

Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Grzegorz Makuch¹



Spór rosyjsko-ukraiński. Szefowie *Naftogazu* i *Gazpromu* spotkali się w Brukseli w październiku 2019 r., by przy wsparciu KE ustalić warunki tranzytu rosyjskiego gazu przez Ukrainę do państw UE, gdy po 1 stycznia 2020 r. wygaśnie dotychczasowa umowa. Jednak jedynym odnotowanym postępowaniem w tych rozmowach był czas spotkania, które

trwało 80 minut, to jest dwukrotnie dłużej niż wrześniowe rozmowy trójstronne. Po spotkaniu zorganizowano konferencję, podczas której minister energetyki Rosji Aleksander Nowak obwinił Ukrainę za nieprzygotowanie do rozmów i brak wdrożenia unijnych regulacji dotyczących sieci gazociągów. Dodał, że Ukraina opublikowała w *Urzędowym Kurierze* nową metodę obliczania opłat za przesyłanie gazu, jednak nie przedstawiła oficjalnego tłumaczenia tego dokumentu na język angielski.

Płaszczyzn sporu pomiędzy firmami jest kilka. *Naftogaz* domaga się zwrotu 2,5 mld USD zasądzonych przez trybunał arbitrażowy w Sztokholmie. *Gazprom* proponuje rozliczenie tej kwoty w ramach dostaw rosyjskiego gazu na Ukrainę za cenę, jaka obecnie jest oferowana Białorusi. Kijów jednak nie chce łączyć kwestii zasądzonych odszkodowań z rozmowami dotyczącymi kupna rosyjskiego gazu. Kolejnym polem do dyskusji jest sama umowa tranzytowa. KE proponuje, by był to 10-letni kontrakt na tranzyt 40–60 mld m³ gazu rocznie (w ub.r. *Gazprom* przesłał przez Ukrainę 87 mld m³, w tym roku 73,3 mld m³), z kolei *Gazprom* obstaje przy rocznym kontrakcie na tranzyt.

W listopadzie 2019 r. pojawił się jeszcze jeden punkt sporny – *Naftogaz* złożył w sądzie arbitrażowym pozew przeciwko *Gazpromowi*, tym razem na kwotę 12 mld USD. Dotyczy on naruszeń wolumenu przesyłanego gazu w 10-letnim kontrakcie, zawartym w 2009 r. Mniejszy wolumen przesyłanego gazu niż zapisany w kontrakcie, który właśnie wygasa, przełożył się na niższe zyski z tytułu tranzytu. Ponadto w listopadzie br. sąd w Sztokholmie oddalił apelację *Gazpromu* w sprawie opłaty za gaz nieodebrany od 2014 r. (klauzula bierz lub płać) – w kwocie 56 mld USD i 24 mld USD odsetek. Kijów nie zapłaci także za gaz dostarczony do regionu zajętego przez rosyjskich separatystów. Sąd nie zgodził się również na indeksowanie cen gazu do ropy z półrocznym opóźnieniem i potwierdził prawo Ukrainy do eksportu zakupionego gazu (klauzula przeznaczenia).

Kolejne spotkanie przedstawicieli Komisji Europejskiej, *Gazpromu* i *Naftogazu* odbyło się w listopadzie. Poprzedziło je 6 listopada br. spotkanie szefa *Gazpromu* Aleksieja Millera i przedstawiciela *Naftogazu* Jurija Witrenko ze specjalnym wysłannikiem rządu Niemiec Georgem Grafem Waldersee, szefem *Scope SE & Co. KGaA*. Firma *Scop*

pe specjalizuje się w ratingach kredytowych i analizie funduszy, a także w ocenie i monitorowaniu ryzyka inwestycyjnego. Podczas tego roboczego spotkania A. Miller przedłożył warunki dalszych rozmów z *Naftogazem*, zmierzających do przedłużenia umowy tranzytowej. *Gazprom* oczekuje zrzeczenia się roszczeń zasądzonych przez sąd arbitrażowy i zakończenia postępowania sądowego pomiędzy *Gazpromem* i *Naftogazem* w sprawie realizacji umowy tranzytowej. Rosyjska firma oczekuje także, że Ukraina unieważni decyzję agencji antymonopolowej i zrezygnuje z dochodzenia odszkodowania w związku z wykorzystaniem przez *Gazprom* pozycji monopolisty na ukraińskim rynku gazowym. Miller przypominał również o wdrożeniu przepisów unijnych zakładających rozdział właścicielski. Jurij Witrenko zapewnił, że nie ma przeszkód, by *Gazprom* podpisał nową umowę z operatorem ukraińskich gazociągów *Ukrtransgaz*, bo pod koniec października ukraiński parlament uchwalił ustawę znoszącą zwierzchność *Naftogazu* nad *Ukrtransgazem*, który teraz podlega bezpośrednio rządowi. W połowie listopada br. szef *Gazpromu* wysłał list do prezesa *Naftogazu* (oraz jego kopie do komisarza Maroša Šeřčoviča i ministra energii Ukrainy Ołeksija Orzela), w którym zaproponował przedłużenie o rok umowy na tranzyt gazu. Propozycję tę uwarunkował jednak anulowaniem wzajemnych roszczeń, cofnięciem decyzji ukraińskiej komisji antymonopolowej o ukaraniu *Gazpromu* za nadużycia i anulowaniem przez *Naftogaz* petycji do KE o wszczęcie postępowania przeciwko *Gazpromowi*. Czasu na rosyjsko-ukraińskie rozmowy o przesyłaniu gazu jest coraz mniej także za sprawą decyzji Danii odnośnie budowy *Nord Stream 2*.

