

## Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Grzegorz Makuch<sup>1</sup>



**Hiszpania.** Rząd uruchomił program odchodzenia od paliw kopalnych i pozytywności od 2050 r. 100% energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii. W ramach tego planu nowe koncesje węglowodorowe nie będą już wydawane, a rząd począwszy od 2021 r. będzie dążył do instalowania każdego roku dodatkowych 3 tys. MW z OZE (wiatraki, solary).

Warto przypomnieć, że we wrześniu ub.r. Francja ogłosiła, że wycofuje się z wydobycia ropy i gazu od 2040 r. Jednak szef Międzynarodowej Agencji Energii Fatih Birol tonuje prognozy polityków i przypomina, że udział paliw kopalnych w globalnym miksie energetycznym wynosi 81%, tj. tyle samo co 30 lat temu. Birol podkreśla, że zapisy Porozumienia Paryskiego są możliwe do zrealizowania, ale wymaga to poważnego potraktowania tego dokumentu przez korporacje i rządy oraz wdrożenia zasadniczych zmian. Zarazem według IEA do 2030 r. gaz ma wyprzedzić węgiel i stać się drugim źródłem energii po ropie. A do 2040 r. popyt na gaz ma wzrosnąć o 50%. Z kolei Europejski Bank Odbudowy i Rozwoju (EBOiR) przyjął nową politykę i wykluczył możliwość przyznawania kredytów na rozwój produkcji energii z węgla oraz znacząco zawęził pulę na projekty poszukiwania i wydobycia ropy i gazu. EBOiR chce wspierać przemysł w transformacji energetycznej uwzględniającej zmiany klimatu.

**Wielka Brytania.** Rząd Walii poinformował, że po przeprowadzeniu konsultacji społecznych na temat szczelinowania hydraulicznego przedłuży, obowiązujące od 2015 r., moratorium na szczelinowanie i nie będzie przyznawał koncesji wnioskodawcom, którzy planują stosować tę technikę. Przedstawiciel organizacji Friends of the Earth (FoE) Bledlyn Lake powiedział, że to wspaniała wiadomość dla społeczności i dla naszej planety. Moratorium obowiązuje także w Szkocji, gdzie firma INEOS usiłowała dochodzić swoich praw na drodze sądowej. W toku sprawy firma wносиła zastrzeżenia odnośnie procesu administracyjnego i nadużycia ministerialnej władzy, a stroną pozwu były organy administracyjne. INEOS dowodził także, że kupiona koncesja stała się bezwartościowa po decyzji rządu o wprowadzeniu nowej polityki braku wsparcia dla rządzącego sektora gazu z formacji łupkowych. FoE, przy okazji interwencji prawnej INEOS, rozwinęło szeroką akcję informacyjną na temat wpływu szczelinowania na zdrowie i środowisko. Moratorium nie obowiązuje, co prawda, w Anglii, której rząd wydał pozwolenie na szczelinowanie dwóm firmom, IGas i Cuadrilla Resources. Jed-

nak Cuadrilla już czterokrotnie przerywała proces szczelinowania z powodu drgań ziemi (o magnitudzie od 0,3 do 1,5 w skali Richtera). Zgodnie z prawem firma jest zobowiązana przerwać prace, jeśli magnituda wstrząsu przekroczy 0,5. Cuadrilla wielokrotnie podkreślała, że norma ta jest zbyt rygorystyczna. Zarazem usiłuje dowieść, że w pełni szanuje prawo, dlatego przerywa szczelinowanie za każdym razem, gdy dojdzie do takich wstrząsów sejsmicznych. Z kolei brytyjska służba geologiczna poinformowała, że w rejonie Preston New Road, gdzie przeprowadzono szczelinowanie, odnotowano 43 drżenia o różnej magnitudzie (poniżej 0,5). Tom Wheeler z Oil & Gas Authority (OGA) podkreśla, że zdarzenia o małej magnitudzie są wywoływane także przez samochody ciężarowe. Dodaje też, że niski próg dopuszczalny, wymuszając przerywanie prac po przekroczeniu magnitudy 0,5, umożliwi monitorowanie ryzyka sejsmicznego. Francis Egan, szef Cuadrilla Resources, krytykuje skrajnie konserwatywne wskaźniki i, wraz z przemysłem, usiłuje przekonać regulatora do podniesienia górnego limitu magnitudy dopuszczalnego wstrząsu.

