

## Aktualia ropnej i gazu ziemnego

Grzegorz Makuch<sup>1</sup>



**Regresja w finansowaniu branży węglowodorowej.** W 2017 r. Bank Światowy ogłosił wstrzymanie po 2019 r. finansowania projektów węglowodorowych, z wyjątkiem inwestycji w branżę gazowniczą w najuboższych państwach. Europejski Bank Odbudowy i Rozwoju przyjął natomiast w ub. roku program wspierania transformacji energetycznej

i zawęził pulę kredytów na poszukiwania ropy naftowej i gazu ziemnego.

We Włoszech senat uchwalił ustawę wstrzymującą na 18 miesięcy wszelkie poszukiwania węglodorów na terenie tego kraju. W tym czasie ministerstwa gospodarki i środowiska oceniają zasadność wydawania nowych koncesji pod kątem zrównoważonego rozwoju. W ocenie będą brane pod uwagę aspekty środowiskowe, społeczne i ekonomiczne, a odnośnie obszarów morskich zostanie uwzględnione rybołówstwo i interes społeczności przybrzeżnej.

Francuski parlament podjął w ub. roku decyzję o całkowitym wstrzymaniu po 2040 r. poszukiwań i produkcji węglodorów na terenie Francji. Od stycznia 2019 r. nie są już wydawane nowe koncesje, a przyznane dotychczas nie są przedłużane.

Rząd Hiszpanii przyjął w 2018 r. ustawę wstrzymującą pomoc publiczną dla branży węglodorowej, w tym na rzecz eksploatacji gazu z łupków, i nie będzie przyznawał nowych koncesji poszukiwawczych na terenie Hiszpanii. Od 2050 r. system energetyczny kraju ma w pełni bazować na energii z tzw. źródeł odnawialnych. W lutym br. rząd w Madrycie przedstawił politykę energetyczno-klimatyczną do 2030 r. Zakłada ona zainwestowanie 115 mld USD w rozwój energii ze źródeł odnawialnych, których udział w portfelu energetycznym kraju ma osiągnąć 74%. Hiszpania skoncentruje się głównie na rozwoju wiatraków i fotowoltaiki. Większość kopalń węgla już zamknięto, a do 2035 r. Madryt wycofa się z produkcji energii jądrowej i zamknie 7 elektrowni (w latach 2021–2030, koszt 266 mld USD).

Wielka Brytania zapowiada, że od 2040 r. 85% energii elektrycznej będzie wytwarzać z gazu i odnawialnych źródeł energii. BP prognozuje, że do tego czasu zapotrzebowanie na energię wzrośnie o jedną trzecią.

W kontekście zmian zachodzących w energetyce warto odnotować deklarację Michaela Bloomberga, który ogłosił, że nie będzie kandydował na urząd prezydenta USA w 2020 r., ale dołoży wszelkich starań, by wzmocnić oddolne inicjatywy zmierzające do tego, by Stany Zjednoczone jak

najszybciej odeszły od ropy naftowej i gazu ziemnego na rzecz stu procentowo czystej energii.

**Wielka Brytania.** Produkcja ropy naftowej i gazu ziemnego wzrosła w ub.r. o 4% i wyniosła 1,7 mln boe/d (ekwiwalent energii uzyskanej z baryłki ropy naftowej), przy czym wydobycie ropy naftowej wyniosło 1,09 mln b/d i w stosunku do poprzedniego roku wzrosło o 8,9%. Rob Watts z Oil & Gas Authority (OGA) podkreśla, że jest to sukces, odwrócono bowiem niekorzystny trend ostatnich lat i osiągnięto najwyższy poziom wydobycia ropy od 2011 r. Jednak produkcja gazu wyniosła w ub.r. 610 tys. boe/d, oznacza to spadek o 3,5% w stosunku do 2017 r. Kierownictwo OGA poinformowało także, że nowe złoża, jak np. Glendronach (odkryte przez Total) i Glengorm (odkryte przez CNOOC), pozwalają optymistycznie patrzeć na dalsze prognozy, mimo że wpływy do budżetu państwa do 2024 r. będą o 600 mln GBP niższe, niż planowano. Pierwotnie zakładano, że w latach 2018–2019 wpływy te wyniosą 1,5 mld GBP, a w latach 2019–2020 – 1,9 mld GBP. Teraz zakłada się, że w obu okresach wyniosą one 1,1 mld GBP. Kanclerz skarbu Philip Hammond tłumaczy tę różnicę spadkiem ceny baryłki ropy naftowej.