Nord Stream 2. Pod koniec października br. duńska agencja energetyczna wydała długo oczekiwane pozwolenie na budowę morskiego odcinka gazociągu *Nord Stream 2*, przebiegającego przez morską strefę ekonomiczną Danii. Zezwolenie obejmuje odcinek o długości 147 km, na południowy wschód od wyspy Bornholm i tym samym *Gazprom* może przystąpić do ukończenia budowy *Nord Stream 2* o przepustowości 55 mld m³ gazu rocznie. Zgodnie z przepisami Danii, decyzję można jeszcze zaskarżyć. Dlatego prace zostaną podjęte za miesiąc, gdy decyzja się uprawomocni. Budowa brakującego odcinka potrwa 3–5 tygodni, rury są przechowywane w Mukran na niemieckiej wyspie Rugia. Kopenhaga długo opierała się politycznej presji ze strony Moskwy. W październiku br. Władimir Putin stwierdził, że mała Dania ryzykuje utratę suwerenności pod ogromną presją ze strony USA, które naciskają na rząd Danii, by ten nie dopuścił do powstania *Nord Stream 2*. Ostatecznie Dania nie tylko wyraziła zgodę, ale wybrała

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

najkrótszą trasę spośród opcji zaprezentowanych przez *Gazprom*, co Putin przyjął z zadowoleniem.

Część ekspertów uważa, że decyzja Danii rozwiązała obawy związane z możliwym niedoborem gazu w Europie Zachodniej w I kwartale 2020 r. Natomiast prezes *Naftogazu* Andriej Kobolew zgodę Kopenhagi na budowę odcinka *Nord Stream 2* ocenił jako zwiększenie prawdopodobieństwa braku porozumienia odnośnie tranzytu rosyjskiego gazu przez terytorium Ukrainy do UE. Poza tym uważa on, że Kijów powinien wdrożyć europejskie regulacje dotyczące rynku gazu, by lepiej chronić odbiorców gazu na Ukrainie przed monopolistycznymi praktykami *Gazpromu*. Na tym etapie budowy gazociągu *Nord Stream 2* decyzja Danii była kluczowa.

Równolegle holendersko-brytyjska firma *Royal Dutch Shell* lobbowała w amerykańskim Kongresie na rzecz *Nord Stream 2* i niewprowadzania kolejnych sankcji wobec projektu. Jeśli rozpatrywany projekt nowych sankcji wejdzie w życie, to będzie on miał wpływ na wszystkie firmy zaangażowane w projekt, w tym *Shell* – napisał w komentarzu do informacji Cederic Cremers, regionalny dyrektor *Shell* na terytorium Rosji. Dodał, że firma z szacunkiem apeluje do ustawodawcy, by nie wprowadzał on tych sankcji.

Tymczasem na początku listopada br. niemiecki Bundestag niespodziewanie odrzucił projekt ustawy wdrażającej unijną dyrektywę gazową. Dyrektywa ta, przyjęta z końcem maja br., rozciąga przepisy trzeciego pakietu energetycznego (*third party access* – TPA) na gazociągi podmorskie. TPA zakłada, że firmy handlujące gazem, takie jak *Gazprom*, nie mogą bezpośrednio zarządzać gazociągami ani uzyskać wyłączności na całą przepustowość rury. Oznacza to, że *Gazprom* na własne potrzeby mógłby zarezerwować 50% mocy przesyłowych gazociągu, a reszta mocy byłaby przyznawana na aukcjach. Unijna dyrektywa z maja 2019 r. nie obejmuje gazociągów podmorskich, których budowa została ukończona przed 23 maja 2019 r. Ten właśnie zapis został zmodyfikowany w projekcie ustawy implementacyjnej, przygotowanym przez niemiecki rząd i przedłożonym Bundestagowi do głosowania. W rządowym projekcie słowo *ukończone* zmieniono na *trwające*, co pozwoliłoby gazociąg *Nord Stream 2* wyjąć spod jurysdykcji unijnej dyrektywy gazowej, implementowanej w Niemczech.

