


WIADOMOŚCI GOSPODARCZE
Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego
Jerzy Zagórski¹


Świat. Wydłużenie okresu obowiązywania ograniczeń w produkcji ropy w OPEC postanowione 16 grudnia ub.r. ma obowiązywać do 31 marca 2018 r. Początkowo panowała pełna zgoda co do przestrzegania tego terminu, a nawet jego wydłużenia, ale z czasem, gdy ceny ropy w czerwcu i w lipcu spadły do poziomu 45 USD za baryłkę, determinacja nie-

których producentów wyraźnie osłabła. Niewątpliwie ten temat będzie dyskutowany na najbliższej konferencji OPEC 30 listopada br., jednak komunikaty płynące z Rosji zapowiadają zamiar zwiększenia produkcji, a więc odstąpienie od obniżonych limitów. Zresztą wiadomość sekretariatu OPEC o poziomie produkcji ropy we wrześniu potwierdza przekroczenie ustalonego limitu 4,42 mln t/d i osiągnięcie produkcji 4,45 mln t/d. Wzrost nastąpił głównie z powodu zwiększenia wydobycia ropy w Libii, Nigerii i Iraku. Jednym z celów OPEC, poza oficjalnie deklarowanym dążeniem do zbilansowania rynku ropy, było przeciwdziałanie rozwojowi wydobycia ropy z łupków w USA. Jednak nowe informacje o rekordowej liczbie nowych wierceń i intensyfikacji wydobycia z wykorzystaniem szczelinowania w USA mogą oznaczać, że znaczenie ropy z łupków i wpływ jej dostaw na obniżkę cen na rynku jeszcze wzrośnie. W końcu maja liczba wierceń, w których zakończono głębienie otworu, lecz nie wykonano operacji dowieńczenia i uzbrojenia do eksploatacji, wynosiła 5946. Są to więc otwory, z których już w II połowie 2017 r. lub w 2018 r. można uzyskać znaczny przyrost produkcji. Ponadto wydajność procesu wiertniczego znacznie się poprawiła, co spowodowało obniżkę kosztów wierceń. Dotyczy to także basenu permskiego, istotnego dla rozpoznania akumulacji węglowodorów niekonwencjonalnych. Ten pozytywny scenariusz może być zakłócony przez trudności z realizacją zamówień na wykonanie szczelinowania w krótkim okresie i w dużej ilości otworów. Trzyletni kryzys, jaki dotknął przemysł naftowy, spowodował m.in. redukcję miejsc pracy w firmach serwisowych na całym świecie, przekraczającą 330 tys. Odrobienie tych strat, odnowienie, uzupełnienie sprzętu oraz wyposażenia wymaga czasu i dotyczy to także ekip wykonujących szczelinowanie. Innym czynnikiem hamującym prognozowany wzrost produkcji ropy z łupków jest trend spadkowy w wierceniach. W porównaniu z okresem maj–czerwiec br., we wrześniu liczba wierceń w USA zmniejszyła się o 6,3% (na świecie ten spadek był jeszcze większy).

Szybki rozwój pływających instalacji produkcyjno-przetwórczych dotyczy nie tylko jednostek FSRU

(*Floating Storage and Regasification Unit*; Prz. Geol., 65: 417), lecz także statków FPSO (*Floating Production, Storage and Offloading*). W 1999 r. na świecie użytkowano 130 jednostek FPSO, w 2005 r. było ich 148, a obecnie liczba FPSO zwiększyła się do 178 (tab. 1). Co więcej, prognoza Annual Floating Production Systems Report z października 2017 r. przewiduje 30-procentowy wzrost zamówień na nowe jednostki. Zmieniła się lokalizacja koncentracji FPSO w poszczególnych regionach świata: w 2005 r. 37 jednostek było zakotwiczonych w Afryce Zachodniej, a 27 w Brazylii, to obecnie niemal 1/3 wszystkich znajduje się w Brazylii. Są to 54 jednostki, podczas gdy w Afryce Zachodniej rozmieszczono 43. Znaczna liczba FPSO (30) znajduje się też na Morzu Północnym. Nieustannie zwiększają się możliwości produkcyjne statków FPSO. O ile w 2005 r. zdolność produkcyjna największej wówczas jednostki „Baobab Ivoirien” wynosiła 9520 t/d ropy i 2,1 mln m³/d gazu, a zbiorniki mogły pomieścić 272 tys. t ropy, to obecnie statek „Sea Eagle” pracujący w Nigerii może przetwarzać 81,6 tys. t/d ropy i 8,5 mln m³/d gazu. FPSO „Glen Lyon” zakotwiczony na złożu Schiehallion na Morzu Północnym produkuje 43,5 tys. t/d ropy i 6,2 mln m³/d gazu. Poważnie wzrosły zdolności magazynowe – jednostka P-57 należąca do Petrobrasu może zgromadzić w zbiornikach 345 tys. t ropy, niewiele mniejsze są

