

Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Grzegorz Makuch¹



USA. Według prognoz Energy Information Administration do 2020 r. USA staną się trzecim eksporterem gazu skroplonego na świecie, plasując się za Australią i Katar, a przed Malesją. W 2016 r. amerykański eksport LNG wyniósł 14,158 mln m³ dziennie, a w ubiegłym roku już 54,934 mln m³ dziennie. Ładunki wysyłane w 2017 r. z terminalu Sabine Pass w Luizjanie trafiły do 25 państw. Odbiorcami aż 53% skroplonego gazu eksportowanego przez USA były zaledwie 3 kraje: Meksyk (20%), Korea Południowa (18%) i Chiny (15%). Wzrost eksportu LNG umożliwiło uruchomienie nowego terminalu do przesyłu gazu – Cove Point w Maryland. Jest to drugi terminal po Sabine Pass w Luizjanie, a kolejne 4 terminale zostaną udostępnione w ciągu 2 lat w Georgii, Luizjanie i Teksasie.

IHS Markit opublikował raport, w którym prognozuje wzrost produkcji gazu w USA w tym roku o 10% i aż o 60% w ciągu 20 lat. Natomiast zdolność eksportu gazu ma dwukrotnie wzrosnąć za 5 lat. Według prognozy udział gazu w miksie energetycznym USA do 2040 r. wzrośnie z 1/3 do niemal połowy. Autorzy raportu podsumowują także 10 lat rewolucji łupkowej. W latach 2007–2017 produkcja gazu wzrosła w USA o ponad 40% – w tym samym czasie ceny gazu spadły o 2/3.

Beneficjentem rosnącej produkcji gazu i eksportu LNG jest także Polska. W czerwcu Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo podpisało porozumienie z amerykańskimi firmami Sempra Energy i Venture Global LNG na dostawy łącznie 4 mln t skroplonego gazu rocznie przez 20 lat. Zawarte kontrakty mają poprawić pozycję negocjacyjną PGNiG z Gazpromem, jak i perspektywy finansowe obu amerykańskich projektów. Dostawy mają być realizowane od 2022 i 2023 r., gdy w Zatoce Meksykańskiej zostaną zbudowane terminale do eksportu LNG. Zgodnie z formułą zakupu FOB (*free on board*) za transport odpowiada nabywca, a zakontraktowany przez Polskę surowiec może być przedmiotem dalszego obrotu. Docelowo projekt firmy Sempra Energy, tj. terminal Port Arthur zlokalizowany w Teksasie, będzie się składać z dwóch linii dostarczających sumarycznie 11 mln t LNG rocznie. Venture Global LNG chce załadować pierwsze metanowce w terminalu Calcasieu Pass w 2022 r., a w terminalu Plaquemines w 2023 r. Obie instalacje zostaną zbudowane w Luizjanie. Instalacja Calcasieu Pass będzie miała moc eksportową wielkości 10 mln t LNG rocznie, a Plaquemines LNG – 20 mln t LNG rocznie. Venture Global zgromadziło do tej pory 525 mln dolarów do realizacji obu inwestycji.

Podczas szczytu NATO w Brukseli sekretarz energii USA Rick Perry rozmawiał z przedstawicielami europejskiego przemysłu gazowego. W spotkaniu tym wziął udział przez PGNiG Piotr Woźniak.

IHS Markit prognozuje także wzrost produkcji ropy naftowej w USA. W latach 2018–2023 wydobycie ropy naftowej z basenu permskiego ma ulec podwojeniu i wynosić 5,4 mln baryłek na dobę. Będzie to większy uzysk niż dzienna produkcja każdego z państw zrzeszonych w OPEC (poza Arabią Saudyjską). Dostawy ropy naftowej z basenu permskiego USA mają znaczący wpływ na światowy wzrost podaży. Analitycy IHS ocenili, że trend ten zostanie wzmocniony, a produkcja z tego basenu obejmie za kilka lat 60% wzrostu podaży. By osiągnąć tak duży wzrost wydobycia, w latach 2018–2023 firmy naftowe wykonają 41 tys. odwiertów i zainwestują łącznie 308 mld USD. Raport przygotowano przy założeniu, że baryłka ropy będzie kosztować 60 USD.