Trudności w prowadzeniu prac poszukiwawczych w formacji łupkowej nie pozostają bez wpływu na kondycję branży węglowodorowej. Spadki w wykonywaniu odwiertów w brytyjskiej części Morza Północnego są największe od 45 lat. W założeniu na 2018 r. firmy miały wykonać 12 otworów produkcyjnych i 11 rozpoznawczych. W rzeczywistości wykonano odpowiednio 9 otworów produkcyjnych i 6 rozpoznawczych. OGA usiłuje odwrócić niekorzystną tendencję w eksploracji morskich zasobów i oczekuje, że w przyszłym roku będzie to 18 odwiertów produkcyjnych i 19 poszukiwawczych. W połowie grudnia przedstawiciel OGA Nick Richardson powiedział, że w przyszłości regulator będzie bardziej kategorycznie podchodził do firm, które nie realizują planu wierceń lub nie wypełniają innych zobowiązań koncesyjnych. Zapowiedział także mniejszą przychylność wobec wniosków o wydłużenie czasu obowiązywania koncesji. Zauważył też, że globalny budżet na poszukiwania został zmniejszony o połowę w stosunku do 2014 r.

Z kolei Oil & Gas UK podało, że eksploatacja węglowodorów na Morzu Północnym spowodowała wzrost emisji gazów cieplarnianych. Emisja z tego źródła stanowi 3% całkowitej emisji gazów cieplarnianych wytwarzanej przez Wielką Brytanię, która wynosi 456 mln t. Podczas wydobycia węglowodorów infrastruktura zainstalowana na platformach wygenerowała 15,7 mln t gazów cieplarnianych w 2017 r. i 14,6 mln t rok wcześniej, poinformowało O&G UK w swoim raporcie na temat efektywności śro-

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

dowiskowej, uwzględniającym dwutlenek węgla, metan, podtlenek azotu i inne gazy. Dwutlenku węgla w emitowanych gazach w 2017 r. było 14,2 mln t, a w 2016 r. 13,1 mln t. Katie Abbott, dyrektor ds. środowiska w O&G UK i zarazem autorka raportu powiedziała, że w perspektywie kilku lat emisja gazów będzie spadać – wraz z wycofywaniem starszych technologicznie turbin i generatorów. W raporcie są podane także statystyki dotyczące awarii i np. w 2017 r. doszło do 451 wycieków ropy i chemikaliów do morza (łącznie 23 t, co stanowi 0,00003% całkowitej produkcji).

**Norwegia.** Rząd coraz bardziej skłania się do podjęcia decyzji o wprowadzeniu stałego moratorium na wiercenia w okolicy Lofotów. Wydobywanie węglowodorów z tego obszaru zostało zakazane w 2001 r. Równolegle jest prowadzona dyskusja nad nowym modelem opodatkowania eksploatacji złóż węglowodorów. Norweskie Ministerstwo Finansów dowodzi, że branża gazowo-naftowa uzyskuje każdego roku dotację w wysokości 1,07 mld USD. Jednak przedstawiciel Wood Mackenzie powiedział, że z powodu wysokiej stopy opodatkowania liczne projekty węglowodorowe w Norwegii stały się już nieopłacalne i istnieje ryzyko, że kolejne projekty zostaną zawieszane, jeśli opodatkowanie zmieni się na niekorzyść firm wydobywczych. Obecnie suma danin branży węglowodorowej wynosi w Norwegii aż 78%, na którą składają się podatek dochodowy od osób prawnych w wysokości 23% i specjalny podatek wynoszący 55%.

