

## Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Radomir Pachytel<sup>1</sup>



**Polska.** Pandemia koronawirusa wstrząsnęła światową gospodarką, grając na nosie prognozom ekonomicznym na rok 2020. Recesja w strefie euro i Stanach Zjednoczonych będzie miała bezpośrednie przełożenie na osłabienie tempa wzrostu gospodarczego w Polsce, a skala wpływu wirusa na ekonomię jest trudna do oszacowania. W tym nie łatwym okre-

sie polskie koncerny naftowe poczyniły wiele ruchów umożliwiających zwiększenie efektywności przeciwdziałania epidemii, wspierając osoby bezpośrednio narażające swoje życie na pierwszej linii frontu walki z COVID-19. Zakup sprzętu medycznego, dofinansowanie szpitali czy produkcja płynu do dezynfekcji to działania, które stanowiły ważną cegiełkę w fundamentach walki z pandemią, za co należy im się uznanie i szacunek. Pomimo wyraźnego spowolnienia przemysł nie zastygł w bezruchu, a koncerny wystosowały kilka interesujących komunikatów.

PGNiG w komunikacie z 30 marca 2020 r. poinformowało o korzystnym wyroku Trybunału Arbitrażowego w Sztokholmie, który jawi się jako zakończenie 5-letniego sporu o cenę gazu ziemnego pomiędzy polską spółką i rosyjskim *Gazpromem*. Kontrakt jamalski, sygnowany w 1996 r., zobowiązuje PGNiG do zakupu co najmniej 8,7 mld m<sup>3</sup> rosyjskiego gazu ziemnego rocznie. W ramach umowy każda ze stron może co trzy lata wystąpić o zmianę ceny gazu, jeżeli uzna, że aktualna stawka nie odpowiada warunkom rynkowym. Korzystając z tej możliwości, PGNiG w listopadzie 2014 r. wystąpiło do *Gazpromu* z wnioskiem o renegotiację opłaty kontraktowej, sugerując ustalenie ceny błękitnego paliwa poprzez powiązanie z poziomem cen na rynku europejskim. Brak konsensusu pomiędzy spółkami doprowadził PGNiG do złożenia pozwu przeciwko *Gazpromowi* w lutym 2016 r. Po czteroletnim procesie trybunał uznał argumenty PGNiG, potwierdzając, że cena gazu w kontrakcie jamalskim była nierynkowa i zawyżona. Decyzja dotycząca nowego wzoru odpłatności obowiązuje od momentu wystąpienia o renegotiację cen, co implikuje obowiązek uregulowania różnicy pomiędzy stawką wzorcową a kwotą zapłaconą przez PGNiG w okresie od 1 listopada 2014 r. do 29 lutego 2020 r., szacowaną na 1,5 mld dolarów (tj. ok. 6 mld złotych). Środki odzyskane od *Gazpromu* będą stanowić ważny element w finansach Grupy Kapitałowej PGNiG, która w 2019 r. osiągnęła 42 mld zł przychodów, 2,45 mld zł zysku operacyjnego oraz 1,37 mld zł zysku netto. Spółka planuje je przeznaczyć na zakup nowych złóż i inwestycje w nowe obszary biznesowe. Zgodnie z oświadczeniem PGNiG kontrakt jamalski, obo-

wiązujący do końca 2022 r., nie zostanie przedłużony. Krajowe zapotrzebowanie na gaz ziemny zostanie pokryte przez LNG importowany m.in. ze Stanów Zjednoczonych i Kataru, a także gaz sprowadzany gazociągiem *Baltic Pipe*, umożliwiającym dostawy z norweskiego szelfu kontynentalnego, oraz wydobycie krajowe.

PKN *Orlen* pokonuje kolejne stopnie na schodach prowadzących do przejęcia grup *Lotos* i *Energa*. Komisja Europejska wystosowała bezwarunkową zgodę na przejęcie *Grupy Energa*, która umożliwi konsolidację branży energetycznej i paliwowo-naftowej. Tydzień później PKN *Orlen* poinformował o wejściu w decydujący etap rozmów z KE w sprawie przejęcia *Grupy Lotos*. Komisja przedstawiła swoje uwagi, które wymagają analizy i ustosunkowania się ze strony *Orlenu*. W następnym etapie spółka przedstawi środki zaradcze, które powinny odpowiedzieć na wątpliwości sygnalizowane przez komisję i pozwolić na wydanie pozytywnej decyzji dotyczącej przejęcia *Grupy Lotos* w zakładanym terminie, tj. do końca pierwszej połowy tego roku.