Wyzwania związane z niedopasowaniem infrastruktury transportowej do szybkiego wzrostu produkcji powodują opóźnienia w wykonaniu części odwiertów. Scott Sheffield, prezes Pioneer Natural Resources Chairman poinformował w czerwcu br., że z powodu braku możliwości przesłania surowca do października wiertacze będą zmuszeni zamknąć kilka odwiertów. Analitycy IHS podkreślili, że przygotowując prognozę realistycznie podeszli do zagadnienia infrastruktury.

Amerykańskie firmy dostrzegły problem wąskich gardeł w infrastrukturze przesyłowej i w lipcu br. Exxon Mobil wraz z Plains All American Pipeline podpisały umowę (LoI) w sprawie budowy ropociągu łączącego basen permski z wybrzeżem Zatoki Meksykańskiej. Będzie on przesyłać 1 mln baryłek ropy naftowej na dobę.

Z kolei Interstate Natural Gas Association of America (INGAA) informuje, że do 2035 r. USA i Kanada będą musiały zainwestować w rozwój infrastruktury łącznie 791 mld USD. INGAA podkreśla, że cła na stal i aluminium, które wprowadził prezydent Donald Trump, zwiększyły koszty rozbudowy infrastruktury i utrudniły proces jej rozwoju. Okazało się bowiem, że 75% wysokiej jakości stali niezbędnej do budowy rurociągów pochodzi z importu, ponieważ rodzimy przemysł nie jest w stanie zapewnić odpowiednio dużej podaży. Dlatego firmy złożyły już 15 tys. wniosków o zwolnienie z opłat celnych za import stali i aluminium.

Kanada. Kraj Klonowego Liścia zmaga się z podobnymi trudnościami co USA. Canadian Association of Petroleum Producers (CAPP) opublikowało raport, z którego wynika, że do 2035 r. Kanada będzie w stanie zwiększyć

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

produkcję ropy naftowej o 1,41 mln b/d, pod warunkiem, że zwiększy przepustowość rurociągów. Całkowita produkcja ropy wzrosłaby z 4,19 mln b/d do 5,6 mln b/d. CAPP oczekuje, że roczna produkcja ropy z piasków bitumicznych wzrośnie w tym czasie z obecnych 2,46 mln do 4,19 mln b/d, mimo spadku inwestycji w tę gałąź przemysłu z 34 mld CAD w 2014 r. do 12 mld CAD w 2017 r. Produkcja ropy konwencjonalnej w zachodniej części Kanady zmieni się nieznacznie – wzrośnie do 2035 r. z 1,33 mln b/d do 1,49 mln b/d. Jednak rozwój kanadyjskiego przemysłu naftowego jest uzależniony od budowy nowych rurociągów.

Zatoka Meksykańska. Royal Dutch Shell przystąpił do pierwszej fazy eksploatacji podmorskiego złoża ropy naftowej w rejonie Kaikias w Zatoce Meksykańskiej – na rok przed planowanym terminem. Kaikias jest częścią basenu Mars-Ursa, oddalonego o 201 km od Luizjany. Planowane dzienne wydobycie ma wynieść 40 tys. b/d, zasoby wydobywalne oceniono na 100 mln baryłek. Shell odkrył złożo Kaikias w 2014 r., występuje ono w 2 blokach, MC-811 i MC-812, a decyzja inwestycyjna zapadła w połowie 2017 r. Shell posiada w projekcie 80% udziałów, pozostałych 20% należy do MOEX North America – jest to spółka córka Mitsui Oil Exploration.

Brazylia. Zakończono czwartą rundę podziału zysku z eksploatacji przybrzeżnych koncesji węglowodorowych. Według danych Narodowej Agencji Ropy Naftowej, Gazu Ziarnego i Biopaliw (National Agency of Petroleum, Natural Gas and Biofuels – ANP) firmy rozdzieliły między siebie kwotę 802 mln USD i podpisały porozumienia dotyczące podziału dalszych zysków, wynoszących 188 mln USD. Podzielono zyski z wydobycia prowadzonego w trzech obszarach: Tres Maria, Uirapuru (basen Santos) i Dois Irmaos (Campos). Premię za eksploatację bloku Tres Maria otrzymały: Petroleo Brasileiro (Petrobras) 30%, Chevron Brasil 30% i Shell Brasil 40%. Podział zysków z eksploatacji Uirapuru przedstawia się następująco: Petrobras 30%, Petrogal Brasil 14%, Statoil Brasil Oil & Gas 28% i Exxon-Mobil Brasil 28%. Natomiast z eksploatacji złoża Dois Irmaos 45% zysków trafiło do Petrobras, 25% do Statoil Brasil i 30% do BP Energy. We wszystkich 3 wymienionych obszarach Petrobras pełni rolę operatora. Na wrzesień zaplanowano piątą rundę podziału zysku z produkcji na obszarach Saturno, Tita, Pau-Brasil i Sudoeste de Tartaruga Verde.

