

## Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Jerzy Zagórski<sup>1</sup>



**Świat.** Niskie ceny ropy naftowej, a co za tym idzie niższe ceny paliw, korzystnie wpływają na gospodarkę, jednak dla przemysłu naftowego jest to radykalna zmiana warunków działania. Ograniczanie zakresu inwestycji i rezygnacja z wielu projektów skutkuje zmniejszaniem stanu zatrudnienia. Dotyczy to zarówno operatorów, jak i firm serwisowych oraz producentów statków, platform, sprzętu, wyposażenia. Przykładem może być komunikat Shella o zmniejszeniu inwestycji o 7 mld USD jako odpowiedź na „przedłużające się załamanie koniunktury” i zapowiedź zwolnienia 6,5 tys. pracowników. Podobne, niekiedy drastyczne cięcia, wprowadzają inne firmy. W czerwcu br. Statoil ogłosił informację o planach zwolnienia 1,5 tys. stałych pracowników i ponad 500 konsultantów. W ciągu ostatnich dwóch lat stan zatrudnienia norweskiego koncernu już zmniejszył się o 1340 osób i blisko 1000 konsultantów. Jeszcze większa jest skala oszczędności w firmie serwisowej Weatherford, która zapowiedziała zamknięcie 60 ośrodków usługowych w Ameryce Północnej i zmniejszenie zatrudnienia początkowo o 10 tys. pracowników, a ostatecznie o 11 tys. zatrudnionych. ConocoPhillips zdecydował o zwolnieniu 1000 osób w związku ze zmniejszeniem kosztów operacyjnych o 1 mld USD. W Kanadzie Encana zamierza zwolnić 1400 pracowników, co stanowi 1/3 stanu zatrudnienia. Francuski Technip zmniejsza swoją flotę o 2 statki w tym roku i 2 w następnym oraz redukuje personel o 6 tys. osób. Brytyjska Centrica planuje zwolnienie 6 tys. osób z ogólnej liczby 37,5 tys. zatrudnionych. Również mająca swoją siedzibę w Wielkiej Brytanii firma Subsea 7 chce zmniejszyć stan zatrudnienia z 13 tys. pod koniec 2014 r. do 2,5 osób redukując jednocześnie wielkość floty z 39 do 11 jednostek. Transocean przesunęła odbiór dwóch ultragłębokowodnych statków wiertniczych zamówionych w południowokoreańskiej stoczni w Jurong o 2 lata i teraz ma to być II kwartał 2019 r. i I kwartał 2020 r. Największa w Australii firma serwisowa WorleyParsons Ltd. podała, że zmniejszenie sprzedaży usług w Ameryce Północnej, gdzie było ulokowane 50% zamówień, spowodowało konieczność zwolnienia 2 tys. pracowników. Po utracie kontraktu najpierw na układanie gazociągu South Stream, a później Turkish Stream włoski Saipem zapowiada redukcję zatrudnienia o 8,8 tys. osób. Ograniczenia nie dotyczą tylko firm naftowych, bo w maju br. Siemens poinformował, że po zmniejszeniu zamówień na sprzęt i spadku przychodów o 4,9% w II kwartale br., zwolni 4,5 tys. pracowników. Są to tylko cząstkowe informacje, spadek koniunktury występuje we wszystkich regionach

świata, jedynie na Bliskim Wschodzie ma ograniczony zasięg. Agencja Wood Mackenzie ocenia skalę inwestycji planowanych przez największych producentów ropy oraz gazu i przesuniętych na następne lata na kwotę 200 mld USD i skutki w postaci utraty pracy dla 200 tys. pracowników.

