

## Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Jerzy Zagórski<sup>1</sup>



**Świat.** W ubiegłorocznych prognozach dla przemysłu naftowego nie podawano przewidywanych cen ropy, nie można więc ocenić, czy autorzy trafnie ocenili rozwój sytuacji na rynku, podobnie jest w prognozach na rok 2012. Wynika to przede wszystkim z sytuacji politycznej i gospodarczej na świecie. „Arabska wiosna” zburzyła atmosferę względnej stabilizacji na Bliskim Wschodzie i zagroziła ciągłości dostaw ropy z tego regionu. Lista państw arabskich, w których trwają niepokoje, jest długa, a teraz jeszcze do groźnych punktów zapalnych dołączył Iran. Tak więc obecne wysokie ceny ropy i dobra koniunktura dla wierceń z uwagi na zapotrzebowanie ze strony nowego sektora gazu łupkowego nie mogą uspokajać i tworzyć wizji pomyślnej przyszłości. Mimo że eksperci przygotowujący prognozy reprezentują firmy amerykańskie, to jednak biorą pod uwagę wiadomości z Europy o wstrzymaniu poszukiwań gazu z łupków i nasilające się krytyczne opinie na temat szczelinowania hydraulicznego. Mogą one nie tylko opóźnić rozwój tego sektora i zagospodarowanie zasobów niekonwencjonalnych w Europie, ale także wpłynąć na sytuację w USA. Tymczasem problematyka zasobów niekonwencjonalnych przewija się we wszystkich wypowiedziach współpracowników redakcji World Oil i generalnie są one uważane za najważniejszy czynnik mogący ożywić gospodarkę USA, podobnie jak ropa z Morza Północnego pozwoliła Wielkiej Brytanii wyjść z recesji w latach 70. XX w. Spadek cen gazu pod wpływem rosnącej podaży gazu z łupków ma też negatywne efekty, ponieważ obecnie, gdy cena gazu wynosi 13–14 centów za 1 m<sup>3</sup>, wydobycie części zasobów jest nieopłacalne. Sporo miejsca zajmują analizy skutków katastrofy Deep Horizon w postaci wprowadzenia moratorium na wiercenia w Zatoce Meksykańskiej, nowych ograniczeń dotyczących poszukiwań i eksploatacji, a także dostępu obszarów koncesyjnych. Przypomina się też, że tamta katastrofa spowodowała utratę 60 tys. miejsc pracy. Nieco inny jest punkt widzenia ekspertów z Hart’s E&P, którzy są przekonani o znacznym wzroście nakładów na poszukiwania i wydobycie w 2012 r., przy czym zwiększenie będzie dotyczyło przede wszystkim nowych technologii w instalacjach podmorskich, automatyce, pływających jednostkach wydobywczych i złożach niekonwencjonalnych. Już 30% wydobywanej ropy pochodzi ze złóż podmorskich, więc rozwój urządzeń przystosowanych do pracy na coraz większych głębokościach, niezawodnych i wydajnych, jest kluczowym elementem dla tego sektora przemysłu naftowego. Z kolei z eksploatacją gazu z łupków wiąże się zasto-

sowanie wierceń poziomych na większą skalę, zróżnicowane techniki dowiercania i monitoring złóż. W związku z tym rośnie rola informacji w czasie rzeczywistym. Coraz więcej urządzeń wiertniczych jest wyposażonych w systemy EDR (*Electronic Drilling Recorder*), zapisujące dane z przebiegu wiercenia. Dostęp do tych informacji mają przede wszystkim duże firmy posiadające ośrodki przetwarzania danych, ale dzięki standaryzacji protokołów wymiany danych i Internetowi pojawia się możliwość szerszego wykorzystania doświadczeń z najbardziej zaawansowanych technologicznie wierceń i najtrudniejszych przypadków geologicznych i szybkiej reakcji na problemy pojawiające się w czasie wiercenia, opróbowania i eksploatacji.

Zwraca się też uwagę na wykorzystanie sejsmiki 3-D, która do tej pory w rozpoznaniu zasobów gazu z łupków odgrywała mniejszą rolę niż w poszukiwaniach konwencjonalnych złóż ropy i gazu. Zaawansowane metody przetwarzania pozwalają na kartowanie stref abrazji i spękań i stref podwyższonej porowatości, lokalizację uskoków i określanie parametrów fizycznych skał, co jest przydatne podczas projektowania rozmieszczenia wierceń i konstrukcji otworów poziomych.

