

Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Grzegorz Makuch¹



Świat. Międzynarodowe stowarzyszenie przemysłu gazu ziemnego Cedigaz ogłosiło w raporcie, że według stanu na 31.12.2017 r. udokumentowane światowe rezerwy gazu ziemnego wzrosły w ciągu roku o 0,9% (+ 1710 mld m³) i wynoszą 196,941 mld m³. Największy wzrost zasobów odnotowano na Bliskim Wschodzie (+ 947 mld m³), co jest w dużej mierze zasługą Iraku (+ 662 mld m³). W 2017 r. wzrosła także globalna podaż gazu – o 3,7% w stosunku do średniej z 5 poprzednich lat. Większą podaż odnotowano w krajach WNP (wzrost o 6,8%), Azji i Oceanii (4,1%) oraz Afryki (8,6%). Rosyjska podaż wzrosła o 50 mld m³ (czyli o 8,3%), Iranu o 17 mld m³, Australii o 13 mld m³, Chin o 11 mld m³, a Egiptu i Norwegii o 10 mld m³. Według raportu Cedigazu w ub.r. po raz pierwszy od początku rewolucji łupkowej spadła produkcja gazu w USA. Mimo to globalna produkcja gazu niekonwencjonalnego wzrosła o 5,3% (tj. do 817 mld m³) i aż 85% tej produkcji przypadło na USA i Kanadę. Globalne zużycie gazu osiągnęło 3640 mld m³. Oznacza to, że wzrosło ono w 2017 r. o 3,3% w stosunku do średniego zużycia z 5 poprzednich lat.

Największy wzrost popytu odnotowano w Chinach (aż o 15%), w Afryce (6,7%), na Bliskim Wschodzie (4,8%) i Europie (4,8%). O 8,5% wzrósł międzynarodowy obrót gazem ziemnym przesyłanym gazociągami i o 10,5% gazem w formie skroplonej. Główny wpływ na wzrost handlu gazem rurociągami miała Europa (import z Rosji i Norwegii).

OPEC. Według Międzynarodowej Agencji Energii (IEA) w gronie 12 państw członkowskich OPEC (Organization of the Petroleum Exporting Countries – Organizacja Krajów Eksportujących Ropę Naftową) aż 71% mocy produkcyjnych i 91% wolnych mocy produkcyjnych przypada na zaledwie 4 kraje – Arabię Saudyjską, Irak, Kuwejt i Zjednoczone Emiraty Arabskie. Te 4 państwa zredukowały wielkość produkcji do 87%, podczas gdy pozostałych 8 państw produkuje na poziomie 97% swoich możliwości, co może powodować spory w gronie OPEC + Rosja. Ponadto obecna cena baryłki ropy jest już satysfakcjonująca dla głównych graczy OPEC i Rosji, a grupa państw niepocieszonych nie koniecznie ma odpowiednią siłę przebicia. Do tej grupy na pewno zalicza się Wenezuelę, która w kwietniu br. produkowała 1,42 mln b/d, czyli o 550 tys. baryłek mniej niż zakładała umowa OPEC + Rosja. Znak zapytania pojawia się także nad Iranem, po tym jak prezydent Donald Trump wycofał USA z porozumienia z 2015 r. Według IEA irańska produkcja w kwietniu br. wyniosła 3,82 mln b/d,

a eksport 2,4 mln b/d. Także produkcja Angoli w kwietniu br. spadła do 1,5 mln b/d, czyli do najniższego poziomu od marca 2014 r., co jest wynikiem braku odkryć nowych pól. W Nigerii produkcja wyniosła 1,59 mln b/d, a w Libii 980 tys. b/d. Produkcję zwiększyła za to Algieria.

Zatoka Perska. W maju br. Saudi Aramco podpisało umowę z amerykańskim Halliburtonem na usługi szczelinowania hydraulicznego. Umowa ta świadczy o tym, że Saudi Aramco wciąż nie może pokonać trudności technologicznych napotykanych na etapie szczelinowania hydraulicznego w złożach łupkowych. Prawdopodobne jest także, że dotychczasowa produkcja węglowodorów pochodzi głównie ze złóż typu *tight gas*.