Nic więc dziwnego, że komentatorzy i eksperci próbują wskazać procesy i zjawiska, które mogłyby zwiastować podwyżki cen ropy. Wiadomo, że nie można liczyć na zmniejszenie wydobycia w Arabii Saudyjskiej i jej sprzymierzeńców z Bliskiego Wschodu. Ponadto na rynku mogą się pojawić znaczne ilości ropy z Iranu. Zarządzający funduszami hedgingowymi Astenbeck Capital Management Andrew J. Hall zwraca uwagę na rosnący popyt na ropę, który w znacznym stopniu zmniejsza znaczną nadwyżkę tego surowca na rynku występującą w pierwszej połowie br. To ożywienie powinno się utrzymać do końca roku i trwać w przyszłym roku. Drugi optymistyczny głos to wypowiedzi Garego Rossa, założyciela firmy konsultingowej PIRA Energy Group, chociaż sugerowana przez niego zmiana nie jest bliska. G. Ross uważa, że nadwyżka podaży ropy wkrótce się skończy, ponieważ produkcja Arabii Saudyjskiej doszła już do kresu swoich możliwości, a nowe otwory poszukiwawcze, rozpoznawcze i eksploatacyjne nie są wiercone. W przypadku pojawienia się zwiększonego popytu na ropę w ciągu trzech miesięcy byłoby realne zwiększenie wydobycia o 136 tys. t/d, ale po wykonaniu dodatkowych odwiertów w dalszym ciągu byłoby to tylko połowa przyrostu wydobycia niezbędnego do stabilizacji rynku, jak szacuje Międzynarodowa Agencja Energetyczna. Zaburzenia mogą nadejść z różnych stron, wystarczy przypomnieć Państwo Islamskie. Drugim czynnikiem jest redukcja nakładów na inwestycje w przemyśle naftowym Ameryki Północnej pod wpływem ropy kosztującej 50 USD za baryłkę, czego skutkiem w niedalekiej przyszłości będzie zmniejszenie dostaw ropy. Spada też wydobycie w Australii, na Morzu Północnym, w Argentynie i Kolumbii. O ile odwrócenie tego trendu w USA i w Kanadzie będzie możliwe stosunkowo szybko ze względu na potencjał i strukturę organizacyjną, to w innych regionach nie należy się spodziewać niezwłocznej odbudowy produkcji ropy. Z tak sformułowanej prognozy zwiększenia zapotrzebowania na ropę G. Ross wyciąga wniosek, że w ciągu pięciu lat cena ropy wróci do poziomu 100 USD za baryłkę. Ta perspektywa, choć zachęcająca, może być zbyt odległa dla wielu menedżerów tracących w obecnych warunkach ekonomiczne podstawy funkcjonowania firm.

Dla przedsiębiorstw, które istnieją, rośnie jeszcze inne zagrożenie – ataki na systemy komputerowe. Według oceny Symantec Corp., firmy specjalizującej się w ochronie infor-

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

matycznej, 43% firm z sektorów górnictwa i ropy, i gazu było w 2014 r. obiektem ataków hakerów przynajmniej raz w roku. Najbardziej znane to akcja grupy Anonymous – „Operation Petrol” i próba infiltracji zakładów sektora naftowego w Ameryce Północnej przez hakerów z Rosji, pod nazwą „Sandworm” (piaskówka – gryzoń pustyński). Szkody powstają m.in. podczas blokowania lub zakłócania przetargów i kontraktów, uszkodzeniach sprzętu, z powodu przerw w dostawach energii czy wycieków ropy. Poza fizyczną ochroną obiektów, centrów obliczeniowych, dyspozytorni i instalacji energetycznych konieczne jest zapewnienie bezpieczeństwa cybernetycznego. Nakłady na ten cel sięgają 500 mln USD rocznie, jednak powtarzające się wiadomości o włamaniach do sieci firmowych i rządowych świadczą o braku możliwości pełnego zabezpieczenia przed atakami. Symantec uważa, że zorganizowane grupy hakierskie działają w Rosji, Chinach, Korei Północnej i Iranie.

**OPEC.** Pod przewodnictwem rosyjskiego ministra energetyki Aleksandra Nowaka 30 lipca br. w Moskwie odbyło się czwarte spotkanie OPEC-Rosja i dotyczyło dialogu na temat energii. Dyskutowano o sytuacji na rynku naftowym, przede wszystkim w aspekcie zmian krótkoterminowych, jak również perspektywy średnio- i długofalowej. W ocenie uczestników zrównoważenie rynku powinno nastąpić w 2016 r., co jednocześnie stworzy korzystniejsze warunki do inwestycji. W czasie obrad omawiano również zagadnienia petrochemii i systemu podatkowego w sektorze naftowym Rosji. W komunikacie OPEC nie ma wzmianki o limitach wydobycia, ale sekretarz generalny OPEC Abdalla Salem el-Badri na konferencji prasowej powiedział, że organizacja nie zamierza zmieniać wielkości wydobycia. Przed konferencją media rosyjskie sugerowały, że możliwe jest obniżenie obecnego limitu w wysokości 4,08 mln t/d ropy.