W Wielkiej Brytanii w dalszym ciągu są prowadzone poszukiwania złóż węglodorów w formacjach łupkowych. W toku tych prac firma INEOS wielokrotnie podnosiła kwestie zbyt rygorystycznych przepisów odnośnie drgań sejsmicznych, które obligują firmy poszukiwawcze do przerywania prac po przekroczeniu magnitudy 0,5 w skali Richtera. INEOS zaskarżył ten przepis do sądu i udało mu się odnieść pewien sukces. Sąd Najwyższy orzekł, że elementy polityki dotyczące szczelinowania hydraulicznego są niezgodne z prawem, bo rząd nie uwzględnił postępu nauki i rozwoju nowych technologii, zabrakło także odpowiednich konsultacji społecznych.

Poszukiwania niekonwencjonalnych złóż węglodorów kontynuuje również firma IGas Energy. Prowadzi ona prace wiertnicze w Nottinghamshire na obszarze koncesji Tinker Lane, gdzie drugim z trzech planowanych otworów natrafiła na gaz w formacji łupkowej. Na obszarze koncesji Tinker Lane firma IGas pracuje wspólnie z INEOS, a na terenie koncesji Spring Road – z Total. IGas nie złożył jeszcze wniosku o pozwolenie na szczelinowanie.

**Norwegia.** Branża węglodorowa Norwegii – największa w Europie Zachodniej – będąca źródłem bogactwa kraju i stanowiąca zabezpieczenie Norweskiego Państwowego Funduszu Emerytalnego (NPF) o wartości 1 bln USD,

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

stoi w obliczu narastających pytań o przyszłość. W 2017 r. norweski bank centralny, zarządzający NPFE, wezwał rząd do zbycia aktywów węglowodorowych, które posiada ten fundusz. Bank podkreślał, że jest to decyzja czysto ekonomiczna, ponieważ 54% eksportu stanowią surowce, co przekłada się na 22% wpływów do budżetu państwa, a trend do spadku cen węglowodorów generuje ryzyko dla gospodarki i funduszu. NPFE posiada ok. 37 mld USD w postaci udziałów w przemyśle węglowodorowym, z czego 7,9–8,1 mld USD w wąsko wyspecjalizowanych firmach poszukiwawczo-wydobywczych, pozostała część środków jest ulokowana w zintegrowanych firmach energetycznych, aktywnych również w obszarze tzw. odnawialnych źródeł energii.

W ubiegłym roku rząd powołał komisję do przeanalizowania propozycji banku centralnego. W sierpniu ub.r. komisja wydała opinię, że zbycie przez NPFE udziałów w branży węglowodorowej byłoby błędem, bo procentowy udział tych aktywów w NPFE jest zbyt niski (3,7%), by miało to wpływ na stabilność funduszu emerytalnego. Jednak w marcu br. rząd Norwegii wydał zalecenie, by fundusz wycofał środki z branży węglowodorowej. Decyzja ta wymaga jeszcze zatwierdzenia przez parlament. Rząd wprowadził też dodatkowe kryterium, według którego fundusz ma zbywać udziały jedynie w tych firmach, które zajmują się wyłącznie wydobywaniem ropy naftowej i gazu ziemnego. Zatem decyzja ta nie dotyczy udziałów w zintegrowanych firmach energetycznych, jak BP, ExxonMobil, Royal Dutch Shell, Total czy Chevron. Bloomberg poinformował, że decyzja o zbyciu aktywów może dotyczyć 134–147 firm poszukiwawczych, w tym Anadarko Petroleum, Chesapeake Energy, Marathon Oil, Woodside, chińskiego CNOOC i angielsko-irlandzkiego Tollow Oil. Pod koniec ub.r. narodowy fundusz naftowy posiadał aktywa w 341 firmach, w tym m.in. 2,45% udziałów w Shell, 2,4% w Technip FMC, 2,31% w BP, 2,19% w SBM Offshore, 1,59% w Eni, 1,38% w Saipem, 1,18% w Keppel Corporation, 1,11% w Lukoil, 1% w ConocoPhillips, 0,99% w Chevron, 0,98% w Halliburton, 0,94% w ExxonMobil, 0,94% w Schlumberger, 0,83% w Petrobras oraz 2,02% w innych firmach. Minister finansów Siv Jensen powiedziała, że najprawdopodobniej firmy te dokonają dużych, przełomowych inwestycji w branży energii ze źródeł odnawialnych i perspektywa ta stała za decyzją o zachowaniu udziałów w tych konsorcjach energetycznych. Natomiast decyzja o sprzedaży aktywów w firmach ukierunkowanych jedynie na wydobywanie węglowodorów jest podyktowana chęcią zmniejszenia podatności narodowego funduszu na spadki cen ropy. Jednak, gdyby rząd w Oslo chciał rzeczywiście zmniejszyć ekspozycję gospodarki na wahania cen ropy, powinien rozważyć zbycie części swoich udziałów w Equinor, w którym posiada 67% bądź w Petoro, którego 100% należy do norweskiego rządu.