Ostatecznie, 13 listopada br. Bundestag w ponownym głosowaniu przyjął implementację dyrektywy gazowej z zachowaniem oryginalnego sformułowania i tym samym w Niemczech nie dotyczy ona gazociągów ukończonych przed 23 maja 2019 r. Warto jednak przypomnieć, że zapisy dyrektywy gazowej obowiązują wyłącznie na wodach terytorialnych państw UE. Ponadto o sposobie stosowania dyrektywy ma decydować nie KE, lecz rząd państwa, na którego brzegu kończy się gazociąg.

W odpowiedzi *Gazprom* intensywnie pracuje nad nowymi rozwiązaniami – w niemieckim *Handelsblatt* pojawiła się już informacja, że realizatorzy *Nord Stream 2* przygotowują kolejny wybieg i zamierzają przenieść własność ostatnich 22 kilometrów gazociągu, przebiegających przez wody Niemiec, do osobnej spółki. W ten sposób autorzy tego pomysłu chcą ominąć przepisy TPA, co pozwoli *Gazpromowi* zachować pełną przepustowość *Nord Stream 2*. Ponadto spółka *Gazpromu* zajmująca się budową *Nord Stream 2* ogłosiła, że zaskarżyła znowelizowaną dyrektywę UE do sądu arbitrażowego *Uncitral*. Wcześniej spółka *Gazpromu* zaskarżyła unijną dyrektywę do sądu UE.

Jeśli *Nord Stream 2* nie uzyska zwolnienia z przepisów TPA ani nie zdoła ich obejść, to *Gazprom* nie będzie w stanie dostarczyć do Europy zakontraktowanego wolumenu gazu, nie korzystając z tranzytu przez Ukrainę. Władimir Putin 14 listopada powiedział, że istnieje ryzyko zakłócenia dostaw rosyjskiego gazu do Europy, ślonego przez terytorium Ukrainy, z powodu opóźnień we wdrażaniu planowanych reform sektora gazowego na Ukrainie. Dodał, że za ich wdrożenie odpowiada Kijów i istnieje ryzyko zakończenia tranzytu. W opinii prezydenta Rosji w takiej sytuacji jedynym możliwym rozwiązaniem byłoby przedłużenie obowiązującej umowy. Ponadto *Gazprom* jest zainteresowany wznowieniem sprzedaży gazu na Ukrainie po cenie niższej o 20–25% od dotychczasowej, powiedział Putin. Ukraina zakończyła bezpośredni import gazu z Rosji w listopadzie 2015 r.

Tymczasem polski Urząd Ochrony Konkurencji i Konsumentów (UOKIK) nałożył na firmę *Engie* karę 172 mln zł w związku z uporczywym i nieuzasadnionym odmawianiem udzielenia informacji dotyczącej projektu *Nord Stream 2*. UOKIK od maja ub.r. prowadzi postępowanie wobec *Royal Dutch Shell*, niemieckich firm *Uniper* i *Wintershall*, francuskiego *Engie* i austriackiego *OMV*, które zainwestowały setki milionów euro w projekt *Nord Stream 2*. Gaz z tego rurociągu będzie doprowadzony do Niemiec, skąd popłynię gazociągami OPAL (ukończony w 2011 r., przepustowość 36 mld m³) i NEL (ukończony w 2013 r., przepustowość 20 mld m³), a także ukończonym w tym roku gazociągiem EUGAL (przepustowość 51 mld m³). *Nord Stream 1* i *Nord Stream 2* łącznie będą przesyłać 110 mld m³ gazu rocznie.

Polska. Zgodę Danii na przejście gazociągu *Nord Stream 2* przez jej morską strefę poprzedziła umowa pomiędzy Polską i Danią. W lutym br. sejm zgodził się na ratyfikację przez prezydenta umowy rozgraniczającej obszar morski i tym samym określono tzw. szarą strefę, leżącą pomiędzy polskim wybrzeżem a wyspą Bornholm. Dotychczas Polska stała na stanowisku sformułowanym w 1978 r., że jej wyłączna strefa ekonomiczna kończy się 12 mil morskich od brzegów Bornholmu. Zgodnie z tym zapisem Danii w ogóle nie przysługiwałaby strefa ekonomiczna wokół wyspy. Dania natomiast dowodziła, że granica powinna przebiegać wzdłuż linii równych odległości między polskim a duńskim wybrzeżem. W takim wariacie całe terytorium przypadłoby Danii. Finalnie, zgodnie z umową z lutego br., Polsce przypadło 20% wód, reszta stała się strefą ekonomiczną Danii. Część ekspertów oceniła tę decyzję pozytywnie, dodając, że była ona niezbędna, by Kopenhaga wydała zgodę na budowę podmorskiego odcinka gazociągu *Baltic Pipe*, przebiegającego przez jej wody.