Jak widać, wiele wydarzeń i procesów wpływa na oceny i zapowiedzi tego, co w branży naftowej będzie się działo w 2012 r., stąd sprawdzalność prognoz jest wyższa, jeśli chodzi o tendencje w technice, i niższa w dziedzinie cen i sytuacji rynkowej.

Wstępne dane o wynikach finansowych w roku 2011 potwierdzają utrzymanie przez koncern ExxonMobil pierwszego miejsca pod względem wielkości zysku. W ub. roku zysk wyniósł 41,06 mld USD, co oznacza wzrost o 35% (w 2010 r. było to 30,46 mld USD). Dzięki zwiększeniu zysku o 25% na drugie miejsce wysunął się Gazprom, którego zysk w 2011 r. wyniósł 40 mld USD w porównaniu z kwotą 32 mld USD w 2010 r.

**Polska.** Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA w prognozie na rok 2011 przewidywało wydobycie 460 tys. t ropy naftowej i 4,3 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego. Rzeczywiste wyniki produkcyjne niewiele odbiegły od planu: produkcja ropy w ub. roku wyniosła 468 tys. t, produkcja gazu – 4,3 mld m<sup>3</sup>. Prognozy na lata 2012–13 zostały ostatnio zmienione w wyniku nowych ocen danych geologiczno-złożowych i eksploatacyjnych i zakładają wzrost produkcji. Wydobycie ropy w 2012 r. wyniesie 660 tys. t (pierwotnie 500 tys. t), w tym ze złóż krajowych 480 tys. t; w 2013 r. będzie to 1240 tys. t, w tym w kraju 750 tys. t. Wydobycie gazu w 2012 r. ma się zwiększyć do

<sup>1</sup>Ul. Czerniakowska 28 A m. 4, 00-714 Warszawa; jzagorski@sasiedzi.pl.

4,7 mld m<sup>3</sup>, w 2013 r. osiągnie 4,9 mld m<sup>3</sup>, głównie dzięki produkcji ze złóż na Morzu Północnym.

Pod koniec 2010 r. Poszukiwania Nafty i Gazu Jasło rozpoczęły wiercenie otworu Niebieszczany-1 zlokalizowanego w strefie nasunięcia karpackiego i zaprojektowanego do głębokości 4800 m. Wynik jest pozytywny; z dwóch odrębnych horyzontów uzyskano przyływ odpowiednio 118 m<sup>3</sup>/min i 283 m<sup>3</sup>/min gazu oraz znaczną ilość węglowodorów ciekłych. Po zakończeniu opróbowania prawdopodobnie będzie wiercony otwór rozpoznawczy. Operatorem koncesji w Bieszczadach jest PGNiG SA, udziały posiada także brytyjska firma Aurelian Oil & Gas plc. W tym rejonie wykonano również 185 km profili sejsmicznych 2-D.

Spółka Grupy Lotos, Lotos Exploration and Production Norge, uzyskała w trakcie kolejnej rundy przetargowej organizowanej przez norweskie Ministerstwo Ropy Naftowej i Energii dwie koncesje poszukiwawcze na Morzu Norweskim. Są to koncesje PL 643 Halten Terrace (operator VNG Norge AS) i PL 655 Traene Basin (operator Wintershall); w obu Lotos ma 30% udziałów.

W tym samym przetargu trzy koncesje położone w pobliżu złoża Skarv uzyskała PGNiG SA.

Nadal pod znakiem zapytania jest przyszłość projektu rurociągu Odessa–Brody–Płock. W pierwotnym planie zakładano zakończenie budowy w 2015 r. i rozpoczęcie w 2016 r. przesyłu ropy kaspiskiej w ilości 10 mln t rocznie. Koszt dla strony polskiej oblicza się na 1,6 mld zł.

Siergiej Skrypka, dyrektor generalny konsorcjum Sarmatia, powiedział, że realizacja inwestycji zależy od podpisania wielostronnej umowy międzyrządowej (Polska, Ukraina, Azerbejdżan i Gruzja). Poprzedzić ją ma uzgodnienie treści umowy najpierw między Polską i Ukrainą, ale wcześniej muszą zapaść decyzje polityczne. Tymczasem w dyskusji w Kancelarii Prezydenta RP na temat określenia warunków uczestnictwa w tym projekcie szef Biura Bezpieczeństwa Narodowego Stanisław Koziej stwierdził, że nie ma wyraźnych gwarancji ze strony dostawców i odbiorców ropy.