Tab. 1. Rozmieszczenie FPSO (wg Offshore, sierpień 2017)

Rejon	Liczba jednostek FPSO
Brazylia	54
Morze Północne – sektor brytyjski	21
Angola	16
Chiny	16
Nigeria	15
Australia	14
Malezja	10
Indonezja	9
Morze Północne – sektor norweski	9
Wietnam	9
Meksyk	5
Gwinea Równikowa	4
Indie	3
Ghana	3
Gabon, Kanada, Nowa Zelandia, Tajlandia, Wybrzeże Kości Słoniowej, Zatoka Meksykańska – sektor USA	2
Egipt, Filipiny, Gujana, Iran, Kongo, Libia, Mauretania, Włochy	1

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

zbiorniki FPSO „Saxi Batuque” wycarterowanej przez ExxonMobil do eksploatacji złoża Kizomba – mieszczą 330 tys. t ropy. Jednocześnie większość statków jest przystosowana do pracy w akwenach głębszych niż 1000 m, co znacznie rozszerza możliwości ich wykorzystania w różnych regionach. Ta cecha w połączeniu z mobilnością i elastycznością w kształtowaniu wyposażenia jednostki, zależnie od warunków eksploatacji, pozwala na stosunkowo szybkie uruchamianie produkcji i ewentualne jej przetrwanie oraz przeniesienie na inne złożo w przypadku spadku opłacalności czy innych niekorzystnych okoliczności.

Zadaniem powołanej w 2014 r. platformy współpracy przemysłu naftowego i gazowniczego Oil and Gas Climate Initiative jest podejmowanie działań na rzecz obniżenia emisji gazów cieplarnianych. W ciągu najbliższych 10 lat na inwestycje w tej dziedzinie zostanie przeznaczony 1 mld USD. W październiku wybrano do realizacji trzy projekty inwestycyjne. Pierwszy, wykonywany przez firmę Solidia Technologies, obejmuje obniżenie emisji dwutlenku węgla w produkcji cementu z wykorzystaniem CO₂ do dojrzewania betonu zamiast wody. Firma Achates Power Inc. z San Diego będzie rozwijać konstrukcje silników spalinowych o tłokach przeciwbieżnych ograniczających emisję. Trzecia inwestycja (nie podano firmy realizującej) dotyczy projektowania elektrowni zasilanej gazem z wychwytywaniem i magazynowaniem CO₂ na skalę przemysłową. Do Oil and Gas Climate Initiative należą: BP, CNPC, ENI, Pemex, Reliance Industries, Shell, Saudi Aramco, Statoil i Total.

Wielka Brytania. Koncern chemiczny Ineos zamierza wykorzystać sukcesy produkcji gazu i ropy z łupków w USA oraz rozwijać swój oddział Ineos Shale. Zadanie powierzono nowemu dyrektorowi Ronowi Coyle, który będzie musiał przede wszystkim przezwyciężyć opory brytyjskiej opinii publicznej niechętej wobec uzależnienia od paliw kopalnych i obawiającej się ewentualnych negatywnych skutków szczelinowania. Za poszukiwaniami i eksploatacją złóż niekonwencjonalnych przemawiają takie argumenty jak konieczność ograniczenia zużycia węgla i przewidywane znaczne zwiększenie importu gazu wobec malejącej produkcji krajowej – w 2035 r. import ma stanowić 80% zapotrzebowania. Jednak Partia Pracy i Liberalni Demokraci domagają się wprowadzenia zakazu szczelinowania. Ineos dysponuje największą ilością koncesji poszukiwawczych w W. Brytanii, łącznie jest to 4050 km². Pod koniec października br. odkupił od Total E&P Ltd. udziały w 6 blokach koncesyjnych w East Midlands, przez co ogólna powierzchnia posiadanych koncesji zwiększyła się do 9410 km². Ineos Shale planuje w najbliższym czasie odwiercenie 25 otworów i wykonanie szczelinowania hydraulicznego w 11 odwiertach. Poszukiwania z wykorzystaniem szczelinowania prowadzą w W. Brytanii także Cuadrilla Resources Ltd. i Third Energy U.K. Gas Ltd.

