

## Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Jerzy Zagórski<sup>1</sup>



**Świat.** Historia statków do magazynowania i regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego (FSRU – *Floating Storage and Regasification Unit*) rozpoczęła się w 2007 r., jest więc dość krótka. Jednak zalety pływających zakładów produkcyjnych spowodowały szybki rozwój tej specyficznej kategorii jednostek, zaprojektowanych dla przemysłu naftowego.

Świadczy o tym liczba FSRU będących w użytkowaniu i przewidzianych do oddania do eksploatacji w najbliższych latach (tab. 1). Podstawowym parametrem, który przemawia za FSRU, jest niższy koszt regazyfikacji. Według danych Międzynarodowej Unii Gazowniczej z 2016 r. średnia ważona kosztu regazyfikacji na statku wynosiła 78 USD za tonę gazu w porównaniu z 334 USD za tonę w terminalu lądowym. Drugą ważną przewagą jest mobilność i elastyczność wykorzystania FSRU – można je lokować w różnych miejscach, zależnie do aktualnego zapotrzebowania, łatwo dopasować ich zdolność produkcyjną do lokalnych warunków. W Indonezji projektuje się dostarczanie gazu na wyspę Bali za pomocą mniejszej jednostki FSRU. Będzie ona zmieniać lokalizację i docierać do miejsc, w których poprzednio nie było źródeł zaopatrzenia. Podobnie jak FPSO, pływające bazy produkcji wstępnego oczyszczenia, magazynowania i przeładunku ropy lub gazu, pierwsze FSRU były przebudowanymi tankowcami, jednak obecnie są to specjalne jednostki zaprojektowane na potrzeby regazyfikacji. Pojemność zbiorników wynosi najczęściej 145 tys. m<sup>3</sup>, ale Fox Petroleum planuje wykorzystanie w Indiach statku o pojemności 330 tys. m<sup>3</sup>.

**Tab. 1.** Liczba statków FSRU na świecie (wg Energy Maritime Associates, 2017)

Rok	Liczba jednostek FSRU
2008	2
2009	4
2010	5
2011	7
2012	7
2013	9
2014	14
2015	18
2016	22
2017	27
2018	35 (prognoza)
2020	40 (prognoza)

Zalety FSRU doceniła Litwa, uruchamiając pływający terminal w Kłajpedzie i uzyskując niezależne źródło dostaw gazu, a niebawem podobne instalacje powstaną w Kaliningradzie i Estonii (Prz. Geol., 65: 206). W Europie FSRU zwiększy też możliwości ważnego terminalu chorwackiego na wyspie Krk na Adriatyku. Po zakotwiczeniu statku i rozruchu FSRU moc produkcyjna wzrosnie w 2019 r. do 2 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie. Inny terminal wykorzystujący FSRU będzie funkcjonował w Grecji w porcie Aleksandropolis na Morzu Egejskim. Również na Morzu Egejskim został wprowadzony do eksploatacji w tureckim terminalu Cakmakli FSRU „GDF Suez Neptune” o pojemności 145 tys. m<sup>3</sup>, przetwarzający 21 mln m<sup>3</sup> gazu dziennie. Kilkanaście jednostek FSRU jest eksploatowanych w Azji Południowo-Wschodniej (Indie, Pakistan i Indonezja). W Afryce terminale FSRU są czynne w Ghanie, Wybrzeżu Kości Słoniowej i w Nigerii. W Ameryce Łacińskiej dostawy nowych statków zostaną zrealizowane w tym roku (Brazylia) lub w przyszłym (Urugwaj, Puerto Rico). W budowie FSRU specjalizują się południowokoreańskie stocznie: Samsung Heavy Industries, Daewoo Shipbuilding & Marine Engineering i Hyundai Heavy Industries.

