

Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Grzegorz Makuch¹



Świat. W 2017 r. światowe dzienne zapotrzebowanie na ropę wyniosło 97,8 mln baryłek, co oznacza wzrost w stosunku do poprzedniego roku o 1,5 mln bbl.

W 2018 r. cena ropy na świecie jest prognozowana na ok. 60 USD za baryłkę ropy Brent i 55 USD za WTI. Szacunki są jednak uzależnione od wielkości produkcji ropy z łupków (m.in. w USA) i konsekwencji porozumienia pomiędzy OPEC i Rosją. Podane kwoty są medianą cen wskazanych przez 27 analityków, do których Bloomberg skierował ankietę. Powołując się na Goldman Sachs, Bloomberg informuje jednak, że kraje zrzeszone w OPEC, i nie tylko one, mogą wcześniej niż wielu ekspertów prognozującej pozbyć się nadwyżek ropy, a zatem możliwy będzie wzrost cen tego paliwa. Zrównoważenie się rynku ropy może nastąpić w połowie 2018 r., w wyniku konsensusu osiągniętego przez OPEC i Rosję, który pozwolił przedłużyć o 9 miesięcy umowę o cięcia produkcji ropy, pierwotnie zawartą do marca 2018 r. Wydłużenie terminu cięć produkcji do końca 2018 r. ma doprowadzić do likwidacji nadwyżki ropy na rynku. Z kolei Reuters informuje, że sekretariat OPEC w Wiedniu już pracuje nad scenariuszem produkcji po uregulowaniu się cen. Duże rozbieżności są wśród ekspertów odnośnie prognoz wydobycia ropy naftowej w USA. Energy Information Administration oszacowała przyszłoroczną produkcję w USA na 10 mln baryłek ropy dziennie i w sprawozdaniu za trzeci kwartał informuje, że amerykańskie spółki naftowe zabezpieczyły produkcję na 2018 r. w wysokości 1,2 mln baryłek dziennie po cenie średniej ważonej 49,63 USD. IHS Markit opublikował informacje na temat basenu permskiego, z którego uzyskano w 2017 r. rekordową ilość ropy – 815 mln baryłek, przekraczając tym samym rekord z 1973 r. (790 mln bbl). Pojawiają się jednak opinie, że do utrzymania przez kolejnych kilka lat światowej produkcji ropy i gazu na obecnym poziomie konieczne będzie odkrycie nowych dużych złóż. Sonia Mladá Passos – starszy analityk norweskiej firmy Rystad Energy – poinformowała, że 2017 r. był kolejnym rokiem, w którym na świecie odkryto rekordowo mało konwencjonalnych złóż ropy i gazu. Wskaźnik zastąpienia rezerwy tych surowców wyniósł tylko 11% (łącznie dla gazu i ropy). Analitycy Rystad Energy podkreślają, że w 2012 r. współczynnik zastąpienia wyniósł 50%, natomiast 100% po raz ostatni wyniósł w 2006 r. – głównie dzięki odkryciu gigantycznego złoża Gałkynysz w Turkmenistanie. Czołówkę krajów, w których w 2017 r. odkryto najwięcej zasobów węglowodorów, tworzą Senegal, Meksyk i Gujana. W Senegalu firma Kosmos Energy kontynuuje z sukcesem poszukiwania po odkryciu złóż

Yakaar i Teranga. W Meksyku Talos Energy odkrył złoża Zama i Ixachi, a w Gujanie ExxonMobil udokumentował złoża Payara, Turbot i Snoek. Tak mały współczynnik zastąpienia rezerw jest oczywiście także efektem utrzymujących się niskich cen ropy, które zmusiły branżę do cięć wydatków na poszukiwania. Jednak wskaźnik rezerw na poziomie 11%, wraz z podtrzymaniem decyzji państw OPEC i Rosji o utrzymaniu cięć produkcji ropy, może spowodować w 2018 r. wzrost cen czarnego złota.

Bank Światowy, chcąc wyjść naprzeciw postanowieniom Porozumienia Paryskiego z 2016 r., poinformował, że nie będzie finansował wydobycia gazu i ropy po 2019 r. Kontynuowane będzie natomiast wsparcie finansowe inwestycji małych i średnich w zakresie transportu i dystrybucji gazu do użytkowników końcowych oraz wytwarzania energii elektrycznej, zwłaszcza w rejonach dotkniętych energetycznym ubóstwem. Z uwagi na to, że w niektórych krajach gaz wciąż odgrywa ważną rolę w transformacji energetycznej i zarazem ma najniższy poziom emisji dwutlenku węgla spośród paliw kopalnych, Bank Światowy będzie wspierał gaz ziemny jako źródło energii wypierające węgiel i umożliwiające przejście na jej odnawialne źródła.