Na 5 dni przed wydaniem zgody na budowę rury łączącej rosyjskie zasoby z niemieckim rynkiem, 25 października br., duński minister klimatu, energii i dostaw wydał pozwolenie *Energinet* na poprowadzenie odcinka rury *Baltic Pipe*. Planowany gazociąg, o docelowej przepustowości 10 mld m³ gazu rocznie, ma łączyć polskie wybrzeże ze złożami zlokalizowanymi w Norwegii. Jednak sam projekt dywersyfikacji źródeł dostaw gazu do Polski liczy już sobie prawie 30 lat, w ciągu których kilkakrotnie usiłowano zbudować rurę łączącą polski rynek z zasobami gazu na północy Europy.

W listopadzie br. PGNiG kupiło od *Padnin Energy* 10% udziałów w koncesjach PL636 i PL636B na Morzu Północnym, zwiększając tym samym swoje udziały w

złożu Duva do 30%. Kolejne 10% udziałów w Duva trafiło do *Solveis Gas*. Złoże Duva odkryto w 2016 r. Jego wydobywalne zasoby to 88 mln boe (w tym ok. 8,4 mld m³ gazu). Wydobywanie ma ruszyć na przełomie 2020 i 2021 r. i w początkowym okresie wyniesie 30 tys. boe (ekwiwalent baryłki ropy naftowej). Planowane są trzy odwierty, dwa do wydobywania ropy naftowej i jeden do pozyskiwania gazu ziemnego. Złoże znajduje się blisko platformy Gjøa.

W obszarze koncesji PL838 na Morzu Norweskim PGNiG odkryło nowe złoża ropy naftowej i gazu ziemnego o nazwie Shrek. Według wstępnych szacunków zawiera ono od 19 do 38 mln boe. Wiercenie otworu (wraz z odcinkiem poziomym) trwało 45 dni. Głębokość wody w miejscu wiercenia wynosi 350 m. Strop złoża stwierdzono na głębokości 2 tys. m poniżej dna. PGNiG posiada 40% udziałów w tej koncesji i jest operatorem złoża, pozostałe udziały należą do *Aker BP* (30%) i *Wintershall DEA Norge* (30%). Odkryte złoża znajdują się w odległości 5 km od pływającej jednostki FPSO, której zadaniem jest wydobywanie, wstępne oczyszczanie, przechowywanie oraz przeładunek ropy naftowej i gazu ze złoża Skarv, w którym PGNiG również posiada udziały (11,92%). Podłączenie w przyszłości nowego złoża do istniejącej tak blisko infrastruktury wydobywczej pozytywnie wpłynie na rentowność całego projektu Skarv, w którego realizacji uczestniczy PGNiG. *Dzięki nowemu odkryciu zwiększymy własne wydobywanie na norweskim szelfie kontynentalnym, gdzie po 2022 r. chcemy produkować 2,5 mld m³ gazu ziemnego rocznie – powiedział prezes PGNiG Piotr Woźniak.*

Warto odnotować, że w odległości 21 km od złoża Shrek znajduje się złoża Ærfugl (dawniej Snadd), którym zarządza konsorcjum *Aker BP* (23,8%), *Equinor* (36,2%), *Wintershall Dea* (28%) i PGNiG (12%). Złoże to zawiera 274,7 mln boe i w szczytowym okresie produkcji będzie rocznie dostarczać 0,5 mld m³ gazu ziemnego. Eksploatacja złoża miała ruszyć w drugiej połowie 2020 r., ale w listopadzie br. pojawiła się informacja, że *Aker* przyspieszy prace i rozpocznie wydobywanie w pierwszej połowie przyszłego roku. W pierwszej fazie prac zostaną wywiercone trzy otwory w południowej części złoża i kolejne trzy w drugiej fazie, w północnej części. Eksploatacja złoża ma być rentowna nawet przy cenie 15 USD za baryłkę, co czyni Ærfugl jednym z bardziej opłacalnych projektów.

Na norweskim szelfie PGNiG *Upstream Norway* posiada udziały w 27 koncesjach. Wspólnie z innymi firmami eksploatuje złoża Skarv, Morvin, Vilje oraz Vale i bierze udział w zagospodarowaniu Gina Krok na Morzu Północnym.

W listopadzie, zgodnie z zapisami kontraktu z 1996 r., PGNiG przedłożyło *Gazpromowi* oświadczenie o braku woli kontynuowania kontraktu, który zakończy się 31 grudnia 2022 r. Wiceprezes PGNiG ds. handlowych Maciej Woźniak przypomniał, że w 2023 r. spółka będzie w stanie dostarczać na rynek krajowy ponad 24 mld m³ gazu ziemnego.