**OPEC.** Na spotkaniu w Wiedniu 10 grudnia 2016 r., na którym ostatecznie zatwierdzono ograniczenia produkcji ropy wprowadzone na 171. Konferencji OPEC, zapowiedziano też możliwość przedłużenia okresu ich obowiązywania. Wstępnie mówiono o sześciu miesiącach. W maju br., w okresie poprzedzającym 172. Konferencję OPEC, z wypowiedzi przedstawicieli Arabii Saudyjskiej, Kuwejtu i Iranu wynikało, że pozytywnie oceniają działanie nowych limitów i opowiadają się za ich przedłużeniem. Nie było więc zaskoczeniem, gdy uczestnicy 172. Konferencji, która odbyła się w Wiedniu 25 maja 2017 r., ogłosili decyzję o wydłużeniu okresu ograniczenia wydobycia ropy o 9 miesięcy, począwszy od 1 lipca br. Uzasadnieniem był poziom cen satysfakcjonujący zarówno producentów, jak i konsumentów oraz stabilna sytuacja na rynku naftowym. Jednocześnie komitet nadzorujący przestrzeganie porozumienia podkreślił zaangażowanie krajów członkowskich OPEC w realizacji ustaleń dotyczących poziomu produkcji. Z ograniczeń jest nadal wyłączona Libia, Nigeria i Iran, ale ta informacja nie znalazła się w oficjalnym komunikacie. Komitet będzie w dalszym ciągu monitorował rozwój sytuacji na rynku i w razie potrzeby przedkładał odpowiednie rekomendacje radzie ministerialnej OPEC. Zwrócono też uwagę na znaczenie współpracy z producentami spoza OPEC, co znalazło swoje odbicie we wspólnej deklaracji potwierdzającej ich udział w zobowiązaniach obejmujących

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

jących zmniejszenie wydobycia. Grono członków OPEC powiększyło się do 14 państw, ponieważ na posiedzeniu w Wiedniu przyjęto do organizacji Gwineę Równikową. Termin następnej konferencji OPEC wyznaczono na 30 listopada br.

Komentatorzy oceniający decyzję koalicji 24 producentów ropy o ograniczeniu wydobycia zgadzają się co do tego, że jest to duże osiągnięcie OPEC, co więcej, w odróżnieniu od poprzednich krótkotrwałych porozumień tego typu, funkcjonuje już przez pół roku, co jest sukcesem. Ponadto jest to wyjątkowy przykład zgodnego współdziałania członków OPEC i włączenia do udziału również producentów spoza organizacji. Pozostają jednak wątpliwości, jak rozwinie się sytuacja po 1 kwietnia 2018 r., czyli po upływie terminu porozumienia, czy nie nastąpi powrót do intensywnej eksploatacji w każdym z krajów produkujących ropę, a w konsekwencji spadek cen ropy (przypomnienie okresu 2014–2016). Redaktorzy *World Oil* pytają, czy OPEC ma opracowaną długoterminową perspektywę postępowania i czy nadal będzie w stanie kontrolować wielkość wydobycia. Drugim problemem jest rosnące wydobycie ropy z łupków w USA i jego wpływ na obniżkę cen. Może to być czynnik zachęcający członków OPEC do odchodzenia od ścisłego przestrzegania warunków porozumienia, żeby zrekomensować zmniejszenie przychodów. Zwrócił na to uwagę prezes Rosnefti Igor Sieczin. W wystąpieniu na Międzynarodowym Forum Ekonomicznym w Sankt Petersburgu 2 czerwca br. powiedział: „Zmniejszenie produkcji w wyniku porozumienia krajów OPEC i spoza OPEC może w dużym stopniu być zrekomensowane przez zwiększenie produkcji ropy z łupków w USA w połowie 2018 r. Porozumienie, do którego najbardziej przyczyniły się Arabia Saudyjska i Rosja, dało rynkowi pewną ulgę, ale trudno sądzić, że są to systematyczne działania prowadzące do długofalowej stabilizacji”. Kolejnym ważnym elementem wpływającym na skuteczność podjętych zobowiązań jest trwałość sojuszu OPEC i Rosji w zakresie działań dotyczących stabilizacji cen ropy. Obecnie strony deklarują nie tylko zamiar kontynuacji współpracy i współdziałania, ale jej pogłębienia. W oświadczeniach składanych przez sekretarza generalnego OPEC Mohammada Barkindo i ministra energii Aleksandra Nowaka po spotkaniu w Moskwie 31 maja br. mówiono o sformalizowaniu partnerstwa w kierunku zapewnienia jego trwałości i sprawnego funkcjonowania. Mają temu służyć regularne kontakty ministrów ds. ropy odbywające się dwukrotnie w ciągu roku. Tematów do konsultacji prawdopodobnie nie zabraknie, bo w wywiadzie dla agencji Bloomberg A. Nowak rozważał możliwość redukcji lub zwiększenia ograniczeń produkcji, jeśli będzie tego wymagała sytuacja rynkowa, natomiast saudyjski minister energii Khalid Al Falih dopuszcza tylko ewentualne przedłużenie ograniczeń po 31 marca 2018 r.