Międzynarodowy Fundusz Walutowy (MFW) prognozuje, że w ciągu najbliższych lat państwa bliskowschodnie odczują deficyt przychodów z produkcji ropy naftowej, który może osiągnąć 320 mld USD, przy cenie 50 USD za baryłkę ropy. Przy czym aż 160 mld USD tego deficytu ma przypaść Arabii Saudyjskiej, Zjednoczonym Emiratom Arabskim, Katarowi, Kuwejtowi, Omanowi i Bahrajnowi. Fundusz zachęca eksporterów z Bliskiego Wschodu do znalezienia nowego źródła dochodów. Warto jednak pamiętać, że już w 2015 r. MFW prognozował możliwe bankructwo Arabii Saudyjskiej, które miało nastąpić w ciągu 5 lat. Arabia Saudyjska i Zjednoczone Emiraty Arabskie usiłują ratować budżety poprzez wprowadzenie pięcioprocentowego podatku VAT, którego dotychczas w tych krajach się nie płaciło. Nade wszystko jednak rodzina Saudów zamierza w 2018 r. sprzedać kilka procent udziałów Saudi Aramco. Podczas wizyty w listopadzie ub.r. prezydent Donald Trump zaproponował królowi Arabii Saudyjskiej rozważenie wejścia Saudi Aramco na Nowojorską Giełdę Papierów Wartościowych lub NASDAQ. Londyn, Nowy Jork, Hong Kong, Singapur, Tokio i Toronto także zachęcają Saudów, by to na ich giełdach, poza arabską Tadawul, było notowane Aramco. Saudowie prawdopodobnie początkowo sprzedadzą 5% udziałów, co i tak przyniesie zysk oceniany na 100 mld USD, ponieważ Rijad szacuje wartość Saudi Aramco na 2 bln USD. Inni analitycy wskazują wartość od 1 do 10 bln USD. Spekuluje

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

się, że Chiny, będące drugim co do wielkości konsumentem ropy na świecie, zaktywizują swoje firmy (China Investment Corporation, Sinopec, PetroChina, Industrial and Commercial Bank of China, China International Capital Corporation) do kupna udziałów w Aramco. Może to zachęcić Saudów do wprowadzenia firmy na giełdę w Azji, gdzie nie napotka drobiazgowej kontroli dokumentów. Giełdowy debiut Aramco będzie równoznaczny z detronizacją dotychczasowego giełdowego lidera, Apple, wartego 550 mld USD. Aramco ma zapasy 261 mld baryłek ropy, czyli dziesięć razy większe niż amerykański gigant Exxon-Mobil.

Bliski Wschód. W 2019 r. Liban rozpocznie produkcję ropy i gazu na morzu – zapowiedział minister energii i wody Libanu Cesar Abi Khalil. Rząd dał zielone światło wierceniom poszukiwawczym w dwóch blokach koncesyjnych na Morzu Śródziemnym, w tym w bloku spornym z Izraelem. Minister, zgodnie z zapowiedzią, zatwierdził decyzję o przyznaniu koncesji na blok 4 i 9 konsorcjum składającemu się z Eni, Total i Novateku. Runda przetargowa była pierwotnie zaplanowana na 2013 r. Przeszło czteroletnie opóźnienie tej transakcji umożliwiło Cypru i Izraelowi dokładniejszą eksplorację dna morskiego. W tym czasie Izrael, Cypr, Grecja i Włochy rozpoczęły rozmowy na temat eksportu gazu. W lipcu 2017 r. rządy państw podpisały wstępną umowę (MoU) na budowę gazociągu podmorskiego East Med o długości 2100 km. Projekt gazociągu znajduje się na liście projektów wspólnego zainteresowania (Project of Common Interest, PCI). Gaz zostanie dostarczony z podmorskich złóż Leviatan, Tamar (Izrael) i Afrodyta (Cypr). Minister energii Izraela Yuval Steinitz powiedział, że złoża Leviatan to zaledwie czubek góry lodowej. Komisja powołana do oszacowania zasobów w wyłącznej strefie morskiej Izraela określiła je na 1 bln m³ gazu ziemnego. Surowiec miałby płynąć planowanym gazociągiem East Med z Izraela przez Cypr i Kretę do Grecji, a stamtąd gazociągiem IGI Poseidon do Włoch. Elio Ruggeri, szef IGI Poseidon, powiedział, że ze względu na nadpodaż gazu w Europie i jego niskie ceny inwestycja ta może zostać zrealizowana ok. 2025 r. Przepustowość gazociągu ma wynieść 20 mld m³ rocznie (inne źródła wskazują na 12–16 mld m³). Steinitz dodał, że jest także planowane porozumienie z Turcją i Egiptem. W listopadzie ub.r. włoska firma Eni rozpoczęła dwoma wierceniami poszukiwania gazu na Cyprze. Pierwszy otwór będzie wykonany w południowo-zachodniej części wyspy wspólnie z francuskim Total, drugi w południowo-wschodniej z koreańskim Kogas. Przy tej okazji prezes Eni Claudio Descalzi powiedział, że Cypr to naturalny most do Europy i niepowodzenia ich nie zniechęcają, bowiem firma odwierciła 11 otworów na wodach Egiptu i dopiero w 12 odwiercie odkryto złoża Zohr – największe udokumentowane dotychczas na Morzu Śródziemnym, dwukrotnie większe od izraelskiego złoża Leviatan. W grudniu 2017 r. Eni rozpoczęła produkcję ze złoża Zohr, w którym posiada 60% udziałów i jest jego operatorem. Rosyjski Rosneft z 30 procentami i BP PCL z 10 procentami są pozostałymi udziałowcami. Claudio Descalzi powiedział, że złoża to pozwolą uczynić Egipt eksporterem gazu.

