

## Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Jerzy Zagórski<sup>1</sup>



**Świat.** Na portalach naftowych dominują wiadomości o redukcji zatrudnienia w firmach, ograniczeniu planów wierceń, zmniejszeniu nakładów na poszukiwania i eksploatację oraz anulowaniu zamówień na sprzęt i urządzenia wiertnicze. W kwietniu br. liczba czynnych urzędzeń wiertniczych na świecie wyniosła 2268, co oznacza spadek o 289 w porównaniu z marcem br. Jednak recesja nie dotyka wszystkich segmentów rynku. Takim regionem jest Bliski Wschód, gdzie wydobycie ropy rośnie, inwestycje są kontynuowane, a nakłady zwiększają się. Szef Saudi Arabian Oil Co. (Aramco) oświadczył, że w odróżnieniu od innych firm naftowych zmniejszających inwestycje i obniżających koszty, Aramco utrzymuje strategiczne inwestycje w dotychczasowym zakresie, mając na uwadze długofalowe plany przygotowania i eksploatacji złóż. Zawieszane są jedynie mniejsze projekty, tj. wiercenia poszukiwawcze na Morzu Czerwonym. Liczba urzędzeń wiertniczych w Arabii Saudyjskiej, Kuwejcie i Zjednoczonych Emiratach Arabskich w okresie od marca ub.r. zwiększyła się o 1/3, podczas gdy w tym samym czasie w USA spadła o 50%. Rekordowe są również obecne wielkości produkcji ropy. Arabia Saudyjska intensyfikuje produkcję do poziomu 1,4 mln t/d przy maksymalnej zdolności produkcyjnej 1,7 mln t/d ropy, Zjednoczone Emiraty Arabskie wydobywają 394 tys. t/d, Abu Zabi do końca 2017 r. zamierza zwiększyć zdolność produkcyjną do 476 tys. t/d. Najlepszy wynik produkcyjny od 42 lat osiągnął Kuwejt, wydobywając 380 tys. t/d i planując inwestycje umożliwiające podniesienie zdolności produkcyjnych do 544 tys. t/d do roku 2020. Jak powiedział szef Kuwait Oil Co. Hashem Hashem, niskie ceny ropy nie wpłyną na te zamierzenia. Utrzymanie, a tym bardziej zwiększenie tak wysokiego wydobycia wymaga obsługi infrastruktury na bardzo zaawansowanym poziomie technicznym. Jest to szansa dla firm serwisowych i, jak stwierdził dyrektor generalny Schlumberger Ltd., Bliski Wschód będzie w tym roku jedynym regionem, gdzie nakłady na usługi serwisowe wzrosną. Podobna jest opinia Tima Wellerera, dyrektora finansowego Petrofac Ltd., który zwraca uwagę na politykę narodowych koncernów naftowych na Bliskim Wschodzie, utrzymujących wielkość nakładów w kluczowych dziedzinach, co zapewnia kontynuację inwestycji. Szef pionu naftowego i rynku w Międzynarodowej Agencji Energetycznej Antoine Haiff określił działania Arabii Saudyjskiej jako zmianę taktyki – zamiast podtrzymywania cen ropy, jak to było w przeszłości, wybrano obronę udziału w światowym rynku ropy naftowej.

Bank Światowy od dłuższego czasu patronuje przedsięwzięciom ograniczającym bezproduktywne spalanie gazu ziemnego wydobywanego razem z ropą naftową (Prz. Geol., 60: 640–642). Na spotkaniu w Waszyngtonie w kwietniu br. z udziałem ośmiu koncernów naftowych podano, że na świecie w pochodniach na wierceniach spalane jest ok. 140 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie, co odpowiada emisji spalin z 77 mln samochodów. Przedstawiciele tych firm zobowiązali się do współpracy w zakresie eliminacji spalania gazu w pochodniach nie później niż do roku 2030. Byłby to poważny wkład w staraniach o zahamowanie zmian klimatycznych. Największe osiągnięcia w tej dziedzinie ma norweski Statoil. Dyrektor generalny Statoilu Eldar Sætre stwierdził, że we wszystkich instalacjach koncernu w Norwegii nie ma bezproduktywnego spalania gazu. Skuteczne okazały się zakazy administracyjne w połączeniu z opłatą 65 USD za tonę CO<sub>2</sub>.