Siergiej Skrypka wyjaśniał jednocześnie, że nie powinno być trudności technicznych z przeróbką lekkiej ropy z Azerbejdżanu w rafineriach w Płocku i Gdańsku przetwarzających dotychczas ropę odmiany Urals. Trzy rafinerie ukraińskie w Drohobyczu, Krzemieńczuku i Nadwórnej z powodzeniem przestawiły się z ciężkiej ropy rosyjskiej na lekką ropę kaspiską.

**Europa.** Konkluzje raportu o gazie niekonwencjonalnym przygotowanego na zlecenie Dyrektoriatu ds. Energii Komisji Europejskiej i opublikowanego 27 stycznia br. są uspokajające dla Polski. W raporcie dotyczącym głównie procedur koncesjonowania i zezwoleń na prowadzenie wierceń poszukiwawczych za gazem łupkowym stwierdzono, że obecne przepisy w Unii w dostatecznym stopniu regulują działalność w tym zakresie i nie ma istotnych rozbieżności. Opinia została przygotowana na podstawie materiałów dostarczonych przez Francję, Niemcy, Polskę i Szwecję, wykorzystano także opracowanie belgijsko-luksemburskiej kancelarii prawnej Phillippe & Partners. W raporcie zwrócono uwagę na potrzebę utrzymania stabilnych warunków działania dla inwestorów, czemu nie sprzyjają częste zmiany przepisów krajowych. Jednocześnie

nie usprawnienia wymagają procesy angażowania opinii publicznej w kontrolowanie założeń projektów poszukiwawczych i eksploatacyjnych i przebiegu ich realizacji. Decyzje Francji i Bułgarii o wstrzymaniu poszukiwań gazu z łupków były sygnałem, że krytyczne podejście do nowego surowca energetycznego w Unii Europejskiej może się rozszerzyć.

**Wielka Brytania.** Nowe informacje na temat występowania gazu z łupków przyniosło wiercenie wykonane przez IGas Energy plc w rejonie Ince Marshes w pobliżu Liverpoolu. W otworze stwierdzono obecność kilku pokładów węgla o miąższości netto 11 m z objawami gazu. Przewiercono też ponad 300-metrową serię łupkową zaliczaną do dolnokarbońskiej formacji Bowland z licznymi horyzontami gazonośnymi. Wiercenie zostało zastanowione i trwają analizy rdzeni, prób okruszowych i profilowań. Wcześniejsze obliczenia sugerowały, że zasoby geologiczne gazu w łupkach w tej strefie wynoszą 130 mld m<sup>3</sup>. IGas Energy jest brytyjską firmą prowadzącą poszukiwania i wydobywanie ropy naftowej, gazu ziemnego i metanu z pokładów węgla w Anglii i Walii.

**Rosja.** Po uzyskaniu zgody Turcji na ułożenie gaziociągu South Stream w tureckim sektorze Morza Czarnego przygotowania do rozpoczęcia budowy uległy przyspieszeniu. Już 20 stycznia br. zarząd Gazpromu, zgodnie z poleceniem premiera Rosji Władimira Putina, podjął działania w celu przesunięcia terminu rozpoczęcia prac z 2013 r., jak pierwotnie planowano, na grudzień 2012 r. Prezes koncernu Aleksiej Miller stwierdził, że Gazprom posiada niezbędne środki techniczne, finansowe i organizacyjne oraz doświadczenie w realizacji wielkich podmorskich inwestycji transportowych umożliwiające sprawne wykonanie zadania i skrócenie terminu. Harmonogram projektu opracowany przez Gazprom w lutym br. będzie przedstawiony radzie dyrektorów South Stream Transport AG.

**Dania.** W komunikacie z 25 stycznia br. PGNiG SA donosi o zakończeniu prac w otworze Felsted-1 wierconym w obrębie koncesji 1/05 z zadaniem zbadania utworów dolomitu głównego. W wierceniu odnotowano objawy gazu palnego, lecz o niskiej wartości opałowej (domieszka azotu) i w związku z tym otwór będzie zlikwidowany.

**Norwegia.** W pobliżu wielkiego złoża ropy Gullfaks (odkrytego w 1978 r.) wykryto czwartą akumulację węglowodorów w ciągu ostatnich 10 miesięcy – jest to złożo Skinfaks South. W wierceniu o głębokości końcowej 3722 m (głębokość wody wynosi 135 m) stwierdzono kompleks skał zbiornikowych o dobrych parametrach i miąższości 80 m. Ropa typu lekkiego występuje w utworach środkowej jury (grupa Brent). Według wstępnych szacunków wielkość zasobów wynosi od 260 do 940 tys. t równoważnika ropy naftowej. Łącznie z odkrytymi wcześniej złożami Opal, Rutil i Brent 10 A/B zasoby rejonu Tampen na Morzu Północnym zwiększą się o 6,8–13,6 mln t równoważnika ropy naftowej.

