

Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Grzegorz Makuch¹



Przejęcia i akwizycja. Izraelska firma Delek Energy, kontrolowana przez miliardera Yitzhaka Tshuwę, kupi od amerykańskiego Chevronu (za 2 mld USD) pola naftowe i gazowe na norweskim Morzu Północnym (Alba, Alder, Erskine, Britania, Elgin i Jade). We wrześniu ub.r. Chevron wycofał się z Norwegii, by skoncentrować się na krajowej produkcji. Z kolei izraelska firma dąży do ekspansji na rynkach zagranicznych. W imieniu Delek nowymi aktywami będzie zarządzać firma Ithaca Energy, która w br. prognozuje zwiększenie własnej produkcji o 300%, a rezerw o 150%. By sfinansować akwizycję, firma zaciągnie kredyt w wysokości 1,65 mld USD. Zarejestrowana w Wielkiej Brytanii Ithaca Energy również jest niedawnym nabytkiem Delek, izraelska firma kupiła ją w 2017 r.

Canadian Natural Resources (CNRL) przejęła firmę Devon Energy (za 3,8 mld CAD). W pierwszym kwartale br. średnia dzienna produkcja ropy naftowej obu firm wyniosła 700 tys. b/d i tym samym zbliżyła się do wielkości produkcji Suncor Energy (900 tys. b/d) – dotychczasowego kanadyjskiego lidera w branży wydobywania ropy z piasków bitumicznych. Jest to największa transakcja od 2017 r., kiedy to CNRL kupiła od Royal Dutch Shell (za 8,16 mld CAD) udziały w piaskach roponośnych. W 2014 r. Devon Energy sprzedał za 3,13 CAD firmę Western Canada, a w 2010 r. ExxonMobil sprzedał udziały w Husky Energy za 860 mln CAD. Przejęcie firmy Devon przez CNRL nastąpiło w trudnym dla branży momencie, gdy zmagają się ona z brakiem przepustowości rurociągów, co powoduje spadek cen surowca. Jednak sytuacja ta może się zmienić w ciągu kilku lat, bo z końcem maja br. sąd w prowincji Kolumbia Brytyjska wydał orzeczenie negujące ustawodawstwo prowincji odnośnie blokowania projektu rozbudowy ropociągu Trans Mountain Pipeline o długości 1150 km. Sąd w swym orzeczeniu podkreślił, że zarówno projekt, jak i rzeczone ustawodawstwo zdecydowanie wykraczają poza jurysdykcję Kolumbii Brytyjskiej. Rząd federalny Kanady odkupił projekt Trans Mountain od amerykańskiej firmy Kinder Morgan w maju ub.r. Wedle założeń projekt ten ma zwiększyć przepustowość ropociągu Trans Mountain Pipeline do 890 tys. b/d, co oznacza potrojenie jego pojemności.

W 2017 r. koncern ConocoPhillips sprzedał 50% swoich udziałów firmie Cenovus Energy (za 13 mld CAD), która eksploatuje piaski roponośne w Foster Creek i Christina Lake. Ponadto firma Marathon Oil Canada została sprzedana za 2,5 mld CAD.

Kilka umów zawarto też podczas corocznego Forum Ekonomicznego w Petersburgu. Austriacki OMV i Gazprom podpisały umowę o przejęciu udziałów w gazowych

blokach Achimow na Syberii Zachodniej (za kwotę niemal 1 mld USD). Zasoby złoża są szacowane na 274 mld m³ gazu ziemnego i 74 mln t gazu skondensowanego. Gazprom Niefi podpisał z hiszpańskim Repsolem i Royal Dutch Shell (50 : 25 : 25) umowę w sprawie zagospodarowania złóż na Półwyspie Gudańskim, w blokach Leskiskim i Puczutsajaskim. Oba bloki są słabo rozpoznane i znajdują się w znacznej odległości od infrastruktury przesyłowej. Chiński Sinopec podpisał umowę z Novatekiem i Gazprombankiem na przejęcie 10% udziałów w projekcie Arctic LNG 2. Gazprom Niefi wspólnie z Royal Dutch Shell (50 : 50) przejęły rosyjską firmę Meretohaneftgaz, która na Półwyspie Jamalskim ma bloki Tazowski, Siwiero-Samburskij i 2 bloki Zapadno-Jubilejne. Gazprom Niefi poinformował, że szacowane zasoby ropy w tych blokach wynoszą 1,1 mld t. Szeff Shella Ben van Beurden oenił, że to kolejny milowy krok w partnerstwie z Gazprom Niefiem, po czym dodał: *Z biegiem lat zbudowaliśmy zaufanie i owocną relację.* W Petersburgu Gazprom podpisał także umowę z niemieckim VNG na dostawy 3,5 mld m³ gazu rocznie od 2021 r. VNG ma już kontrakt na dostawy 6,5 mld m³ gazu ziemnego do 2031 r., co sumarycznie daje firmie 10 mld m³/rok dostaw. Podczas zawierania umów obecny był premier Saksonii Michael Kretschmer. Wszystkie wymienione umowy wymagają zezwoleń korporacyjnych i regulacyjnych i mogą wejść w życie dopiero w 2020 r. Łukoil zawarł z kolei umowę z New Age M12 i nabył za 800 mln USD 25% udziałów w projekcie Marine XII w Kongo-Brazzaville, gdzie na obszarze 571 km² odkryto 5 złóż szacowanych na 1,3 mld baryłek ropy naftowej. Obszar koncesyjny znajduje się na szelfie, 20 km od wybrzeża. Głębokość wody wynosi 20–90 m. Prace na Marine XII będą prowadzone przez konsorcjum Eni (65% udziałów), państwowego Société Nationale des Pétroles du Congo (10%) i Łukoilu (25%). Prezes Łukoilu Wagit Alekperow powiedział, że projekt ten jest zgodny ze strategią firmy i charakteryzuje go sprawdzona baza zasobów ze znacznym potencjałem wzrostu produkcji, dostępem do dobrze rozwiniętej infrastruktury i szerokimi kompetencjami partnerów, w tym przypadku Eni. W 2015 r. z sąsiednich złóż Nene i Litchendjili uruchomiono wydobywanie lekkiej ropy o małej zawartości siarki.

