

Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Jerzy Zagórski¹



Świat. Chociaż tematem międzynarodowego forum energetycznego, które odbędzie się we wrześniu w Algierze, są globalne problemy energii, to jednak z racji obecności głównych producentów ropy na tym spotkaniu może to być również możliwość wznowienia dyskusji o zamrożeniu poziomu produkcji. Takie opinie coraz częściej pojawiają się w wypowiedziach przedstawicieli państw członkowskich OPEC, które są najbardziej zainteresowane poniesieniem cen ropy po zmniejszeniu podaży. Poprzednie próby uzgodnienia stanowisk i podjęcia wspólnych decyzji co do limitów wydobycia – w kwietniu br. w Ad-Dauha i w czerwcu br. w Wiedniu – nie przyniosły spodziewanych rezultatów. Jednak ton wypowiedzi przedstawicieli Arabii Saudyjskiej, która poprzednio nie chciała ograniczenia produkcji, zmienia się i minister energii Khalid Al-Falih ocenił ewentualne zamrożenie produkcji jako „pozytywne posunięcie”, natomiast wykluczył zmniejszenie wydobycia. Z kolei sekretarz generalny OPEC Mohammed Barkindo zapowiedział wizyty w Katarze i Iranie w ramach przygotowań do spotkania w Algierze. Wydobycie w OPEC wzrosło w lipcu br. do 4,51 mln t/d i zbliżyło się do pułapu zdolności produkcyjnych kartelu, który wynosi 5 mln t/d. Informacje, że jednak będzie prowadzona dyskusja na temat podaży ropy i cen wywołały niezwłocznie wzrost cen ropy o 13%. Do tej pory zdecydowanym przeciwnikiem wstrzymania produkcji ropy jest Iran, który początkowo w ogóle nie chciał uczestniczyć w rozmowach w Algierze, ale pod koniec sierpnia zmienił zdanie. Znamienny jest również zwrot stanowiska Rosji, która poprzednio optowała za zamrożeniem, a teraz, gdy cena ropy oscyluje w przedziale 45–50 USD za baryłkę, reprezentuje opinię, że nie jest to konieczne. Analitycy rynku nie przewidują, żeby utrzymanie limitów wydobycia znacząco wpłynęło na wzrost cen, ponieważ popyt na ropę jest dość słaby, ponadto występuje niepewność co do stabilności dostaw z Libii i Iraku. Najbardziej sceptyczni, co do możliwości osiągnięcia porozumienia w sprawie utrzymania poziomu produkcji ropy, są przedstawiciele jednego z największych pośredników w handlu ropą firmy Gunvor Group Ltd. „Rozmowy z pewnością będą prowadzone, ale rozbieżność poglądów w tej sprawie jest tak duża, że nierealne jest uzyskanie zgody wszystkich uczestników” – powiedział David Fyfe, analityk grupy Gunvor.

Rozwój eksploatacji złóż podmorskich wiązał się z wkroczeniem na coraz głębsze akweny i były to jednocześnie złoża coraz bardziej oddalone od lądu i infrastruktury transportowej. Należało nie tylko wydobyć ropę, ale również