Wspólny projekt polskiej spółki *Gaz-system* z litewskim operatorem systemu przesyłowego *Amber Grid*, mający na celu połączenie systemów przesyłowych Polski i Litwy, a w przyszłości integrację rynków gazu krajów bałtyckich, jest coraz bliżej pomyślanej finalizacji. *Gaz-system* zawarł dwie umowy dotyczące północnego odcinka interkonektora gazowego Polska–Litwa, z których pierwsza dotyczy nadzoru inwestorskiego w tym fragmencie inwestycji, natomiast druga wykonania robót budowlanych wzdłuż części odcinka północnego. Gazociąg wysokiego ciśnienia o średnicy 700 mm i łącznej długości 508 km ma być przekazany do eksploatacji w 2022 r., umożliwiając odbiór paliwa gazowego za pośrednictwem sieci dystrybucyjnej, bezpośrednio przyłączenie dużych odbiorców przemysłowych do systemu gazociągów wysokiego ciśnienia i gazyfikację północno-wschodniej części kraju, do tej pory pozbawionej dostępu do gazu ziemnego.

Australijska *Ansila Energy*, poprzez swoją spółkę zależną *Liesa Energy Australia*, zaanonsowała wycofanie się z koncesji Nowa Sól i porzucenie programu wiercenia otworu Jany-C1. Zgodnie z oświadczeniem, rezygnacja z pięcioletniej koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż ropy naftowej i gazu ziemnego jest spowodowana zawirowaniami rynkowymi wokół globalnego wybuchu COVID-19 i osłabieniem cen ropy naftowej. Firma planuje przeniesienie środków na mniej ryzykowne projekty wydobywania węglowodorów ze złóż konwencjonalnych. Skutkiem takiej decyzji jest skupienie 100% udziałów w rękach operatora koncesji – *Gemini Resources Limited*.

<sup>1</sup> Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy Instytut Badawczy, ul. Rakowiecka 4, 00-975 Warszawa; rpac@pgi.gov.pl

*Ansila Energy* pozostaje na polskim rynku dzięki koncesji Góra, gdzie z sukcesem przeprowadziła prace stymulacyjne formacji karbońskich w odwiercie Siciny-2. Planuje również oszacowanie potencjału wydobywczego konwencjonalnych złóż czerwonego spągowca, zidentyfikowanych na obszarze, gdzie spółka uzyskała możliwość prowadzenia prac rozpoznawczych do 20 grudnia 2023 r.

**Wydobycie ropy naftowej na świecie.** Miesięczny spór i wojna cenowa pomiędzy Arabią Saudyjską a Rosją, spowodowane fiaskiem rozmów w sprawie przedłużenia porozumienia naftowego OPEC+, zdają się zmierzać do (względnie) szczęśliwego końca. Maksymalizacja wydobycia i sprzedaży, połączona ze znacznie obniżonym popytem na ropę naftową, wywołanym przez pandemię koronawirusa, implikowała spadek cen i problemy gospodarcze wielu krajów wydobywających i eksportujących ten surowiec. Przełom w rozmowach nastąpił 9 kwietnia, podczas telekonferencji z udziałem przedstawicieli Organizacji Krajów Eksportujących Ropę Naftową oraz krajów współpracujących, jak Rosja czy Meksyk. Po stronie paktu staną również Stany Zjednoczone, Kanada i Brazylia, co stanowi novum w globalnych porozumieniach naftowych. Umowa o ograniczeniu wydobycia została zawarta na dwa lata, a cięcia mają się w tym czasie stopniowo zmniejszać.