Prognozy. W ciągu najbliższych 5 lat zostanie wykonanych tyle odwiertów, że ich sumaryczna długość wyniesie tyle samo co droga na księżyc i z powrotem. Rystad Energy prognozuje, że na całym świecie zostanie odwierconych ponad milion kilometrów nowych otworów naftowych i gazowych, a sektor odczuje ożywienie. W br. liczba otworów na morzu i lądzie ma sięgnąć 65 tys. i będzie się utrzymywać na tym poziomie do 2023 r. Znacząca część

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

otworów zostanie odwiercona przez USA, które – według prognoz EIA – od 2021 r. będą eksporterem netto zarówno ropy, jak i gazu. Produkcja ropy w USA ma wzrosnąć do 2024 r. do 19,6 mln b/d – przy czym 6 na 10 otworów zostanie odwierconych w złożach niekonwencjonalnych. Z kolei Wood Mackenzie prognozuje, że intensyfikacja prac wiertniczych wzmocni trend do rozwoju infrastruktury LNG i w latach 2019–2025 inwestycje tę infrastrukturę wyniosą 200 mld USD, zwiększając jej przepustowość o 90 mln t gazu/rok. Większość tej kwoty zostanie wydana w Australii, Kanadzie, Mozambiku, Katarze i USA.

Według Wood Mackenzie Australia w zestawieniu z innymi regionami ma obecnie umiarkowany udział w prowadzeniu prac poszukiwawczych, ale firma ta szacuje, że większość nowych projektów – obok USA – przypadnie właśnie na australijskie Terytorium Północne (basen Beta-100) i na stany Australia Południowa i Australia Zachodnia. Analitycy Wood Mackenzie informują, że Woodside, Origin, Santos, Shell i Inpex wykonają do 2023 r. prace wiertnicze o wartości 23 mld USD. W latach 2019–2020 wartość eksportu Australii ma osiągnąć 49 mld USD.

Transformacja energetyczna. Shell ogłosił nową strategię firmy na lata 2021–2025. Do końca przyszłego roku firma zamierza odkupić od akcjonariuszy udziały warte 25 mld USD i wypłacić dywidendę w wysokości 100 mld USD. Dla porównania w latach 2016–2020 dywidenda wyniesie 90 mld USD i tylko w ub.r. firma wypłaciła akcjonariuszom 16 mld USD. W scenariuszu ekonomicznym na najbliższe lata przyjęto cenę baryłki na poziomie 60 USD. Firma mocniej zaangażuje się w eksploatację konwencjonalnych zasobów ropy oraz węglowodorów z formacji łupkowych, a także w prace na obszarach głębokomorskich. By osiągnąć zamierzone cele, firma będzie wydatkować ok. 30 mld USD rocznie na projekty węglowodorowe i 2–3 mld USD na energię odnawialną. Ben van Burden podkreśla, że firma jest bardzo dobrze przygotowana do przejścia na system energetycznie neutralny dla klimatu, ale zastrzega, że będzie inwestował w branżę ropy jak długo będzie na nią zapotrzebowanie. Dodał, że realizacja porozumienia klimatycznego podpisanego w Paryżu zależy nie tylko od firm węglowodorowych, ale także od odbiorców i Shell pójdzie do przodu wraz ze społeczeństwem. Jednocześnie Shell chce wejść na rynek energii elektrycznej i prawdopodobnie wraz z inwestorem emerytalnym PGGM kupi spółkę energetyczną Eneco. Firma spodziewa się, że gaz ziemny będzie dłużej odgrywał rolę niż ropa naftowa, a świat będzie się zmagał ze zmianami klimatu, złą jakością powietrza i wzrostem liczby ludności. Tym niemniej z planowanego portfolio inwestycyjnego i proporcji inwestycji w kopaliny i w energię odnawialną widać, że Shell wciąż stawia na tradycyjne źródła energii.