Bahrajn pracuje nad stworzeniem Funduszu Energetycznego w wysokości 1 mld USD. Ma on zapewnić finansowanie projektu eksploatacji niekonwencjonalnego złoża ropy naftowej w obszarze morskim. Fundusz uzyskał już wsparcie rządu i instytucji finansowych działających w Bahrajnie. Z kolei Bahrajn Development Bank powołał Fundusz Al Waha w celu przyciągnięcia do kraju inwestycji zagranicznych. Bank przeznaczył na to 100 mln USD. Natomiast w Omanie Royal Dutch Shell i francuska firma Total łączą siły w celu zbadania obszaru Breater Barik w lądowym bloku nr 6. Firmy podpisały już umowę (MoU) z rządem Omanu. Operatorem złoża jest Shell, który ma 75% udziałów. Total zamierza się też zaangażować w Omanie w projekt bunkrowania statków paliwem LNG, by w ten sposób zagospodarować wydobyty wolumen gazu.

Iran. Total zrezygnował z uczestnictwa w projekcie SP11 na złożu South Pars. Jest to efekt decyzji prezydenta USA Donalda Trumpa, który 8 maja br. jednostronnie ogłosił wycofanie Stanów Zjednoczonych z porozumienia JCPOA (*Joint Comprehensive Plan of Action*). Kierownictwo koncernu Total oświadczyło, że nie może narazić swojej firmy na amerykańskie sankcje w sytuacji, gdy banki Stanów Zjednoczonych są zaangażowane w 90% jej operacji finansowych. Ponadto 30% udziałów w firmie należy do amerykańskich inwestorów, a amerykańskie aktywa stanowią równowartość ponad 10 mld USD. Total prowadzi rozmowy z władzami francuskimi i amerykańskimi na temat warunków wycofania się z irańskiego projektu i ewentualnego przedłużenia terminu tej operacji do 4 listopada br. Współdziaławcą Totalu była w tym projekcie PetroChina, która może przejąć udziały od francuskiego koncernu. Dotychczasowe wydatki wynikające z zaangażowania w projekt wyniosły 40 mln EUR. Zasoby złoża Południowy Pars są oceniane na 14 bln m³ gazu, co pozycjonuje je jako największe złożo gazowe na świecie. W portfo-

¹ Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy Instytut Badawczy, Oddział Karpacki w Krakowie, ul. Skrzatów 1, 31-560 Kraków; grzegorz.makuch@pgi.gov.pl.

lio francuskiego koncernu miejsce Iranu zajmie Cypr. Total zamierza rozszerzyć poszukiwania gazu ziemnego na południowym wybrzeżu Cypru i wystąpić o kolejne licencje na odwierty poszukiwawcze, w tym w bloku 8, gdzie pracuje już włoski koncern Eni. Minister energetyki Cypru Yiorgos Lakkotrypis przyjął decyzję Totalu z dużym zadowoleniem.

Konsekwencje wycofania się USA z porozumienia z Iranem nie ominą także Wielkiej Brytanii. Iranian Oil Co., spółka córka National Iranian Oil Co., posiadająca 50% udziałów w złożu gazowym Rhum w brytyjskiej części Morza Północnego, podjęła decyzję o zawieszeniu dalszych prac. BP, będące współdziałowcem w tym przedsięwzięciu, zwróciło się do amerykańskiego Biura ds. Kontroli Aktywów Zagranicznych (*Office of Foreign Assets Control* – OFAC) z prośbą o przedłużenie zgody na współpracę, która ma wygasnąć 30 września br. Warte odnotowania są jednak działania innej angielskiej firmy – Pergas International Consortium. Szef Pergas Colin Rowley podpisał z dyrektorem National Iranian South Oil, w obecności brytyjskiego ambasadora Roba Macaire'a, wstępną umowę o wspólnym zagospodarowaniu złoża ropy Keranj w południowo-zachodnim Iranie. Umowa została podpisana 16 maja br., zatem 8 dni po wycofaniu się USA z porozumienia z Iranem. Projekt ten wymaga miliardowej inwestycji, a średnia produkcja ma wynieść 200 tys. b/d w ciągu 10 lat. Irańskie media informują, że brytyjska firma Pergas nie korzysta z kapitału ani banków amerykańskich, w związku z tym ewentualne amerykańskie sankcje nie stanowią dla niej zagrożenia. Za to rosyjski Łukoil ogłosił pod koniec maja br., że w związku z groźbą nałożenia amerykańskich sankcji wycofuje się z projektów w Iranie. Łukoil prowadził rozmowy dotyczące eksploatacji pól naftowych Abe Timur i Mansuri.

Wycofanie się USA z porozumienia i powtórna izolacja Iranu mają duże znaczenie dla rynku gazu. Iran ma drugie co do wielkości zasoby gazu na świecie i jego produkcja w 2015 i 2016 r. plasowała się na trzecim miejscu po USA i Rosji. Wraz z rozwojem infrastruktury w ciągu kilku lat mógł się stać znaczącym graczem na rynku eksporterów gazu.