Na mocy nowego OPEC+, w celu odróżnienia od porozumienia z 2017 r. zwanego również OPEC++, strony układu zobowiązały się do zmniejszenia o 9,7 mln baryłek dziennego wydobycia ropy naftowej, które obecnie wynosi ok. 100 mln bbl. Ograniczenie światowej produkcji o blisko 10% obowiązuje od poziomu z października 2019 r., co jest szczególnie ważne w kontekście Rosji i Arabii Saudyjskiej, które po fiasku marcowych negocjacji znacząco zwiększyły swoje wydobycie. Dążenie do dominacji liderów paktu ustąpiło zdroworozsądkowej kalkulacji, co zostało docenione również podczas spotkania grupy G20, po którym do porozumienia dołączyły państwa dotąd nie współpracujące z OPEC. Stany Zjednoczone, Brazylia i Kanada zadeklarowały redukcję wydobycia o kolejne 3,7 mln bbl/d, co uwzględniając teoretyczne cięcia względem początku kwietnia, daje ok. 15 mln bbl/d. Dalsze negocjacje w obliczu przedłużającego się kryzysu gospodarczego mogą zwiększyć spadki do 19–20 mln bbl/d.

Finalizację rozmów w charakterystyczny dla siebie sposób, za pośrednictwem *Twittera*, skomentował prezydent USA Donald Trump: *Wielkie porozumienie naftowe z OPEC+ osiągnięte. Uratuje setki tysięcy miejsc pracy w sektorze energetycznym Stanów Zjednoczonych. Chciałbym podziękować i pogratulować prezydentowi Putinowi z Rosji i Królowi Salmanowi z Arabii Saudyjskiej. Właśnie rozmawiałem z nimi z Gabinetu Ovalnego. Świetne porozumienie dla wszystkich!*

Co może przynieść nowy pakt – jeżeli przetrwa i będzie respektowany? Pierwszym efektem będzie utworzenie ogólnoświatowego kartelu wydobywczego, którego członkami będą wszyscy najważniejsi producenci węglowodorów, co dotychczas mogło pozostawać jedynie w sferze marzeń. Po zakończeniu pandemii kartel może umiejętnie dyktować ceny ropy na światowych rynkach. Dotychczas wzrost notowań surowca skutkował natychmiastowym skokiem wydobycia z amerykańskich złóż łupkowych, co nie odpowiadało Rosji i krajom OPEC. Kraje poprzedniego OPEC+

musiały w takich momentach hamować wzrost wydobycia i stymulować spadek cen. Ponadto dla Stanów Zjednoczonych, które niedawno stały się największym producentem ropy, zaniżanie cen przestało być opłacalne. Tańsza ropa niesie ryzyko dla amerykańskiej gospodarki, grożąc recesją, bankructwami firm i zwolnieniami pracowników. USA, Rosja i OPEC znalazły się po tej samej stronie barykady. Najrozsądniejszym rozwiązaniem jest dla nich wzrost ceny baryłki do 60–80 USD i utrzymywanie jej w tych granicach. Biorąc pod uwagę aktualną cenę (20,13 USD/bbl w dniu 16.04.2020 r.) wydaje się to odległym scenariuszem, ale warto przypomnieć, że jeszcze na początku stycznia cena baryłki ropy WTI przewyższała 60 USD. W świetle zawartej umowy zwiększony popyt po odmrożeniu gospodarki może doprowadzić do stopniowych wzrostów notowań surowca. Można też zadać sobie pytanie – jeśli każdemu z mocarstw będzie zależało na wzroście ceny baryłki ropy naftowej, co powstrzyma je przed stymulowaniem cen, powiedzmy do poziomu powyżej 100 USD/bbl? Wygląda na to, że syndykat musi racjonalnie ustalać stawki, aby na przykład nie prowokować rozwoju alternatywnych źródeł zasilania przemysłu. Spoglądając na mapę zaangażowanych krajów można sobie również zadać pytanie, czy pakt nie ma na celu uzgodnienia wyższych cen dla gospodarek azjatyckich, w szczególności Chin i Indii?

Jak realnie będą się odbywały cięcia? Tego nie wie nikt. Arabia Saudyjska na papierze o ponad 25% ogranicza swoje wydobycie, które ocenia na ok. 12 mln bbl/d. Problem w tym, że według wielu źródeł królestwo produkuje 8–10,5 mln bbl/d, a wykazywane w ostatnim czasie 12 mln bbl/d to raczej suma wydobycia i wykorzystania nagromadzonych zasobów. Tym samym to właśnie wykorzystanie zapasów ma zostać ograniczone. Rosja, tak jak w przypadku poprzednich porozumień, będzie zapewne podążać swoim tempem i wyprodukuje tyle ropy, ile będzie chciała. W Stanach Zjednoczonych ciężko będzie monitorować wydobycie i zmusić do cięć małe spółki, których w branży wydobycia działa mnóstwo. Meksyk sprzeciwił się cięciom o 400 tys. bbl/d, godząc się na obniżenie swojego wydobycia jedynie o 100 tys. bbl/d – przynajmniej szczerze.