Z końcem ub.r. rozgorzała także dyskusja o ewentualnym podniesieniu opłat i danin dla branży węglowodorowej. W marcu EFTA Surveillance Authority z siedzibą w Brukseli, w odpowiedzi na skargę złożoną przez Bellonę, orzekła, że norweski system zezwalający firmom na odzyskanie części kosztów poniesionych z tytułu poszukiwań nie stanowi niedozwolonej pomocy państwa. System refundacji kosztów poniesionych z tytułu poszukiwania został wprowadzony w 2005 r. i skutecznie zintensyfikował prace prowadzone na szelfie.

Od kilku miesięcy w Norwegii toczy się także debata wokół moratorium na prace w obszarze Lofotów, Vesteraalen i Senja. Część Partii Pracy optuje za wprowadzeniem stałego zakazu prac poszukiwawczych w tej tzw. strefie LoVeSe. Teren ten został zamknięty dla prac eksploracyjnych w 2001 r., jednak branża węglowodorowa naciska na rząd, by wycofał się z czasowego moratorium. Zmiana polityki wobec tego regionu może zachwiać koalicją rządową. Aslaug Marie Haga – minister ds. ropy w Norwegii w latach 2007–2008 – apelowała, aby rząd zobowiązał się do stopniowego zmniejszania wydobywania ropy naftowej i gazu ziemnego w określonym terminie, tak jak uczyniły to Niemcy w obszarze energii jądrowej i węgla. *Norwegia powinna zasygnalizować światu, że przyszłość jest odnawialna* powiedziała Haga. Z kolei branża węglowodorowa zarzuca jej, że pełniąc funkcję ministra ds. ropy naftowej, wykazywała większe zainteresowanie wiatrakami niż wiertniami. Haga jest obecnie szefem firmy Global Crop Diversity z siedzibą w Niemczech. Jej słowa skomentowała norweska minister finansów Siv Jensen, która podkreśliła, że *przemysł węglowodorowy jest fundamentem narodowego bogactwa – w ub.r. wygenerował 29,2 mld USD wpływów do budżetu państwa, w tym roku przyniesie zaś wpływy w wysokości 33,5 mld USD*. Dodała, że *szaleństwem byłoby zamknięcie najważniejszej gałęzi gospodarki Norwegii w czasie, gdy świat domaga się coraz większej podaży energii*. Z kolei minister ds. ropy Kjell-Børge Freiberg zapowiedział przedłożenie w tym roku w przetargu aż 90 koncesji, w tym 48 na Morzu Barentsa, 37 na Morzu Norweskim i 5 na Morzu Północnym. Ma to znaczenie, bo dyskusje toczące się wokół branży węglowodorowej negatywnie przekładają się na zakres prowadzonych prac. Norweskie firmy węglowodorowe zredukowały wydatki na poszukiwania – w pierwszym kwartale br. wydały 26,4 mld NOK, zamiast planowanych 30,1 mld NOK. W całym 2019 r. firmy operujące w Norwegii zamierzają wydać na prace eksploracyjne 20 mld USD (172,7 mld NOK). Zatem wielkość wydatków będzie wciąż wyższa niż w roku ubiegłym (151,8 mld NOK). Rystad Energy i Wood Mackenzie ostrzegają jednak, że Norwegia odnotuje znaczący spadek produkcji ropy naftowej i gazu ziemnego od 2020 r., jeśli firmy nie zintensyfikują prac poszukiwawczych.

Arne Sigve Nylund, dyrektor ds. rozwoju produkcji w Equinor, poinformował, że firma zmaga się z niedoborem projektów typu greenfield na lata 2022–2025. Equinor realizuje dwa duże projekty, to jest Johan Sverdrup (na Morzu Północnym), będący w drugiej fazie, i Johan Castberg (na Morzu Barentsa). W tym czasie Equinor będzie realizować także trzy mniejsze projekty: Noaka na Morzu Północnym, który jest przedmiotem rozbieżnych wizji z Aker BP, projekt Peon na Morzu Norweskim, gdzie firma, by wydobyć 20 mld m<sup>3</sup> gazu, rozważa zastosowanie platformy bezzałogowej, i trzeci projekt, Grand (Grane Northern Area Development) – również na Morzu Północnym. Nylund uważa, że brak dużych, perspektywicznych projektów w Norwegii wymusi akwizycję poza Norwegią, by powstrzymać niekorzystny trend spadkowy. Nylund podkreśla zarazem, że Equinor ma ofensywną strategię eksploatacji na najbliższe lata i zamierza wiercić 20–30 otworów rocznie, by udokumentować nowe złoża. Niepokojącym symptomem przyszłości branży węglowodorowej w Norwegii są rozmowy pomiędzy Total, Royal Dutch Shell i BP.

Szef francuskiej firmy Patrick Pouyanne ujawnił, że firmy rozważają partnerstwo w celu usunięcia platform wiertniczych z Morza Północnego. Pouyanne podkreśla, że koszty operacji pójną mocno w górę, jeśli firmy zdecydują się zrobić to w tym samym czasie.