Irak. Iracka Basra Oil Company (BOC) podpisała umowę z amerykańską Kellogg Brown and Root (KBR) na rozwój eksploatacji pola naftowego Majnoon w Iraku. KBR ma zapewnić kompleksową obsługę, w tym wsparcie inżynieryjne i usługi budowlane. Zasoby pola Majnoon, leżącego na południu Iraku, 70 km na północ od Basry, są ogromne – wynoszą 38 mld baryłek, a produkcja dzienna – 220 tys. baryłek. Założona w 1901 r. firma KBR w latach 1962–2007 należała do koncernu Halliburton, a dziś jest liczącym się dostawcą usług i aprowizacji dla amerykańskiego wojska.

Indie. Trwają przygotowania do uruchomienia drugiej rundy przetargowej na 26 obszarów koncesyjnych, które mają zawierać 60 małych pól węglowodorowych. Na bloki koncesyjne przedłożone do przetargu składa się 15 obszarów lądowych i 11 morskich (płytkich i przybrzeżnych), obejmujących łącznie 31 tys. km² w 8 basenach sedymentacyjnych. Szacowane łączne zasoby złóż węglowodorów

wynoszą 1,4 mld BOE. Przetarg odbędzie się w czerwcu drogą elektroniczną, za pośrednictwem strony internetowej regulatora – Generalnej Dyrekcji Węglowodorów (Directorate General of Hydrocarbons – DGH). Koncesje zostaną przyznane do końca września br.

Chiny. Kanadyjski Husky Energy, w 70% kontrolowany przez miliardera Li Ka-Shinga z Hong-Kongu, wierci 2 otwory poszukiwawcze, by ocenić potencjał bloku 15/33 na Morzu Południowochińskim. W odwiercie usytuowanym 160 km na południowy wschód od Hong Kongu już na głębokości 80 m natrafiono na cztery strefy złożowe o łącznej miąższości 70 m. Po zakończeniu fazy testowej jeszcze w tym roku zostaną wykonane kolejne odwierty w złożu i dwa kolejne w pobliskim bloku 16/25. Husky Energy ma 100% udziałów w obu blokach i na mocy umowy z CNOOC o podziale produkcji 51% przypadnie firmie kanadyjskiej, co ma stanowić zwrot zainwestowanych kosztów. Firmy podpisały także umowę o współpracy w ramach bloków 22/11 i 23/07 w Zatoce Tonkińskiej.

Wietnam. Rosyjski Rosneft rozpoczyna wiercenie w podmorskim złożu Lan Do w bloku 06.1, gdzie wysokość słupa wody osiąga 160 m. Docelowa głębokość otworu ma wynieść 1200 m. Złoże zostanie przyłączone do platformy Lan Tay. Gaz i kondensat będą z niej przesyłane dwufazowym gazociągiem Nam Con Son o długości 370 km. Rosneft, będący operatorem złoża, współpracuje z indyjskim ONGC (45%) i Petrovietnamem (20%). Rosyjski koncern planuje także rozpoczęcie prac w rejonie podwodnego złoża Phong Lan Dai (Dzika Orchidea), które znajduje się w bloku 06.1 na podobnej głębokości wody. Wiercenia w obu złożach będzie prowadzić Japan Drilling. Rosneft uzyskał także koncesję na eksploatację bloku 05.3/11, który sąsiaduje z blokiem 06.1. Potencjał węglowodorowy w obszarze koncesyjnym tego bloku został już potwierdzony, a Rosneft jest wyłącznym udziałowcem w tym przedsięwzięciu.

USA. Firma Cheniere podjęła decyzję o budowie trzech zakładów do skraplania gazu dla terminalu do eksportu LNG Corpus Christi. Produkcja gazu w każdym z zakładów wyniesie 4,5 mln ton. W maju br. Commodity Futures Trading Commission (CFTC), niezależna agencja nadzorująca rynek kontraktów terminowych i chroniąca go przed nadużyciami, opublikowała raport, w którym podkreśla, że wzrost eksportu amerykańskiego LNG może powodować wzrost cen gazu w USA poprzez wystawienie rynku amerykańskiego na działania zagranicznych odbiorców gazu. Szacunki dotyczące ewentualnego wpływu na ceny krajowe wahają się od 9 do 20%. CFTC prognozuje jednak dalszy wzrost globalnego handlu gazem skroplonym i utrzymanie trendu rosnącego eksportu z USA, co będzie miało wpływ na dotychczasowe praktyki regulacyjne. Prezes LNG Allies Fred Hutchison zakwestionował tezę, jakoby wzrost eksportu miał doprowadzić do podniesienia cen na rynku krajowym. Powołał się przy tym na ceny gazu na Henry Hub, które bez względu na wielkość eksportu gazu pozostają na poziomie 3–4 USD za MMBtu.