USA. Departament Spraw Wewnętrznych po raz trzeci opóźnił publikację w Federalnym Rejestrze regulacji przygotowanych przez administrację Baracka Obamy, które mają na celu redukcję emisji metanu podczas produkcji ropy i gazu. Urzędnicy nowej administracji prezydenckiej twierdzą, że proponowane normy są zbyt rygorystyczne i byłyby nadmiernie uciążliwe dla przemysłu, dlatego zamierzają poddać je analizie. Szacunkowa wartość rocznej emisji metanu do atmosfery ma wynosić 330 mln USD. Jednak 8 firm o międzynarodowym zasięgu (BP, Eni, ExxonMobil, Repsol, Shell, Statoil, Total i Wintershall) zobowiązało się do redukcji emisji metanu w projektach gazowych i podpisało w tej sprawie „Zasady przewodnie”. Przedsiębiorstwa energetyczne zachęcają inne podmioty uczestniczące w łańcuchu dostaw gazu ziemnego – od producentów do konsumentów końcowych – do naśladowania. Zobowiązanie to zostało podjęte w ramach szeroko zakrojonych wysiłków przemysłu, zmierzających do utrzymania ważnej roli gazu w energetyce.

Prezydent USA Donald Trump mianował Kevina McIntyre’a na przewodniczącego Federalnej Komisji Regulacji Energetyki (Federal Energy Regulatory Commission, FERC), agencji regulującej przesył i hurtową sprzedaż energii, gazu i ropy. FERC kontroluje także projekty połączeń międzystanowych, terminali LNG i hydroenergetyki. Nominacja McIntyre’a przywraca agencji kworum i możliwość podejmowania decyzji. Przypuszcza się, że pierwszym zadaniem FERC będzie wsparcie branży węglowej i upadającej gałęzi energii atomowej.

Wysiłki D. Trumpa, by rezerwy Alaski umożliwiły USA dominację energetyczną, przyniosą umiarkowane rezultaty. Departament Spraw Wewnętrznych oferował sprzedaż koncesji węglowodorowych w National Petroleum Reserve Alaska o łącznej powierzchni 41 700 km². Jednak zainteresowanie firm wzbudziło zaledwie 7 bloków koncesyjnych o łącznej powierzchni 324 km², za kwotę 1,16 mln USD. Wszystkie oferty złożyły wspólnie ConocoPhillips i Anadarko Petroleum. Stowarzyszenia proekologiczne sprzeciwiają się rozszerzaniu obszaru wierceń na teren rezerwatu zlokalizowanego na zachód od Prudhoe Bay i na Arctic National Wildlife Refuge w północno-wschodniej Alasce (ANWR). Twierdzą przy tym, że administracja Trumpa usiłuje w ten sposób zrekompensować budżetowi federalnemu 1,5 bln USD, które w wyniku przeglądu legislacji podatkowej zostaną u przedsiębiorców. Nieprzypadkowo w największej od czasów prezydenta Ronalda Reagana zmianie podatkowej znalazł się zapis umożliwiający wiercenie w ANWR. Dyrektor Oil and Gas Association na Alasce powiedział, że do składania ofert zniechęciło prawo podatkowe – 7 razy zmieniane w ciągu ostatnich 12 lat. Wcześniej włoska firma Eni uzyskała zgodę na wykonanie czterech odwiertów w amerykańskiej części wód arktycznych na Morzu Beauforta. Wiercenia miały się rozpocząć w grudniu ub.r. ze sztucznej wyspy Spy – 3 km od Prudhoe Bay. Będą to pierwsze odwierty od czasu poszukiwań Royal Dutch Shell w 2015 r. na Morzu Czukockim. Zastój był spowodowany decyzją poprzedniego prezydenta USA Baracka Obamy, w której zakazano poszukiwań węglowodorów na Oceanie Arktycznym. Sekretarz spraw wewnętrznych Ryan Zinke poinformował w styczniu 2018 r., że National Petroleum Reserve-Alaska, Morze Beauforta i wy-

łączna strefa morska mogą łącznie zawierać 17,6 mld baryłek ropy. USGS podało, że na lądzie może znajdować się 8,7 mld baryłek ropy, w strefie morskiej zaś 8,9 mld bbl.