**Rosja.** Gazprom ukończył już budowę dwóch odcinków podmorskich Turkish Stream (o przepustowości 31,5 mld m<sup>3</sup>/r) i prowadzi budowę odcinków lądowych. W marcu władze koncernu poinformowały o połączeniu dwóch nitek podmorskiego odcinka Turkish Stream z sekcją przybrzeżną. Gaz ma popłynąć tym gazociągiem z Rosji przez Morze Czarne do Turcji, Bułgarii, Serbii, Węgier i Austrii (węzeł w Baumgarten). Turkish Stream umożliwi Rosji rezygnację z Gazociągu Transbałkańskiego, biegnącego przez terytoria Ukrainy, Rumunii i Bułgarii (*Trans-Balkan Pipeline* – TBP). Gazprom już zapowiedział, że w styczniu 2020 r. zrezygnuje z przesyłania gazu przez TBP, a budowany na północy Nord Stream 2 pozwoli mu uniezależnić tranzyt gazu od Ukrainy. Warto dodać, że Gazprom rozważa utworzenie osobnej spółki, która zarządzałaby 50-kilometrowym odcinkiem Nord Stream 2 na terenie Niemiec. Jest to odpowiedź Rosji na zmiany w unijnej dyrektywie gazowej. Tym samym pozostałych 1200 km Nord Stream 2 nie podlegałoby jurysdykcji UE.

**Bulgaria.** Pod koniec lutego br. operator tranzytu gazu Bultransgaz wznowił przyjmowanie wniosków na budowę odcinka gazociągu Turkish Stream, biegnącego od granicy tureckiej do serbskiej. Czasowy przestój w realizacji tego projektu był spowodowany skargą na tego operatora, skierowaną do Komisji Ochrony Konkurencji przez bułgarską firmę Atomenergoremont w związku z faworyzowaniem rosyjskich firm. Dostawcą 300 tys. t rur do budowy gazociągu o długości 484 km będzie rosyjska firma Trubnaya Metallurgicheskaya, natomiast do przetargu na realizację projektu, wartego 1,4 mld EUR, przystąpiły już konsorcja z Włoch (Bonatti i niemiecki Max Streicher), Węgier (OT Industries Fovallalkozo i OT Industries KVV Kivitelezo, obie należą do MOL) i Arabii Saudyjskiej (Arkad Engineering & Construction i włoska Arkad-ABB). Rozstrzygnięcie konkursu ma nastąpić pod koniec marca. Preferowane mają być jednak firmy rosyjskie i nie tyle przez wzgląd na zysk, co ze względu na krótki termin realizacji gazociągu, który ma być oddany do użytku przed końcem br.

Minister ds. energii Bułgarii Temenuška Petkova zapowiedziała, że Sofia nie chce stracić statusu kraju tranzytowego i wpływów z tytułu przesyłania gazu. Dlatego rząd wspiera Bultransgaz w planach budowy nowego odcinka gazociągu. Petkova podkreśliła jednak, że projekt tego gazociągu wciąż nie został zatwierdzony przez KE, tym niemniej rząd w Sofii postępuje zgodnie z prawodawstwem UE i dlatego minister nie widzi żadnych powodów, dla których projekt miałby nie zostać zaakceptowany. Wystąpienie Petkovej odbyło się kilka dni po tym, jak Naftogaz oświadczył, że po wygaśnięciu obecnej umowy, obowiązującej do końca br., Gazprom nie zamierza kontynuować tranzytu gazu przez terytorium Ukrainy. Petkova swoją wypowiedzią nawiązuje także do słów premiera Rosji Dmitrija Miedwiediewa, który podczas dwudniowej marcowej wizyty w Sofii apelował o wsparcie rosyjskich starań w Brukseli o uzyskanie gwarancji dla odcinków będących przedłużeniem Turkish Stream. Z kolei urzędnicy

KE wyrazili obawę, że Sofia nadmiernie koncentruje się na ułatwieniu dostaw rosyjskiego gazu do Europy celem zagwarantowania sobie wpływów z opłat. Warto przypomnieć, że w ostatnich latach Bułgaria przesyłała średnio 15 mld m<sup>3</sup> rosyjskiego gazu/r, co przekładało się na 110 mln USD za tranzyt.

**Morze Śródziemne.** Poszukiwania węglowodorów są tu rozwijane intensywnie i z sukcesami. Na obszarze wód terytorialnych Izraela odkryto gigantyczne złoża Leviatan i mniejsze Tamar, a także średniej wielkości złoża MariB, Noa, Shimshon, Dalit, Karish i Doelphin. Grecki Energean Oil & Gas wykona w br. pierwsze odwierty w złożu Karish North i trzy otwory produkcyjne w Karish. Energean liczy na dobre wyniki poszukiwań, także w obszarze Karish East.