Austria. Rosyjski Gazprom i austriacki OMV świętowały 50-lecie współpracy. Umowę na dostawy gazu ziemnego z zachodniej Syberii do Baumgarten Sojuznefteexport podpisał z Osterreichische Mineralolverwaltung (OMV) 1 czerwca 1968 r. Początkowy wolumen przesyłanego gazu, 142 mln m³, urósł z biegiem lat do 9,1 mld m³ w 2017 r. W ciągu 50 lat Austria sprowadziła z Rosji 218 mld m³ gazu ziemnego. Przy okazji okrągłej rocznicy strony podpisały kolejny kontrakt, wydłużając termin dostaw gazu z 2028 r. do 2040 r. Dokument podpisano w obecności prezydenta Rosji Władimira Putina i kanclerza Austrii Sebastiana Kurza. Podczas wizyty w Moskwie austriackiemu kanclerzowi towarzyszyła minister ds. równoważonego rozwoju i turystyki Margaret Schramboeck, która także spotkała się z szefem Gazpromu Aleksiejem Millerem.

Szef OMV Rainer Seele podkreślił znaczenie gazu dla polityki zmierzającej do redukcji emisji dwutlenku węgla. Gaz w miksie energetycznym Austrii zajmuje ok. 23%. Warto przypomnieć, że w maju br. OMV wymienił z Gazpromem 38,5% aktywów na norweskim szelfie w zamian za 25% w rosyjskim złożu Urengoj. Rząd Norwegii publicznie skrytykował tę decyzję, ale nie zablokował wymiany aktywów.

Niemcy. W lipcu br. ambasador Niemiec w Rosji Rüdiger von Fritsch złożył wizytę szefowi Gazpromu. Strony omówiły podczas spotkania stan i perspektywy współpracy w sektorze gazowym. Nacisk położono na strategiczne aspekty współpracy rosyjsko-niemieckiej w całym łańcuchu dostaw, w tym na rozbudowę systemów przesyłowych, które dostarczają gaz do Europy. W ubiegłym roku Niemcy sprowadziły z Rosji 53,4 mld m³ gazu, tj. o 3,6 mld więcej niż w roku 2016. Do 19 czerwca br. Gazprom dostarczył już do Niemiec 28,2 mld m³ gazu – co stanowi wzrost o 13,1% w stosunku do tego samego okresu 2017 r.

Norwegia. Equinor podpisał z amerykańskimi firmami kontrakty na usługi serwisowe warte 30 mld koron norweskich. Na ich podstawie Baker Hughes Norge, Halliburton i Schlumberger Norge zapewnią kompleksowe usługi wiertnicze na większości pól eksploatacyjnych przez norweską firmę Equinor. Umowy będą obowiązywać przez 4 lata z możliwością pięciokrotnego przedłużenia na okres 2 lat. Transakcje te zapewnią miejsca pracy dla 2 tys. osób – na 17 platformach stacjonarnych i 8 mobilnych. Nowo podpisane kontrakty zastąpią umowy wygasające 31 sierpnia br.

Norweski Dyrektorat ds. Ropy Naftowej (Norwegian Petroleum Directorate – NPD) zaapelował do firm węglowodorowych o intensyfikację prac na Morzu Barentsa, by zrekomensować spadki produkcji. W przeciwnym razie w połowie 2020 r. Norwegia drastycznie zmniejszy eksport surowców. NPD szacuje, że dotychczas wyeksploatowano 45% zasobów rozpoznanych na norweskim szelfie kontynentalnym i wciąż można wydobyć pozostałych 55% zasobów. Tę optymistyczną wizję przyszłości psuje jednak informacja, że aż 2/3 niewydobitych zasobów znajduje się na Morzu Barentsa. Jest ono chłodniejsze i dalej położone, co generuje koszty, a ponadto część wód graniczy z rosyjskimi, co stwarza dodatkowe problemy.