Ceny ropy przed spotkaniem OPEC kształtowały się powyżej 50 USD za baryłkę, w przeddzień konferencji za ropę WTI należało zapłacić 51,46 USD, a za ropę Brent 54,16 USD, 26 maja było to odpowiednio 48,72 USD/bar i 51,23 USD/bar, 29 maja – 49,80 USD/bar i 52,15 USD/bar i wreszcie 2 czerwca – 47,86 USD/bar i 50,15 USD/bar.

**Polska.** Współpraca PGNiG i Orlen Upstream rozpoczęta w 2016 r. przyniosła sukces w postaci wyników wier-

cenia Miłosław-5K/H, w którym w piaszczystych utworach czerwonego spągowca odkryto akumulację gazu ziemnego. Wyniki pierwszych prób złożowych są dobre i wskazują na możliwość eksploatacji złoża. Jest to otwór poziomy o głębokości pionowej 3650 m i głębokości pomiarowej 4500 m, przy czym długość odcinka poziomego wynosi 400 m. Miłosław-5K/H znajduje się w obrębie koncesji Kórnik–Środa Wielkopolska na południowy wschód od Poznania. Operatorem koncesji jest PGNiG SA posiadające 51% udziałów.

Z kolei w obrębie koncesji Pniewy–Stęszew na północny zachód od Poznania PGNiG SA w styczniu br. rozpoczęło wiercenie otworu poszukiwawczego Rokietnica-5H, z zadaniem zbadania perspektywiczności utworów czerwonego spągowca. W czerwcu br. poinformowano o przewierceniu w piaskowcach permu dolnego horyzontu gazonośnego, z którego po wykonaniu testów wydajności uzyskano przemysłowy przyływ suchego gazu o zawartości metanu 85%, co uzasadnia rozpoczęcie przygotowań do wydobycia gazu. Jest to również otwór poziomy o głębokości 3625 m i głębokości pomiarowej 4255 m, w tym odcinek poziomy o długości 400 m. PGNiG SA jest wyłącznym operatorem tej koncesji.

**Rumunia.** W 2016 r. państwowa spółka gazownicza Romgaz odkryła w okręgu Buzau złożo gazu Caragele, określane jako największe w ciągu ostatnich kilkunastu lat. Wykonano tam dwa wiercenia – Damianca 55 i Rosetti 77, w których na głębokości ok. 4000 m stwierdzono występowanie horyzontu gazonośnego o miąższości 120 m w węglanowych utworach jury. Zasoby złoża Caragele o rozciągłości 35 km oszacowano na 25–27 mld m<sup>3</sup> gazu. Jeszcze w tym roku jest planowane odwiercenie 6 dalszych otworów rozpoznawczych i rozpoczęcie eksploatacji w 2019 r. Produkcja gazu prowadzona przez Romgaz i kontrolowany przez ÖMV Petrom pokrywa większość zapotrzebowania krajowego, jedynie 1/10 gazu pochodzi z Rosji. Rumunia posiada zróżnicowany miks energetyczny, obejmujący gaz węgiel kamienny, hydroelektrownie, energię jądrową i źródła odnawialne. Jednak do roku 2023 będzie konieczne zamknięcie elektrowni gazowych o łącznej mocy 1800 MW i węglowych o mocy 2400 MW i zastąpienie ich nowymi siłowniami. Zwiększenie wydobycia gazu po uruchomieniu wydobycia ze złoża Caragele poprawi więc niezależność energetyczną. Wykorzystany będzie też nowobudowany gazociąg do Bułgarii (również z terminem ukończenia w 2019 r.), tworzący połączenie obu krajów z Austrią.