W 2018 r. PGNiG zawarło z amerykańskim *Cheniere* 24-letni kontrakt na dostawy skroplonego gazu z USA o łącznym wolumenie 40 mld m³. Dostawy są realizowane w formule *delivered ex-ship*, czyli z dostawą do terminalu w Świnoujściu. W latach 2019–2022 łączny wolumen dostaw wyniesie ok. 0,7 mld m³ gazu po regazyfikacji. Natomiast w latach 2023–2042 PGNiG każdego roku kupi ok. 1,95 mld m³. W 2018 i 2019 r. PGNiG podpisało kontrakty z *Venture Global LNG* i *Port Arthur* (spółka zależna *Sempra Energy*) na dostawy LNG. Umowy z *Venture Global* będą realizowane od 2022 i 2023 r. przez 20 lat z dwóch terminali zlokalizowanych w Luizjanie nad Zatoką Meksykańską (*Calcasieu Pass* i *Plaquemines*). PGNiG kupi

łącznie 3,5 mln t gazu rocznie, co odpowiada 4,73 mld m³ po regazyfikacji. Kontrakty są zawarte w formule FOB (*free-on-board*), co oznacza, że od momentu załadunku w terminalu skraplającym to nabywca, czyli PGNiG, odpowiada za ładunek LNG i może decydować o jego porcie docelowym. Umowa z *Port Arthur LNG*, także na 20 lat, została zawarta w formule FOB i PGNiG będzie kupować rocznie 2,7 mld m³ gazu. Odbiór ładunków rozpocznie się w 2023 r. z terminalu *Port Arthur LNG*, który powstanie w Jefferson County w Teksasie. Umowy z *Cheniere* i *Qatar-gas* łącznie zbliżają się do 5 mld m³ gazu rocznie, co pozwoli w pełni wykorzystać dotychczasową przepustowość terminalu w Świnoujściu. Jeśli jego przepustowość do 2022 r. zostanie zwiększona do 7,5 mld m³, wówczas kolejne 2,5 mld m³ gazu z USA będzie mogło trafić do Polski, a 5 mld m³ PGNiG sprzeda na dowolnym rynku. Równocześnie od kilku lat jest rozważana opcja nie tylko rozbudowy terminalu w Świnoujściu, ale także budowy drugiego terminalu LNG. PGNiG ogłosiło z końcem października procedurę czarteru 6–8 gazowców do transportu gazu z USA, ostatnio mówi się o kupnie statku regazyfikującego (FSRU). Z takiego statku korzystają od 2014 r. nasi sąsiedzi – Litwini.

Pod koniec listopada br. PGNiG i litewski *Klaipėdos Nafta* zawarły kontrakt, na podstawie którego polska firma przez 5 lat będzie wyłącznym użytkownikiem nabrzeżnej stacji odbioru i przeładunku LNG w małej skali w Kłajpedzie. Umowa będzie realizowana od kwietnia 2020 r.

Wielka Brytania. W sierpniu br. w miejscowości Blackpool na skutek prac wiertniczych i szczelinowania hydraulicznego nastąpiło trzęsienie ziemi o sile 2,9 w skali Richtera. W związku z tym od września br. aż do czasu zakończenia przeglądu technicznego prac prowadzonych w obszarze koncesji Preston New Road, należącej do *Cuadrilla Resources* wstrzymano wszelkie zabiegi szczelinowania hydraulicznego. Przy czym zgodnie z regulacjami *Oil & Gas Authority* (OGA) próg dopuszczalnych wstrząsów sejsmicznych, po przekroczeniu którego prace muszą być wstrzymane na 18 godzin, wynosi 0,5 w skali Richtera. Opozycja wzywała rząd do wprowadzenia zakazu szczelinowania. Z kolei *Comptroller & Auditor General* (C&AG) podkreślało, że niski próg dopuszczalnych wstrząsów skutecznie zniechęca firmy do prowadzenia poszukiwań. C&AG zestawilo regulacje angielskie z obowiązującymi w Ohio (1,0), Kalifornii (2,7), Illinois (4,0), Kolumbii Brytyjskiej (4,0), Albercie (4,0) i Kolorado (4,5) i przygotowało raport *Fracking for shale gas in England*, który następnie opublikowało biuro *National Audit Office* (NAO). Głównym celem raportu była analiza kosztów wydobywania gazu z łupków przy jednoczesnym uwzględnieniu przyszłych kosztów odsuniętych w czasie. Autorzy zaznaczają, że wciąż nie zostało jasno określone, na kim ciąży obowiązek likwidacji infrastruktury oraz rekultywacja terenu i kto ponosi wynikające z tego koszty. Dodają, że sektor węglowodorowy uznaje ciężącą na nim odpowiedzialność w przypadku prac morskich, ale gdy mowa o pracach prowadzonych na lądzie, przepisy nie są wystarczająco precyzyjne. Właściciel gruntu, w toku negocjacji z firmą, może oczekiwać, że ta wykupi ubezpieczenie, bądź sam to uczyni – o ile jest świadom ryzyka. Ministerstwo ds. strategii, biznesu, energetyki i przemysłu nie było w stanie jednoznacznie odpowiedzieć na pytanie, na kim spoczywa obowiązek likwidacji infrastruktury lądowej, rekultywacja i remediacja po zakończeniu prac. Rozwiązaniem tej patowej sytuacji mogłoby być przeniesienie obowiązku likwidacji