Działająca na Morzu Północnym i Barentsa Eni Norge połączyła się z Point Resources AS (wcześniej Exxon Mobil Exploration and Production Norway) i pod nowym szyldem Vår Energi firmy zainwestują w branżę węglowodorową 8 mld USD w ciągu 5 lat. Połączone aktywa obu firm obejmują koncesje z łączną dzienną produkcją 180 tys. BOE. Do 2023 r. firma zamierza zwiększyć produkcję do 250 tys. BOE.

Rosja. W obecności prezydentów Francji i Rosji koncerny Total i Novatek podpisały porozumienie. Na jego mocy francuski Total odkupił od Novateku za 2,55 mld USD 10% udziałów w terminalu do eksportu gazu skroplonego Arctic LNG 2. Docelowa moc przerobowa terminalu wyniesie 19,8 mln t LNG rocznie. Terminal będzie się składać z trzech linii produkcyjnych, zainstalowanych w Zatoce Obkiej (uruchomienie pierwszej zaplanowano na 2023 r., trzeciej na 2026 r.). Projekt będzie bazował na

surowcu pochodzącym z pola Utrenneje, które ma zawierać 1 582 mld m³ gazu i 65 mln t kondensatu. Total ma także 20% udziałów w Jamał LNG i 19% w Novateku. Obie strony wyraziły gotowość do zwiększenia udziałów Totalu w projektach na Półwyspach Jamał i Gydańskim – o kolejne 10–15%.

W czerwcu br. prezydent Rosji Władimir Putin patronował kolejnej umowie zawartej przez Novatek. Wraz z prezydentem Korei Południowej Moon Jae-in uczestniczył w podpisaniu przez Novatek i Korea Gas Corporation (KOGAS) porozumienia dotyczącego współpracy w branży LNG. Firmy mają zbadać możliwość przystąpienia południowokoreańskiej spółki do budowy terminalu Arctic LNG 2, odbioru skroplonego gazu z tego portu oraz budowy terminalu przeładunkowego na Kamczatce. W opinii szefa Novateku Leonida Michelsona rynki azjatyckie są priorytetowym celem projektów LNG, ponieważ region ten jest najszybciej rosnącym rynkiem zbytu gazu ziemnego, a Korea Południowa jest obecnie jednym z największych importerów LNG. Z początkiem lipca br. Novatek poinformował, że dwa tankowce klasy Arc7 – *Władimir Rusanow* i *Eduard Toll* – ukończyły trasę wiodącą przez Północną Drogę Morską, stanowiącą fragment Przejścia Północno-Wschodniego, które łączy Europę z Pacyfikiem. Tankowce z ładunkami gazu skroplonego wysłano z terminalu Jamał LNG do chińskiego portu Jiāngsū Rudong. Część trasy pokrytą lodem tankowce pokonały bez wsparcia lodołamaczy w 9 dni.