Na wodach terytorialnych Egiptu w marcu br. Eni odkryło nowe złożo Nour, oddalone 50 km na północ od półwyspu Synaj. W ostatnich latach włoska firma odkryła także duże złożo gazu Zohr (850 mld m<sup>3</sup>) i przystąpiła do intensyfikacji wydobywania z tego złoża (z 59 do 76 mln m<sup>3</sup>). Do kolejnej fazy (zwiększającej wydobywanie do 90 mln m<sup>3</sup>) Eni przystąpi, gdy Saipem ukończy konstrukcję kolejnego rurociągu złożowego. W ub.r. odkryto także złożo Noor, którego zasoby są określane na trzykrotnie większe niż zasoby złoża Zohr. Na początku br. włoskie Eni ogłosiło kontynuowanie prac na Noor. Firma Dana Gas (z Abu-Dhabi) wraz z włoskim Edison rozpoczną prace w morskich blokach koncesyjnych, a egipski Egas uzyskał dwie koncesje na poszukiwania w blokach przybrzeżnych i zobowiązał się wykonać 20 otworów. Prace te mogą przynieść kolejne ciekawe odkrycia. Egipt prowadzi także prace poszukiwawcze na lądzie. W 2015 r. włoskie Eni udokumentowało złożo gazu na terenie koncesji Melehia, na Pustyni Zachodniej. W lutym Egipt przeprowadził kolejną rundę przetargową, w ramach której przyznał koncesje na 12 bloków, w tym 5 koncesji otrzymało Royal Dutch Shell (3 lądowe, 2 morskie), 1 – ExxonMobil (tym samym amerykańska firma weszła do Egiptu) i również 1 – DEA.

Szeroko zakrojone prace doprowadziły w ostatnich latach do wzrostu produkcji gazu ziemnego i tym samym ubiegły rok był dla Egiptu punktem zwrotnym, gdyż kraj ten osiągnął gazową samowystarczalność. Dalszy wzrost własnej produkcji gazu ma na powrót uczynić Egipt eksporterem tego surowca. W celu zapewnienia odpowiednich zasobów tego gazu dla terminali LNG Egipt będzie go sprowadzać od sąsiadów. Tylko w ubiegłym roku Egipt podpisał umowę z Izraelem na dostawy 42 mld m<sup>3</sup> gazu ze złóż Tamar i Lewiatan (Noble Energy jest operatorem) i z Cyprzem na konstrukcję gazociągu, który umożliwi przesył gazu ze złóż Afrodyta i Kalipso.

Jednocześnie firmy posiadające udziały w terminalach eksportowych Idku i Damietta przystąpiły do rozbudowy infrastruktury. Brytyjsko-holenderski Shell, włoskie Eni i hiszpańska Union Fenosa będą beneficjentami z tytułu przejścia Egiptu na pozycję eksportera gazu. Firmy te zainwestowały w Egipcie w rozwój terminali LNG, ale wraz z rewolucją w 2011 r. musiały zamrozić swoje projekty. Obecnie Shell dostarcza niewielkich ilości gazu do terminalu Idku, którego możliwości wynoszą 7,2 mln t rocznie. Będzie jednak otrzymywał surowiec z egipskich złóż Zohr i Delta Deep Marine, których operatorem jest BP. W ub.r. z terminalu Idku wysłano 12 ładunków LNG, w br. ma ich być 30. Z kolei terminal Damietta, w którym większość

udziałów posiada konsorcjum Union Fenosa GAS (UFG – *joint venture* hiszpańskiej Naturgy i włoskiego Eni), ma wznowić produkcję w kwietniu br. Firmy posiadające udziały w terminalu oczekują wypłacenia przez Egipt odszkodowania w wysokości 2 mld USD, z tytułu utracenia przychodów na skutek wiosny arabskiej w 2011 r. W 2013 r. rząd ograniczył dostawy do terminalu i przekierował surowiec na rynek wewnętrzny. W postępowaniu arbitrażowym przed Bankiem Światowym Egipt został zobowiązany do wypłacenia rekompensaty.