Negocjacje w sprawie nowego porozumienia Północnoamerykańskiego Układu o Wolnym Handlu (NAFTA) mogą doprowadzić do zniwelowania barier gospodarczych, co pozytywnie wpłynie na handel węglowodorami pomiędzy Kanadą, USA i Meksykiem, a także wprowadzi system budowy szybkich połączeń transgranicznych. Jednak negocjacje te mogą obrać odwrotny kierunek i doprowadzić do upadku układu. Karen Harbert, prezes US Chamber of Commerce Global Energy Institute twierdzi, że ten drugi scenariusz jest tylko taktyką negocjacyjną obroną przez administrację D. Trumpa. Zintegrowany energetycznie północnoamerykański rynek byłby odporniejszy na wstrząsy zewnętrzne i bez wątpienia mniej zależny od cen i niestabilnych źródeł, tym niemniej nie można wykluczyć, że prezydent Trump zrealizuje swoje groźby i rozpocznie proces wychodzenia USA z NAFTA, co pociągnęłoby za sobą ogromne konsekwencje nie tylko dla Ameryki Północnej. Eksperci podkreślają, że koszty związane ze współzależnością rynków energetycznych Meksyku, USA i Kanady są znacznie mniejsze niż ryzyko wynikające z izolacji. Pod koniec stycznia zakończyła się szósta, z siedmiu planowanych rund negocjacyjnych pomiędzy Kanadą, USA i Meksykiem.

26 stycznia 2018 r. Departament Skarbu USA opublikował listę osób i firm objętych sankcjami w związku z konfliktem na Ukrainie i rosyjską okupacją Krymu. Na liście tej, opracowanej przez Departament Kontroli Aktywów Zagranicznych w Departamencie Skarbu USA (OFAC), znajduje się 21 osób i 9 firm zaangażowanych w przekazanie na Krym 4 turbin gazowych wyprodukowanych przez Siemens, w tym m.in. Jewgienij Grabczak, Andrej Czerezow i Witkor Perewalow oraz firmy Technopromexport LLC i PJSC Power Machines. Lista zawiera także nazwiska osób piastujących stanowiska ministrów w samowolnych republikach okupujących część Ukrainy. Sankcjami objęto także osoby powiązane z eksportem węgla z terytorium kontrolowanego przez separatystów oraz rosyjską firmę Evro Polis, świadczącą ochronę syryjskich pól naftowo-gazowych w zamian za 25-procentowe udziały w wydobyciu. OFAC zidentyfikował także 12 spółek, w których Surgutnieftgaz ma 50% udziałów. Firmy te zostały dodatkowo wciągnięte na listę sankcji sektorowych z 2014 r. Steven T. Mnuchin, sekretarz Departamentu Skarbu USA, poinformował, że nowe sankcje są elementem wywierania presji na Moskwę, by ta wypełniła swoje zobowiązania wynikające z porozumień mińskich. Podkreśla także, że są one spójne z decyzją UE z grudnia 2017 r., przedłużającą sankcje nałożone na Rosję. W wyniku sankcji wprowadzonych przez USA jakkolwiek własność osób lub firm objętych karą, znajdująca się na terytorium lub pod jurysdykcją USA, jak i interesy prowadzone w ich imieniu, muszą zostać zablokowane. Sankcje nie dotyczą projektu Nord Stream 2, co jest warte odnotowania w świetle wizyty sekretarza stanu USA Rexa Tillersona w Polsce i spotkań z najważniejszymi przedstawicielami Polski, podczas których omawiano także kwestie energetyczne, projekty dywersyfikacji dostaw surowców do Europy i połączeń międzysystemowych. Sekretarz stanu USA podczas swojej wizyty w Warszawie powiedział, że Polska i Stany Zjednoczone są przeciwne budowie Nord Stream 2, który podko-

puje bezpieczeństwo i stabilność energetyczną Europy, zapewniając Rosji jeszcze jedno narzędzie upolitycznienia energetyki.