U.S. Energy Information Administration podała, że produkcja ropy w Zatoce Meksykańskiej w 2017 r. wyno-

siła średnio 1,65 mln b/d i do 2019 r. utrzyma się na rekordowo wysokim poziomie. Z kolei Departament Obrony USA w maju br. podał do publicznej wiadomości, że wschodnia część Zatoki Meksykańskiej jest ważnym gwarantem utrzymania i rozwijania gotowości sił zbrojnych USA, dlatego dalszy rozwój produkcji ropy i gazu w Zatoce Meksykańskiej implikuje potrzebę wprowadzenia ograniczenia tej aktywności i wyłączenia części zatoki z prac wiertniczych i eksploatacyjnych. Podsekretarz obrony, przewodniczący Komisji Służb Zbrojnych i Zasobów Naturalnych Michael Griffin powiedział, że żaden inny obszar nie umożliwi armii USA odpowiednio szybkiego podejmowania operacji wojskowych w północnej części Zatoki Perskiej i na obszarze indopacyficznym. Gdyby nie wprowadzono odpowiednich ograniczeń i rozszerzono prace poszukiwawcze na wschód od linii misji wojskowej, którą uzgodniły departamenty Obrony i Spraw Wewnętrznych USA, to: *zostałaby utracona militarna elastyczność w regionie* – przestrzegają Griffin. Oba departamenty potwierdziły wspólną wolę możliwie precyzyjnego określenia potencjalnych ropo- i gazonośnych obszarów, jak i tych niezasobnych w węglowodory, które w pierwszej kolejności będą udostępnione armii. Współpraca branży węglowodorowej i armii w obszarze Zatoki Meksykańskiej została uregulowana w 1983 r. porozumieniem pomiędzy departamentami. Strony podkreślają, że po wprowadzeniu odpowiednich ograniczeń i ustaleń pomiędzy Departamentem Obrony i Spraw Wewnętrznych w wielu obszarach nadal może być prowadzona działalność poszukiwawcza i militarna.

Amerkański Instytut Naftowy (American Petroleum Institute – API) i 8 innych stowarzyszeń z branży ropy i gazu wezwały prezydenta Donalda Trumpa do zwolnienia branży węglowodorowej z opłat celnych za stal i aluminium. Podkreślają, że opłaty za handel stalą spowodują zatrzymanie rozwoju projektów infrastrukturalnych, co negatywnie odbije się na rozwoju rynku energii i zatrudnienia. W opinii Kyle Isakower, wiceprezes API, zakłócenie globalnego łańcucha dostaw specjalnej jakości produktów stalowych może destruktywnie wpłynąć na rozwój transportu, rafinacji i dystrybucji ropy i gazu, i ich zapasy, przez co zmniejszy się bezpieczeństwo narodowe. By tego uniknąć, wypracowano możliwy model zwolnień z opłat i przedłożono go do oceny Departamentowi Handlu Stanów Zjednoczonych. W zaleceniach jest proponowane m.in. przeprowadzenie oceny, czy amerykańscy producenci są w stanie zaspokoić popyt na zadowalającym poziomie oraz wyłączenie z opłat celnych stopów nieprodukowanych w USA.

Wielka Brytania. Minister do spraw biznesu i energii Greg Clark zapowiedział usprawnienie w Anglii obsługi wniosków dotyczących eksploatacji gazu z łupków oraz szczelinowania hydraulicznego. W tym celu rząd brytyjski opracuje w ciągu 2 lat zasady wsparcia władz lokalnych, także finansowego, by te sprawniej procedowały tego typu wnioski. Obecnie przedsiębiorcy spotykają się z dużym oporem lokalnej administracji, dotyczącym głównie procesu szczelinowania. Minister powiedział, że ostatnie decyzje w sprawie planowanego wydobycia gazu z łupków są rozczarowujące, zwłaszcza odnośnie ustawowych 16 tygodni na dokonanie oceny oddziaływania przedsięwzięcia na