W Egipcie rośnie zainteresowanie cypryjskim surowcem. Republika Cypru z sukcesami prowadzi prace poszukiwawcze na swoim terytorium. Oba kraje postanowiły w ub.r. zbudować gazociąg łączący cypryjskie zasoby (złoża Afrodyta i Kalipso) z egipskimi terminalami LNG. Na przeszkodzie stoi jednak Turcja, która kontroluje północną część wyspy. Cypr od lat 70. XX w. jest podzielony na południową Republikę Cypru, będącą pod wpływem Grecji, i Turecką Republikę Cypru Północnego. W ub.r. Turcja marynarka wojenna kilkakrotnie interweniowała, uniemożliwiając prowadzenie prac poszukiwawczych – także na wodach okalających południową republikę. W lutym ub.r. turecki okręt uniemożliwił firmom Eni i Total wykonanie kolejnych otworów w złożu Kalipso (blok 6). Jednak w marcu br. firmy poinformowały, że powrócą do prac i pod koniec tego roku wykonają pięć odwiertów w bloku 6. Z kolei w marcu br. turecki okręt marynarki wojennej interweniował, gdy poszukiwawczy statek Saipem 1200 przemieszczał się na obszar bloku 3, znajdujący się w strefie wyłącznych wód Republiki Cypru. Na tym obszarze, należącym do Eni i Korea Gas (80:20), zamierzano wykonać odwiert poszukiwawczy. Jednak okręt tureckiej marynarki wojennej uniemożliwił dopłynięcie statku do obszaru badań. W dalszej kolejności Eni zamierzała przeprowadzić wiercenia w bloku 8. Jednak z powodu braku infrastruktury przesyłowej zagospodarowanie złóż Afrodyta i Kalipso wymaga czasu, a postawa Ankary zwiększa ryzyko inwestycyjne.

Spór toczący się o surowce wokół Cypru usiłowali rozwiązać ministrowie spraw zagranicznych Włoch i Turcji, którzy spotkali się w połowie lutego, jednak nie osiągnęli konsensusu.

Sprawa relacji grecko-tureckich nabiera coraz większego znaczenia, bo na początku tego roku konsorcjum ExxonMobil i Qatar Petroleum (60:40) odkryło duże złożo gazu Glaukus (blok 10), którego zasoby są szacowane na 700–800 mln boe. Jak dotychczas jest to największe odkrycie na wodach Republiki Cypru. Analityk z Rystad Energy Palzor Shenga studzi jednak entuzjazm, ponieważ wydobycie ze złoża Glaukus może nie być uruchomione przez najbliższych 10 lat. Powód jest równie banalny jak w przypadku złóż Afrodyta i Kalipso – brak infrastruktury umożliwiającej eksport surowca. Także Robert Morris z Wodd Mackenzie uważa, że przejście do komercyjnego etapu nie będzie proste. Konsorcjum ExxonMobil i Qatar Petroleum nadal prowadzi prace badawcze i ekonomiczne studium projektu eksportowego. Jednak Rystad Energy i Wood Mackenzie zgodnie donoszą, że wielkość zasobów Glaukusa musiałyby być podwojona, by zapewnić rentowność terminalu. Dostawy surowca do tego potencjalnego terminalu eksportowego mogłyby pochodzić również z innych złóż znajdujących się w morskim obszarze Republiki Cypru, tj. ze złóż Afrodyta (Noble Energy, blok 12) i Kalip-

so (Eni i Total, 50:50, blok 6). Oba złoża mogą również służyć jako baza surowcowa egipskich terminali Idku i Damietta. W sprawę zaangażowały się USA i sekretarz stanu USA Mike Pompeo spotkał się z przedstawicielami Cypru, Egiptu i Izraela, które zdążyły już powołać do życia forum (Eastern Mediterranean Gas Forum – EMGF), nazywane Club Med. Mike Pompeo zachęcał swoich rozmówców, by włączyli się do budowy gazociągu East Med i sprzedawali swój surowiec na Starym Kontynencie.

Podczas CERA Week egipski minister Tarek El Molla wygłosił opinię, że wschodnia część Morza Śródziemnego może być prawdziwym zamiennikiem Morza Północnego. Izraelski minister Yuval Steinitz, nawiązując do tych słów, powiedział podczas tej samej konferencji, że: *Morze Północne jest już na skraju wyczerpania, niektóre obszary są już dojrzałe, inne zaczną się kończyć za 5 do 7 lat.* Warto jednak odnotować, że główna siedziba EMGF nie bez powodu została ulokowana w Kairze. Ponadto budowa gazociągu z Cypru do Egiptu kosztuje około 1 mld USD, a rurociąg East Mead to koszt 6–7 mld USD. W listopadzie lub grudniu zostanie uruchomione wydobycie ze złoża Lewiatan i podpisano już umowy na dostawy 12 mld m<sup>3</sup> do Jordanii i 15 mld m<sup>3</sup> do Egiptu.

**Kanada.** W styczniu 2019 r. rząd prowincji Alberta wdrożył limity ograniczające wydobycie ropy naftowej do 3,56 mln b/d, redukując je tym samym o 325 tys. b/d. Było to spowodowane brakiem możliwości eksportowych, narastających zapasów i w konsekwencji nadpodaży, prowadzącej do spadku cen surowca. Teraz rząd Alberty zapowiedział, że w maju podniesie dopuszczalne limity produkcyjne o 25 tys. b/d i o tę samą wielkość w czerwcu. Wcześniej rząd prowincji podniósł limity produkcyjne w marcu i kwietniu. Wśród ok. 300 producentów ropy naftowej, działających w Albercie, limity produkcyjne objęły 28 największych firm, jakie operują w Kanadzie.

