

Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Grzegorz Makuch¹



Świat. Według prognoz Rystad Energy w tym roku możemy się spodziewać znaczącego wzrostu liczby projektów morskich na świecie. Zostanie uruchomionych 100 nowych projektów *offshore* o wartości 100 mld USD. W ub. roku uruchomiono na świecie 60 projektów tego typu, a w 2016 r. 40. Rystad Energy informuje, że 30 projektów zostanie rozwiniętych w tym roku w Azji i tyle samo w Europie, gdzie są prowadzone prace nad przebudową złoża Penguins (Wielka Brytania) i Neptun Deep (Rumunia). Do wzrostu liczby projektów morskich przyczyniły się firmy naftowe, redukując koszty o blisko 50%.

Rosja. Gazprom dywersyfikuje trasy dostaw i rynki zbytu oraz zwiększa możliwości eksportu gazu. Rozwija infrastrukturę zarówno w kierunku europejskim (Nord Stream 2, Turkish Stream), jak i chińskim. Gazociąg Siła Syberii, którego budowa ma się zakończyć w przyszłym roku, wykonano w 75%. Umożliwi on Gazpromowi eksport do Chin 38 mld m³ gazu rocznie przez 30 lat. Surowiec będzie pochodzić ze wschodniej Syberii (złoża Kowykta i Czajadinskoje). Gazprom i CNPC podpisały 4 lata temu umowę na kolejny gazociąg – Ałtaj, o przepustowości 30 mld m³ rocznie, który ma bazować na zasobach zachodniej Syberii. Jednak nie przystąpiono jeszcze do jego realizacji.

Rosyjska spółka jest aktywna także na rynku gazu skroplonego. Wspólnie z Royal Dutch Shell rozbudowuje projekt Sachalin II o trzecią linię produkcyjną. Prezes Gazpromu Aleksiej Miller podczas spotkania z przedstawicielem koncernu Shell Maartenem Wetselaarem omówił także kolejny wspólny projekt – Baltic LNG, którego przepustowość ma wynieść 10 mln t. W 2017 r. Gazprom i Shell podpisały porozumienie (MoU), mające na celu budowę tego terminala eksportowego w Ust-Łudze.

Pod koniec kwietnia 2018 r. prezes Gazpromu Aleksiej Miller poinformował opinię publiczną o zakończeniu budowy pierwszej z dwóch linii gazociągu Turkish Stream. Prowadzi on z rosyjskiej miejscowości Russkaja (okolice Anapa) do Lüleburgaz w Turcji. Przepustowość tego gazociągu wyniesie 31,5 mld m³/rok. Surowiec z pierwszej nitki zakontraktowała Turcja, druga nitka gazociągu jest dedykowana południowej Europie, m.in. Grecji i Włochom. Kwestia dostaw gazu była w marcu przedmiotem rozmowy A. Millera z ambasadorem Włoch Pasquale Terracciano. W 2017 r. Włochy kupiły 24 mld m³ rosyjskiego gazu i planują się obecnie na trzeciej pozycji wśród unijnych państw importujących gaz z Rosji. Głównymi partnerami Gazpromu po stronie włoskiej są Eni i Edison. W marcu ub.r. Gazprom podpisał z Eni porozumienie (MoU) o rozbudo-

wie korytarzy umożliwiających dostawy gazu do państw Europy, w tym Włoch. A w czerwcu ub.r. Gazprom, Edison i grecka DEPA podpisały porozumienie ustanawiające trasę gazociągu dostarczającego surowiec z Rosji przez Turcję do Grecji i Włoch. Odbyły się także rozmowy rosyjskiego giganta z włoskim operatorem przesyłowym Snam. Aleksiej Miller i Marco Alvera zgodzili się, że wraz ze spadkiem wydobycia gazu ziemnego w państwach UE pula gazu importowanego będzie rosła. Do tego niezbędne są *niezawodne szlaki importu gazu* i wychodząc temu naprzeciw strony omówiły możliwości współpracy, biorąc pod uwagę Turkish Stream i przyszłe nowe rurociągi w regionie Morza Śródziemnego. Prezes Gazpromu w połowie maja odbył także spotkanie z minister energetyki Bułgarii Temenużką Petkową. Rozmowa dotyczyła potencjalnych dostaw rosyjskiego gazu na rynek bułgarski gazociągiem Turkish Stream. W ub.r. eksport rosyjskiego gazu do Bułgarii wyniósł 3,3 mld m³.