Warto przypomnieć, że w ramach strategii odchodzenia od paliw kopalnych norweski Statoil w maju 2018 r. zmienił nazwę na Equinor i podczas corocznej konferencji, zorganizowanej jesienią, zaskoczył zaproszonych gości, ponieważ nadspodziewanie mało uwagi poświęcił węglowodorom. Dyrektor firmy Eldar Saetre zapowiedział także utworzenie funduszu na rzecz ratowania lasów tropikalnych. W tym celu corocznie będzie wydzielać na subkontencie kwotę z tytułu emitowania dwutlenku węgla – będzie to kwota 10 mln USD, czyli 0,0015% dochodu netto spółki. Szef Equinor zwiualizował swoje wystąpienie krajobrazami wiatraków oraz latarni morskich i skupił się na tematach klimatu, emisji dwutlenku węgla i energii odnawialnej. Zapowiedział także zwiększenie inwestycji w energię słoneczną. W tym celu Equinor kupił za 82,4 mln USD 9,7% udziałów w Scatec Solar, norweskiej firmie skupionej na produkcji energii słonecznej. Equinor posiada już trzy morskie farmy wiatrowe w Wielkiej Brytanii i jest partnerem w niemieckim projekcie na morzu. Warto jednak odnotować stanowisko norweskiej komisji do spraw ryzyka klimatycznego, która dowodzi, że w przypadku wdrożenia na świecie bardziej ambitnej polityki klimatycznej i wskutek globalnego spadku zapotrzebowania na ropę Norwegia może stracić ponad 800 mld USD.

**Rosja.** Gazprom ukończył budowę pierwszego pływającego terminalu do importu LNG. Statek Marszałek Wasilewski dotarł do redy w Kaliningradzie 15 grudnia 2018 r. Jednostkę tę (typu FSRU) zbudowała w koreańskiej stoczni firma Hyundai Heavy Industries. Koszt budowy wyniósł 295 mln USD. Statek ten 11 listopada opuścił port Ulsan i pięć dni później zawinął do Singapuru, gdzie otrzymał pierwszy ładunek gazu. Jednostkę tę wyprodukowano na początku stycznia 2017 r., ale z powodu awarii jednego z kotłów regazyfikacyjnych przekazano ją Gazpromowi dopiero 31 października 2018 r. Roczne moce przerobowe statku, wynoszące 2,7 mld m<sup>3</sup>, w pełni pokrywają zapotrzebo-

wanie na dostawy do Kaliningradu, który rocznie zużywa 2,4 mld m<sup>3</sup> gazu. Dotychczas gaz do rosyjskiej eksklawy dostarczano gazociągiem Mińsk–Wilno–Kowno–Kaliningrad. Zresztą wciąż nie jest przesądzone, czy Gazprom w 2019 r. ograniczy przesyłanie surowca rurami, bo dla niego cena LNG może być wyższa niż koszt własnej produkcji gazu i opłaty tranzytowej, zwłaszcza że Gazprom wciąż nie jest w stanie zaopatrywać terminalu swoim surowcem. Gazprom buduje także zakład skraplania gazu w obwodzie leningradzkim, niedaleko stacji kompresorowej Portowaja, który ma zostać oddany do użytku na początku 2019 r. Moc produkcyjna tego zakładu – 1,5 mln t LNG (ok. 2 mld m<sup>3</sup>) – pokryłaby większość zapotrzebowania obwodu. Jednak aż do 2025 r. Gazprom jest związany z Litwą kontraktem na tranzyt 2,5 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie, a w październiku 2018 r. przedstawiciele koncernu zapowiedzieli zwiększenie w 2019 r. dostaw gazu szlakiem przez Białoruś i Litwę z 2,5 do 3,2 mld m<sup>3</sup>.

Eksperti podkreślają, że pływający terminal Marszałek Wasilewski nie stanowi konkurencji dla gazu przesyłanego gazociągiem Jamał–Europa, ani dla terminalu LNG w Świnoujściu, ale może stanowić konkurencję w sektorze bunkrowania statków. Jednak Polska rozważa możliwość rozbudowy terminalu w Świnoujściu o infrastrukturę do bunkrowania statków LNG. Także niemiecki projekt terminalu w Brunsbüttel (Szlezwik–Holsztyn), którego moce przerobowe mają wynieść 5 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie, obejmuje rozwój infrastruktury do bunkrowania.