**Polska.** Orlen Upstream jest partnerem PGNiG SA w programie pod nazwą „Bieszczady”, który przewiduje prowadzenie prac poszukiwawczych, rozpoznawczych, a także wydobycia ropy naftowej oraz gazu ziemnego na przedgórzu Karpat i w Karpatach fliszowych. Jest to obszar o łącznej powierzchni ponad 3,5 tys. km<sup>2</sup> obejmujący 8 bloków koncesyjnych, w obrębie których w latach 2008–2014 wykonano badania sejsmiczne oraz wiercenie Niebieszczany. Teraz, po wykonaniu prac analitycznych, planuje się dalsze poszukiwania w utworach fliszowych. Porozumienie PGNiG-Orlen Upstream przewiduje podział udziałów w projekcie w stosunku 51 : 49. Podobne porozumienie dotyczące wspólnych prac w niecce szczecińskiej w rejonie Sierakowa obie firmy zawarły w 2013 r.

Połączenia krajowych sieci gazowniczych z systemami sąsiednich państw mają zasadnicze znaczenie dla bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego i integracji z rynkiem Unii Europejskiej. W naszym przypadku dotyczy to przede wszystkim połączenia Polska–Czechy. Zadanie „Stork II” (Libhošť–Hat–Kędzierzyn) już wcześniej otrzymało dofinansowanie ze środków UE na prace projektowe i przygotowawcze w wysokości 1,5 mln EURO, teraz zatwierdzono wsparcie na prace budowlane w wysokości 62,6 mln EURO. Wykonawcami będą GAZ-SYSTEM SA i NET4GAS s.r.o.

Drugi projekt to gazociąg podmorski Baltic Pipe (Polska–Dania), w którym na prace przygotowawcze przeznaczono 0,4 mln EURO. Jego uczestnikami będą GAZ-SYSTEM i Energinet.dk. W założeniach, połączenie to ma stanowić część gazowego korytarza przesyłowego Północ–Południe i umożliwić dostawy gazu z Norwegii (po wybudowaniu gazociągu Dania–Norwegia). Obecnie projekt znajduje się w fazie przedinwestycyjnej. Początki tej inicjatywy sięgają 2007 r.

Temat gazu z łupków w popularnych mediach występuje zdecydowanie rzadziej, ale zainteresował posłów z sejmowej komisji gospodarki, którym na początku czerwca br. wyjaśnić udzielał główny geolog kraju Sławomir Brodziński. Postęp rozpoznania jest nadal niewystarczający, większość wykonanych odwiertów to otwory pionowe, bez odgałęzień poziomych, co więcej przeprowadzono w nich niewiele zabiegów specjalnych pod kątem uzyskania produkcji gazu z łupków. Minister Brodziński uważa, że rezygnacja firm zagranicznych w poszukiwaniu gazu z łupków w Polsce wynika przede wszystkim z ograniczenia nakładów na poszukiwania i wydobycie na świecie związanego z cenami ropy. Optymistyczne perspektywy można wiązać z pracami nad własnymi technologiami wydobywania gazu z łupków dostosowanymi do polskich warunków.

W tej samej sprawie kilka dni później głos zabrał minister skarbu Andrzej Czerwiński. Podtrzymał nadzieje na uzyskanie dla kraju nowego źródła energii w postaci gazu z łupków, bo potwierdzono jego występowanie, ale obecnie nie ma możliwości uruchomienia produkcji w skali przemysłowej. Uprzedził, że jest to perspektywa co najmniej dziesięciu lat. Nawiązał też do „rewolucji łupkowej” w USA zaznaczając, że ma ona znacznie dłuższą historię. Zarówno minister Czerwiński, jak i minister Brodziński przypominali, że czekamy na raport Państwowego Instytutu Geologicznego – Państwowego Instytutu Badawczego, który ma być gotowy pod koniec roku, i w którym będą wykorzystane wyniki 70 najnowszych wierceń.

**Ukraina.** Koncern Chevron, który od 2012 r. prowadził poszukiwania gazu z łupków, na początku lipca br. zdecydował o przerwaniu prac i wycofaniu się z Ukrainy bez podania powodów. Badania były prowadzone w obwodach lwowskim i iwano-frankińskim. Według szacunków amerykańskich zasoby gazu w łupkach sięgają 11 bln m<sup>3</sup>. Po rezygnacji Chevronu, a wcześniej Shella, na Ukrainie poszukiwania kontynuuje ENI posiadające pakiet kontrolny firmy Zapadgazinwest zakupiony w 2014 r. ENI zapowiada rozpoczęcie eksploatacji w br. Nie rezygnuje także spółka Nadra Ukrainy SA, która prowadzi wiercenia wspólnie z Exalo Drilling, spółką z Grupy PGNiG SA. Wydatki na wiercenia są wysokie – jeden odwiert kosztuje od 5 do 8 mln USD.