Gazprom prowadzi także działania na rzecz realizacji gazociągu Nord Stream 2. Pod koniec kwietnia br. odbyło się w Moskwie spotkanie prezesa Gazpromu Aleksieja Millera z ambasadorem Austrii w Rosji Johannessem Eignerem. Strony omówiły postęp w realizacji gazociągu. W połowie maja br., podczas spotkania A. Millera z prezesem austriackiego OMV Rainerem Seelem rozmawiano na temat prac nad kolejnymi nitkami tego gazociągu. W ub.r. OMV kupił od rosyjskiego koncernu 9,1 mld m³ gazu, co oznacza wzrost o 50% w stosunku do 2016 r. (6,1 mld m³). OMV jest głównym partnerem Gazpromu w Austrii i jednym z europejskich uczestników projektu Nord Stream 2, obok francuskiego Engie, brytyjsko-holenderskiego Shella i niemieckich firm Uniper i Wintershall. Z początkiem kwietnia Nord Stream 2 uzyskał zgodę Finlandii na położenie odcinka gazociągu o długości 347 km w jej wyłącznej strefie ekonomicznej. Jednak miesiąc później Fundacja ClientEarth Prawnicy dla Ziemi zaskarżyła tę decyzję w fińskim sądzie administracyjnym, podnosząc w skardze niewłaściwie przeprowadzone badania oddziaływania na środowisko. Zarazem fińska firma Fortum dąży do przejęcia akcji Unipro – rosyjsko-niemieckiej spółki córki Uniper. To przejęcie pozwoliłoby Finlandii pośrednio uczestniczyć w realizacji gazociągu Nord Stream 2, którego Uniper jest jednym z inwestorów. Bardziej sceptyczna wobec budowy gazociągu jest Szwecja, która wraz z Danią oczekuje od Brukseli zajęcia oficjalnego stanowiska w sprawie podmorskiego projektu gazociągu. Prezes polskiego Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów Marek Niechciał poinformował 9 maja br. o postawieniu zarzutów Gazpromowi i międzynarodowym firmom odpowiedzialnym za finansowanie gazociągu Nord Stream 2. Premier Danii Lars Lokke Rasmussen w wywiadzie prasowym

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

powiedział, że jego kraj nie może zapobiec budowie gazociągu, a jedynie ją opóźnić. Z kolei wiceszef rosyjskiego Gazpromu Aleksander Miedwiediew wspominał o możliwości budowy nowych gazociągów dostarczających gaz do Europy i wymienił Nord Stream 3. W połowie maja Gazprom poinformował na swojej stronie internetowej o rozpoczęciu prac w Zatoce Greifswaldzkiej i uruchomieniu pięciu pogłębiarek, które mają przygotować tor dla dwóch nitek gazociągu. Prace rozpoczęto na mocy decyzji ze stycznia 2018 r., wydanej przez niemiecki urząd górniczy w Stralsundzie. Obok Niemiec także Finlandia wydała już wszystkie niezbędne pozwolenia na budowę gazociągu. Fiński port Kotka jest wykorzystywany w celach logistycznych. Warto odnotować, że w ub.r. Gazprom wykorzystał 93% przepustowości Nord Stream, przesyłając do Niemiec 51 mld m³ gazu. Pierwsza nitka tego gazociągu została uruchomiona w 2011 r., druga rok później. Gazprom informuje, że w ciągu kilku lat przez gazociąg Nord Stream przesłano 205 mld m³ gazu. Wolumen przesyłanego gazu wzrastał z roku na rok – od 11,5 mld m³ w 2012 r., po 24 mld m³ w 2013 r., 35 mld m³ w 2014 r., 39 mld m³ w 2015 r. i 44 mld m³ w 2016 r.