zakładu na rząd, ale temu sprzeciwia się ministerstwo ds. strategii i biznesu. W raporcie zawarto także tezę, że postęp rozwoju branży łupkowej w Anglii jest znacznie wolniejszy, niż rząd o pierwotnie zakładał. Do połowy 2020 r. rząd spodziewał się otrzymać wyniki z 20 szczelinowań, tymczasem zostały wykonane zaledwie 3 szczelinowania. Przyczyny takiego stanu rzeczy rząd upatruje w niskim poziomie akceptacji społecznej. W latach 2013–2019 sprzeciw wobec wydobywania gazu z formacji łupkowych miał wzrosnąć z 21 do 40%, a poparcie spadło z 27 do 12% poinformowało ministerstwo.

Tymczasem firmy naftowe podnoszą kwestię niskiego dopuszczalnego progu wstrząsów sejsmicznych, który *de facto* uniemożliwia przeprowadzenie ciągłego procesu szczelinowania. NAO z kolei zawiadomiło, że nie są znane dokładne koszty, jakie od 2011 r. poniosła administracja rządowa, zwłaszcza ministerstwo ds. strategii, biznesu, energetyki i przemysłu, na rzecz wspierania branży łupkowej, ale szacuje się je na 42 mln USD. Ostatecznie, na początku listopada rząd ogłosił moratorium na szczelinowanie hydrauliczne, twierdząc, że działalność przemysłu i wiążące się z tym trzęsienia ziemi mogłyby doprowadzić do dużych zakłóceń w życiu lokalnych społeczności. Ministerstwo ds. energii i przemysłu poinformowało, że nie będzie kontynuowało planowanych reform zmierzających do intensyfikacji wydobywania gazu z formacji łupkowych.

Na początku listopada przedstawiciele firm węglowodorowych spotkali się w Aberdeen na konferencji na temat zdrowia, bezpieczeństwa i środowiska, zorganizowanej przez Oil & Gas UK. *Health & Safety Executive (HSE)* podnosiła na niej kwestie wycieków gazu z podmorskiej infrastruktury i wzywała do natychmiastowej poprawy bezpieczeństwa. W kwietniu ub.r. *HSE* wezwała firmy do wypracowania nowych norm na wypadek wycieków. Szef *HSE* przypomniał pożar na platformie wiertniczej *Piper Alpha* w lipcu 1988 r., kiedy to zginęło 167 osób. Podkreślił, że podobna katastrofa dzisiaj spowodowałaby gwałtowny spadek poparcia społecznego dla branży i prawdopodobnie uniemożliwiłaby dalsze prowadzenie działalności wydobywczej. Z kolei kierownik działu ds. bezpieczeństwa Oil & Gas UK (*OGUK*) Trevor Stapleton zapewnił, że dokładane są starania, by zapobiec uwalnianiu się węglowodorów w trakcie eksploatacji i transportu. Jednak w raporcie *OGUK* poinformował, że tylko w 2018 r. doszło do czterech poważnych wycieków i każdy z nich był większy niż początkowy wyciek prowadzący do katastrofy na platformie *Piper Alpha*. Tymczasem liderzy biznesu węglowodorowego podkreślają, że kolejny znaczący incydent związany z bezpieczeństwem lub środowiskiem na Morzu Północnym może doprowadzić do reakcji społecznej, która postawi pod znakiem zapytania przyszłość branży węglowodorowej w Wielkiej Brytanii.

Sytuacja w Wielkiej Brytanii komplikuje się również w obszarze eksploatacji złóż konwencjonalnych. Dyrektor OGA Gunther Newcombe poinformował, że ok. 30% odwiertów na szelfie jest przeznaczonych do zamknięcia, a w wielu nie uzyskuje się pożądanego wielkości wydobywania, co skutkuje marnotrawieniem środków. Według *Newcombe*, dzienne wydobywanie w brytyjskiej części Morza Północnego wynosi 1,74 mln boe z 2,5 tys. otworów. Jeśli ok. 750 otworów zostanie zamkniętych i firmy nie wykonają nowych odwiertów produkcyjnych, dojdzie do znaczącego spadku produkcji. Dlatego *Newcombe* apeluje do firm o zwiększoną aktywność. Dyrektor OGA ogłosił też, że w marcu przyszłego roku przechodzi na emeryturę.