**Ukraina.** Ukraiński Naftogaz złożył przed sądem federalnym w Nowym Jorku pozew przeciwko Gazpromowi. Naftogaz wciąż nie otrzymał od Gazpromu 2,6 mld USD zasądzonych przez sąd arbitrażowy w Sztokholmie. Kijów podjął w związku z tym próbę na rzecz windykacji długu i zajęcia aktywów Gazpromu w państwach UE. Jednak, zgodnie z przewidywaniami ekspertów, Rosyjska firma zaczęła realizować transakcje przez spółki córki, co skutecznie utrudniło Naftogazowi proces windykacji. Pozew przed sądem amerykańskim ma umożliwić ukraińskiej firmie zlokalizowanie przepływów finansowych Gazpromu. Sąd zobowiązał już do przekazania Naftogazowi informacji bankowych od GLAS Americas, Deutsche Bank Trust Company Americas i Bank of New York. GLAS może mieć informacje o akcjach szwajcarskiej spółki Nord Stream 2, w Deutsche Bank Trust CA Gazprom posiada rachunek, a trzeci z wymienionych banków zarządza depozytami Gazpromu i ma informacje o ostatnich operacjach Gazpromu i jego holenderskich spółek.

**Rumunia.** Spółka córka austriackiego OMV – OMV Petrom – odkryła gaz ziemny i kondensat ropny na głębokości 4317 m. Firma poinformowała, że ze względu na istniejącą już infrastrukturę produkcja z nowego złoża może być uruchomiona nawet w 2018 r. Firma podkreśla też, że większość złóż w Rumunii odkryto wiele lat temu i są to złoża dojrzałe, w związku z czym OMV inwestuje w poszukiwania.

**Azerbejdżan.** Dwie duże amerykańskie firmy, Exxon-Mobil i Chevron, zamierzają sprzedać wszystkie aktywa nabyte w Azerbejdżanie. Exxon spodziewa się pozyskać 2 mld USD za sprzedaż swoich udziałów (6,8%) w Azeri–Chirag–Gunashli (ACG) na Morzu Kaspijskim, a także w ropociągu Baku–Tbilisi–Ceyhan (2,5%). Chevron zapowia-

da sprzedaż udziałów w ACG (9,57%) i w rurociągu Baku–Tbilisi–Ceyhan (8,9%). Obecnie ropociągami zawiaduje konsorcjum, do którego należą BP 30,1%, SOCAR 25%, Chevron 8,9%, Equinor 8,71%, TPAO 6,53%, Total 5%, Eni 5%, Itochu 3,4%, ExxonMobil 2,5%, Inpex 2,5% i ONGC 2,36%. Jeśli potwierdzą się informacje o wycofaniu się ExxonMobil i Chevronu z Azerbejdżanu, będzie to oznaczać kres 25-letniego zaangażowania amerykańskich firm w tym kraju. ExxonMobil brał udział w tworzeniu przemysłu naftowego Baku po upadku ZSRS i nabył udziały w złożu ACG w 1994 r. Chevron kupił udziały w 2005 r., poprzez akwizycję amerykańskiej firmy Unocal. Kontrakt z 1994 r. określano wówczas mianem umowy roku, która miała zapewnić Europie zasoby ropy i zmniejszyć europejską zależność od Rosji. Początkowo w projekcie udostępniania złoża ACG uczestniczyło 5 amerykańskich firm: Exxon, Amoco, Unocal, Pennzoil i McDermott. Ostatnio, oprócz ExxonMobil i Chevronu, udziały w eksploatacji złoża ACG posiadały BP (30,4%) i SOCAR (25%). Złoże to wciąż stanowi duże źródło dostaw ropy naftowej – w pierwszej połowie 2018 r. wydobywano z niego 600 tys. baryłek dziennie. Exxon prawdopodobnie sprzeda udziały brytyjskiej BP lub SOCAR. Już w ubiegłym roku mówiło się, że będą potrzebne znaczące nakłady finansowe na rzecz utrzymania wielkości produkcji – szef BP Bob Dudley wskazał nawet kwotę 40 mld USD. Również w ubiegłym roku ExxonMobil, mimo trudności w osiągnięciu konsensusu co do warunków produkcji, przedłużył umowę o 33 lata – do 2050 r. Z kolei SOCAR zwiększył swoje udziały z 11,6% do 25%, co także budziło obawy pozostałych udziałowców. Warto przypomnieć, że w listopadzie br. Baku podpisało z Moskwą umowę na import 1 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie do 2020 r. Z kolei w grudniu br. SOCAR podpisał umowę z Honeywell UOP, zapewniającą technologię i prace modernizacyjne w rafinerii Hejdar Alijew w Baku. Honeywell UOP nie ujawnił wartości umowy ani terminu zakończenia prac nad projektem, wiadomo jednak, że firma ma usprawnić procesy, by zwiększyć produkcję paliwa spełniającego normy Euro 5, a także dotyczące paliwa lotniczego. Moce przerobowe rafinerii mają wzrosnąć ze 120 do 156 tys. b ropy naftowej/d.