Rosja dba także o kontrakty z odbiorcami znacznie mniejszych ilości gazu. W kwietniu przedstawiciele Gazpromu i Słowenii spotkali się w Lublanie, by podpisać kolejną umowę. Pięcioletni kontrakt umożliwi dostawy do Słowenii 0,6 mld m³ gazu rocznie. Poprzedni kontrakt wygasł 31 grudnia ub.r. Podczas podpisywania umowy stronę rosyjską reprezentowali wiceprezes Gazpromu Aleksander Miedwiediew i dyrektor Gazprom Export Elena Burmistrova, a Słowenię minister spraw zagranicznych Karl Erjavec i prezes Geoplanu Lublana. Minister Karl Erjavec powiedział przy tej okazji, że *Słowenia i Rosja mają dobrą współpracę pomimo złożoności stosunków międzynarodowych*. W tym roku mija 40 lat od rozpoczęcia dostaw rosyjskiego gazu do Słowenii. We wrześniu ub.r. umowę z Gazpromem podpisał południowy sąsiad – Chorwacja. Kontrakt na przesył 1 mld m³ gazu/rok będzie obowiązywał do 2028 r. Chorwacja jest też coraz bliższa podjęcia decyzji o budowie terminala LNG. Goran Francic – dyrektor LNG Hrvatska, która opracowuje projekt przybrzeżnego terminala, powiedział, że ostateczna decyzja inwestycyjna zapadnie w czerwcu br. i wtedy to rząd wyda pozwolenie na lokalizację i budowę infrastruktury. G. Francic poinformował także, że w miejsce pierwotnego projektu budowy terminala do importu LNG zostanie zrealizowany plan kupna statku FSRU (Floating Storage Regasification Unit) o przepustowości 2,6 mld m³/rok. Jednak nierozwiązany spór pomiędzy chorwacką spółką INA i węgierskim MOL-em oraz brak stacji kompresowej po chorwackiej stronie uniemożliwi ewentualny przesył gazu na Węgry. David Koranyi z Atlantic Council jako przyczynę nieporozumień podaje silne wpływy rosyjskie w chorwackich i węgierskich kręgach politycznych.

Norwegia. Odfjell Well Services podpisał ze Statoil umowę (LoI) na wykonanie w ciągu 18 miesięcy 6 odwiertów za kwotę 160 mln USD. Firmy nie podały miejsca wiercenia. Odfjell zawarł także umowę na wykonanie odwiertu na Morzu Barentsa, 65 km na północny wschód od złoża Snohvit. Udziałowcami koncesji są Aker BP (50%), Petoro (30%) i Lundin Norway (20%). Lundin Norway rozpoczyna także wiercenie 700-metrowego poziomego odwiertu w złożu naftowym Alta na Morzu Barentsa, odkrytym w 2014 r. Firma zdecydowała się na kolejny

otwór w celu zapewnienia zrównoważonej produkcji. Partnerami Lundin są DEA Norge (30%) i Idemitsu Petroleum Norge (30%). Działania firm na Morzu Północnym i Morzu Barentsa mogą stanowić odbicie od spadkowej tendencji w produkcji ropy na szelfie norweskim. W marcu br. wyniosła ona 1,9 mln baryłek dziennie i była mniejsza od produkcji lutowej o 46 tys. baryłek i o 5% mniejsza w stosunku do tego, co zakładał Norweski Dyrektoriat Naftowy. Według norweskich urzędników przyczyną spadku produkcji są problemy techniczne w niektórych rejonach złożowych. Wiąże się to także z brakami w infrastrukturze i dlatego Statoil buduje dwa rurociągi łączące zasoby złoża Johan Sverdrup z magistralą Statpipe. Rury zostaną kupione od japońskiej firmy Nippon Steel & Sumitomo Metal. Planowane przejście do drugiej fazy eksploatacji złoża Johan Sverdrup nastąpi za dwa lata. Wówczas produkcja wyniesie 440 tys. b/d, a jej szczyt – z wynikiem na poziomie 660 tys. b/d – zostanie osiągnięty w 2022 r. Jednak eksperci coraz częściej mówią o wyczerpujących się złożach ropy w Norwegii. W tym kontekście warto przypomnieć o reorientacji norweskiego giganta Statoil, który do 2030 r. 15–20% inwestycji przeznaczy na alternatywne źródła energii i zapowiedział zmianę nazwy na Equinor.

Wielka Brytania. BP zwiększa moce przesyłowe i pracuje nad udostępnieniem zasobów ze złóż Alligin i Vorlich, oddalonych o 140 km od Szetlandów. Szczyt produkcji, tj. 30 tys. BOE/d, ma nastąpić w 2020 r. Operatorem obu złóż jest BP, posiadające 50% udziałów w złożu Alligin i 66% w złożu Vorlich. Pozostałe udziały należą do Statoil.