poddać ją oczyszczeniu i wstępnej przeróbce oraz przechować do czasu przybycia tankowca transportującego surowiec na wybrzeże. Przełomem w rozwiązaniu tego zadania okazała się koncepcja pływających instalacji wydobycia, przeróbki, magazynowania i przeładunku nazwanych FPSO (*Floating Production, Storage and Offloading*). Pierwsze jednostki tego typu były zmodernizowanymi tankowcami. Dołączono do nich część rafinerijną i urządzenia do rozładunku na pełnym morzu, ponieważ istniejące na zbiorniki spełniały funkcje gromadzenia wydobytej ropy i okresowego przechowywania. Tak właśnie w 1977 r. powstał pierwszy FPSO „Shell Castellon” – przebudowany tankowiec. Zalety tego rozwiązania w udostępnieniu złóż głębokowodnych zostały wkrótce docenione i flota FPSO szybko się rozwija. Dzięki FPSO było możliwe rozpoczęcie eksploatacji złóż w Zatoce Gwinejskiej, a teraz ogromny skok w produkcji ropy w Brazylii. Obecnie wg danych miesięcznika Offshore na świecie jest eksploatowanych 169 statków FPSO (sierpień 2016). Najwięcej jest ich na Oceanie Atlantyckim u wybrzeży Brazylii – 43 jednostki, następnie w Afryce Zachodniej, przede wszystkim w Zatoce Gwinejskiej – 38, w sektorze brytyjskim Morza Północnego – 16, w Chinach – 14, w Australii i Nowej Zelandii – 12 i w norweskim sektorze Morza Północnego – 9. W kolejnych latach do użytku wchodziły już konstrukcje specjalnie zaprojektowane i wykonane jako FPSO, równocześnie zmieniały się ich parametry techniczne i zdolności produkcyjne. Statki FPSO to pływające rafinerie, bo np. należący do BP „Glen Lyon” i eksploatujący złożo Schiehalion produkuje 43,52 tys. t/d ropy, kilka jednostek ma zdolność produkcyjną rzędu 27,2 tys. t/d lub 34 tys. t/d ropy. Zwiększały się też ich rozmiary. O ile „Shell Castellon” miał nośność 60 tys. DWT i pojemność zbiorników 57 tys. m³, to zbudowany w 2010 r. „Pazflor” ma nośność 396 tys. DWT i pojemność 318 tys. m³. Jeszcze więcej ropy może pomieścić FPSO „Saxi-Batuque” zakotwiczony na bloku 15 w Angoli – 386,5 tys. m³. W sumie już 22 jednostki mają pojemność 318 tys. m³ lub większą. Zwiększają się też możliwości operowania na dużej głębokości wody – statek „Turrutella” może pracować na wodzie o głębokości do 2900 m. Jednak tylko 30% FPSO to jednostki nowoprojektowane, najlepiej dostosowane do swoich zadań, pozostałe 70% to przebudowane tankowce, które wymagają kolejnych modernizacji i adaptacji instalacji do zwiększonych wymagań w zakresie wydajności i bezpieczeństwa. Przeciętny wiek FPSO to 20 lat, a w br. do eksploatacji weszły tylko trzy jednostki, jednocześnie również trzy wycofano, a trzy inne są przewidziane do złomowania w tym roku. Projekt FPSO powstał z rozszerzenia wcześniejszej, mniej

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

zaawansowanej formuły FSO (*Floating Storage and Offloading*) ograniczonej do magazynowania i przeładunku. Z kolei sukces FPSO zachęcił konstruktorów do budowy jednostek z dodatkowymi funkcjami, takimi jak wykonywanie wierceń i w ten sposób powstały FDPSO – *Floating Drilling, Production, Storage and Offloading*. Innym zadaniem było zmniejszenie ilości gazu ziemnego bezproduktywnie spalanego w pochodniach na platformach na morzu. Tego gazu nie można było bezpośrednio transportować na ląd, więc zaproponowano FSRU (*Floating Storage and Regasification Unit*) – instalację skraplania gazu, co umożliwia odbiór skroplonego gazu ziemnego (LNG) przez tankowce-gazowce. Wszelkoność zastosowań, możliwość wykorzystania w różnych basenach i warunkach, łatwość przemieszczania, stosunkowo krótki cykl projektowania i budowy – wszystkie te czynniki sprawiają, że niekiedy statku FPSO nie można zastąpić niczym innym. Dlatego też mimo ogólnej recesji w sektorze głębokowodnym, segment FPSO jest dość odporny na spadek zleceń i perspektywa poprawy w rozbudowie floty i ilości zamawianych nowych jednostek ma dobre podstawy.

Miesięcznik World Oil obchodził w lipcu swoje 100-lecie. W jubileuszowym numerze przypomniano sylwetki wydawców i redaktorów, którzy przyczynili się do ukształtowania profilu pisma oraz zajęcia obecnej pozycji jednego z najbardziej wpływowych, a także opiniotwórczych periodyków w branży naftowej. Zamieszczono też przegląd wydarzeń z okresu 1916–2016, które zdaniem redakcji wpływały motywująco lub demotywuująco na bieg wydarzeń w przemyśle naftowym. Znalazły się tam takie wydarzenia jak: pierwsze zastosowanie geofizyki w poszukiwaniach naftowych, patent na świder trójgrzyzowy, konstrukcja platformy półzanurzalnej, zastosowanie polikrystalicznych świdrów diamentowych, wprowadzenie wierceń kierunkowych i poziomych czy metoda szczelinowania hydraulicznego. Lata 2001–2016 zostały nazwane „Erą łupków”, co dobrze oddaje znaczenie, jakie w USA przywiązuje się do niekonwencjonalnych złóż węglowodorów.