Dania. Duński Møller-Mærsk zapowiedział wspólne inwestycje z Royal Dutch Shell na Morzu Północnym, mające na celu wydłużenie cyklu produkcyjnego złoża Tyra – największego gazowego złoża Danii na Morzu Północnym, którego produkcja miała zostać wygaszona w 2018 r. Jednak Total, przejmując w sierpniu 2017 r. firmę Møller-Mærsk za 7,45 mld USD, podjął decyzję o inwestycji w intensyfikację produkcji z tego złoża. Koszt tej inwestycji wyniesie 3,4 mld USD. Møller-Mærsk, zarządzając złożem Tyra, reprezentuje konsorcjum Danish Underground Consortium (Shell, Chevron). Prezes Møller-Mærsk Gretchen Watkins powiedziała, że produkcja ze złoża Tyra zostanie wstrzymana w listopadzie 2019 r. i ponownie uruchomiona w 2022 r., gdy zostanie zakończona przebudowa infrastruktury wydobywczej. Dzięki tej operacji Total stanie się drugim co do wielkości producentem na Morzu Północnym, a Dania regionalnym hubem gazowym dla operacji w Danii, Norwegii i Holandii.

Francja. Francuski parlament uchwalił prawo zakazujące poszukiwań i produkcji ropy i gazu od 2040 r. Ustawa wchodzi w życie w styczniu 2018 r., na jej mocy nowe koncesje na poszukiwanie i wydobycie węglowodorów nie będą wydawane, a obowiązujące nie będą już przedłużane. Jest to jednak niewiele znaczący gest, bowiem krajowa produkcja węglowodorów stanowi 1% francuskiej konsumpcji. Zarazem warto przypomnieć, że Total nabył akcje duńskiego koncernu Møller-Mærsk.

Niemcy. BASF i LetterOne podpisały list intencyjny w sprawie połączenia swoich przedsiębiorstw naftowo-gazowych. W grudniu 2017 r. ogłosiły, że rozważają połączenie spółek córek: Wintershall Group i DEA Deutsche Erdöl AG. Po połączeniu firma miałaby się nazywać Winteshall DEA i byłaby jedną z największych w Europie firm poszukiwawczo-wydobywczych. Jeśli transakcja dojdzie do skutku to w Wintershall DEA nastąpi podział udziałów: 67% dla BASF i 33% dla LetterOne. Dyrektor połączonej firmy będzie wskazany przez BASF, a zastępca przez LetterOne. W najbliższych miesiącach firmy mają rozpocząć negocjacje. Transakcją ma nie być objęty pion transportu gazu firmy Wintershall, który zostanie wydzielony i następnie przekazany w postaci akcji do BASF, zwiększając tym samym pulę akcji tej firmy w połączonej Wintershall DEA. W 2018 r. suma produkcji ropy połączonych firm może wynieść 590 tys. baryłek ekwiwalentu ropy naftowej (BOE). Potwierdzone rezerwy w złożach wyniosłyby po tym mariażu 15 mld BOE, a stosunek rezerw do produkcji – 10 lat. Warto przypomnieć, że DEA była częścią niemieckiej firmy RWE, która została sprzedana rosyjskiemu funduszowi Michaiła Fridmana LetterOne w marcu 2015 r. za 5,1 mld EUR. DEA miała koncesje w Niemczech, Norwegii, Danii, Egipcie, Algierii, Meksyku i Polsce. Ale to koncesje na Morzu Północnym, u wybrzeży Wielkiej Brytanii, przysporzyły największej trudności w procesie transakcji w 2015 r. Ostatecznie Brytyjczycy wymusili na LetterOne decyzję o sprzedaży aktywów na Morzu Północnym, po tym jak sekretarz energii Ed Davey zagroził cofnięciem

wszystkich koncesji wydobywczych RWE Dea na brytyjskich wodach Morza Północnego.

Norwegia. W 24 rundzie przetargowej Norwegia przedstawiła 102 bloki koncesyjne, z których 9 znajdowało się na Morzu Norweskim, pozostałe na Morzu Barentsa. 75 licencji przyznano 34 firmom, spośród 39 aplikujących. Wśród nich było konsorcjum składające się z Repsol Norge (operator, 61,111%), LOTOS Exploration and Production Norge AS (22,222%) i OKEA AS (16,667%), które przedłożyło rządowi Norwegii nowy projekt zagospodarowania złoża Yme. Pole Yme zostało odkryte w 1987 r. przez Statoil i było eksploatowane w latach 1996–2001, po czym zostało zamknięte z powodu spadku rentowności. Próbę rewitalizacji złoża podjęło konsorcjum z kanadyjskim operatorem Talisman Energy, jednak w wyniku wadliwej konstrukcji platformy nie doszło do uruchomienia produkcji. W 2015 r. Repsol, po przejęciu firmy Talisman Energy, został nowym operatorem złoża Yme. W planie zagospodarowania złoża założono wykorzystanie 9 istniejących odwiertów i wykonanie kolejnych 6. Rozpoczęcie prac ma nastąpić w 2020 r. i w ciągu 10 lat dać ekwiwalent 65 mln baryłek ropy. Konsorcjum będzie rozwijać produkcję ze złoża Yme przy użyciu nowego modelu głowicy wiertniczej. Koszt inwestycji, wraz z nową platformą, wyniesie 960 mln USD. Poprzednia platforma została usunięta i zełomowana, ponieważ w wyniku błędów konstrukcyjnych stanowiła zagrożenie. Istniejące rurociągi zostaną ponownie wykorzystane.