OPEC+. Pół roku temu państwa zrzeszone w organizacji OPEC miały trudność z osiągnięciem konsensusu odnośnie cięć wydobycia ropy, teraz nie mogą ustalić nawet wspólnego terminu spotkania. Przyczyną dysfunkcyjności organizacji upatruje się w działaniach Rosji, która przejęła dominującą rolę w OPEC, nie będąc nawet jej pełnoprawnym członkiem. Minister energii Rosji Aleksander Nowak, który zadeklarował udział w czerwcowym spotkaniu OPEC+, zaczął następnie proponować nowe terminy spotkań, tłumacząc to swoim napiętym grafikiem. Może to być spowodowane także niechęcią do utrzymywania cięć produkcji ropy, które szkodzą gospodarce Rosji, zasadzającej się na eksporcie surowców. W czasie, gdy cena baryłki ropy

idzie w górę, Rosja mogłaby gospodarczo zyskać, zwiększając eksport surowca. Ponadto pojawiają się też obawy, głośno artykułowane przez Igora Sieczina, że w wyniku utrzymujących się cięć produkcji kolejną część rynku przejmą dostawcy z USA. Co ciekawe, dodatkowy dochód ze sprzedaży ropy za cenę wyższą od 40 USD za baryłkę Rosja przekazuje na fundusz, w którym zgromadziła już 59 mld USD (stan z kwietnia br.).

Kolejną trudną kwestią są relacje Arabii Saudyjskiej i Iranu. Rijad nie przejął jeszcze odbiorców irańskiej ropy, ale zadeklarował już gotowość zwiększenia produkcji. Wpierw jednak chce uzyskać pewność co do spadku produkcji irańskiej, by nie popełnić ubiegłorocznego błędu, kiedy to zwiększył produkcję, mimo że Iran jeszcze jej nie zmniejszył.

Nord Stream 2. Amerykańska Partia Republikańska i Partia Demokratyczna wspólnie proponują wprowadzenie kolejnych sankcji wobec firm zaangażowanych w układanie gazociągu Nord Stream 2, łączącego Rosję i Niemcy – dotyczy to głównie szwajcarskiej Allseas. Senator Adam Kinzinger zaproponował zaostrenie sankcji wobec tej firmy. A senator John Barrasso po raz kolejny przedłożył projekt Escape Act, który zakłada nie tylko sankcje wobec Rosji, ale wsparcie dla sojuszników USA i stworzenie transatlantyckiej strategii energetycznej. Sekretarz energii USA Rick Perry poinformował, że prezydent Donald Trump podpisał jeden z projektów sankcji. Ale Trump powiedział, że Niemcy są jedynym krajem, który może zablokować budowę Nord Stream 2.

Polska. W Krakowie, pod hasłem *Obecne trendy i wyzwania dla przemysłu nafty i gazu*, odbyła się konferencja *Drilling-Oil-Gas AGH 2019*. Tematami głównej sesji były kwestie związane z rozwojem globalnego i krajowego rynku w perspektywie dwóch dekad.

Prezes Instytutu Studiów Energetycznych Andrzej Sikora – w wystąpieniu *Perspektywy rynku gazu w Polsce i na świecie* – zachęcał do szerszego spojrzenia na branżę węglowodorową. Ropa i gaz są tylko jednym z etapów w historycznym pochodzie ludzkości, na którym zaznaczyły, poprzedzające węglowodory, olej wielorybi, drewno i węgiel, a następnie coraz bardziej zaawansowane formy pozyskiwania, stosowania i transportowania węglowodorów, poczynając od gazu używanego do oświetlenia ulic, ropy pozyskiwanej z wycieków skalnych po metan i inne frakcje gazowe, surowiec niekonwencjonalny, gaz skroplony i hydraty metanu. W przyszłości może nastąpić era solarno-wodorowa, ale przez jedno pokolenie wciąż będziemy potrzebować w Polsce kopaliny energetycznych – podkreślił dr Sikora.

Miłosz Karpiński, przedstawiciel Polski przy Międzynarodowej Agencji Energii, rozpoczął wystąpienie od omówienia rynków energii. Powiedział, że w 2000 r. ponad 40% światowego popytu na energię przypadało na Europę i Amerykę Północną, a 20% na Azję, natomiast w 2040 r. proporcje te zostaną odwrócone – Afryka i Indie wyprzedzą Europę. Przełoży się to na zwiększenie zapotrzebowania na surowce, które w dużej mierze nastąpi w państwach rozwijających się. W obecnej dekadzie spodziewany jest spadek wydobycia węglowodorów ze złóż obecnie eksploatowanych na rzecz zwiększenia produkcji z łupków w USA i innych państwach. Bez nowych inwestycji produkcja ropy spadnie o połowę przed 2025 r. Czas pokaże, czy jest to okno na kolejną rewolucję.

