowaną aparaturę do wykrywania gazu. Pomiary nie wykazały wypływu gazu.

Generalnie program spełnił swoje zadanie, przetestowano statek wiertniczy, aparaturę pomiarową i urządzenia pomocnicze. Następnym etapem to ponowna interpretacja materiałów sejsmicznych z wykorzystaniem informacji z profilowania otworów i rdzeni, określenie ilości gazohydratów w osadach niecki Nankai, opracowanie metod odzyskiwania gazu z gazohydratów z uwzględnieniem ewentualnego wpływu tej eksploatacji na środowisko i zaprojektowanie dalszych prób złożowych i próbnej eksploatacji.

Z inicjatywą wykonania opisanych badań wystąpiło japońskie Ministerstwo Gospodarki, Handlu i Przemysłu, ono również finansowało program. Głównymi wykonawcami były przedsiębiorstwa naftowe *JOGMEC* (*Japan Oil, Gas and Metals National Corp.*, poprzednio *JNOC*) i *JAPEX* (*Japan Petroleum Exploration Co. Ltd.*).

Źródła: *Hart's E&P, Offshore, Oil&Gas Journal, Upstream, World Oil*