**USA.** Pierwsze decyzje prezydenta Donalda Trumpa dotyczące energii spotkały się z przychylnym przyjęciem ze strony przemysłu naftowego. Spodziewano się dalszych rozstrzygnięć i uregulowań korzystnych dla branży. Jednak próby dotrzymania obietnic wyborczych spowodowały, że w projekcie budżetu na rok 2018 trzeba było znaleźć dodatkowe przychody na ich realizację i zaproponowano sprzedaż przesyłowych linii energetycznych w zachodnich stanach, otwarcie dla poszukiwań chronionego obszaru Arctic National Wildlife Refuge na Alasce i sprzedaż połowy ropy naftowej znajdującej się w Strategicznym Rezerwie Naftowej (*Strategic Petroleum Reserve*). Szczególnie ta ostatnia inicjatywa wywołała żywe reakcje, z jednej strony

ze względu na zmniejszenie bezpieczeństwa paliwowego kraju (rezerwę strategiczną ustanowiono w 1974 r. po kryzysie naftowym), z drugiej – z uwagi na skutki pojawienia się na rynku dodatkowych ilości ropy i spadku cen. Obecnie w Strategicznej Rezerwie znajduje się 93,5 mln t ropy i do 2027 r. proponuje się sprzedaż 36,7 mln t. Dla budżetu na rok 2018 ma to być zysk w wysokości 500 mln USD. Zapewne trudne będzie uzyskanie zgody Kongresu na rozpoczęcie wierceń naftowych w cennych przyrodniczo rejonach Alaski. Od dłuższego czasu energicznie zabiega o to republikańska senator z Alaski Lisa Murkowski. Również inny pomysł na zasilenie budżetu federalnego przez likwidację udziału czterech stanów przylegających do Zatoki Meksykańskiej (Alabama, Luizjana, Missisipi i Teksas) w opłatach koncesyjnych wnoszonych przez firmy naftowe nie będzie łatwy do wykonania. Już poprzednio próbował to przeprowadzić prezydent Barack Obama, jednak działania rządu zostały zablokowane przez władze stanowe i zapewne podobna akcja powtórzy się w tej kadencji.

**Kuba.** Australijska firma Melbana Energy Ltd. w sprawozdaniu z 24.04 br. informuje o rezultatach poszukiwań w 9. bloku koncesyjnym. Wykonano tam dwa wiercenia Alameda 1 i Zapato, w których uzyskano przemysłowy przepływ ropy. Blok koncesyjny 9. o powierzchni 2380 km<sup>2</sup> znajduje się na północnym wybrzeżu Kuby, w pobliżu największego kubańskiego złoża ropy Varadero o zasobach geologicznych 1,5 mld t ropy. Teraz operator szacuje zasoby geologiczne w bloku 9. na 1,7 mld t, a zasoby wydoby-

walne na 86,6 mln t. W I półroczu 2018 r. zaplanowano wykonanie dalszych dwóch wierceń.

**Gwinea Równikowa.** Minister górnictwa, przemysłu i energii Gabriel Obiang, nawiązując do odkryć nowych złóż ropy w Afryce, wezwał innych producentów ropy do ochrony swoich zasobów i przyłączenia się do OPEC. „Gdyby w ciągu 10 lat ropa stała się surowcem, którego kraje rozwinięte nie potrzebują i chcą zamiast niej gazu ziemnego, to co zrobią kraje afrykańskie? Ważne jest, aby wiedzieć, co robią nasi bracia, nasi więksi bracia w regionie jak Nigeria i Algieria”. G. Obiang powołał się na prognozy Międzynarodowej Agencji Energetycznej przewidujące wzrost zużycia ropy naftowej w następnych dwóch dekadach, ale z alternatywnym scenariuszem, w którym gaz zastąpi 1,8 mln t dziennego zapotrzebowania na ropę, a samochody elektryczne zmniejszą popyt o kolejne miliony ton. Organizacja taka jak OPEC jest niezwykle ważna we wspieraniu producentów ropy do adaptacji w nowej rzeczywistości energetycznej. Minister zachęcał do wstąpienia do OPEC, ponieważ jest to właściwe miejsce do obrony własnych zasobów.

Gwinea od 25 maja br. jest 14 członkiem OPEC. Należy do krajów afrykańskich ze znaczącą produkcją ropy – obecnie wydobywa ok. 36 tys. t/d i planuje zwiększenie tej ilości w ciągu 5 lat do 68 tys. t/d.

*Źródła: Hart's E&P, Melbana Energy, Offshore, Oil & Gas Financial Journal, Oil & Gas Journal, OPEC, PGNiG, World Oil*