W przyszłym roku ze stanowiska szefa BP ustąpi Bob Dudley, który przejdzie na emeryturę. Objął on stanowisko szefa firmy w 2010 r., po tym jak Tony Hayward zrezygnował z pełnienia tej funkcji w związku z katastrofą *Deepwater Horizon* w Zatoce Meksykańskiej. Odnośnie strategii BP warto odnotować stanowisko Dudleya z września br., zaprezentowane podczas konferencji organizowanej przez *JP Morgan*, na której zapowiedział sprzedaż części aktywów węglowodorowych firmy w celu dostosowania się do zapisów porozumienia paryskiego. W związku z tym jako kryterium doboru aktywów przyjęto poziom emisji dwutlenku węgla w trakcie eksploatacji złoża. Pytanie, w jaki sposób sprzedaż wysokoemisyjnego projektu innemu podmiotowi wpłynie na obniżenie emisji, pozostaje bez odpowiedzi. Dudley dodał także, że obniży próg rentowności produkcji za baryłkę do 50 USD i projekty niespełniające tego kryterium, również będą sprzedawane. I prawdopodobnie to drugie kryterium będzie kluczowe.

Jednym z najbardziej emisyjnych projektów BP jest złożo Azeri–Chirag–Gunashli w Azerbejdżanie, z którego wycofują się *ExxonMobil* i *Chevron*. Dudley dodał, że sprzedaż aktywów ma również poprawić kondycję finansową firmy, która jest trudna od katastrofy w Zatoce Meksykańskiej. Ponadto BP potrzebowało 10,5 mld USD, by kupić firmę BHP, operującą w amerykańskich łupkach. W celu pozyskania niezbędnych środków BP sprzedała część aktywów, w tym za 5,6 mld USD w Zatoce Prudhoe na Alasce, firmie *Hiclorp Energy*, skupującej dojrzałe aktywa. Warto też przypomnieć, że John Browne (szef BP w latach 1995–2007), poprzednik Tonyego Haywarda, również zakładał poszerzenie portfolio firmy o alternatywne źródła energii i analizę zagadnienia emisji dwutlenku węgla. Założenia te nie przetrwały jednak strategii Haywarda, który zlikwidował dział energii alternatywnej i główny nacisk położył na ropę naftową i gaz ziemny. By spełnić oczekiwania publiczne i inwestorów, Dudley ponownie inwestuje w niskoemisyjne aktywa, zwłaszcza te spełniające kryterium ekonomicznej rentowności produkcji.

Kanada. W związku z zapełnieniem magazynów, w styczniu 2019 r. wprowadzono limity ograniczające wydobywanie węglowodorów, co jest konsekwencją braków w infrastrukturze eksportowej. Jednak w listopadzie, by pobudzić branżę węglowodorową do rozwoju, rząd prowincji Alberta zniósł limity na wydobywanie ropy naftowej i gazu ziemnego z nowych otworów konwencjonalnych. Miesiąc wcześniej zapadła także decyzja o przyznaniu firmom węglowodorowym specjalnych dodatków produkcyjnych, umożliwiających zwiększenie wydobywania, ale tylko w przypadku transportu wydobytej ropy naftowej koleją. Jest to krótkofalowe rozwiązanie kwestii nadpodaży ropy. W dłuższej perspektywie niezbędna jest rozbudowa sieci rurociągowej, co mimo zapewnienia kolejnych polityków nie następuje od wielu lat i kolejne firmy wydobywające węglowodory w Albercie upadają. Dlatego część producentów szuka wyjścia i tak kanadyjska firma *Encana* zmieniła nazwę na *Ovintiv* i przeniosła siedzibę z Calgary do USA.

Po wyborach federalnych i ponownym objęciu fotela premiera Kanady przez Justin Trudeau w Albercie zaczęły narastać nastroje separatystyczne. Założono nawet partię *Wexit*. Również w sąsiedniej Saskatchewan narasta napięcie w związku z niewystarczającą przepustowością infrastruktury i brakiem działań rządu federalnego, by ten problem rozwiązać. Istnieje projekt rurociągu *Trans Mountain* z Alberta przez Kolumbię Brytyjską do wybrzeża, skąd ropa naftowa mogłaby płynąć tankowcami do Azji, co

w dużej mierze pozwoliłoby rozwiązać problem braku przepustowości. Jednak rdzenna ludność i władze Kolumbii Brytyjskiej nie są przychylnie temu projektowi. Rozwiązaniem patowej sytuacji miało być odkupienie projektu od amerykańskiej firmy *Kinder Morgan* przez rząd federalny za kwotę 4,5 mld CAD, dzięki czemu budowa rurociągu miała nabrać tempa. Jednak w sierpniu 2019 r. Federalny Sąd Apelacyjny w Kanadzie unieważnił decyzję o rozbudowie ropociągu, wydaną przez rząd w Ottawie, z powodu niewłaściwego zabezpieczenia interesu rdzennej ludności. Sąd uznał, że Krajowa Agencja ds. Energii (*National Energy Board* – NEB) błędnie zawężyła ocenę projektu, wykluczając z niego kwestie dotyczące ruchu tankowców.