Damian Janiga z AGH podkreślił, że w dobie zmniejszającej się liczby nowych odkryć należy rozważyć optymalizację wydobywania węglowodorów ze złóż dojrzałych. W tym celu zespół badaczy z AGH proponuje stosować metodykę optymalizacji lokalizacji odwiertów i tłoczenia, która prowadzi do poprawy efektywności eksploatacji złóż. W metodzie tej samoadaptacyjny algorytm umożliwia integrację dostępnych danych geologiczno-żyłowych i wytyczanie stref o podobnym potencjale produkcyjnym z zastosowaniem metod klasteryzacji opartych na sieci Kohenena.

Z kolei Paweł Karnkowski z Uniwersytetu Warszawskiego, w wystąpieniu *Perspektywy poszukiwań naftowych w Polsce w latach 20. XXI wieku*, wskazał zapadlisko przedkarpacie i południową część basenu permskiego (czerwony spągowiec) jako najbardziej perspektywiczne obszary wydobywcze w Polsce.

Szymon Kuczyński zwrócił uwagę, że na tle państw UE polski rynek gazu wyróżnia się dużą dynamiką wzrostu zużycia surowca, co przekłada się na plany infrastrukturalne. Mając na uwadze ambitne plany inwestycyjne, w tym rozbudowę sieci przesyłowej, warte rozważenia jest zastosowanie gazociągów kompozytowych.

Podczas konferencji omówiono także zagadnienia: polskich koncesji na Morzu Norweskim i Morzu Bałtyckim; doświadczalnego ujęcia metanu z pokładu węgla na przykładzie projektu prowadzonego przez PGNiG i PIG; sztucznej inteligencji w procesie modelowania; testowania otworowych wymienników ciepła i możliwości przesyłania wodoru siecią gazociagową oraz magazynowania paliw w kawernach solnych.

Rosja. W wyniku awarii ropociągu Družba eksport ropy naftowej spadł w maju br. o 170 tys. b/d w stosunku do kwietnia. Spadek ten spowodował, że Rosja wywiązała się ze zobowiązania do cięcia produkcji ropy wobec OPEC – zesłała o 60 tys. b/d poniżej limitu wyznaczonego przez tę organizację. W kwietniu Rosja produkowała 11,25 mln b/d i była na drodze do redukcji produkcji o 110 tys. b/d – do poziomu 11,14 mln b/d. Transnieft, rosyjskie przedsiębiorstwo państwowe odpowiedzialne za krajowe sieci ropociągów, mogłoby ślać ropę z naftoportów w Ust-Ludze (1,8 mln b/d), Primorsku (400 tys. b/d) i Noworosyjsku (1,5 mln b/d), gdyby nie fakt, że przesyłanie tego surowca do rafinerii odbiorców uniemożliwiła zanieczyszczona ropa zalegająca w rurach. Pod koniec maja zostały przywrócone dostawy ropy na Białoruś (360 tys. b/d), dodatkowo 29 maja br. uruchomiono południową odnogę Družby (300 tys. b/d). W pierwszych dniach czerwca Polska i Rosja spotkały się na szczeblu rządowym i osiągnęły porozumienie w sprawie rekompensaty za dostarczenie zanieczyszczonej ropy. Transnieft przekazało rosyjskim producentom ropy naftowej środki na pokrycie roszczeń kierowanych pod ich adresem przez odbiorców paliwa, w tym Orlen i Lotos. Zalegająca w rurach ropa z podwyższoną zawartością chlorków będzie stopniowo dodawana do czystej ropy, tak by nie zakłócić procesów produkcyjnych, nie obniżyć jakości ani nie uszkodzić instalacji. Przed rozpoczęciem przeróbki Orlen będzie dwuetapowo mieszał ropę: z rosyjską Rebcu w systemie PERN, a następnie z innymi gatunkami ropy. Dostawy ropy zostały wstrzymane 24 kwietnia. W polskim segmencie ropociągu Družba znajdowało się ok. 1 mln t zanieczyszczonej ropy. Tłoczenie ropy do systemu przesyłowego PERN, z którego surowiec trafia do zakładów Lotos i Orlen, wznowiono 9 czerwca br.

USA. Stonekeap Infrastructure zainwestowało około 1,3 mld USD w budowę terminalu LNG Calcasieu Pass, należącego do Venture Global. Firma Venture Global zatrudnia już wykonawców terminalu Calcasieu Pass oraz terminalu Cameron Parish. Prezes Venture Global Mike Sabel powiedział, że: *firma finalizuje ekonomiczne kwestie obu projektów i z końcem br. zamierza przystąpić do konstrukcji terminali, by za kilka lat rozpocząć dostawy gazu zakontraktowanego przez Shell, BP, Edison, Repsol i PGNiG*. Budowa terminali będzie realizowana we współpracy z General Electric, Baker Hughes i Kiewit, a sprawy finansowe poprowadzi bank Morgan Stanley.