**OPEC.** Przed czerwcową konferencją OPEC ujawniają się różnice stanowisk w sprawie utrzymania lub obniżenia limitów wydobycia ropy. Za obniżeniem limitów wypowiada się Libia, której przedstawiciel postulował o zmniejszenie wydobycia o 108 tys. t/d. Jednym z argumentów był spodziewany wzrost eksportu irańskiej ropy po zawarciu porozumienia o ograniczeniu programu nuklearnego i zniesieniu sankcji nałożonych na Iran. Za zmniejszeniem produkcji opowiada się również Oman, który nie jest członkiem OPEC. Minister ds. ropy naftowej Mohammed Al-Rumhy powiedział, że obniżenie limitu w kartelu OPEC od 5 do 10% mogłoby spowodować pożądaną podwyżkę cen ropy. Niskie ceny ropy odczuwa Rosja i już przed poprzednim spotkaniem OPEC w listopadzie ub.r. minister energii Aleksander Nowak prowadził rozmowy z delegatami, starając się przekonać ich do zmniejszenia produkcji. Teraz też zapowiedział wyjazd do Wiednia i kontakty m.in. z grupą monitorującą sytuację rynkową, tj. Arabią Saudyjską, Meksykiem i Wenezuelą. Dotychczasowe wypowiedzi innych członków OPEC wskazują na tendencję do utrzymania obecnego poziomu wydobycia i niskich cen, aby zahamować rozwój eksploatacji gazu z łupków w USA. Kolejna interpretacja przyczyn niskich cen ropy zwraca uwagę na wpływ funduszy hedgingowych i spekulacji, do czego zachęcają fluktuacje cen. Skala wahań cenowych jest znacznie większa, niż wynikałoby to z krótkotrwałych różnic między podażą i popytem.

**Holandia.** Eksploatacja złoża gazu Groningen trwa od 1963 r. i przy okazji obchodów kolejnej rocznicy jego odkrycia dyrektor generalny NAM (*Nederlandse Aardolie Maatschappij BV*) zapowiadał, że wydobycie będzie pro-

<sup>1</sup> Ul. Czerniakowska 28a, m. 4, 00-714 Warszawa; ostoja53@gmail.com.

wadzone jeszcze przez 50 lat. Jednak teraz te plany mogą ulec zmianie, ponieważ w sądzie administracyjnym w Hadze toczy się postępowanie w sprawie wstrzymania eksploatacji złoża z powództwa grupy 40 osób wskazujących, że wieloletnia eksploatacja spowodowała osiadanie terenu, a w ciągu ostatnich dwóch lat zarejestrowano 196 wstrząsów. Niektóre z nich mogły być przyczyną uszkodzeń budynków. Na posiedzeniu w dniu 14 kwietnia br. wydano decyzję o zawieszeniu produkcji w strefie Loppersum, z której pochodzi 10% wydobycia ze złoża Groningen. Złoże to dostarcza 61% produkcji gazu w Holandii. Sąd stwierdził, że Loppersum może produkować niewielkie ilości gazu jedynie, gdy wydobycie z innych lokalizacji nie jest możliwe i jest to niezbędne dla zapewnienia krajowego zapotrzebowania w gaz ziemny. Podkreśla się, że sąd nie rozważał możliwości całkowitego zamknięcia złoża. Minister gospodarki Henk Kamp komentując decyzję sądu zalecił firmie NAM zmniejszenie wydobycia do minimalnego poziomu. Przeciwnicy eksploatacji są zadowoleni z werdyktu sądu, ale krytykują działania ministerstwa gospodarki, które obniżyło limit wydobycia ze złoża Groningen w 2015 r. z 42,5 do 39,4 mld m<sup>3</sup>, co ich zdaniem jest niedostateczne. Całkowite wydobycie gazu ziemnego w Holandii w 2014 r. wynosiło 70 mld m<sup>3</sup> (wg Oil & Gas Journal – 67,9 mld m<sup>3</sup>).