**Izrael.** Firma Noble Energy może się pochwalić kolejnym, szóstym odkryciem złoża gazu w Basenie Lewantyn-

skim. Złoże Tanin znajduje się ok. 20 km na północny zachód od odkrytego w 2008 r. złoża Tamar (Prz. Geol., 59: 775). W wierceniu, które osiągnęło głębokość 5551 m, stwierdzono horyzont gazonośny o miąższości 39,6 m. Są to dolnomiocenijskie piaski o bardzo dobrych własnościach zbiornikowych. Wielkość szacowanych zasobów mieści się w granicach od 25 do 39 mld m<sup>3</sup> gazu (średnio 33 mld m<sup>3</sup>). Całkowite zasoby gazu ziemnego w Basenie Lewantyńskim, łącznie z najnowszą akumulacją, ocenia się na 990 mld m<sup>3</sup>. Jest to strefa głębokowodna, głębokość wody wynosi 1554 m.

**Angola.** Na wodach Zatoki Gwinejskiej, w basenie Kwanza/Benguela, rozpoczęto wykonywanie ogromnego zdjęcia sejsmicznego 3-D o powierzchni 26 000 km<sup>2</sup>. Badania są prowadzone przez dwa statki sejsmiczne należące do Petroleum Geo-Services ASA, które do końca roku w ramach tego projektu przepracują łącznie 20 miesięcy roboczych. Ramform Valiant może holować do 20 kabli hydrofonowych (streamerów), Apollo do 10 kabli. Zadaniem badań sejsmicznych jest odwzorowanie perspektywicznych struktur w utworach podsolnych. W marcu br. rozpocznie przetwarzanie zarejestrowanych materiałów.

**Kuba.** Platforma Scarabeo 9 rozpoczęła 2 lutego br. wiercenie otworu w Zatoce Meksykańskiej, ok. 50 km na północ od Hawany. Zakontraktowana przez Repsol YPF SA do wierceń na wodach kubańskich Scarabeo 9 przyплыła do Hawany w styczniu br. W czasie postoju na Trynidadzie urządzenie było kontrolowane przez inspektorów z Biura Bezpieczeństwa i Nadzoru Środowiskowego Departamentu Spraw Wewnętrznych USA w celu sprawdzenia, czy spełnia wymagania do pracy w Zatoce Meksykańskiej. Półzanurzalna platforma Scarabeo 9, zbudowana w 2010 r. w Chinach, została zaprojektowana przez firmę Frigstad Offshore Engineering z Oslo i jest konstrukcją VI generacji. Może wiercić otwory do głębokości 15 200 m przy maksymalnej głębokości wody 3600 m. Przystosowana jest do pracy przy prędkości wiatru dochodzącej do 100 węzłów (180 km/h) i wysokości fal do 27 m. Rozmiary (pokład 80 × 77 m), wyporność (52 932 t) i moc silników (46 080 kW) pozwalają zaliczyć ją do największych platform wiertniczych. Armatorem jest włoski Saipem S.p.A., dzienny koszt dzierżawy wynosi 500 tys. USD.

*Źródła: Aurelian Oil & Gas, Gazprom, Hart's E&P, Offshore, Oil & Gas Financial Journal, Oil & Gas Journal, PGNiG, Rapid, Rigzone, RusEnergy, Statoil, Wall Street Journal, World Oil*

**Rozwój wyobrażeń o jakości własności zbiornikowych i jakości udostępniania złóż w utworach łupkowych**

Druga edycja konferencji Shale Science

**16 – 17 maja 2012**  
Centrum Nauki Kopernik, Warszawa

ORGANIZATORZY

**Schlumberger**  
IC Innovation Center

**ORLEN** Upstream

**EGI**  
Energy & Geoscience Institute

[www.shalescience.com](http://www.shalescience.com)

#### Errata

W numerze 2/2012 Przeglądu Geologicznego, w artykule pana Antoniego Barbackiego pt. „Ocena energetycznej jakości zasobów geotermalnych – aspekty termodynamiczny i terminologiczny” (str. 117) pojawił się błąd we wzorze na entalpię właściwą. Prawidłowa postać wzoru to:  $h \approx c^m t + pv$ .