**Niemcy.** Trzy firmy zamierzają podjąć poszukiwania ropy i gazu w Brandenburgii. Prace będą zlokalizowane na obszarze koncesji Lubben SW, w obrębie której planuje się wykonanie dwóch wierceń. Operatorem jest kanadyjski Central European Petroleum GmbH posiadający 39% udziałów, PGNiG SA ma ich 36%, a austriacki Rohöl-Aufsuchungs AG – 25%. Dla PGNiG SA jest to realizacja strategii firmy na lata 2014–2022, której jednym z elementów był zakup

zagranicznych koncesji poszukiwawczo-wydobywczych w celu zwiększenia wydobycia ropy i gazu.

Koncern BASF jest zainteresowany ogłoszonym przez Gazprom projektem zwiększenia zdolności przesyłowej gazociągu Nord Stream poprzez budowę trzeciej i czwartej nitki. Wyrazem tego było podpisanie 31 lipca br. przez członka zarządu BASF Hansa-Ulricha Engela i wiceprezesa Gazpromu Aleksandra Miedwiediewa listu intencyjnego o udziale w inwestycji Wintershall, spółki z holdingu BASF. Wcześniej zamiar uczestnictwa w projekcie zgłosił koncern E.ON.

**Rosja.** Termin rozpoczęcia eksploatacji gazowego złoża-giganta Sztokmanowskoje na Morzu Barentsa był już kilka razy przesuwany, wycofywali się też udziałowcy. Przyczyny opóźnień to przede wszystkim koszt zagospodarowania złoża i konieczność wdrożenia nowych technologii dostosowanych do trudnych warunków arktycznych. Po wprowadzeniu sankcji możliwość współpracy technicznej została ograniczona. Teraz (24.06 br.) o rezygnacji z uczestnictwa w inwestycji i sprzedaży posiadanych 25% udziałów zakomunikował Total. Francuski koncern uzyskał od rządu zgodę na zaangażowanie tylko w trzech projektach w Rosji: Jamał, Chariaga i Termokarstoweje. Szef Gazpromu, Aleksiej Miller na spotkaniu z prezesem Totalu Patrickiem Pouyanne deklarował, że po wznowieniu inwestycji na Morzu Barentsa Total będzie pierwszą firmą zaproszoną do współpracy.

Z powodu sankcji zagrożony jest również jeden z największych projektów inwestycyjnych, jakim jest uruchomienie eksploatacji złoża Južno-Kirinskoje planowane na rok 2018. Poprzednio ze względu na ograniczenia w eksporcie do Rosji technologii udostępnienia złóż w warun-

kach arktycznych z udziału w dużej inwestycji wspólnie z Gazpromem zrezygnował ExxonMobil. Obecnie sankcje objęły dostawy specjalistycznego sprzętu do wydobycia ropy i gazu na morzu przez koncern Shell. Zasoby złoża Južno-Kirinskiego położonego na Morzu Ochockim w pobliżu Sachalinu wynoszą 637 mld m<sup>3</sup> gazu i 97 mln t ropy oraz kondensatu. Po rozpoczęciu wydobycia gazu Gazprom planował zwiększenie produkcji w zakładach skraplania gazu ziemnego Sachalin-2, w których Shell ma 27,5% udziałów.

**Meksyk.** Reforma sektora naftowego przyspieszyła rozpoznanie meksykańskiej części Zatoki Meksykańskiej. Comision Nacional de Hidrocarburos wydała norweskiej firmie TGS zezwolenie na rozpoczęcie prac w ramach projektu „Gigante” obejmującego 181,5 tys. km profili sejsmicznych 2-D, oraz na badania grawimetryczne i magnetyczne. Pomiarzy będą wykonywane przez cztery statki sejsmiczne. Regionalna siatka profili pokrywa znaczną część zatoki, od zatoki Campeche aż do granicy sektorów i będzie dowiązana do wcześniejszych profili amerykańskich. Wstępna interpretacja strukturalna ma być dostępna pod koniec III kwartału br. Drugi duży projekt sejsmiczny dotyczy rejonu Jukatan-Campeche i będzie realizowany wspólnie przez firmy Spectrum i Schlumberger. Będzie to 44 tys. km regionalnych profili sejsmicznych 2-D. Obydwa zdjęcia są wykonywane w formule *multi-client*, tj. dokumentacji dostępnej dla różnych odbiorców.

*Źródła: Bloomberg, cire.pl, Gazprom, GAZ-System, Hart's E&P, Offshore, Oil & Gas Financial Journal, Oil&Gas Journal, OPEC, PGNiG, Statoil, UNIAN, vedomosti.ru, World Oil*