W strategii do 2035 r. Novatek zakłada rozwinięcie produkcji gazu skroplonego do 70 mln t rocznie. Jeśli firma zrealizuje zakładany plan, to wyrośnie na lidera na rosyjskim i regionalnym rynku LNG. W grudniu 2017 r. Novatek uruchomił pierwszą linię produkcyjną (5,5 mln t) do skraplania gazu w ramach projektu Jamał LNG na Półwyspie Jamalskim (koszt realizacji projektu wyniósł 27 mld USD). Kolejne dwie linie Novatek zamierza oddać do użytku w tym roku. Sumaryczna moc obu nitek wyniesie 16,5 mln t. Do 2019 r. koncern ten planuje wybudować czwartą linię produkcyjną, o mocy 1 mln t. Rozwój firmy na rynku LNG odbywa się przy znaczącym wsparciu Kremla. Novatek aż przez 12 lat od uruchomienia terminalu Jamał LNG będzie zwolniony z podatku od produkcji oraz opłat eksportowych. Konsorcjum Jamał LNG objęto także preferencyjnym opodatkowaniem dochodowym w wysokości 13,5%, do czasu, aż łączna produkcja osiągnie 250 mld m³ skroplonego gazu, acz nie dłużej niż na 12 lat. Udogodnienia prawne i fiskalne przynoszą pożądany efekt i Novatek rozwija produkcję LNG. Przejawem ekspansji rosyjskiej firmy na rynku gazu skroplonego jest wysłany w czerwcu br. pierwszy w historii ładunek LNG do Hiszpanii. Surowiec pochodził z terminalu Jamał LNG, a odbiorcą była hiszpańska Gas Natural Fenosa. Do portu Mugardos trafiło 170 tys. m³ skroplonego gazu. Ładunek został przesłany statkiem *Fedor Litke* o klasie lodowej Arc7. 25-letni kontrakt pomiędzy Novatekiem i Gas Natural Fenosa zakłada sprzedaż 2,5 mln t LNG rocznie. Wcześniej Novatek zawarł także 24-letni kontrakt z francuskim Totalem na dostawy 4 mln t gazu rocznie, 20-letni kontrakt z PetroChina na dostawy 3 mln t rocznie i 20-letni kontrakt z Gazprom Marketing & Trading Singapore na dostawy 3 mln t do Indii.

Chiny. Stan ukończenia Gazociągu Siła Syberii z Rosji do Chin oceniono 8 lipca br. na 84,4%. Gaz będzie przesyłany na podstawie umowy (MoU) z 2014 r., w której ustalono, że dostawy wyniosą 38 mld m³ rocznie przez 30 lat, począwszy od grudnia 2019 r. W 2016 r. Gazprom i CNPC zawarły kolejny kontrakt na podziemne magazynowanie i wytwarzanie energii z gazu w Chinach. Prezes Gazpromu i szef China National Petroleum Corporation (CNPC) Wang Yilin omówili projekt podczas lipcowego spotkania.

Morze Kaspijskie. Rosyjski Łukoil i kazachski Kaz-MunayGa utworzyły spółkę poszukiwawczą na terenie Kazachstanu. Konsorcjum negocjuje z rządem tego kraju warunki przyznania podmorskiej koncesji Zhenis, która znajduje się w odległości 180 km od Aktau i 80 km od brzegu, na głębokości wody 75–100 m. Z kolei norweski Equinor (dawniej Statoil) podpisał z azerskim SOCAR umowę powołującą spółkę, która zagospodaruje podmorski obszar Karabagh na Morzu Kaspijskim. W ramach zatwierdzonego harmonogramu prac firma wykona w br. odwiert i do 2021 r. zainstaluje platformę. Złoże znajduje się 120 km na wschód od Baku. Zagospodarowanie kolejnego złoża na Morzu Kaspijskim będzie prowadzone wspólnie przez Azerbejdżan i Iran. Prezydenci obu krajów podpisali w lipcu umowę regulującą kwestie wydobycia ze wspólnego obszaru. Strony nie ustaliły nazwy złoża. Prace, które wymagają nakładów 10 mld USD, będą prowadzić Chazar Exploration & Production i SOCAR. Uruchomienie eksploatacji ma nastąpić w ciągu 3–4 lat.

Irak. Firma Baszneft, spółka córka Rosnieft, odkryła złoże ropy w południowo-zachodniej części Iraku, w bloku 12, na głębokości 4277 m. Blok 12 obejmuje 7680 km² i jest oddalony o 80 km od As-Samawah.

Turcja. Prezydenci Turcji i Azerbejdżanu otworzyli Gazociąg Transanatolijski (Tran Anatolian Pipeline – TANAP), który wraz z Gazociągiem Południowokaukaskim (South Caucasus Pipeline – SCP) tworzy Południowy Korytarz Gazowy, transportujący surowiec z Azerbejdżanu przez Gruzję do zachodniej granicy Turcji. W przyszłości azerbejdżański gaz popłynie Gazociągiem Transadriatyckim (Tran Adriatic Pipeline – TAP) przez Grecję i Albanie do południowych Włoch. Prezydent Recep Tayyip Erdoğan powiedział, że to historyczny krok. Z kolei İlham Alijew określił gazociąg mianem energetycznego Jedwabnego Szlaku. W uroczystości uczestniczyli prezydenci Ukrainy i Serbii, a także wicesekretarz ds. energii USA Sandra Oudkirk, która zapewniła o wsparciu projektu przez Waszyngton. Gazociąg w pierwszej fazie będzie przesyłał 16 mld m³ gazu rocznie, od 2023 r. tranzyt wzrośnie do 23 mld m³, a w 2026 r. – do 31 mld m³. Region południowo-wschodniej Europy zostanie jednak zdominowany przez surowiec rosyjski, przesyłany przez Turkish Stream. Konstrukcję pierwszej nitki tego rurociągu ukończono 30 kwietnia br. Przygotowania do budowy drugiej nitki Turkish Stream Gazprom rozpoczął 20 czerwca br.