**OPEC+.** Podczas grudniowego spotkania państwa zrzeszone w Organizacji Krajów Eksportujących Ropę Naftową podjęły decyzję o redukcji wydobycia. Dzienna produkcja ropy naftowej ma ulec zmniejszeniu o 1,2 mln baryłek, z czego na OPEC przypadnie 800 tys., a na kraje niezrzeszone 400 tys. baryłek. Największej redukcji ma dokonać Arabia Saudyjska, która notuje najwyższe wydobycie – w listopadzie 2018 r. było to 11,1 mln b/d. Z państw niezrzeszonych znaczącą ilość zredukuje Rosja – minister energetyki Aleksander Nowak zapowiedział zmniejszenie produkcji o 2% w stosunku do października 2018 r., co oznaczałoby spadek o 228 tys. baryłek dziennie. Limity będą obowiązywać od 1 stycznia 2019 r. przez 6 miesięcy. Z redukcji są zwolnione Iran, Libia i Wenezuela. Ta ostatnia zмага się ze spadkiem produkcji. W grudniu 2018 r. prezydent Wenezueli Nicolás Maduro poinformował, że Rosja zainwestuje 5 mld USD w branżę węglowodorową. W listopadzie dzienna produkcja ropy wyniosła 1,17 mln baryłek. Maduro szuka wsparcia na Kremlu i w tym celu udał się do Moskwy, gdzie spotkał się z Władimirem Putinem. W grudniu 2018 r. Maduro potwierdził pla-

nowane już wcześniej wprowadzenie od 2019 r. kryptowaluty Petro. W walucie tej będą rozliczane transakcje sprzedaży ropy. Prezydent Wenezueli nie ukrywa, że jest to spowodowane chęcią odejścia w transakcjach od dolara amerykańskiego. Z kolei Międzynarodowy Fundusz Walutowy podał, że w 2018 r. inflacja w Wenezueli wyniosła 1 370 000%.

**Irak.** W grudniu 2018 r. sekretarz USA ds. energii Rick Perry wezwał Irak do zmniejszenia importu gazu z Iranu. Podczas wizyty w Bagdadzie zachęcał Irak do zintensyfikowania współpracy z firmami amerykańskimi w celu osiągnięcia niezależności energetycznej. Sekretarz stanu mówił, że USA i Irak mogą wspólnie rozwijać iracki przemysł naftowo-gazowy i już czas, by Bagdad porzucił swoją zależność od mniej wiarygodnych narodów. Irak był jednym z państw, które uzyskało czasowe (45-dniowe) wyłączenie spod amerykańskich sankcji nałożonych na Iran. Bagdad jednak podkreśla, że potrzebuje dwóch lat, by import gazu z Iranu zastąpić własną produkcją. Rick Perry nie sprecyzował, czy Waszyngton zgodzi się na przedłużenie wyłączenia Iraku spod regulacji uniemożliwiających import węglowodorów z Iranu. Irański gaz zapewnia produkcję 50% energii elektrycznej w Iraku. Amerykański sekretarz stanu apelował też o ukrócenie korupcji i zmniejszenie biurokracji dla zagranicznych inwestorów w Iraku. Zapewnił, że USA są gotowe wesprzeć rozwój poszukiwań gazu ziemnego w Iraku, ale nie finansowo. W spotkaniu tym, zorganizowanym przez Amerykańską Izbę Handlową, wzięli udział przedstawiciele 52 firm.

**Katar.** W grudniu ogłoszono, że z dniem 1 stycznia 2019 r. Katar opuści OPEC i tym samym zakończy swoje 57-letnie członkostwo w tej organizacji. Minister energii Saad Sherida al-Kaabi powiedział, że do 2023 r. Katar zamierza zwiększyć produkcję skroplonego gazu ziemnego z 77 do 110 mln t rocznie i realizacja tej ambitnej polityki wymaga skoncentrowania wysiłków. Inny przedstawiciel Kataru powiedział, że kraj nigdy nie był znaczącym producentem ropy i dlatego Doha dąży do skupienia swych wysiłków na rozwoju branży błękitnego paliwa. Dla Lynn Morris-Akunyemi z WoodMackenzie opuszczenie OPEC przez Katar nie jest niespodzianką. Podkreśla ona, że kraj ten ma najniższą produkcję ropy na Bliskim Wschodzie, na poziomie 600–650 tys. baryłek dziennie, co stanowi 2% produkcji OPEC.