Norwegia. Poszukiwania w regionach arktycznych wbrew prognozom sprzed paru lat rozwijają się powoli, występuje nawet regres, jak to się stało na Morzu Czukockim i Morzu Beauforta. Tymczasem Statoil przedstawił w sierpniu br. program poszukiwań na Morzu Barentsa na lata 2017–2018, w którym przewiduje wykonanie tylko w przyszłym roku 5–7 otworów poszukiwawczych. Rozpoznawane będą m.in. struktury Blåmann w pobliżu złoża Goliat, Kolgen na wyniesieniu Stappen czy Korpffjell. Jednocześnie Statoil zwiększa swoje udziały w koncesjach, gdzie operatorami są inne firmy. I tak na blokach 718 i 720 posiada już 60% udziałów i uprawnienia operatora, na blokach 615 i 615B – 80% udziałów. Długofalowym celem jest utrzymanie do 2030 r. lub nawet dłużej obecnego poziomu wydobycia na szelfie kontynentalnym. Rokowania są pomyślne, bo w pobliżu złoża Johan Castberg odkryto w maju br. nową akumulację ropy i gazu Drivis. Jez Averty, szef poszukiwań na szelfie norweskim, wskazuje też na dobre wyniki w zakresie obniżki kosztów wierceń. Dzięki zwiększeniu efektywności wierceń i wprowadzeniu nowych rozwiązań technologicznych, np. Cap-XTM (metoda posadowienia i kotwiczenia platform wiertniczych przy wierceniu otworów poziomych w płytkich

horyzontach złożowych pod nadkładem 250–300 m), koszt wierceń w południowo-wschodniej części Morza Barentsa jest niższy niż otworów wierconych wcześniej.

W okresie największego spadku cen ropy producenci z Morza Północnego gromadzili nadwyżki ropy na tankowcach, używając ich jako pływających magazynów i czekając na podwyżkę. Niektóre z nich stały na kotwicy ponad 4 miesiące. Pod koniec lipca br. na statkach znajdowało się 1,5 mln t ropy, która natychmiast mogła być skierowana do dowolnego terminalu. Taka ilość ropy stanowiła bufor zabezpieczający przed wpływem zakłóceń w dostawach z Nigerii i zwiększonym popytem w Chinach. Już w trzeciej dekadzie sierpnia zapasy ropy na tankowcach spadły o połowę.

Morze Północne. Koncern Total E&P Norge rozpoczął rozpoznanie struktury Solaris na Morzu Norweskim. Ma za zadanie zbadanie roponośności jurajskiej formacji Ula, a w drugiej kolejności triasowej formacji Skagerrak. Ze względu na występowanie wysokich ciśnień i temperatur zakontraktowano platformę wiertniczą samopodnośną Mærsk Gallant z firmy Mærsk Drilling, która jest przystosowana do wiercenia przy maksymalnym ciśnieniu złożowym 1300 barów i temperaturze 220°C. Wiercenie Solaris osiągnęło głębokość 5941 m i tym samym stało się najgłębszym otworem odwierconym do tej pory na norweskim szelfie kontynentalnym. Równocześnie ustanowiono kilka innych rekordów, m.in. zainstalowano największą głowicę przeciwybuchową, użyto największej ilości zaczynu cementowego (600 m³) i zapuszczono najcięższy zestaw rur okładzinowych.