Morze Śródziemne. Izrael zachęca firmy poszukiwawczo-wydobywcze do wzięcia udziału w drugiej rundzie przetargowej na cztery nowe bloki koncesyjne, która odbędzie się pod koniec br. lub z początkiem przyszłego.

Michael Gardosh – szef Departamentu Geologii i Geofizyki Ministerstwa Energii Izraela – podczas wizyt w Houston w USA i w Calgary w Kanadzie spotkał się z przedstawicielami firm energetycznych i przekonywał ich do wzięcia udziału w przetargu. Bloki koncesyjne, oferowane w przetargu, opisywał jako obszary wysoce perspektywiczne, które dotychczas nie były eksploatowane. Koncesje wystawione w drugiej rundzie przetargowej będą obowiązywać przez 7 lat. W ciągu 3 lat od przyznania koncesji koncesjodawcy będą zobowiązani do wskazania operatora i podjęcia prac.

W 1999 r. Izrael nie produkował jeszcze gazu ziemnego, lecz w dekadę doprowadził do uniezależnienia się od importu tego surowca. Dziś Izrael posiada ogromne złoża gazu Leviatan i duże Tamar, a także średniej wielkości złoża MariB, Noa, Shimshon, Dalit, Karish i Doelphin. W 2013 r. opracowano politykę eksportu gazu z nowo odkrytych złóż. Gaz będzie przesyłany do Egiptu, Jordanii, Turcji i południowej Europy. Jednak w pierwszej kolejności Izrael zwiększy krajowe zużycie surowca. Już dziś 65% produkowanej energii uzyskuje się ze spalania gazu, a docelowo ma to być aż 90%. W 2014 r. większość znaczących odkryć, do których należą złoża Leviatan i Tamar, udokumentowała amerykańska firma Noble Energy.

Egipt. Włoskie Eni odkryło złożo Noor w obszarze wód przybrzeżnych Egiptu. Specjaliści szacują, że jego zasoby są trzykrotnie większe od zasobów złoża Zohr (850 mld m³). Eni nie komentuje tej informacji, ale w ciągu dwóch miesięcy ma rozpocząć wiercenia w tym rejonie.

Algieria. Abdelmoumen Ould Kaddour – szef algierskiego koncernu Sonatrach – ogłosił, że poszukuje inwestorów zagranicznych w celu rozwinięcia wydobycia gazu ze złóż niekonwencjonalnych, w tym uwieczonych w formacjach łupkowych. Powiedział, że prowadzi rozmowy ze wszystkimi dużymi firmami w celu zachęcenia ich do rozwijania poszukiwań w Algierii. Sonatrach dąży do zwiększenia produkcji krajowej zarówno ze względu na wzrost krajowego zużycia gazu, jak i na to, że tranzyt gazociągami do Europy oraz możliwości eksportu LNG, nie są w pełni wykorzystywane.

OPEC. Czerwcowy szczyt OPEC+ zakończył się kolejnym porozumieniem regulującym wielkość wydobycia ropy naftowej. Kraje zrzeszone w organizacji postanowiły zwiększyć wydobycie o 1 mln b/d, ale przez wzgląd na trudności części państw, w tym np. Wenezueli i Iranu, realny wzrost wydobycia wyniesie 600 tys. b/d. Warto dodać, że dotychczasowe ustalenia przyjmowane przez OPEC+ nie były w pełni wdrażane przez strony, w tym Rosję, która obniżony poziom wydobycia, zadeklarowany w 2016 r., osiągnęła dopiero w sierpniu 2017 r.