Firma Sempra Energy ogłosiła finalizację rozmów z Saudi Aramco o sprzedaży udziałów w budowie terminalu LNG Port Arthur. W opinii Gilesa Farrera z Wod Mackenzie jest to sygnał, że Aramco dąży do roli globalnego gracza na rynku skroplonego gazu ziemnego i dywersyfikuje portfel swoich projektów, odchodząc zarazem od ropy. W opinii WoodMac jest możliwe, że w przyszłości Aramco zaangażuje się w projekty w rosyjskiej części Arktyki i w Australii. Sempra otrzymała zgodę Federalnej Komisji Regulacji Energetyki USA (FERC) na eksport surowca. Z kolei Cheniere podjęło decyzję o rozbudowie terminalu Sabine Pass o 6. instalację do skraplania LNG. W tym celu firma zapewniła sobie linię kredytową w 29 bankach na kwotę 1,5 mld USD. W listopadzie ub.r. PGNiG i Cheniere podpisały 24-letni kontrakt na dostarczanie LNG do Polski począwszy od 2019 r. W latach 2019–2022 łączny wolumen dostaw wyniesie 0,7 mld m³, a w latach 2023–2042 – 39 mld m³, co daje roczną średnią na poziomie 1,95 mld m³. Ponadto w grudniu ub.r. PGNiG podpisało umowę z Sempra Energy na zakup 2 mln t LNG rocznie (2,7 mld m³) przez 20 lat. Dostawy rozpoczną się w 2023 r. Wcześniej, w czerwcu ub.r., PGNiG podpisało umowę z Venture Global na kolejne 2 mln t LNG rocznie przez 20 lat. A podczas spotkania prezydentów Polski i USA w czerwcu br. PGNiG podpisało z Venture kolejną umowę na zakup 1,5 mln ton gazu. Surowiec będzie wysyłany z terminali Calcasieu Pass LNG i Plaquemines LNG od 2022 r.

Z wieści zza oceanu warto również odnotować wypowiedź Rexa Tillersona podczas konferencji w Houston. Po raz pierwszy od zdjścia z urzędu zabrał on publicznie głos i wyraził swoje obawy związane ze sposobem uprawiania polityki przez Donalda Trumpa, która cechuje się przejściem do relacji dwustronnych, podważających lub osłabiających dotychczasowe sojusze USA. Odnosnie trwającej wojny handlowej z Chinami były sekretarz stanu uważa, że Pekin przyjmie taktkę gry na czas i będzie czekał, aż Trump opuści urząd prezydenta w 2021 r. lub 2025 r. Dodał, że: *wzajemny szacunek i rozwiązania korzystne dla obu stron, to są rzeczy, które [Chiny – GM] chcą usłyszeć – a nie słyszą ich*. Komentarz Tillersona pojawił się po tym, gdy Trump zaczął rozważać kolejne cła na kwotę 300 mld USD, które objęłyby wszystko poza pierwiastkami ziem rzadkich sprowadzanymi z Chin. Z kolei Pekin importuje z USA zarówno ropę naftową, jak i gaz ziemny.

Wenezuela. W styczniu br. Donald Trump nałożył sankcje na Wenezuelę, przy czym kilka firm, w tym Chevron, Schlumberger i Halliburton, otrzymało czasowe zezwolenia na kontynuowanie prac. Chevron uzyskał zgodę na prace w Wenezueli do 27.07.2019 r., jednak kierownictwo firmy spodziewa się wydłużenia terminu i chce otrzymać tę decyzję jak najszybciej, by móc ustalić warunki współpracy z dostawcami ropy. Jeśli Chevron nie uzyska

prolongaty, rząd Nicolasa Maduro przejmie infrastrukturę należącą do firmy i prawdopodobnie przekaze ją koncernom rosyjskim lub chińskim. W związku z blokadą eksportu do USA i awariami infrastruktury w marcu produkcja ropy w Wenezueli spadła o 740 tys. b/d. Wykluczenie z rynku firm amerykańskich może skutkować spadkiem produkcji o 300–400 tys. baryłek. Chevron jest partnerem PDVSA w eksploatacji basenu Orinoco nieopodal jeziora Maracaibo, gdzie w 1946 r. odkrył złożę Boscan. W ub.r. dzienna produkcja Chevronu wynosiła 42 tys. b/d ropy naftowej. W czerwcu br. departament stanu USA zaostrzył naciski na PDSVSA odnośnie dostaw rozcieńczalników do Wenezueli. Transport prowadzony przez międzynarodowych spedytatorów będzie podlegał dodatkowym sankcjom, aby wzmóc presję na prezydenta Nicolasa Maduro poprzez ograniczenie zysków pochodzących z eksportu surowców. Caracas ma coraz mniejsze szanse na obejście sankcji. PDVSA potrzebuje rozcieńczalników do przetwarzania swojej ciężkiej ropy i przez lata importowała je z USA, jednak od stycznia, wraz z nałożeniem sankcji, Wenezuela rozpoczęła poszukiwania nowych dostawców i już w kwietniu dotarł do niej ładunek rozcieńczalnika z Nigerii. Dlatego w maju PDVSA podjęła decyzję o przebudowie kompleksu rafineryjnego do prostego systemu mieszania. Tym samym będzie produkować mniej skomplikowane i nisko marżowe produkty, ale spadnie współczynnik awarii i uzależnienie od importu.