USA. Oprócz działań na rzecz wycofania się z ograniczeń dotyczących emisji metanu i rozbudowy elektrowni węglowych, administracja D. Trumpa zmienia politykę w zakresie rozszerzenia ilości koncesji poszukiwawczych i wydobywczych na terenach federalnych. Otwarcie obszarów koncesyjnych w Zatoce Meksykańskiej w marcu

2018 r. zapowiedział sekretarz Departamentu Zasobów Wewnętrznych Ryan Zinke. Jest to największe rozszerzenie koncesji w historii USA obejmujące powierzchnię 311 200 km² akwenów przylegających do stanów Teksas, Luizjana, Missisipi, Alabama i Floryda. Według szacunków Bureau of Ocean Energy Management wydobywalne zasoby znajdujące się na tym obszarze wynoszą od 28,5 do 193 mln t ropy i 15,5–125 mld m³ gazu. Bloki koncesyjne są zlokalizowane w odległości 3–370 km od wybrzeża, głębokość wody waha się od 3 do 3385 m. Ze sprzedaży są wyłączone koncesje znajdujące się na obszarze Narodowego Rezerwatu Morskiego Flower Garden Banks. Warunki sprzedaży koncesji zawierają postanowienia o ochronie wrażliwych zasobów biologicznych i minimalizowaniu negatywnego oddziaływania na gatunki podlegające ochronie. Równolegle toczą się przygotowania do rozpoczęcia poszukiwań na obszarze arktycznego rezerwatu przyrody na Alasce (ANWR). Wniosek procedowany obecnie w Senacie dotyczy rejonu North Slope o powierzchni 7080 km², podczas gdy cały obszar ANWR zajmuje powierzchnię 76,9 tys. km². Rezerwat został objęty szczególną ochroną w 1980 r. Udostępnienie tych stref dla przemysłu naftowego ma przynieść korzyści dla budżetu federalnego w wysokości 1 mld USD. W senackiej komisji energii i zasobów naturalnych, której przewodniczy Lisa Murkowski, były gubernator Alaski, przeciwni poszukiwaniom są przeważnie senatorzy z Partii Demokratycznej, którzy podnoszą argumenty o wyjątkowym charakterze i wartości ANWR oraz jego wrażliwości na naruszenie równowagi ekologicznej. Zwolennicy wydawania nowych koncesji, w tym gubernator Alaski i niektórzy przedstawiciele grup Inuitów, rdzennych Kanadyjczyków i jedynych stałych mieszkańców ANWR twierdzą, że zagospodarowanie zasobów ropy i gazu jest konieczne dla stanu Alaski, a postęp w technologii wierceń i eksploatacji węglowodorów ogranicza szkody w ekosystemie.

Wydział ochrony konsumentów prokuratury stanu Teksas otrzymał od klientów stacji benzynowych blisko 5500 skarg na nieuzasadnione podwyższenie cen paliw w czasie huraganu Harvey. Urząd prokuratora zarejestrował dotychczas 127 przypadków oszustw cenowych i zapowiedział, że stacje będą miały możliwość zaspokojenia roszczeń klientów wynikających z zawyżonych cen. W przeciwnym przypadku sprawy będą kierowane do sądu, gdzie grozi grzywna w wysokości 20 tys. USD. Prokurator generalny Ken Paxton zwrócił uwagę na fakt, że wiele oszustw wydarzyło się w rejonie Dallas–Fort Worth, w którym huragan nie wyrządził żadnych szkód.

Chiny. W czasie wizyty prezydenta D. Trumpa w Pekinie, w obecności prezydenta Xi-Jinpinga, podpisano ważną umowę o budowie zakładów LNG na Alasce. Stronami umowy są: Alaska Gas Development Corp., stan Alaski, China Petrochemical Corp. (Sinopec), CIC Capital Corp. i Bank of China. Jest to ogromna inwestycja obejmująca zakład oczyszczania i przeróbki gazu w pobliżu Point Thomson na wybrzeżu Morza Beauforta, gazociąg długości 1280 km i średnicy 1100 mm, który biegnie na południe i transportuje gaz do zakładów skraplania gazu na półwyspie Kenai nad Zatoką Alaskańską. Zakład będzie miał trzy linie o zdolności produkcyjnej 20 mln t skroplonego gazu rocznie. Gaz ziemny będzie pochodził ze złóż w

rejonie Prudhoe Bay. Budowa jest zaplanowana na lata 2018–2023, wysyłka pierwszego ładunku LNG ma nastąpić w okresie 2023–2025. Odbiorcą skroplonego gazu ziemnego będzie m. in. koncern Sinopec. Całkowity koszt projektu szacuje się na 43 mld USD.