Morze Śródziemne. Z powodu kolejnych gróźb Ankary pod adresem Nikozji i powtarzających się incydentów z udziałem marynarki wojennej, w Warnie, w Bułgarii, zostało zorganizowane spotkanie prezydenta Turcji Recepta Tayyipa Erdoğan z przedstawicielami UE. Bruksela opowiedziała się po stronie Cypru i potępiła niedawną ingerencję Turcji w prace mające na celu wydobycie węglowodorów na południe od wyspy. Turecki minister ds. UE uważa, że Ankara nie może zaakceptować takiego stanowiska UE. Prezes włoskiego koncernu Eni Claudio Descalzi niedługo po tym spotkaniu zapowiedział kontynuację poszukiwań u wybrzeży Cypru, mimo sprzeciwu Turcji. Eni odkryła złożo węglowodorów na południowy zachód od wyspy. W celu lepszego oszacowania wielkości jego zasobów należy jednak wykonać kolejny otwór. Włoska firma posiada udziały w 6 koncesjach na południe od Cypru, w trzech obszarach działa w ramach konsorcjum z koreańskim Kogas, a w dwóch z francuskim Total. Włoska firma zainwestowała w poszukiwania już 855 mln USD i zamierza kontynuować prace wiertnicze przez najbliższe 20 miesięcy. Cypryjski minister ds. energii Yiorgos Lakkotrypis potwierdził przeprowadzenie planowanych odwiertów przez Exxon Mobil i Qatar Petroleum w drugiej połowie br. Duże znaczenie dla dalszych prac poszukiwawczych nie tylko Cypru, ale i Izraela, ma projekt podmorskiego gazociągu East Med, łączącego złoża izraelskie i cypryjskie z Grecją. Na początku maja br. doszło do spotkania prezydenta Cypru z premierami Izraela i Grecji, podczas którego strony omówiły projekt gazociągu. Umowa na jego budowę ma być podpisana jeszcze w tym roku. Gazociąg uzyskał wsparcie UE i 34,5 mln EUR na sfinansowanie badań technicznych. Przepustowość gazociągu ma wynosić 8–12 mld m³ gazu. Szacowany koszt to 6 mld EUR, a jego budowa ma potrwać 6–7 lat.

Egipt. Pod koniec kwietnia Eni (60%), Rosneft (30%) i BP (10%) zwiększyły wydobycie gazu z egipskiego złoża Zohr do 800 mln ft³ dziennie, a już na początku maja do 1,2 mld ft³. Pod koniec br. dzienna produkcja ma wynieść 2 mld ft³, a w 2019 r. – 2,7 mld ft³. Złoże Zohr odkryto w 2015 r., produkcję uruchomiono w grudniu ub.r., a jego zasoby są szacowane na ok. 850 mld m³. Na początku maja włoski koncern Eni poinformował także o odkryciu basenu Faghur na Pustyni Zachodniej w Egipcie. Odwiert o głębokości 5090 m znajduje się na obszarze koncesji Southwest Meleiha, w odległości 103 km od oazy Siwa. Eni jest jedynym udziałowcem koncesji.

Turcja. W trzecim kwartale br. kanadyjski Valeura Energy i Statoil planują rozpocząć kolejne testy produkcyjne na złożu w południowo-zachodniej Turcji, które rozciąga się od granic z Grecją i Bułgarią w kierunku Istanbuhu. Obie firmy pracują jednocześnie nad podłączeniem otworu produkcyjnego Yamalik-1 (4196 m) do infrastruktury przesyłowej. Kanadyjska firma Valeura Energy od 2013 r. prowadzi prace w południowej części Turcji. Wspólnie ze Statoil poszukuje złóż węglowodorów w blokach koncesyjnych Banarli i West Thrace. Oba te bloki należą do bardzo produktywnego basenu, w którym gaz nagromadził się w zwężonych formacjach zbiornikowych, tworząc złoża niekonwencjonalne (*tight reservoir*). Z dotychczasowych 8 odwiertów na obrzeżach basenu każdy wykazywał duże nadciśnienie na głębokości poniżej 2500 m.

Indie. Po wprowadzeniu zasad przetargu inwestorskiego w celu poprawy rozpoznania geologicznych struktur kraju podjęto decyzję o uruchomieniu od października br. centrum handlu gazem. Obie decyzje mają na celu wzrost produkcji gazu i zwiększenie udziału błękitnego paliwa w miksie energetycznym z 6 do 15%. Nowe Delhi rozwija także rynek petrochemiczny. Konsorcjum Ratnagiri&Petrochemicals (Indian Oil, Bharat Petroleum oraz Hindustan Petroleum) podpisało z Saudi Aramco umowę (MoU) na opracowanie i budowę kompleksu rafinerijno-petrochemicznego o przepustowości 60 mln t rocznie. Kompleks ten będzie się składał z terminalu do odbioru surowca, rafinerii, instalacji do krakingu oraz magazynów na ropę i produkty naftowe, a jego wartość wyniesie 44 mld USD. Rafineria Rafnagiri&Petrochemicals w Maharashtra będzie konkurencją dla rafinerii obsługiwanej przez prywatną firmę Reliance Industries.