Rosyjski Rosnieft ma uruchomić wydobycie gazu ziemnego ze złóż Patao i Meejillones w rejonie Mariscal Sucure na wenezuelskim szelfie kontynentalnym. Prezydent Władimir Putin wydał już zgodę na tę działalność, rozszerzając zapisy umowy pomiędzy Rosją i Wenezuelą z 2009 r. Rosnieft uzyskał zgodę na wydobywanie gazu przez 30 lat i niezbędne licencje eksportowe na cały wolumen wydobytego surowca. Udokumentowane zasoby złóż wynoszą 180 mld m³ gazu ziemnego, a planowane roczne wydobycie ma wynosić 6,5 mld m³ przez 15 lat.

Włochy. Włoska Liga Północna Matteo Salvinię dąży do obalenia czasowego moratorium na poszukiwania ropy i gazu u wybrzeży Włoch, co stanowi kolejne pole konfliktu z koalicyjnym partnerem – nastawionym prośrodowiskowo Ruchem Pięciu Gwiazd. Laura Cavandoli przedłożyła projekt poprawki, która umożliwiłaby firmom dokończenie prac na uprzednio uzyskanych koncesjach. I chociaż poprawka ta została odrzucona, to Liga Północna planuje podjęcie dalszych kroków w celu umożliwienia prac na morzu. Sytuacja ta jest spowodowana styczniową decyzją rządu o zawieszeniu na 18 miesięcy prac poszukiwawczych, co argumentowano koniecznością przeglądu projektów. Styczniowa decyzja może skutkować spadkiem inwestycji o 400 mln EUR i zmniejszeniem wpływów do budżetu państwa o 110 mln EUR.

Morze Śródziemne. Na początku maja Turcja poinformowała, że rozpocznie wiercenia na wodach okalających Cypr od południa, czyli w strefie morskiej należącej do Republiki Cypru (Grecja), graniczącej z Turecką Republiką Cypru Północnego. Minister do spraw energii Fatih Donmez powiedział, że Turcja niebawem wyśle kolejną platformę, by wykonała drugi odwiert. W odpowiedzi departament stanu USA wydał oświadczenie: *Stany Zjednoczone są głęboko zaniepokojone ogłoszonymi przez Turcję zamiarami rozpoczęcia morskich operacji wiertniczych na obszarze uznanym przez Republikę Cypryjską za jej*

wyłączną strefę ekonomiczną. Ten krok jest wysoce prowokacyjny i grozi wzrostem napięć w regionie. Wzywamy władze tureckie do wstrzymania tych operacji i zachęcamy wszystkie strony do działania z powściągliwością. Unijni przywódcy i szef Parlamentu Europejskiego Antonio Tajani także wyrazili solidarność z Cyprzem. Turecka marynarka wojenna już w ub.r. kilkakrotnie interweniowała na wodach terytorialnych Republiki Cypryjskiej. Doszło do starć z greckimi jednostkami wodnymi straży przybrzeżnej. Turcja zablokowała także próbę umieszczenia platformy wiertniczej przez włoskie Eni. Ankara dowodzi, że broni praw mieszkańców północnej części Cypru.

W ciągu ostatnich 10 lat firmy naftowe odnotowały wiele odkryć we wschodnim regionie Morza Śródziemnego, w tym na wodach Izraela, Cypru i Egiptu. Region ten mógłby się stać ośrodkiem handlu gazem, jednak zmaga się z brakiem infrastruktury. Projekt gazociągu EastMed, wiodącego z cypryjskich i izraelskich pól gazowych do wybrzeża Grecji i Włoch, jest szacowany na 7 mld USD. Z kolei Egipt dysponuje dwoma terminalami do eksportu LNG w Idku i Damietta.

Minister energetyki Cypru Jeorjos Lakkotrypis powiedział na początku czerwca, że wyspa może zarobić ponad 9 mld dolarów w ciągu 18 lat, eksportując gaz wydobywany z podmorskiego złoża Afrodyta. Podkreślił, że wydobycie powinno ruszyć w 2025 r. Przy szacowaniu zysków przyjęto cenę baryłki na poziomie 70 USD. Gaz miałby trafiać rurociągiem do Egiptu i stamtąd na rynki europejskie. Konsorcjum zarządzające złożem, w skład którego wchodzi Royal Dutch Shell, Noble Energy z USA i izraelski Delek, rozpoczęło już prace celem wprowadzenia na rynek gazu ze złoża Afrodyta.

Bloomberg obwieścił, że Cynergy Group, mało znany inwestor z siedzibą na Cyprze, przeznaczył 5–10 mld USD, aby kupić aktywa gazowe w tym regionie. Obecnie prowadzi rozmowy z bankami i funduszami celem pozyskania środków. W projekt są zaangażowane osoby z doświadczeniem w BP, Glencore i Morgan Stanley.