Rosja. Na portalu arctic.ru pojawiła się wiadomość o próbie holowania góry lodowej w celu zmiany trasy jej dryfu. W 2016 r. lodołamacz „Kapitan Dranicyn” dokonał na Morzu Karskim pierwszych eksperymentów z holowaniem góry lodowej o masie wielokrotnie przekraczającej masę statku. We wrześniu br. Rosneft poinformowała o pomyślnym wyniku holowania góry lodowej o masie ponad 1 mln t u wybrzeży Ziemi Franciszka Józefa, na pograniczu Morza Barentsa i Morza Karskiego. Wielkość kry lodowej można ocenić przez porównanie z górą, która zatopiła „Titanic” – tamta była 13 razy mniejsza. W operacji brał udział lodołamacz „Kapitan Dranicyn”, statek badawczy „Akademik Tresznikow” i holowniki. Niekontrolowany dryf mógł zagrozić pobliskiej platformie wiertniczej.

Podobne sukcesy ma na swoim koncie kanadyjska firma Atlantic Towing. W 2015 r. u ujścia rzeki Świętego Wawrzyńca zmieniono kurs dryfującej góry lodowej o masie 2,1 mln t.

Wiertnictwo. Poszukiwania na obszarach arktycznych rozwijają się powoli, w dalszym ciągu silne są sprzeciwy organizacji ekologicznych przekonujących o wyjątkowo poważnych zagrożeniach dla środowiska naturalnego, również skala trudności technicznych i logistycznych jest znaczna (spowodowała wycofanie się w maju 2016 r. Shella i ConocoPhillips z planów wierceń na Morzu Czulkockim i Beauforta). Jednak zasoby węglowodorów znajdujące się za kołem podbiegunowym są na tyle ważne, że przygotowania do prac trwają i powstają kolejne roz-

wiązania mające umożliwić dostęp do nich. Taką propozycję przedstawiła firma Hilcorp Alaska, która zamierza realizować na wodach federalnych projekt Liberty przewidujący wykonanie 16 wierceń, w tym 5–8 otworów eksploatacyjnych. Wiercenia będą prowadzone ze sztucznej wyspy usypanej ze żwiru, o powierzchni podstawy na dnie morza 9,7 ha (głębokość wody wynosi 6 m) i powierzchni wiertni 3,6 ha. Transport w okresie zimowym zapewni droga lodowa, którą będzie dostarczone ponad 63 mln m³ żwiru. Projekt Liberty jest zlokalizowany 24 km na wschód od Prudhoe Bay i w okresie pełnej zdolności produkcyjnej wydobyte wyniesie od 8100 do 9500 t/d ropy. Ropa będzie przesyłana na oddalony o 9 km ład podwodnym rurociągiem w podwójnej otulinie, która stanowi zabezpieczenie przed wyciekami, i zagłębionym w dnie morskim w celu uniknięcia uszkodzenia przez ruchomy lód. Hilcorp Alaska planuje wydobyć 10–20 mln t ropy w okresie 15–20 lat. Rozpoczęcie projektu jest uzależnione od decyzji Departamentu Zasobów Wewnętrznych, co do niedawna było niemożliwe ze względu na zakaz udzielania koncesji na wodach arktycznych. Obecnie, gdy dla agend rządowych priorytetem jest niezależność energetyczna forsowana przez D. Trumpa, sekretarz departamentu Ryan Zinke może być skłonny do zaaprobowania wniosku firmy Hilcorp. Zastrzeżenia zgłasza dyrektor Wilderness Society, przypominając o wycieku gazu w lutym br. z pomorskiego gazociągu w rejonie Cook Inlet, całkowicie zlikwidowanym dopiero w kwietniu. Wyciek nie spowodował szkód ekologicznych, ale Hilcorp zapłacił grzywnę w wysokości 200 tys. USD.

Źródła: AGDC, arctic.ru, Associated Press, Atlantic Towing, Bloomberg, Hart's E&P, Offshore, Oil & Gas Financial Journal, Oil & Gas Journal, OPEC, Pennenergy, Rosneft, World Oil