**Kanada.** Branża węglowodorowa zмага się z niską ceną ropy, co wynika z nadpodaży spowodowanej brakami w infrastrukturze eksportowej. Poprzedni rząd Stephena Harpera zaakceptował projekt budowy rurociągu Northern Gate, ale kolejny premier, Justin Trudeau, wstrzymał w 2015 r. jej realizację. Z kolei rozbudowa rurociągu Keystone XL (do USA) została zablokowana przez amerykański sąd z uwagi na potrzebę wykonania dodatkowych ocen wpływu inwestycji na środowisko. Budowa ropociągu, warta 8–8,5 mld USD, miała ruszyć w 2019 r. Kłopoty z eksportem surowców nabrzmiały w listopadzie 2017 r., kiedy na terytorium Dakoty Południowej doszło do awarii ropociągu Keystone, którym Kanada przesyła ropę do USA. Wyłączenie tego ropociągu z użytkowania zmusiło prowincję Alberta do pełnego wykorzystania powierzchni magazynowej i przyczyniło się do powstania ponad 30 USD

różnicy pomiędzy ceną baryłki ropy amerykańskiej a kanadyjskiej. Tak duża różnica kursu powstała pomimo decyzji Alberta o wprowadzeniu 20-procentowych cięć w produkcji. Beneficjentem tej sytuacji przez kilka miesięcy były USA, zwłaszcza rafinerie, które sprowadzały ropę po niższej cenie i uzyskiwały wyższą marżę na przeróbce taniego produktu.

W maju br. rząd Justina Trudeau ogłosił decyzję o wykupieniu za kwotę 4,5 mld CAD projektu ropociągu Trans Mountain, biegnącego z Alberta przez Kolumbię Brytyjską do zachodniego wybrzeża. Firma Kinder Morgan, właściciel projektu, przez długi czas zmagala się z trudnościami powodowanymi zarówno przez rząd Kolumbii Brytyjskiej, jak i społeczność lokalną. Rząd Trudeau, przejmując projekt, deklarował nadanie mu priorytetowego statusu i obiecywał doprowadzić do jego realizacji. Jednak we wrześniu 2018 r. federalny sąd apelacyjny stwierdził poważne błędy w ocenie oddziaływania ropociągu Trans Mountain na środowisko, przygotowanej przez ogólnokrajowy organ ds. regulacji rynku (National Energy Board) i dlatego projekt ten wciąż nie jest realizowany. Ponadto część amerykańskich rafinerii przechodzi właśnie konserwacje, a potencjał kanadyjskich rafinerii jest niewystarczający (dzienna przeróbka ropy w Albercie to 0,5 mln baryłek) i sprawa nadpodaży ropy na rynku znowu nabrzmiewa. W odpowiedzi na tę sytuację rząd Alberta apelował do rządu federalnego o zgodę na zwiększenie przewozu ropy koleją. Premier Alberta Rachel Notley podjęła decyzję o wykupieniu pakietu 7 tys. cystern i 80 lokomotyw (każda może ciągnąć od 80 do 120 cystern) za kwotę 263 mln USD (dziennie przewiozą 120 tys. baryłek), a także o wdrożeniu zachęt do rozbudowy nowych rafinerii. Rodzi to jednak konflikt z farmerami, którzy dowodzą, że rząd uprzywilejował transport ropy kosztem przewozu zboża. Z kolei firmy Cenovus Energy i Canadian Natural Resources w listopadzie 2018 r. zaapelowały do premier Rachel Notley o wprowadzenie ograniczeń w wydobywaniu ropy, by zahamować spadki cen wywołane nadpodażą tego surowca w stanie Alberta. Prezes Cenovus Alex Pourboix podkreślał, że z powodu niskiej ceny za baryłkę budżet prowincji traci ok. 100 mln CAD dziennie, a długofalowymi konsekwencjami takiej polityki będą redukcja zatrudnienia i zniszczenie branży. Premier odpowiadała, że wśród firm nie ma zgodności co do zasadności planowanej redukcji – Husky Energy, Imperial Oil i Suncor Energy nie chcą takich ograniczeń, w związku z czym rząd prowincji szukał innych rozwiązań tego problemu. W listopadzie ub.r. cena kanadyjskiej ropy (Western Canadian Select) spadła do 13,46 USD za baryłkę, podczas gdy West Texas Intermediate kosztowała 56,49 USD (co dawało 43 USD różnicy między ceną w USA i Kanadzie). Na początku grudnia 2018 r. premier Notley podjęła decyzję o redukcji produkcji ropy w Albercie o 325 tys. baryłek, czyli o 8,7%. Decyzja będzie obowiązywać od 1 stycznia 2019 r. Skala redukcji ma być analizowana co miesiąc, a redukcja będzie obowiązywać do momentu, aż zapas 35 mln baryłek zostanie sprzedany. Rząd prowincji poinformował, że przyczynami redukcji są duży wolumen zapasów, trudności z eksportem i niskie ceny. Notley powiedziała, że obowiązek rozbudowy infrastruktury przesyłowej spoczywa także na rządzie federalnym, który od lat nie jest w stanie uporać się z tym zadaniem. Pod koniec 2019 r. ma być uruchomiony ropociąg Line 3 i dopuszczalne normy produkcji mają