**Wielka Brytania.** Informacje o złożu gazu Horse Hill-1 (Prz. Geol., 63: 278–280), być może z powodu długiego okresu bez odkryć akumulacji węglowodorów na lądzie, wzbudziły nadzieje na zwiększenie wydobycia, jednak wkrótce pojawiły się inne oceny wielkości zasobów, które ostudziły optymizm. Analityk firmy konsultingowej GlobalData Matthew Jurecky uważa, że wyciąganie wniosków o zasobach na podstawie charakterystyki geologicznej z jednego wiercenia jest nieuzasadnione, ponieważ zakłada, że formacja produktywna ma jednakowe właściwości w całym złożu. Geolodzy z UK Oil & Gas Investments, firmy która odkryła złożo, szacują zasoby geologiczne na 20 mln t równoważnika ropy naftowej, co przy współczynniku szczypania złoża 10% oznacza ok. 2 mln t równoważnika ropy naftowej zasobów wydobywalnych, a więc wielkość produkcji uzyskiwanej z jednego otworu na Morzu Północnym. M. Jurecky przytacza przykład łupków formacji Bakken w USA mających jednorodną właściwość na dużej powierzchni. Formacja Bakken występuje w Kanadzie i USA, jednak dla przemysłowej eksploatacji znaczenie mają ograniczone rejon w stanach Montana i Północnej Dakocie. W innych rejonach formacja ma zbyt małą miąższość lub wyklinowuje się, bądź też właściwości złożowe są mniej korzystne. Złoża konwencjonalne są bardziej zróżnicowane i mniej prawdopodobne jest, aby dobre własności stwierdzone w jednym otworze powtarzały się w innych. Zwraca również uwagę, że udostępnienie złoża Horse Hill, znajdującego się blisko Londynu, będzie podlegać znacznym ograniczeniom, ponieważ jest to rejon zurbanizowany. Inne elementy, które UK Oil & Gas Investments będzie musiał uwzględnić, to wysokie koszty zagospodarowania i sprzeciw opinii publicznej wobec wierceń.

**Rosja.** Spotkanie prezesa Gazpromu Aleksieja Millera oraz ministra energii i zasobów naturalnych Turcji Tanera Yildiza w Ankarze 7 maja br. było poświęcone dostawom

gazu ziemnego do Turcji, modernizacji gazociągu Blue Stream, a przede wszystkim projektowi Turkish Stream. Inicjatywa budowy gazociągu Turkish Stream pojawiła się 1 grudnia ub.r. jako inwestycja, która zastąpi anulowany projekt South Stream. Nowy rurociąg o długości 1100 km i zdolności przesyłowej 63 mld m<sup>3</sup> ma przebiegać przez Morze Czarne – od tłoczni Ruskaja k. miejscowości Anapa w Kraju Krasnodarskim do Kiyikoy w europejskiej części Turcji i dalej do Ipsala nad Maricą na granicy grecko-tureckiej. Dostawy gazu mają się rozpocząć już w 2016 r. i według informacji Gazpromu Turcja otrzyma 16 mld m<sup>3</sup>, a pozostałe 47 mld m<sup>3</sup> będzie przeznaczony dla odbiorców w południowej Europie. Budowa South Stream miała być prowadzona przez wielonarodowe konsorcjum, teraz Gazprom zapowiada, że będzie samodzielnie realizował Turkish Stream. Projektem zainteresowała się Komisja Europejska, analizując go pod kątem dostępu krajów członkowskich UE do sieci i zgodności z przepisami Unii. Gazprom ostrzega, że w 2019 r. całkowicie zaprzestanie tranzytu gazu przez Ukrainę, na co zareagowała Komisja Europejska. Zwrócono uwagę, że dostawca nie może jednostronnie zmieniać punktów odbioru dla Europy. Tymczasem potencjalni odbiorcy gazu z południowej i środkowej Europy zebrali się 7 kwietnia w Budapeszcie, aby przedyskutować możliwość uczestnictwa w projekcie Turkish Stream. Przedstawiciele Grecji, Macedonii, Serbii, Turcji i Węgier dyskutowali nad komercyjną stroną projektu, który określili jako korzystną dywersyfikację tras i źródeł dostaw surowca i wezwali Unię Europejską do współfinansowania związanej z nim infrastruktury. Jak można było się spodziewać, największymi zwolennikami nowej inicjatywy Gazpromu były Węgry i Grecja. Sceptyczny był turecki minister ds. Unii Europejskiej Volkan Bozkir, który uważał, że właściwej oceny projektu będzie można dokonać po przedstawieniu studium wykonalności. Do narady w Budapeszcie krytycznie odniósł się „The Economist”, stwierdzając, że jest to odwrót od europejskiej unii energetycznej i zbliżenie do Moskwy.