środowisko. I dodał, że rząd oczekuje od władz zajmujących się planowaniem, by przywiązywały większą wagę do korzyści płynących z wydobycia kopalin. Inicjatywa ministra G. Clarka dotyczy tylko Anglii – w Szkocji i Irlandii Północnej obowiązuje moratorium na szczelinowanie hydrauliczne. Bob Tippee z *Oil&Gas Journal* przypomniał, że kiedyś uzyskanie pozwolenia na odwiert w Wielkiej Brytanii trwało 3 miesiące, teraz nawet 3 lata, podczas gdy w USA wystarczą 4 tygodnie. Porównał także koszty uzyskania pozwolenia na opróbowanie złoże – i w Anglii wynoszą one 1,5 mln GBP, a w USA 20 tys. GBP. Na koniec dodał: *dlatego Ameryka prędko rozwija wydobycie gazu z łupków i jest bliska osiągnięcia niezależności energetycznej, podczas gdy w Wielkiej Brytanii nie ma tej gałęzi przemysłu, a kraj jest w coraz większym stopniu uzależniony od importu.*

Szkocja. Po tym jak INEOS Shale wszedł na ścieżkę sądową w związku z niemożnością przeprowadzenia szczelinowania hydraulicznego na dwóch koncesjach między Glasgow i Edynburgiem, pojawia się możliwość zniesienia przez rząd Szkocji moratorium na szczelinowanie. W październiku 2017 r. zakaz szczelinowania z 2015 r. został przedłużony na czas nieokreślony. Przy tej okazji minister energetyki Szkocji Paul Wheelhouse powiedział, że: *szczelinowanie hydrauliczne nie ma i nie będzie miało miejsca w Szkocji.* Dyrektor operacyjny INEOS Shale Tom Pickering oświadczył, że moratorium zwiększa niepewność i niejednoznaczność rządu Szkocji w zakresie polityki wydobycia ropy i gazu.

Norwegia. Ogłoszono przygotowania do nowej rundy przetargowej na koncesje ws. eksploatacji ropy i gazu w obszarach morskich. Termin składania wniosków upływa 4 września br. Koncesje zostaną przyznane z początkiem 2019 r. Firmy mogą się ubiegać o obszary na Morzu Północnym, Norweskim i Barentsa. Poprzednia runda przetargowa zakończyła się uznaniem 103 wniosków (56 na Morzu Północnym i 47 na Morzu Norweskim).

Norweski Equinor (dawniej Statoil) przystąpi do trzeciej fazy eksploatacji złoża ropy i gazu Troll w norweskiej części Morza Północnego, na platformie Troll A. Equinor podpisał kontrakt z Aker Solutions na wykonanie 8 odwiertów udostępniających to złożo do eksploatacji, opiewający na 160 mln USD. W ubiegłym roku produkcja wyniosła 783 tys. BOE, z czego 81% stanowił gaz. Dzięki planowanemu pracom norweski koncern spodziewa się przedłużyć czas eksploatacji złoża o 7 lat. W skład konsorcjum eksploatującego złożo wchodzi Equinor (30,58%), Petoro (56%), Norske Shell (8,10%), Total E&P Norge (3,69%) i ConocoPhillips Scandinavia (1,62%).

Operujący w Norwegii niemiecki Wintershall Nova AS przedstawił projekt zwiększenia wydobycia ropy ze złoża North Sea Nova, wcześniej znanego jako Skarffjell. W projekcie tym założono uruchomienie produkcji w 2021 r. Ropa naftowa z North Sea Nova będzie przesyłana rurociągiem do kompleksu Gjoa, oddalonego o 17 km od złoża. Rezerwy zostały udokumentowane w 2012 r. i są szacowane na 77 mln baryłek ropy. Licencja na produkcję została przyznana konsorcjum, w skład którego wchodzi Winters-

hall (35%), Spirit (20%), Capricorn Norge (20%), Edison Norge (15%) i DEA (10%).

Rosja. W ramach Międzynarodowego Forum Ekonomicznego, które w maju br. zorganizowano w Petersburgu, szef Gazpromu Aleksiej Miller odbył wiele spotkań z przedstawicielami firm europejskich. Komunikaty z tych rozmów pojawiły się na stronie internetowej Gazpromu.