Z kolei konsorcjum VNG Norge AS (30%), Point Resources AS (45%) i Faroe Petroleum Norge AS (25%) przedłożyło projekt zagospodarowania złoża Fenja na Morzu Norweskim. Leży ono w odległości 120 km od Kristiansund. Jego wydobywalne zasoby są szacowane na ekwiwalent 100 mln baryłek ropy. Produkcja ma się rozpocząć w 2021 r. i jest planowana na 16 lat.

Norweski Urząd ds. Bezpieczeństwa Naftowego (Petroleum Safety Authority Norway) poinformował, że Eni Norge może przywrócić produkcję ze złoża Goliat. Eksploatację tego złoża rozpoczęto w 2016 r., jednak z powodu usterek aparatury czasowo wstrzymano.

Wielka Brytania. Mimo amerykańskich sankcji i klimatu niesprzyjającego rozwojowi współpracy z Rosją Wielka Brytania zamówiła w grudniu ub.r. ładunek gazu skroplonego z tego kraju. Władimir Putin osobiście nacisnął guzik, rozpoczynając ładowanie statku i inicjując tym samym pracę zakładu skraplającego Jamał LNG. Przy tej okazji powiedział, że terminal zapewni przyszłość Rosji i jej gospodarce. Jamał LNG należy do Novateku (50,1%), francuskiego Total (20%), chińskich CNPC (20%) i Funduszu Jedwabnego Szlaku (9,9%). Jego obecne moce skraplające to 10 mln t/r z możliwością zwiększenia ich do 16,5 mln t/r. Gaz pochodzi ze złoża Południowy Tambej, którego zasoby są szacowane na 926 mld m³. Tankowiec obsługujący Jamał LNG ma klasę arktyczną Arc7, co umożliwia mu pływanie przez cały rok bez pomocy lodolamaczy. Statek nazywa się Christophe de Margerie – na cześć byłego prezesa firmy Total, który zginął na lotnisku Wnu-kowo pod Moskwą w październiku 2014 r. Dostawa rosyjskiego gazu skroplonego miała trafić do Wielkiej Brytanii, gdzie skokowo wzrosło zapotrzebowanie na gaz. Był to efekt wzrostu cen energii w Anglii, spowodowanej wybu-

chem na węźle gazowym w Baumgarten w Austrii (12 grudnia 2017 r.) i równoczesną awarią rurociągu Forties na Morzu Północnym (11 grudnia). Podczas rutynowej kontroli rurociągów biegnących po dnie morza okazało się, że w strefie przybrzeżnej doszło do pęknięcia rury stanowiącej element rozległej infrastruktury Forties Pipeline System, łączącej Wielką Brytanię ze złożami ropy i gazu na Morzu Północnym. W wyniku awarii Apache Corp. czasowo wstrzymał produkcję ze złoża. INEOS, która kupiła Forties Pipeline od BP, zgodnie z zapowiedzią szybko uporała się z usterką. Mimo że amerykańskie sankcje nie były ukierunkowane na dostawy gazu, ale na dostęp Novateku do zachodnich rynków kapitałowych, tym niemniej transakcja zakupu LNG z Rosji spowodowała falę dyskusji w mediach angielskich. W jej efekcie Anglia odsprzedała gaz francuskiej firmie Engi, która przeładowała go na swój tankowiec i wysłała do USA (Nowa Anglia).

Gorącą atmosferę dyskusji toczącej się wokół dostawy gazu z Rosji podniósł sekretarz obrony Anglii Gavin Williamson, informując opinię publiczną z końcem stycznia br., że Rosja szpieguje dostawy energii do Wielkiej Brytanii. WB ma cztery nitki gazociągów, ropociągów i linii przesyłających energię elektryczną, których trasa biegnie po dnie morza. Wszystkie wymienione połączenia są poddawane analizie przez Rosję, która – według sekretarza obrony Wielkiej Brytanii: *bez użycia łodzi i lądowania na wybrzeżu może zadać wielki ból Wielkiej Brytanii [...], niszcząc gospodarkę, rozrywając infrastrukturę, powodując tysiące ofiar śmiertelnych i tworząc totalny chaos w kraju.* Były szef marynarki wojennej Wielkiej Brytanii Alan West powiedział, że jest absolutnie pewien, że Rosja szuka dojścia do infrastruktury krytycznej. Szef Narodowego Centrum Bezpieczeństwa Cybernetycznego Ciaran Martin poinformował, że już w ubiegłym roku Rosja przeprowadziła ataki na brytyjski sektor energetyczny.