Czasopismo *Foreign Policy* przestrzega, że strategiczna równowaga, która utrzymywała wschodni region Morza Śródziemnego we względnie pokojowej atmosferze, może się niebawem skończyć. W staraniach o ustanowienie ze wschodniej części Morza Śródziemnego centrum handlu gazem ziemnym Egipt, Grecja, Izrael i Cypr pomijają Turcję. W opinii Michaela Tanchuma z *Foreign Policy* rozwiązaniem mogłoby być ustanowienie na Cyprze wirtualnego punktu handlu gazem, angażującego obie strony sporu. Handel kontraktami mógłby być prowadzony za pośrednictwem tureckiej giełdy energii w Stambule w połączeniu z giełdami w Aleksandrii, Kairze, Atenach i Tel Awiwie.

Iran. Sekretarz stanu USA Mike Pompeo powiedział, że Waszyngton nie stanie na drodze do realizacji systemu INSTEX (*Instrument in Support of Trade Exchange*), który ma umożliwić Europie handel z Iranem, chroniąc zarazem przedsiębiorców przed amerykańskimi sankcjami. Po spotkaniu z szefem MSZ Niemiec Heiko Maasem dodał, że jak długo system ten ma umożliwiać autoryzowany przepływ towarów, tak długo może się on odbywać bezproblemowo. Program INSTEX został ustanowiony przez Niemcy, Francję i Anglię. Brytyjski ambasador w Teheranie Rob Macaire potwierdził, że Londyn jest zaangażowany we współpracę i porozumienie z Iranem mimo niemałych kosztów w związku z rosnącym napięciem w relacji z Waszyngtonem. Francuski minister finansów Bruno Le Maire powiedział,

że państwa europejskie są pod ogromną presją USA, by porzuciły koncepcję INSTEX. Dodał, że presja jest bezpośrednia i ukierunkowana na polityków, administrację i osoby zaangażowane w ten projekt. Dołączenie do INSTEX rozważa Holandia – w odpowiedzi na pytania krajowego parlamentu 5 czerwca rząd potwierdził wolę dołączenia do programu na późniejszym etapie. Także rosyjski przedstawiciel przy UE – Władimir Czyżow – powiedział, że Rosja prowadzi rozmowy z państwami zaangażowanymi w INSTEX celem włączenia jej do tego mechanizmu. Nad ustaleniem zasad współpracy handlowej pracują również Teheran i Ankara. Na początku czerwca ambasador Iranu w Ankarze poinformował, że oba kraje dążą do określenia wspólnego stanowiska celem prowadzenia wymiany handlowej. Ambasador Mohammad Farazmand dodał, że Iran eksportuje gaz do Turcji i w związku z tym państwa potrzebują mechanizmu do transakcji finansowych w walutach narodowych.

Na początku czerwca departament skarbu nałożył sankcje na Persian Gulf Petrochemical Industries Co. (PGPIC) z powodu powiązań tej irańskiej firmy z Armią Strażników Islamskiej Rewolucji. Waszyngton odciął firmie dostęp do rynków finansowych, w tym za pośrednictwem firm lub funduszy zarejestrowanych w USA. Sankcje mogą dotknąć także firm, które będą ułatwiać transakcje finansowe lub świadczyć usługi na rzecz PGPIC. Persian Gulf Petrochemical Industries Co. odpowiada za 40% produkcji rafinerijnej w Iranie i za 50% krajowego eksportu, posiada 39 spółek w kraju i kontakty z firmami zagranicznymi, w tym z NPC International z siedzibą w Anglii i NPC Alliance z biurem na Filipinach. Jest to ostrzeżenie dla firm petrochemicznych przed wspieraniem Gwardii Rewolucyjnej powiedział sekretarz skarbu Steven Mnuchin. USA przestrzegły także Hong Kong przed świadczeniem jakichkolwiek usług na rzecz statku Pacific Bravo z ładunkiem ropy, co byłoby złamaniem amerykańskich sankcji. Pekin odpowiedział, że porozumienie nuklearne z Iranem powinno być przestrzegane. Statek Pacific Bravo należy do chińskiego Banku Kunlun, który był głównym oficjalnym kanałem do przepływu środków w transakcjach. Większość udziałów w banku posiada China National Petroleum Corporation. Z kolei Biuro Handlu i Rozwoju Gospodarczego Hong Kongu oświadczyło, że przestrzega sankcji nałożonych przez ONZ i nie dotyczą one importu ropy z Iranu. Z kolei USA obserwują statki z irańską ropą, które stały się pływającymi magazynami ropy, po tym jak te na lądzie zostały wypełnione.