**USA.** Od kilku miesięcy amerykańskie firmy dostarczające piasek do szczelinowania hydraulicznego odnotowują spadki cen tego surowca. Średnia cena sprzedaży piasku w IV kwartale wynosiła 58 USD za tonę i była niższa w stosunku do ceny z III kwartału o 6 USD. Na początku br. cena piasku do szczelinowania wciąż spadała i wynosiła ok. 30–35 USD za t. Obniżenie ceny tego surowca jest efektem mniejszego popytu na piasek i większej konkurencji na rynku jego dostawców. W 2014 r. kopalnie piasku w Wisconsin kontrolowały aż 75% rynku, a w 2020 r. będą kontrolować już tylko 34%.

Covia, gigant w branży piasku do szczelinowania, na początku br. zatrzymała produkcję w Voca, zmniejszając tym samym pozyskanie piasku o 1,6 mln t. Również w ub.r. Covia zredukowała produkcję, tak że sumaryczne cięcia wynoszą 4,9 mln t.

Pioneer Natural Resources zamknęła kopalnię piasku po gwałtownych spadkach ich cen i we wrześniu 2018 r. podpisała 15-letnią umowę z Silica na dostawy surowca. W styczniu 2019 r. firma US Silica zawarła umowę z rodzimą Chesapeake Energy na dostawę ponad 5 tys. t piasku i obsługę serwisową. Piasek będzie pochodził z kopalni San Antonio.

Kolejna amerykańska firma, Shale Support, nawiązała współpracę ze szwajcarską firmą transportową Fracht Group i będzie zapewniać proppant (podsadzka do szczelinowania)

dla projektów w formacji Vaca Muerta w Argentynie. Pierwszy statek z ładunkiem podsypki i sprzętem do wiercenia dotarł w połowie marca 2019 r.

Obniżenie kosztów materiałów eksploatacyjnych ma kluczowe znaczenie dla firm rozwijających wydobycie węglowodorów z formacji niekonwencjonalnych. Szef Schlumbergera Beate Schjølberg stwierdziła, że wyzwania związane z basenami i wydajnością mogą zagrozić eksploatacji permskiego basenu. By temu przeciwdziałać, firmy muszą opracować nowe technologie i lepiej rozumieć zachodzące procesy migracji gazu, płynów i piasku w zbiornikach pod ziemią, twierdzi B. Schjølberg. Dyrektor Halliburton Jeff Miller także uważa, że w najbliższych latach kluczowe znaczenie dla utrzymania produktywności basenów łupkowych będzie mieć technologia złożowa.

**Argentyna.** Trudna sytuacja ekonomiczna kraju zmusiła rząd do zaciągnięcia pożyczki w Międzynarodowym Funduszu Walutowym w wysokości 57 mld USD. W tej sytuacji prezydent Mauricio Macri podjął decyzję o stopniowym wycofywaniu subsydiów na produkcję gazu ze złóż niekonwencjonalnych. W pierwszej kolejności wstrzymano program wsparcia wydobywania gazu zacieśnionego (*tight gas*), a następnie zawężono system dopłat do eksploatacji gazu z formacji łupkowych. Negatywne skutki odejścia od polityki subsydiów odczuła firma Tecpetrol, która zmniejszyła prognozy inwestycyjne na br. z 2,3 mld USD do 1,8 mld w projekcie Fortin de Piedra, z którego uzyskiwano już 17 mln m<sup>3</sup> gazu dziennie. Konkurencja uważa, że Tecpetrol w zbyt dużej mierze polegał na subsydiach rządowych. Z kolei szef firmy Carlos Ormachea podkreśla, że cofnięcie przez administrację subsydiów jest naruszeniem praw nabytych. W opinii Ruaraidh Montgomery z Welligen Energy Analytics rządowy program dotacji był skutecznym narzędziem do rozwijania wydobycia węglowodorów ze złóż niekonwencjonalnych, ale padł on ofiarą własnego sukcesu, bo firmy znacznie szybciej rozwijały projekty niż zakładał to rząd. Wstrzymanie programu subsydiowania tego typu projektów wcale nie musi oznaczać ich końca, lecz stopniowe przechodzenie do pełnej rentowności. W najbliższych miesiącach rząd przeprowadzi kilka przetargów na rozbudowę infrastruktury umożliwiającej przesyłanie gazu z formacji łupkowych. Pierwszy gazociąg umożliwi transport gazu z formacji łupkowej Vaca Muerta do Buenos Aires. Koszt tej inwestycji, zwiększającej możliwości przesyłu surowca o 15–18 mln m<sup>3</sup>/d, wyniesie 800 mln USD. Drugi gazociąg, o przepustowości 22 mln m<sup>3</sup>/d, ma zastąpić sezonowy import gazu surowcem rodzimym – koszt budowy gazociągu wyniesie 1 mld USD.