Zmiany wprowadzone w angielskim systemie podatkowym zostały z zadowoleniem przyjęte przez branżę węglowodorową. Umożliwią one przekazanie części historii podatkowej związanej ze złożem kupującemu. Docelowo ma to zwiększyć roczne wpływy do budżetu o 70 mln funtów i wydłużyć produkcję z wybranych podmorskich złóż od 5 do 10 lat.

Rosja. W celu intensyfikacji wydobycia w latach 2018–2027 Rosneft wykona 2400 odwiertów w złożu Samotlora, co ma się przełożyć na produkcję 50 mln ton ekwiwalentu ropy. To gigantyczne złożo ropy zostało odkryte w Zachodniej Syberii w 1969 r. i od tego czasu wykonano w nim 19 000 otworów. Rosyjski rząd wyraził zgodę na obniżenie podatku wydobywczego o 600 mln USD w ciągu najbliższych 10 lat. Rosneft poinformował także, że wspólnie z BP będą rozwijać wydobycie ropy i gazu w Jamał-Nienieckim Okręgu Autonomicznym, ze złoża szacowanego na 880 mld m³ gazu. Rosneft ma w projekcie 51% udziałów, a BP 49%. W tym samym okręgu inna rosyjska firma – Novatek – uzyskała koncesję poszukiwawczą na 25 lat. Novatek szacuje, że w obszarze koncesji może się znajdować ekwiwalent 4 mld baryłek ropy.

Rosja wzmocnia współpracę z Iranem. Prezes Gazpromu Aleksiej Miller oraz wiceminister do spraw ropy naftowej i zarazem dyrektor National Iranian Oil Company (NIOC) Ali Kardor podpisali plan działań, w ramach którego

Gazprom zrealizuje: *studium koncepcyjne w odniesieniu do wdrażania zintegrowanych projektów w zakresie produkcji, przesyłu i przetwarzania węglowodorów, w tym petrochemii*. Gazprom i NIOC podpisały także porozumienie (memorandum of understanding) mające na celu wspólne prace nad zbadaniem możliwości realizacji projektów LNG w Iranie i w krajach trzecich, a także współpracę w poszukiwaniu i wydobywaniu węglowodorów w Iranie oraz w budowie gazociągu z Iranu przez Pakistan do Indii.

Afryka Północna. Włoska firma Eni, która posiada udziały w koncesji El Jadida, rozszerzyła swoją aktywność w Maroku, obejmując podmorską koncesję Tarfaya na wydobywanie ropy naftowej. W południowo-zachodniej Algierii konsorcjum utworzone przez Sonatrach (40%), Repsol (29,25%), Dea Deutsche Erdöl (19,5%) i Edison (11,25%) uruchomiło produkcję gazu z 4 spośród 6 złóż w kompleksie Reggane Nord. Członkowie konsorcjum zakładają, że produkcja ze złóż Azrafil Sud-Est, Kahlouche, Kahlouche Sud, Tiouliline, Sali i Reggane będzie prowadzona do 2041 r. Wykonano 23 odwierty poszukiwawczo-rozpoznawcze. Obecnie wydobywany surowiec pochodzi z 10 otworów produkcyjnych.

Chiny. W obszarze Xinjiang Uygur Chiny zaoferują w trzeciej rundzie przetargowej pięć koncesji poszukiwawczych w Basenie Tarim, obejmujących łącznie 9 tys. km². Oferenci muszą być zarejestrowani w Chinach, a ich aktywa muszą wynosić minimum 15 mln USD. W przeciwieństwie do poprzednich koncesji te będą wystawiane na okres 5 lat, a nie 3.

Brazylia. We wrześniu 2017 r. ExxonMobil i Petrobras nabyły wspólnie w 14 rundzie przetargowej Narodowej Agencji ds. Ropy Naftowej Brazylii 6 bloków koncesyjnych na szelfie. W listopadzie ub.r. operujące w Brazylii konsorcjum Libra Petrleo Brasileiro SA (Petrobras 40%, Total 20%, Royal Dutch Shell 20%, CNOOC 10%, CNPC 10%) ogłosiło uruchomienie produkcji z odkrytego w 2010 r. podmorskiego złoża Libra, usytuowanego w odległości 180 km od brzegu Rio de Janeiro. Obecnie uzyskuje się z niego 50 tys. baryłek dziennie i 4 mln m³ gazu. W grudniu Statoil ogłosił nabycie za 2,9 mld USD 25% udziałów w brazylijskim złożu Roncador, które zostało odkryte w 1996 r. Złoże to jest oddalone o 125 km od Rio de Janeiro i w całości należy do Petrobras. Z kolei 15 grudnia brazylijski Petrobras podpisał porozumienie z ExxonMobil dotyczące oszacowania możliwości współpracy we wszystkich sektorach łańcucha produkcji ropy i gazu w Brazylii i poza nią. Koncern ten przyjął na lata 2017–2021 strategię budowania sojuszy, skutkującą podziałem ryzyka, zwiększoną zdolnością inwestycyjną i rozwojem *know-how*.