Z szefem niemieckiego Uniperu, Klausem Schaeferem, rozmawiano o dalszym wzroście importu rosyjskiego gazu i obie strony podkreśliły szczególną wagę budowy Nord Stream 2. Z prezesem niemieckiego koncernu Wintershall A. Miller omówił perspektywy współpracy w sektorze gazowym oraz kwestie związane z Nord Stream 2 i zagwarantowaniem długoterminowych i niezawodnych dostaw gazu do Europy. Z prezesem niemieckiego Verbundnetz Gas (VNG), Ulfem Heitmüllerem szef rosyjskiego koncernu omawiał kwestie magazynowania gazu, w tym projekty magazynów Jemgum i Katharina w Niemczech. Spotkanie z szefem niemieckiego BASF-u dotyczyło planowanego gazociągu Nord Stream 2 i wspólnych projektów wydobycia i przesyłu gazu. W trakcie spotkania z szefem austriackiego OMV, Rainerem Seelem, obie strony miały położyć nacisk na postęp projektu Nord Stream 2. Podczas spotkania z prezesem Royal Dutch Shell, Benem van Burdenem, szef Gazpromu omówił kwestie gazociągu Nord Stream 2 i przy okazji firmy podpisały także porozumienie dotyczące projektu terminalu Baltic LNG w Ust-Ludze. Shell jest także zaangażowany w projekt Sachalin 2. Po spotkaniu z szefem fińskiego Fortum, Pekkiem Ludnmarkiem, pojawił się lapidarny komunikat, że strony rozmawiały o współpracy w energetyce. Fińska firma od ub.r. podejmowała próby wykupienia udziałów w spółce Uniper. W czerwcu br. kupiła 47% udziałów w Uniper i tym samym fińska firma stała się jednym z uczestników projektów Nord Stream 2, obok niemieckich firm Uniper i Wintershall, francuskiego ENGIE, austriackiego OMV i brytyjsko-holenderskiego Royal Dutch Shell. Miller spotkał się także z szefem francuskiego Total, z którym omówił rozwój boliwijskiego kompleksu paliwowo-energetycznego i złoża Incahuasi. Z przedstawicielem firmy Edison szef Gazpromu rozmawiał o postępie prac nad gazociągiem Turkish Stream (trasa przebiega z Rosji do Turcji) i Posejdon (z Grecji do Włoch). Gazprom podpisał także umowę z tureckim Botas na budowę lądowego odcinka Turkish Stream. Za realizację lądowego odcinka będzie odpowiadać TurkAim Gaz Tasima, a zarządzać nim będzie rosyjsko-tureckie *joint venture* (po 50%). Po spotkaniu z dyrektorem holenderskiego operatora przesyłowego Gasunie na stronie Gazpromu pojawił się komunikat o potrzebie rozwoju infrastruktury przesyłowej gazu w północno-zachodniej Europie. Natomiast podczas rozmowy Millera z szefem belgijskiego Fluxys (zajmuje się transportem i magazynowaniem gazu, a także operuje na rynku LNG) omówiono możliwości rozwoju i dywersyfikacji europejskich systemów przesyłu w związku ze zmniejszającym się rodzimym wydobyciem w Europie. Odbyło się także spotkanie szefa Gazpromu z wicepremierem i ministrem gospodarki Luksemburga.

Podczas petersburskiego forum szef Gazpromu odbył także kilka spotkań z przedstawicielami Europy środkowej

i południowej, w tym z szefem MSZ Węgier Peterem Szi-jarto. Tematem rozmów miała być współpraca w sektorze gazu, w tym dostawy surowca na Węgry, jak i kierunki rozwoju węgierskiej infrastruktury przesyłowej. Miller spotkał się też z ministrem górnictwa i energetyki Serbii Aleksandrem Anticiem. Rosyjski koncern poinformował, że strony omówiły rozwój sektora energetycznego w południowo-wschodniej Europie, uwzględniając rosnące zapotrzebowanie na gaz. Miller miał także omawiać z ministrem energetyki Serbii projekt Turkish Stream. Z przedstawicielstwem serbskiego zakładu Zagorsk Pipe Plant, który produkuje elementy rurociągów, rosyjski koncern podpisał umowę o współpracy naukowej i technicznej. Podczas spotkania z prezydentem Mołdawii strony miały omówić współpracę w sektorze energetycznym pomiędzy Gazpromem i Moldovgazem. W tym samym celu Miller spotkał się także z przedstawicielem Południowej Osetii (od wojny w 2008 r. znajduje się pod kontrolą Rosji). Szef Gazpromu spotkał się z dyrektorem japońskiego koncernu Mitsui&Co – Tatsuo Yasunagą. Rozmowy dotyczyły wspólnych projektów w obszarze gazu skroplonego, w tym projektu Sachalin II, w którym Mitsui ma 12,5% udziałów. Odbyło się także spotkanie z przedstawicielami Japan Bank for International Cooperation (JBIC). Tematem rozmów miało być potencjalne japońskie zaangażowanie w finansowe zabezpieczenie przyszłych projektów Gazpromu.