W Argentynie firmy węglowodorowe od lat borykają się z dwoma problemami: dużymi wahaniami zapotrzebowania na gaz, sięgającymi 60 mln m<sup>3</sup> dziennie, i rządową kontrolą cen. Czyni to z Argentyny trudny do funkcjonowania obszar biznesowy. Rozwój krajowej infrastruktury przesyłowej wychodzi częściowo naprzeciw temu problemowi. Możliwość eksportu surowca może stymulować rozwój wydobycia gazu z formacji łupkowych. Argentyna ma połączenia rurociągowo z Chile, gdzie będzie mogła ulokować nadwyżkę gazu. Eksport do sąsiedniego kraju został wstrzymany 15 lat temu, a w okresach szczytowego zapotrzebowania to Chile słało gaz do Argentyny. Jednak zgodnie z decyzją rządu w Buenos Aires niebawem gaz

ponownie popłynie do Chile. Jednocześnie Pan American Energy, kontrolowana przez BP, rozważa budowę terminalu eksportowego.

Także firma Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF) będzie eksportować skroplony gaz i w tym celu podpisała już 10-letni kontrakt z belgijskim Exmarem na dzierżawę statku. Dyrektor YPF Daniel Gonzalez zapowiedział, że surowiec będzie ślany głównie do Azji, poza okresami szczytowego zapotrzebowania w kraju. Firma zamierza uruchomić terminal do eksportu LNG do 2025 r. Ambitne plany eksportowe są pokłosiem bardzo pozytywnych prognoz produkcyjnych YPF, która do 2023 r. chce zwiększyć produkcję ropy naftowej i gazu ziemnego o 150%. Główny nacisk położy na formacje Vaca Muerta, La Amarga Chica, Loma Campana i Bandurria Sur. Lista firm, z którymi YPF będzie współpracować w wymienionych projektach, jest imponująca: Chevron, Total, Exxon Mobil, Royal Dutch Shell, Petronas i Schlumberger. W projekcie Loma Campana, realizowanym z Chevronem, firmy zamierzają wykonać 300 odwiertów z 4–5 platform. YPF przekazał także dane odnośnie swoich prac w formacjach łupkowych. Powszechne stały się poziome sekcje wiertnicze o długości 2600 m i firma przygotowuje się do wykonywania poziomych odwiertów długości 3000 m. Koszt jednego etapu wiercenia horyzontalnego spadł z 1,2 mln USD w 2014 r. do 400 tys. USD w ub.r. W przeliczeniu na 1 boe koszt ten spadł do 11 USD w 2018 r., w porównaniu z 29 USD w 2015 r. Docelowo w 2023 r. YPF chce obniżyć ten koszt do 8 USD. Z kolei wydatki operacyjne w ub.r. wyniosły 78 USD za 1 boe (w 2015 r. 16 USD).

Jednak nie dla wszystkich firm prognozy są optymistyczne. Argentyńska firma Pampa Energia ponownie analizuje swoją inwestycję w Vaca Muerta i od wyników owej analizy uzależnia decyzję o ewentualnym kontynuowaniu prac. Z kolei Pluspetrol podjął już decyzję o odłożeniu w czasie dalszej inwestycji w rejonie La Calera. Także francuski Total wstrzymał prace na obszarze morskiej koncesji Fenix, znajdującej się nieopodal lądowej koncesji Cuenca Marina Austral. Na obszarze tej koncesji Total zamierzał w tym roku zainstalować bezzałogową platformę z trzema odwiertami o dopływie 10 mln m<sup>3</sup> gazu dziennie. Złożyło to wymagało zastosowania inhibitorów hydratów.

W opinii ministra ds. energii Gustavo Lopetegui Argentynę czekają dwa wyzwania: eksport lekkiej ropy z formacji Vaca Muerta i przetwarzanie gazu na energię elektryczną. Rząd spodziewa się rozpocząć eksport ropy w drugiej połowie br., bowiem produkcja zaczyna zbliżać się do krajowych zdolności rafineryjnych, wynosi już 80 tys. b/d i w ciągu kilku miesięcy ma osiągnąć 100 tys. b/d. Natomiast wytwarzanie energii elektrycznej z gazu jest próbą odpowiedzi na skokowe zapotrzebowanie na energię, zwłaszcza w sezonie zimowym. W tym celu rząd przyjął *Program zastąpienia importu gazu (na lata 2020–2023)*, w którym przesył gazu na potrzeby wytwarzania energii ma status priorytetowy, a wspomniane wcześniej nowe gazociągi są częścią składową tego programu. W projekcie udział biorą YPF, Pan America Energy, Tecpetrol, Total, Wintershall, Pampa i Pluspetrol.

*Źródła: Oil & Gas Journal, Upstream Online, BOE, Reuters, Rystad Energy, Wood Mackenzie, Norwegian Petroleum Directorate, Petoro, Equinor, Rzeczpospolita, Financial Times.*