**USA.** Po serii awarii statku i barki wiertniczej w 2012 r. oraz unieważnieniu pozwolenia na prace przez sąd w San Francisco, Shell Offshore Inc. na początku 2014 r. ogłosił zawieszenie programu wierceń poszukiwawczych na Morzu Czukockim (Prz. Geol., 62: 741–743). Teraz Bureau of Ocean Energy Management (BOEM) zaakceptowało poprawiony wieloletni plan poszukiwań. Warunkiem rozpoczęcia prac jest uzyskanie pozwolenia na wiercenia z Bureau of Safety and Environmental Enforcement oraz zatwierdzenie każdej z lokalizacji wierceń i projektowanych operacji wiertniczych pod kątem bezpieczeństwa biologicznego. Regulują to ustawy o ochronie ssaków morskich i o zagrożonych gatunkach. Dyrektor BOEM Abigail Ross Hopper zapowiedziała rygorystyczny nadzór na każdym etapie poszukiwań.

Shell zamierza rozszerzać strukturę Burger znajdującą się ok. 110 km od miejscowości Wainwright na północnym wybrzeżu Alaski, na wodzie o głębokości 42 m, gdzie wykonanych będzie 6 otworów. Wiercenia będą prowadzone ze statku wiertniczego „Noble Discoverer” i półzanurzalnej platformy „Polar Pioneer”.

Portal Bloomberg zwraca uwagę na wiadomość o wznowieniu wierceń w basenie Williston i w basenie permskim.

Zaledwie parę nowych wierceń, pierwszych od 5 miesięcy, potraktowano jako pierwszy sygnał możliwości poprawy koniunktury w poszukiwaniach. Jednak ogólna liczba wierceń w USA nadal spada, w kwietniu było ich 976 (943 na lądzie i 33 na morzu), o 134 mniej niż w marcu br.

**Wiertnictwo.** W kwietniu br. u wybrzeży Sachalinu na złożu Czajwo zakończono wiercenie otworu eksploatacyjnego O-14, ustanawiając nowy światowy rekord głębokości wiercenia. Wiercenie wykonane z platformy Orłan osiągnęło głębokość pomiarową 13 500 m, z przesunięciem poziomym 12 033 m. Przez wiele lat najgłębszym wierceniem był otwór badawczy SG-3 na półwyspie Kola, wiercony od 1970 r. do 1989 r., który zakończono na głębokości 12 262 m. Tę głębokość przekroczył dopiero w 2008 r. otwór Al Shaheen w Katarze, osiągając 12 289 m, a następnie w 2011 r. wiercenie OP-11 na Sachalinie o głębokości 12 345 m.

Otwór O-14 jest jednym z etapów projektu Sachalin-1, obejmującego złoża Czajwo, Odoptu i Arkutun-Dagi, realizowanego przez konsorcjum ExxonMobil, SODECO oraz Rosneft. W trakcie rozwiercania obiektów złożowych pobito kilka rekordów wiertniczych dotyczących głębokości oraz poziomego zasięgu wiercenia i w sumie kolejno ustanowiono dziewięć z dziesięciu aktualnych rekordów. W 2013 r. odwiercono otwór Z-43 do głębokości 12 450 m, a dwa miesiące później otwór Z-42 osiągnął głębokość pomiarową 12 700 m, z przesunięciem poziomym 11 739 m. Następny rekord ustanowiono w kwietniu 2014 r. w otworze Z-40: głębokość pomiarowa wynosiła 13 000 m, a zasięg poziomy 12 130 m. Osiągnięciem było również bardzo szybkie tempo wiercenia dzięki wdrożonej przez ExxonMobil technologii Fast Drill.

*Źródła: Bloomberg, Cuadrilla Resources, Gazprom, Hart's E&P, Offshore, Oil&Gas Financial Journal, Oil&Gas Journal, Rigzone, Statoil, Upstream, World Oil*