Arabia Saudyjska. W celu rozwoju przemysłu petrochemicznego Arabia Saudyjska podpisała umowę z Total na rozbudowę rafinerii SATORP (Saudi Aramco Total Refineru & Petrochemicals – Aramco 62,5%, Total 37,5%), której obecne moce przerobowe wynoszą 440 tys. baryłek dziennie i uchodzi ona za jedną z rafinerii o największej wydajności na świecie. Saudi Aramco podpisało także umowę z kanadyjską SNC-Lavalin na budowę dodatkowych instalacji do oczyszczania gazu w Wasit na północ od Jubail Industrial. Zgodnie z programem *Wizja 2030* Arabia Saudyjska zamierza zwiększyć udział gazu w krajowym miksie energetycznym.

Algieria. Konsorcjum, do którego należą Sonatrach (51%), Total (37,75%) i Cepsa (11,25%), uruchomiło produkcję gazu ze złoża Timimoun w południowo-zachodniej Algierii. Eksploatacja będzie prowadzona za pomocą 37

odwiertów, a gaz będzie przesyłany do Hassi R'mel i dalej do Europy.

Chiny. Do 2020 r. planowane jest zwiększenie produkcji gazu z łupków do 17 mld m³ – to znacznie poniżej uprzednio zakładanych 30 mld m³. Jednak produkcja gazu ze złóż niekonwencjonalnych osiągnęła w ciągu ostatnich lat znaczący postęp. Koszty odwiertów poszukiwawczych spadły o 40% w porównaniu do 2010 r. i o 20% w stosunku do roku ubiegłego. Globalny konsultant energetyczny Wood Mackenzie podaje na przykładzie złoża w Syczuanie kwotę 7–7,5 mln USD za pionowy otwór z cementowaniem i czterema odwiertami horyzontalnymi. W ramach prac przeprowadzonych dotychczas w trzech dużych basenach, tj. Fuling (Sinopec), Changning–Weiyuan (PetroChina) i Syczuan (Zhaotong), wykonano 600 otworów, a szacowany koszt inwestycji wyniósł 5,5 mld USD. Analitycy z Wood Mackenzie piszą, że w latach 2018–2020 zostanie wykonanych 725 odwiertów za kwotę ok. 5 mld USD. Chińskie firmy, rozwijając proces wiercenia, szczelinowania i produkcji, starają się łączyć go z rodzimą technologią.

Nowa Zelandia. Rząd Jacindy Ardern ogłosił, że nie wyda nowych podmorskich koncesji poszukiwawczych. Jednak postanowienie to nie działa wstecz – wydane uprzednio 22 pozwolenia będą obowiązywać, włącznie z prawem do wydobycia, przez 40 lat. Premier Nowej Zelandii powiedziała, że decyzja ta ma na celu ochronę przemysłu i przyszłych pokoleń przed zmianami klimatycznymi. Zarazem ma ona umożliwić przejście kraju na alternatywne źródła energii. Polityk opozycji Jonathan Young przypomniał, że gaz ziemny zapewnia Nowej Zelandii energię elektryczną i decyzja premier spowoduje przejście, w perspektywie 10 lat, na energię pochodzącą z węgla. Obecnie w Nowej Zelandii funkcjonuje 31 koncesji na poszukiwanie i eksploatację węglowodorów, w tym 9 na lądzie. W przeszłości corocznie przeprowadzano procedurę przetargową, jednak zainteresowanie przemysłu koncesjami malało wraz ze spadającą ceną baryłki ropy. W 2013 r. udzielono 10 koncesji, a cztery lata później już tylko 1.

Australia. Zniesiono moratorium na szczelinowanie. Terytorium Północne może zajmować 7. miejsce na świecie pod względem wielkości zasobów gazu ziemnego w formacjach łupkowych i 6., jeśli chodzi o zasoby ropy naftowej. W basenie Beetaloo koncesje mają australijskie firmy Origin Energy, Santos oraz Falcon Oil&Gas Australia. Struktura basenu australijskiego jest podobna do rozpoznanej w basenach Marcellusa i Barnett Shale.