Watykan. Papież Franciszek zorganizował dwudniowe seminarium z udziałem przedstawicieli branży węglowodorowej. W spotkaniu wzięli udział prezesi Eni, BP, ExxonMobil i Equinor (dawniej Statoil), a także naukowcy i menadżerowie funduszy inwestycyjnych. Podczas rozmów Papież Franciszek powiedział, że dążenie do przejścia na mniej zanieczyszczające źródła energii jest wyzwaniem epokowym. Przestrzegł też przed dążeniem

do prób dalszego zaspokajania światowych potrzeb energetycznych ze źródeł konwencjonalnych, bo to może zniszczyć cywilizację. Pochwalił prezesów koncernów za uwzględnienie ryzyka zmian klimatu w strategiach planowania biznesu. Zwrócił jednak uwagę, że kontynuują oni poszukiwania i wydobycie paliw kopalnych mimo porozumienia klimatycznego zawartego w Paryżu, które wyraźnie *wzywa do zachowania większości paliw kopalnych pod ziemią*. Papież Franciszek podkreślił, że cywilizacja wymaga energii, ale energia nie może niszczyć cywilizacji. Dlatego zaspokojenie potrzeb energetycznych wszystkich ludzi na planecie powinno się odbywać w sposób unikający tworzenia nierównowagi środowiskowej, powodującej zwiększenie zanieczyszczeń, które są szkodliwe dla rodziny tak teraz, jak i w przyszłości. Przypomnił też swój apel, wyrażony w encyklice *Laudato Si*, o politykę energetyczną ukierunkowaną na zapobieganie katastrofalnym zmianom klimatu i przejście na alternatywne źródła energii. Taka polityka może otworzyć szansę na lepszy dostęp do energii krajów mniej rozwiniętych, a także spowoduje dywersyfikację źródeł energii i wpłynie na promowanie zrównoważonego rozwoju. Podsumowując dwudniowe spotkanie Franciszek podkreślił, że dało ono uczestnikom szansę ponownego przeanalizowania starych założeń oraz zdobycie nowych perspektyw i wezwał do planowania długofalowej, globalnej strategii na rzecz zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego wraz z precyzyjnymi zobowiązaniami, by stawić czoła wyzwaniu wynikającemu ze zmian klimatu.

Redukcja emisji CO₂. Norweski Equinor rozwija nowoczesne, przyjazne środowisku technologie produkcji węglowodorów. Pracuje m.in. nad projektem dostarczania energii z wnętrza Ziemi do platform wiertniczych, które obecnie są zasilane przez turbiny gazowe. Platformami, które byłyby zasilane w ten ekologiczny sposób, są Troll C i centrum terenowe Sleipner, obsługujące platformę Gudrun na Morzu Północnym. Efektem projektu ma być redukcja emisji dwutlenku węgla o 600 tys. t rocznie. Energią pochodzącą z wnętrza Ziemi mają być też zasilane platformy Johan Svedrup, Gina Krog i Martin Linge, co sumarycznie pozwoli zredukować emisję CO₂ o 1,3 mln t rocznie. Ambicją Equinor jest utrzymanie pozycji w gronie liderów wśród producentów ropy i gazu, stosujących najbardziej ekologiczne metody eksploatacji złóż węglowodorów.

Także włoskie Eni postawiło sobie za cel redukcję emisji dwutlenku węgla podczas produkcji węglowodorów. Szef Eni Claudio Desclazi zapowiedział ukończenie do końca tego roku strategii, która uwzględni redukcję emisji CO₂, zarówno do powietrza, jak i gleby.

Jednak Ben van Beurden szef Royal Dutch Shell powiedział, że postawienie sobie za cel znaczącej redukcji dwutlenku węgla byłoby dla firmy zbyt ryzykowne. Dodał, że stwierdzenie, jakoby Shell przyjął pewne cele w tym zakresie, jest przedwczesne i firma wpierw musi właściwie realizować swoje cele pierwszorzędne, a dopiero potem może się zdać na łaskę wyzwań prawnych.

Źródło: Oil & Gas Journal, PennEnergy, Oil & Gas 360, OSW, IHS Markit, Interstate Natural Gas Association of America, Eni, Novatek, Gazprom, Total, Offshore Technology, PGNiG, PR Newswire, U.S. Energy Information Administration