Argentyna. Podczas piątej rundy przetargowej Statoil nabył koncesję Bajo del Toro Este w Argentynie, zajmującą ponad 133 km². Jako operator otrzyma on 90% udziałów, natomiast 10% przypadnie argentyńskiej firmie Gas y Petrleo del Neuquén. Koncesja Bajo del Toro Este graniczy z Bajo del Toro na zachodzie i obie zostały wytyczone w basenie Neuquén (zachodnia Argentyna). Statoil zobowiązał się do wykonania jednego odwiertu poszuki-

wawczego. Czteroletni okres obowiązywania koncesji będzie liczony od 2018 r.

Australia. Wydobywanie gazu z łupków jest bezpieczne dla środowiska i ludzi pod warunkiem ścisłego przestrzegania i skrupulatnego egzekwowania norm środowiskowych i dobrych praktyk wiertniczych. Taka konkluzja znalazła się w 466-stronicowym raporcie, który został opublikowany po rocznych badaniach prowadzonych przez 10-osobowy zespół interdyscyplinarny. Badania rozpoczęto w grudniu 2016 r., po wdrożeniu przez władze Terytorium Północnego Australii moratorium na szczelinowanie. W ciągu roku sporządzono cząstkowe raporty dotyczące wpływu szczelinowania na wodę, grunt, emisję gazów cieplarnianych, zdrowie publiczne, rdzenną ludność, jej kulturę i gospodarkę. Autorzy sprawozdania podkreślają, że żadna działalność nie jest pozbawiona ryzyka, którym to jednak można zarządzać dzięki przestrzeganiu odpowiednich standardów. Wskazują na zasadność gromadzenia danych dotyczących środowiska przed rozpoczęciem wydobywania gazu z łupków, potrzebę przestrzegania światowych norm inżynierskich odnośnie budowy, konserwacji i likwidacji odwiertów, a także rozwój i wdrażanie nowych technologii. Według autorów dokumentu niezbędne jest prowadzenie kompleksowego monitoringu i raportowanie procesu wydobywania gazu z łupków w czasie rzeczywistym, wraz z publiczną kontrolą udostępnianych danych, a także zapewnienie niezależności organu regulacyjnego tak, by agencja odpowiedzialna za wydobywanie nie była powiązana z organem regulacyjnym. W odniesieniu do wód podziemnych autorzy raportu stwierdzają, że nie ma zagrożeń dla zdrowia, bowiem metan w wodzie w stężeniu 10–28 mg/dm³ jest nietoksyczny. Mając jednak na uwadze troskę o środowisko i zdrowie komisja rekomenduje, by wydobywanie gazu z łupków poprzedzono przygotowaniem numerycznego modelu przepływu wód podziemnych. Firmy wydobywcze powinny monitorować stan wód w lokalnych zbiornikach, zwłaszcza w czasie szczelinowania. Zużyta płuczka i zwierciny powinny być przetrzymywane w zamkniętych zbiornikach, a nie przygotowanych do tego otwartych basenach. Ewentualne baseny z płuczką należy wyścielić geomembraną uniemożliwiającą infiltrację płynów do podłoża. Zespół ekspercki stwierdza na koniec, że ocena i monitoring powinny być prowadzone w całym cyklu produkcji, przy czym prace poszukiwawcze i rozpoznawcze mogą być rozpoczynane równolegle z procesem gromadzenia danych i przygotowywaniem oceny środowiskowej. W raporcie skupiono się głównie na basenie Beetaloo, ponieważ jest to najbardziej prawdopodobny obszar występowania gazu w formacjach łupkowych w Australii. Rozwój wydobywania w tej strukturze jest planowany na 5–10 lat. Raport na temat środowiskowych aspektów wydobywania gazu z łupków w styczniu był konsultowany, a w marcu ma być przyjęty przez rząd.

Źródła: U.S. Energy Information Administration, Energy Voice, Oil&Gas 360, Natural Gas World, Oil&Gas Journal, PennEnergy, BOE Report, Upstream, Bloomberg, BBC News, Rosneft, Novatek, Rystad Energy, IHS Markit, Reuters, BASF, DEA Group, LetterOne, Financial Times, BBC, US Department of Treasury, Norwegian Petroleum Directorate