Inne osiągnięcie techniczne to otwór poziomy wiercony na strukturze Wisting na Morzu Barentsa. Seria zbiornikowa występuje tam na głębokości 244 m pod dnem morskim (głębokość wody – 400 m), a więc nadkład nie jest duży. Otwór był wykonany jako pionowy do głębokości 473 m, po odchyleniu trajektorii od 948 m jako poziomy o długości 1400 m na głębokości 716 m od powierzchni morza. Całkowita głębokość pomiarowa wynosi 2354 m, rzeczywista głębokość pionowa 712,9 m. W próbach uzyskano przepływ 680 t/d równoważnika ropy naftowej, wstępnie oszacowane zasoby wydobywalne wynoszą 8,1–21,7 mln t ropy i 280 mln–1,1 mld m³ gazu. Złoże Wisting jest najbardziej wysuniętym na północ obiektem rozwiercanym na Morzu Barentsa na szerokości 73° N. Wiercenie było wykonane na zlecenie ÖMV z platformy półzanurzalnej Transocean Spitsbergen, która należy do firmy Transocean z Houston.

Rosja. Na początku sierpnia koncern Total przekazał 20% udziałów i funkcję operatora na złożu ropy Chariaga w Nienieckim Okręgu Autonomicznym na rzecz Zarubieźniefti. Oficjalnie jedną z przyczyn są sankcje zachodnie, które objęły dostawy sprzętu, druga – to niskie ceny ropy. Rosyjskie organy kontrolne już kilka lat temu stawiały francuskiej firmie zarzuty opóźnień w zagospodarowaniu złoża oraz poważnego naruszenia przepisów o ochronie środowiska. Według informacji z moskiewskiego biura Totalu możliwe jest zwolnienie 70% personelu, co oznacza praktycznie wycofanie się z Rosji. Total był największym zagranicznym inwestorem w sektorze naftowym. Łączne wydobycie ze złóż Chariaga i Termokarstowe wyniosło w 2014 r. 1,5 mln t ropy.

Cypr. W 2012 r. na południe od Cypru, niedaleko granicy sektora izraelskiego, w obrębie bloku 12 odkryto złożę gazu ziemnego Aphrodite o zasobach szacowanych na 127 mld m³. Obecnie jest ono na etapie zagospodarowania, planowane jest wykonanie 5 otworów eksploatacyjnych i osiągnięcie w pierwszej fazie wydobycia 22,6 mln m³/d gazu. We wspólnym oświadczeniu egipskiego ministra ds. ropy naftowej Tarek El Molla i cypryjskiego ministra energii Yiorgiosa Lakkotrypisa strony deklarują budowę podmorskiego gazociągu dostarczającego gaz do Egiptu, gdzie będzie wykorzystany na potrzeby krajowe lub reeksportowany. Gazociąg zostanie ułożony w wyłącznej strefie ekonomicznej Cypru oraz w takiej samej strefie Egiptu. W ten sposób Cypr, obok Egiptu i Izraela, wchodzi do grona producentów i eksporterów ropy i gazu na Morzu Śródziemnym, nowym regionie naftowym, którego znaczenie szybko rośnie dzięki nowym odkryciom. Udziały w bloku 12 należą do British Gas (35%), Noble Energy (35%), Delek Drilling (15%) i Avner Oil Exploration (15%). Koncesje na innych południowych blokach posiadają ENI, KOGAS i Total. Szacuje się, że zasoby wyłącznej strefy ekonomicz-

nej Cypru o powierzchni 15000 km² podzielonej na 13 bloków koncesyjnych wynoszą 1,7 bln m³ gazu.

Brazylia. Cena akcji państwowego koncernu Petrobras spadła w tym roku o 94% i firma wprowadza liczne działania oszczędnościowe, w tym cięcia inwestycyjne. Kolejnym krokiem jest redukcja zatrudnienia – przewiduje się zwolnienie 12 tys. osób, co do 2020 r. ma przynieść oszczędności w wysokości 33 mld reali (10,2 mld USD). W celu złagodzenia skutków tych decyzji przygotowano program dobrowolnych odejść, do którego wg informacji Petrobrasu zgłosiło się 11,7 tys. pracowników. Wprowadzany jest też specjalny projekt działań organizacyjnych, które mają zapewnić ciągłość i bezpieczeństwo operacji przy zmniejszonej obsadzie personalnej. Obecny prezydent Michel Temer i rząd deklarują zmniejszenie ingerencji w funkcjonowanie koncernu.

Źródła: Alexander Gas & Oil Connections, Forbes, Hart's E&P, Offshore, Oil & Gas Financial Journal, Oil & Gas Journal, Roughneck News, Statoil, World Oil