Oprócz trudności w postaci braków w infrastrukturze eksportowej pojawił się kolejny problem – awaryjność infrastruktury. Ropociąg *Keystone* (590 tys. b/d), prowadzący z Alberty do USA, został zamknięty w październiku br. w związku z wyciekami ropy w Dakocie Północnej. Jest to już trzecia awaria tego rurociągu w ciągu ostatnich trzech lat. Był to największy lądowy wyciek od 2010 r. – wstępnie oceniono go na 9120 baryłek ropy. Przyczyna awarii nie jest jeszcze znana. Firma *TC Energy*, uprzednio znana jako *TransCanada*, od kilku lat dąży do rozbudowy ropociągu *Keystone*, jednak wystąpiły trudności w ocenie środowiskowej w USA i projekt *Keystone XL* wciąż jest zawieszony.

Akwizycja. Amerykański *ExxonMobil* poinformował, że do 2021 r. zamierza pozyskać 15 mld USD na drodze sprzedaży swoich aktywów. W tym celu zbędzie aktywa w Zatoce Meksykańskiej, Australii, Malezji, Azerbejdżanie i Norwegii. W Australii zamierza sprzedać udziały w eksploatacji ropy naftowej i gazu ziemnego z basenu Gippsland, która dziennie wynosi 14 tys. baryłek ropy, 14,8 tys. baryłek LNG i 8,5 mln m³ gazu. *Exxon* razem z BHP mają w tym projekcie po 50% udziałów. Aktywami w Australii jest zainteresowana austriacka firma OMV. Przejęcie to

wydaje się bardzo prawdopodobne, OMV kupiła bowiem niedawno od *Royal Dutch Shell* aktywa w Nowej Zelandii i w Malezji, powołując do życia firmę *Sapura OMV*. Przedstawiciele *Exxonu* i OMV mieli już nawet spotkać się w Houston, by omówić projekt Gippsland. *Exxon* rozważa także wyjście z Wietnamu, gdzie ma aktywa pod nazwą *Ca Voi Xanh*. Prawdopodobnie jest to największe złożo gazu w Wietnamie. Także wszystkie aktywa *ExxonMobil* w Malezji zostaną sprzedane. W 2018 r. wydobyte *ExxonMobil* w Malezji wyniosło 25 tys. b/d ropy naftowej i 6,5 mln m³/d gazu ziemnego. We wrześniu br. zapadła decyzja o sprzedaży aktywów w Norwegii za 4,5 mld USD. *ExxonMobil* posiadał udziały w 20 złożach, z których dziennie uzyskiwano 150 tys. baryłek ropy naftowej. Aktywa te trafią do *Vår Energi* (69,6% należy do *Eni*, a 30,4% do prywatnego funduszu *HitecVision*) i tym samym *ExxonMobil* opuści Norwegię. Transakcja ma zostać zamknięta w IV kwartale br.

Norweska firma *Okea* prognozuje, że w ciągu najbliższych 10 lat wszystkie duże zagraniczne koncerny opuszczą Norwegię i *Equinor* będzie jedyną firmą o światowym zasięgu, wciąż operującą w tym kraju. Warto przypomnieć, że w kwietniu br. opozycyjna Partia Pracy wycofała swoje poparcie dla eksploracji złóż wzdłuż wybrzeża Lofotów. Tym samym uzyskano większość parlamentarną konieczną do utrzymania decyzji o zakazie produkcji w tym obszarze. *Equinor* natomiast od miesięcy przypomina, że uzyskanie dostępu do tych zasobów jest niezbędne, jeśli kraj ma utrzymać pozycję liczącego się producenta węglowodorów. Na początku października br. rząd poinformował, że 33 firmy złożyły wnioski o udzielenie koncesji w ostatniej rundzie licencyjnej, obejmującej obszary na Morzu Północnym i Morzu Barentsa. Były wśród nich *ConocoPhillips*, *Total*, *Aker BP* i *RN Nordic Oil*, spółka córka *Rosnieftu*.

Źródło: *OilPrice*, *Oil Gas Journal*, *BOE*, *WorldOil*, *Rzeczpospolita*, *Reuters*, *Bloomberg*, *CBC*, *Euractiv*, *S&P Global Platts*, *Norwegian Petroleum Directorate*, *PGNiG*, *Cuadrilla Resources*, *Scope Group*, *Naftogaz*, *Vår Energi*, *HitecVision*