Przy okazji forum Gazprom podpisał umowę z rosyjskim koncernem wojskowo-przemysłowym Almaz-Antey na opracowanie substytutów importowanych dotychczas urządzeń, służących do podwodnego wydobywania węgłowodorów, skraplania gazu i jego przetwarzania. Z prezydentem republiki Tatarstanu prezes Gazpromu podpisał umowę na rozwój precyzyjnych technik obliczeniowych w modelowaniu 1D i 3D. Gazprom zawarł także umowę z rosyjskim koncernem Sever Group, dotyczącą przetwarzania i skraplania gazu ziemnego, zagospodarowania złóż na szelfie kontynentalnym i poprawy efektywności przesyłu gazociągami liniowymi. Z przewodniczącym rosyjskiej izby przemysłowo-handlowej Miller podpisał umowę na wspieranie krajowej produkcji zaawansowanych technologicznie substytutów importowanych produktów dla sektora gazowego. Gazprom zawarł także umowę z kompleksem chemicznym SIBUR, z niemieckim Siemensem na modernizację urządzeń wytwórczych, z rosyjską United Engine Corporation na opracowanie technologii serwisowania turbin gazowych oraz z obwodem nowogrodzkim na rozwój infrastruktury gazowej. Podczas forum w Petersburgu Gazprom podpisał także umowę z francuskim ENGIE na... restaurację saloniku Lyons w Pałacu Katarzyny w Carskim Siole.

Od wielu lat forum ekonomiczne w Petersburgu było okazją dla rosyjskich koncernów, m.in. Gazpromu, Rosneftu i Łukoilu, do zawierania kontraktów handlowych z firmami z USA, Wielkiej Brytanii, Francji, Niemiec i Japonii – co nie nastąpiło w tym roku. Dla zachowania pozorów podpisano wiele umów z rosyjskimi firmami, co następnie zostało przełożone na grafiki pokazujące wysokie wskaźniki liczby zawartych kontraktów i kwot umów handlowych. Jednak mimo nałożonych sankcji przedstawiciele rosyjskiej branży energetycznej w dalszym ciągu utrzy-

mują możliwie bliskie relacje z kontrahentami, prowadzą rozmowy na temat Nord Stream 2 i przygotowują grunt pod przyszłą współpracę.

Nord Stream 2. *Foreign Policy* informuje, że USA są coraz bliższe nałożeniu sankcji na firmy europejskie biorące udział w projekcie Nord Stream 2. Rzeczniczka departamentu stanu, zapytana o nałożenie ewentualnych sankcji na firmy europejskie, odpowiedziała, że firmy pracujące w rosyjskim sektorze rurociągów eksportowych angażują się w biznes, który niesie ryzyko sankcji. Autorzy artykułu przytaczają także opinię doradcy ds. bezpieczeństwa Johna Boltona, który postrzega gazociąg Nord Stream 2 jako zagrożenie dla USA i bezpieczeństwa europejskiego. W Waszyngtonie coraz popularniejsza staje się teza, że Nord Stream 2 pogłębia zależność Europy od Rosji w czasie, gdy polityka Moskwy staje się coraz bardziej niebezpieczna i nieprzewidywalna. A jedynym sposobem na zablokowanie, a raczej przesunięcie w czasie budowy Nord Stream 2, jest wprowadzenie przez USA sankcji. Ewentualne amerykańskie sankcje dotknęłyby firmy niemieckie – Wintershall i Uniper, francuski koncern ENGIE, brytyjsko-holenderski Royal Dutch Shell, fiński Fortum i austriacki OMV.

Dzień przed spotkaniem Władimira Putina z Angelą Merkel, 17 maja br., przedstawicielka departamentu stanu Sandra Oudkirk na spotkaniu z dziennikarzami w Berlinie ostrzegła, że każda niemiecka firma związana z budową Nord Stream 2 może być narażona na amerykańskie sankcje. Dodała, że USA byłyby zachwycone, gdyby projekt nie doszedł do skutku. Powiedziała też, że Stany Zjednoczone używają tak dużo perswazji, jak tylko mogą, by powstrzymać budowę tego gazociągu, ale Kongres USA wyraźnie upoważnił administrację do nakładania sankcji w związku z rosyjskimi projektami budowy rurociągów, jeśli zajdzie taka potrzeba. W opinii S. Oudkirk budowa Nord Stream 2 stanowi nie tylko zagrożenie dla Ukrainy, ale także dla wrażliwego pod względem wojskowym regionu Morza Bałtyckiego i daje Rosji sposobność do instalacji urządzeń do inwigilacji.

Podczas majowej rozmowy ministra spraw zagranicznych Jacka Czaputowicza z sekretarzem stanu USA Mikiem Pompeo strona amerykańska nie wykluczyła możliwości nałożenia sankcji na europejskie firmy uczestniczące w projekcie Nord Stream 2.