Kanada. Kanadyjski Związek Usług Naftowych (*Petroleum Services Association of Canada*) poinformował, że w tym roku zostanie wykonanych 7400 otworów, czyli o 500 mniej niż pierwotnie zakładano – w Albercie zostanie wykonanych 3800 otworów zamiast 4000; w Kolumbii Brytyjskiej 500, a nie 730; a w Saskatchewan 2840 a nie 2930 odwiertów. Tylko Manitoba wykona więcej niż planowano, bo 255 odwiertów zamiast zakładanych 230. Prognoza liczby odwiertów została przygotowana przy założeniu, że cena gazu wyniesie 1,75 USD za Mcf. Rząd Kanady objął branżę węglowodorową federalnymi obostrzeniami dotyczącymi emisji metanu i zobowiązał firmy notujące znaczne wydobycie gazu do kontrolowania jego emisji. Celem wymienionych działań jest obniżenie emisji metanu do 2025 r. o 40–45% w stosunku do 2012 r.

Przepisy wejdą w życie od 1 stycznia 2020 r. i będą obowiązywać do wykrywania i naprawiania nieszczelności w infrastrukturze, kontroli szczelności 3 razy do roku, corocznego pomiaru emisji gazu z odpowiedników sprężarek i wychwytywania gazu wydobywanego się w trakcie procesu szczelinowania. Z rynku kanadyjskiego należy jeszcze odnotować decyzję Royal Dutch Shell o sprzedaży wszystkich swoich udziałów w Canadian Natural Resources za 3,3 mld USD. Po tej decyzji Shell będzie aktywny w prowincji Alberta tylko poprzez 10-procentowy udział w produkującej ropę z piasków bitumicznych Athabasca Oil Sands. W marcu ub.r. Shell sprzedał 60% udziałów w Athabasca za kwotę 7,5 mld USD.

USA. Prezydent Donald Trump podjął 8 maja br. decyzję o wycofaniu USA z porozumienia nuklearnego z Iranem. Postanowienie to spowodowało wzrost cen ropy na rynkach światowych i odbiło się silnym echem, zwłaszcza na Bliskim Wschodzie i w Europie. Arabia Saudyjska, Izrael i Zjednoczone Emiraty Arabskie przyjęły ją z zadowoleniem. Francja, Wielka Brytania i Niemcy, według słów prezydenta Emmanuela Macrona: *ubolewają z powodu tej decyzji*. Rosja uznała tę decyzję za bezpodstawną, a Turcja za jednostronną i powodującą niestabilność międzynarodową. Szefowa unijnej dyplomacji Federica Mogherini oczekuje, że pozostali sygnatariusze wciąż będą

respektować porozumienie. Teheran już to zapowiedział, oczekując że pozostałe strony umowy, czyli Wielka Brytania, Francja, Niemcy, ChRL i Rosja, także utrzymają porozumienie w mocy. Zachowanie warunków porozumienia nuklearnego przez europejskich sygnatariuszy zwiększy jednak rozszew w relacjach Europy z USA, który jest już znaczący po zamrożeniu rozmów o transatlantyckim partnerstwie w handlu i inwestycjach (TTIP), wycofaniu USA z porozumienia paryskiego, wprowadzeniu i czasowym zamrożeniu ceł na stal i aluminium oraz jednostronnym wypowiedzeniu umowy z Iranem. Warto odnotować, że zarówno polski Lotos jak i Orlen sprowadziły ładunki ropy z Iranu. Obie firmy podkreślają jednak, że ewentualne zerwanie porozumienia nuklearnego i zamknięcie irańskiego rynku ropy nie wpłynie negatywnie na ich działalność. Warto przypomnieć, że także PGNiG jest zaangażowane w Iranie. W listopadzie 2016 r. podpisało umowę (MoU) z Państwowym Irańskim Koncernem Naftowym (NIOC) na przeprowadzenie badań geologicznych i ocenę złoża Sumar, leżącego w zachodniej części prowincji Kermanshah.

Źródła: PennEnergy, Oil&Gas 360, Oil&Gas Journal, Oil&Gas Online, EnerCom, BOE Report, Wood Mackenzie, Rystad Energy, Gazprom, Rosnieft, Saudi Aramco, Eni.