wzrosnąć o 90 tys. baryłek dziennie. Ograniczenia w produkcji dotyczą tylko dużych firm, mali producenci (do 10 tys. baryłek dziennie) nie są nimi objęci. W grudniu 2018 r. rząd federalny ogłosił wsparcie branży węglowodorowej Alberta kwotą 1,6 mld CAD, na którą składają się 1 mld CAD z rządowej agencji wspierania eksportu (Export Development Canada), 500 mln CAD pomocy z banku (Business Development Bank of Canada) i 150 mln CAD z rządowych programów środowiskowych i funduszy innowacyjnych.

W marcu 2018 r. kanadyjski Bank of Nova Scotia alarmował, że dalsze opóźnienia w konstrukcji rurociągów przesyłowych (Keyston XL, rozbudowa Trans Mountain i Line 3) doprowadzą do zmniejszenia wpływów do budżetu Kanady o 15,6 mld USD rocznie. Straty te mogą być mniejsze (7–10 mld USD/rocznie), jeśli zostanie rozwinięty zastępczy transport koleją, informował wówczas bank. Na początku 2018 r. rząd Trudeau, by rozwiązać problem braku infrastruktury przesyłowej, zdecydował się powołać Canadian Energy Regulator, który miał odpowiadać za rozwój infrastruktury, zwłaszcza spornych konektorów łączących prowincje, ale zabrakło chętnych do utworzenia tej nowej instytucji. Po raz ostatni rząd Alberta wprowadził redukcję limitów produkcji ropy 38 lat temu, gdy premierem Kanady był Elliott Trudeau, ojciec obecnego premiera. Na kondycję branży węglowodorowej w Kanadzie wpływa także podatek od emisji dwutlenku węgla. Rząd Justina Trudeau, kierując się troską o środowisko i klimat, wprowadził opłatę za emisję CO<sub>2</sub> na poziomie 7,7 USD, a następnie podniósł ją do 37,5 USD od 2022 r. Trzy prowincje postanowiły zaskarżyć decyzję rządu w Ottawie.

**USA.** Dzienna produkcja ropy w 2018 r. była wyższa niż w 2017 r. i mogła wynieść nawet 10,88 mln baryłek. Byłaby to najwyższa dzienna produkcja w historii USA. Dotychczasowy rekord z 1970 r. wynosił 9,6 mln b/d. Optymistyczne szacunki wskazują także, że w 2019 r. dzienna produkcja wyniesie 12,06 mln b/d. Jest to efekt sukcesu wydobywania węglowodorów z formacji łupkowych. Zarazem warto pamiętać, że w 2018 r. dzienne zapotrzebowanie na ropę w USA wyniosło 20,48 mln b/d, a wg prognozy na 2019 r. będzie wynosić 20,81 mln b/d. Zdaniem Międzynarodowej Agencji Energii w 2026 r. USA mają przejść na pozycję eksportera energii. USA są importerem energii od 1953 r., ale oczekuje się, że już w przyszłym roku będą trzecim co do wielkości eksporterem LNG na świecie, o czym informuje amerykański departament energii. Komunikat ten pojawił się na dzień przed wysłaniem pierwszego ładunku LNG z terminalu Corpus Christi w Teksasie, należącym do Cheniere (firma nie ujawniła informacji, kto jest nabywcą ładunku gazu). W 2019 r. mają być uruchomione terminale Cameron LNG w Luizjanie i Freeport LNG w Teksasie.