Jens Mueller, rzecznik prasowy Nord Stream 2, w rozmowie z Associated Press stwierdził, że rurociąg nie może być wykorzystywany do szantażu lub negatywnego wpływu na jakikolwiek kraj, bo jest jedną z wielu rur tranzytowych.

Kirsten Westphal z niemieckiego Instytutu Spraw Międzynarodowych i Bezpieczeństwa powiedziała, że firma BASF – zaangażowana w projekt Nord Stream 2 – zużywa więcej gazu niż cała Dania. Dodała, że rząd Angeli Merkel postawił sobie za cel wyłączenie elektrowni jądrowych do 2022 r. i równocześnie dostaw z alternatywnych źródeł energii w miksie energetycznym Niemiec. Dlatego, w opinii Westphal, jeśli ktoś chce poważnie podchodzić do celów klimatycznych, to gaz jest prostym i ważnym źródłem energii.

Władimir Putin 18 maja br., podczas wspólnej konferencji z kanclerz Angelą Merkel w Soczi powiedział, że dostawy gazu do Europy przez Ukrainę mogą zostać utrzymane nawet po uruchomieniu nowego, perspektywicznego rurociągu przyłączeniowego do Niemiec. Do budżetu Ukrainy, z tytułu tranzytu rosyjskiego gazu, wpływa corocznie 2,3 mld USD. W tym kontekście Putin powiedział, że jest gotowy zachować tranzyt, jeśli to będzie mieć ekonomiczne uzasadnienie. Można to osiągnąć w rozmowach z Ukrainą i Rosja jest na nie gotowa.

Stosunek UE do Rosji i projektu gazociągu Nord Stream 2 najlepiej oddaje majowa decyzja unijnej komisarzy ds. konkurencji Margrethe Vestager o nienakładaniu na Gazprom kary (w możliwej wysokości do 10% rocznego obrotu firmy) za łamanie przepisów antymonopolowych przez rosyjski koncern. Komisarz poinformowała, że Gazprom w zamian zobowiązał się do respektowania zasad i przepisów obowiązujących w UE. Co ciekawe, w listopadzie ub.r. KE przedstawiła nowelizację dyrektywy gazowej, zgodnie z którą podmorskie odcinki rurociągu, a zatem także Nord Stream 2, na terytorium UE podlegają przepisom o dostępie stron trzecich (Third Party Access – TPA). Przeciwnie tej nowelizacji są właśnie Rosja i Niemcy i, mimo że prace nad dyrektywą są kontynuowane, to złożenie projektu w ostatecznym kształcie jest odsuwane w czasie. Nowelizację miała przedłożyć Radzie UE Bułgaria, która sprawuje teraz prezydencję, jednak prawdopodobnie nie zdąży tego zrobić przed upływem kadencji i przewodnictwo w Radzie UE przejmie po niej Austria, przychylna projektowi Nord Stream 2. Zatem można się spodziewać dalszej gry na czas.

Podczas Zgromadzenia Parlamentarnego NATO w Warszawie, w maju br. premier Mateusz Morawiecki powiedział: *Dzisiaj Zgromadzenie Parlamentarne NATO musi zadać sobie pytanie, czy wspólne bezpieczeństwo nie zostanie zagrożone. Gazociąg Nord Stream 2 stanowi zagrożenie dla bezpieczeństwa energetycznego i solidarności Europy. Jest to czas, w którym należy podkreślić za premierem Ukrainy – Nord Stream 2 to nowa broń hybrydowa, wymierzona w Unię Europejską, kraje Unii Europejskiej i w NATO.* Jednak szef NATO Jens Stoltenberg po spotkaniu z prezydentem Andrzejem Dudą powiedział, że państwa sojuszu są podzielone, w związku z czym NATO – działające na zasadzie konsensusu – nie może zająć się tą kwestią. Dodał ponadto, że sojusz i tak nie ma narzędzi, aby cokolwiek robić w kontekście takich projektów. W opinii szefa NATO poprawie bezpieczeństwa energetycznego sprzyjają inwestycje w odnawialne źródła energii, bo oznacza to mniej uzależnienia od importowanej energii – zaznaczył Stoltenberg.

Na początku czerwca br. prezydent Andrzej Duda gościł w Warszawie prezydenta Niemiec Franka-Waltera Steinmeiera, a podczas wspólnej konferencji prasowej powiedział, że realizacja projektu Nord Stream 2 podważyłaby bezpieczeństwo Europy środkowo-wschodniej.

Źródło: Oil&Gas Journal, Oil&Gas 360, Oil and Gas Newsletter, PennEnergy, Cedigaz, Reuters, Foreign Policy, Gazprom, Pergas, Rosneft, Energy Information Administration