Waszyngton wyraził zgodę na kontynuowanie importu ropy z Iranu przez państwa, które uprzednio uzyskały 6-miesięczną promesę na określony wolumen surowca i tego limitu jeszcze nie wykorzystały. Państwa te mogą sprowadzać ropę bez ryzyka sankcji. Tymczasem w maju br. eksport ropy z Iranu zmniejszył się do 400 tys. b/d, co stanowi spadek o połowę w stosunku do kwietnia. Irańskie Ministerstwo do spraw Ropy poinformowało, że National Iranian Oil Company w ciągu ostatnich 7 miesięcy sprzedała zaledwie 1,085 mln baryłek lekkiej i ciężkiej ropy na giełdzie Iran Energy Exchange (IRENEX). NIOC zapowiedział wystawienie na IRENEX w czerwcu 2019 r. 2 mln baryłek ropy w cenie 67,32 USD/b, z minimalnym wolumenem zakupu 35 tys. baryłek. Sytuację dodatkowo komplikuje decyzja władz Indii, które ogłosiły, że nie planują wznowić w najbliższym czasie importu ropy z Iranu, nawet gdyby było możliwe uzyskanie na to zgody Waszyngtonu, gdyż prowadzą już rozmowy z dostawcami z Arabii Saudyj-

skiej, Iraku, Kuwejtu i USA. Nieoficjalnie pojawiła się też informacja, że sprawa dostaw ropy naftowej z Iranu zostanie omówiona pod koniec czerwca – podczas wizyty Donalda Trumpa w Indiach. W ubiegłym miesiącu w Indiach był minister spraw zagranicznych Iranu Javad Zarif. Warto odnotować, że w Iranie utworzył swój oddział chiński Bank Kunlun. Transakcje mają być realizowane tylko w juanach i z poszanowaniem sankcji nałożonych przez USA na Iran. Z kolei ambasador Teheranu w Tokio powiedział, że oba kraje powinny ożywić współpracę bankową i wymianę handlową, zwłaszcza w zakresie ropy. Dodał, że strach przed amerykańskimi sankcjami sprawia, że oba kraje tracą okazję do lukratywnych biznesów. Ambasador Morteza Rahmani Movahed udzielił wywiadu na kilka dni przed zbliżającą się 12 czerwca wizytą premiera Japonii Shinzo Abe w Iranie. W trakcie tej wizyty doszło do ataku na dwa tankowce w cieśninie Ormuz. Celem ataków był norweski MT Front Altair, pływający pod banderą Wysp Marshalla i japoński Kokuka Courageous. Sekretarz stanu USA Mike Pompeo oskarża Teheran o ataki na tankowce. Iran zaprzecza, a szef MSZ apeluje do państw regionu o dialog.

Chiny. Zintensyfikowano prace nad rozwojem krajowej infrastruktury przesyłowej, w tym budowę gazociągów na trasie wschód–zachód. Będą one służyć do przesyłania także rosyjskiego gazu. W 2014 r. Gazprom i CNPC podpisały kontrakty na budowę dwóch gazociągów – Siła Syberii o przepustowości 38 mld m³/rok (źródło surowca: Wschodnia Syberia) i Siła Syberii 2, tj. Altaj, o przepustowości 30 mld m³/rok (źródło surowca: Zachodnia Syberia). Pekin poinformował, że jest zainteresowany zwiększeniem przepustowości gazociągu Siła Syberii, biegnącego ze Wschodniej Syberii do północno-wschodnim Chin, który będzie gotowy z końcem tego roku (poziom zaawansowania budowy wynosi 99%). Szefowa Gazpromu Export Elena Burmistrowa poinformowała, że Chiny chcą zwiększyć zakontraktowany wolumen gazu, który ma być słany Siłą Syberii. Warto przypomnieć, że już w 2015 r. minister energetyki Rosji Aleksander Nowak wzmiankował możliwość zwiększenia dostaw do 80 mld m³/rok.

CNPC ogłosiło z kolei, że zainwestuje w nowe magazyny gazu, by zwiększyć ich pojemność z 10 do 15 mld m³. Jest to odpowiedź na wezwanie rządu, by firmy miały zdolności magazynowe na poziomie 10% rocznej sprzedaży surowca. Rząd jeszcze z końcem ub.r. chciał osiągnąć zdolność do magazynowania 16 mld m³ gazu ziemnego, ale firmy niechętnie budują magazyny, ze względu na powolną stopę zwrotu inwestycji. Trzynasty 5-letni plan rozwoju przemysłu gazowego zakłada budowę magazynów w kavernach solnych i szcerpanych złożach gazu o pojemności 15 mld m³, by w 2030 r. osiągnąć zdolność do magazynowania 35 mld m³ gazu. Rezerwy te będą zapewniały podaż w okresie szczytowego zapotrzebowania. Rozwój infrastruktury i kubatury magazynowania mają także umożliwić zwiększenie importu LNG, który w latach 2017–2018 był ograniczony przez brak gazociągów i terminali.

Źródło: Oil&Gas Journal, WorldOil, OilPrice, LNG World News, AhvalNews, IranOilGas, Bloomberg, Foreign Policy, Rzeczpospolita, Reuters, Financial Times, Money and Market, Russia Business Today, The Sydney Morning Herald, PGNiG, Ithaca Energy, Gazprom Neft, Lukoil, Shell