**Australia.** Rząd stanu Australii Zachodniej uchylił zakaz szczelinowania hydraulicznego, jednak zgodę na wykonanie takiego zabiegu wyraził tylko w granicach dotychczas wydanych koncesji poszukiwawczo-wydobywczych, które pokrywają zaledwie 2% terytorium Australii Zachodniej. Tym samym na obszarze 98% stanu *de facto* wciąż będzie obowiązywało moratorium na szczelinowanie. Zgodnie z nowym rozporządzeniem opłata koncesyjna za eksploatację niekonwencjonalnych złóż gazu ziemnego wzrośnie o 10% i będzie wynosić tylko samo, co

w przypadku złóż konwencjonalnych. Zarazem opłaty pozyskane z eksploatacji niekonwencjonalnych złóż węglowodorów zostaną przeznaczone na rozwój pozyskiwania energii ze źródeł odnawialnych. Częściowe zniesienie moratorium nastąpiło po upublicznieniu raportu podsumowującego roczne badania nad bezpieczeństwem procesu szczelinowania hydraulicznego. Wyniki badań wykazały, że ryzyko związane ze szczelinowaniem jest niewielkie, o czym poinformował premier Australii Zachodniej Mark MacGowan. Premier podkreślił, że raport obliguje firmy do uzyskania zgody na szczelinowanie od właścicieli ziem, na których ma być przeprowadzany ten zabieg. Raport zaleca także wprowadzenie zakazu szczelinowania w promieniu dwóch kilometrów od domostw, a także ujęć wody pitnej.

**Chiny.** Rząd zaaprobował 3 nowe projekty pozyskiwania metanu z pokładów węgla przez 3 firmy – AAG (z Hong Kongu), Fortune (z Londynu) i G3 Exploration (wcześniej znaną jako Green Dragon). Całkowity koszt inwestycji ma wynieść 1,45 mld USD. Bloki znajdują się w środkowej części prowincji Shanxi i szacunkowo zawierają 39 mld m<sup>3</sup> wydobywalnych zasobów metanu. Firma G3 Exploration wraz z China National Petroleum Corp. wykona 232 otwo-

ry, Fortune – 218, a AAG (wspólnie z CNPC) – 1342 otworów (łącznie firmy wykonają 1792 otwory). By zachęcić firmy do zwiększenia wydobycia gazu z pokładów węgla, rząd zwiększył wsparcie finansowe z 0,2 do 0,3 juana za metr sześcienny. W listopadzie 2018 r. rząd wskazał Zhang Jianhu – byłego wiceprezesa PetroChina – na stanowisko szefa Narodowej Administracji Energetycznej. Po raz pierwszy w historii stanowisko to obejmie osoba z branży węglowodorowej, a nie z klucza politycznego.

**Nigeria.** Prawnicy reprezentujący rząd złożyli w Londynie pozew przeciwko Shell i Eni, w związku z umową koncesyjną z 2011 r. Pozew ten, wystawiony na kwotę 1,1 mld USD, dotyczy pola naftowego OPL 245. Odnośnie tego pola toczy się już jeden proces przed sądem w Mediolanie, w którym obecni i byli pracownicy Shell i Eni są oskarżeni o przekazanie środków pieniężnych spółce kontrolowanej przez Dan Etete, ministra ds. ropy w latach 1995–1998. Rząd w Abudży twierdzi, że środki przekazane Etete powinny były trafić do skarbu państwa.

*Źródła: IEA, EIA, Oil & Gas Journal, Oil and Gas Newsletter, PAP, PortalMorski.pl, SOCAR Midstream, Reuters, Rzeczpospolita, Upstream online, WNP.pl*