Zawarty pakt należy traktować jako krok naprzód, rzecz jasna, i pozytyw w walce o wyższą cenę ropy naftowej, opłacalność eksploatacji złóż niekonwencjonalnych, możliwość testowania nowych technologii czy utrzymanie skali poszukiwań nowych złóż. Jednakowoż optymistyczne obliczenia i zapewnienia administracji Stanów Zjednoczonych o możliwych cięciach, sięgających 20 mln bbl/d, wciąż nie równoważą spadku popytu w czasie pandemii, który na początku kwietnia szacowano na 27–35 mln bbl/d. Może to być główną przyczyną tego, że cena baryłki nie katapultowała wraz z ogłoszeniem porozumienia. Płaski trend nie oznacza jednak, że umowa w ogóle nie przyniesie skutku. Nawet jeśli wkrótce nie podniesie cen, może zapobiec bardziej katastrofalnemu załamaniu. Łagodzi też problemy amerykańskich basenów łupkowych. *Bank of America* prognozuje, że bez paktu spadek wydobycia mógłby wynieść aż 3,5 mln bbl/d, natomiast dzięki porozumieniu, bagatela, 1,8 mln bbl/d.

Cięcia już się rozpoczęły. Od połowy marca w USA i Kanadzie firmy zaprzestały prowadzenia prac na ponad 300 wiertniach. W samej Kanadzie od końca lutego do początku kwietnia ich liczba zmniejszyła się z 240 do zaledwie 35, a wydobycie spadło o 325 tys. bbl/d. Wiele

małych firm zawiesiło swoją działalność, a bankructwo jako jedna z pierwszych ogłosiła notowana na nowojorskiej giełdzie *Whiting Petroleum Corp.*, niegdyś największy producent węglowodorów z formacji łupków Bakken w Dakocie Północnej. Niestety, prawdopodobnie nie będzie wyjątkiem.

Jak odnosi się do tego sektor gazu ziemnego? Na pewno brak mu silnej organizacji, takiej jak OPEC. Póki co nie ma drastycznych cięć wydobycia, nie ma też stanowczych decyzji, a króluje zapełnianie magazynów. Po morzach i oceanach pływają aktualnie duże ilości LNG, którego wielotygodniowe magazynowanie w tankowcach jest kosztowne (konieczność chłodzenia) i generuje straty w ilości przechowywanego surowca, który w wyniku parowania zmniejsza objętość o 0,07–0,15% dziennie. Na pewno nie jest to racjonalna recepta na dłuższy czas, a brak propozycji rozsądnych rozwiązań na przyszłość nie wróży dobrze temu sektorowi przemysłu.

Kolejna wideokonferencja, na której jest planowana renegocjacja OPEC+ w zależności od stopnia rozwoju pandemii, została zaplanowana na 10 czerwca. *Goldman Sachs* twierdzi, że podpisanie nowego OPEC+ nastąpiło zbyt późno, a cięcia są za małe. *JBC Energy* nazwał umowę *plastrem na otwartej ranie*. Niemniej jednak działania zostały nakreślone, a resuscytacja podjęta. Za kilka tygodni lub miesięcy dowiemy się, jaki przyniosła skutek.

**Zatoka Meksykańska.** Kolejny z globalnych potentatów naftowych wzbogacił swoje portfolio o aktywa w Zatoce Meksykańskiej. *Progress Resources USA Ltd.*, spółka zależna malezyjskiego giganta *Petronas*, ogłosiła odkrycie ropy naftowej w znajdującym się w amerykańskiej strefie ekonomicznej odwiercie Monument. *Jest to znaczący krok dla Petronas, ponieważ nadal poszukujemy możliwości rozszerzenia działalności poza Malesję. To pierwszy projekt spółki i odkrycie akumulacji węglowodorów w rejonie Zatoki Meksykańskiej. Pozytywne wyniki składają nas do rozpoznania kolejnych możliwości inwestycyjnych w regionie obu Ameryk i zwiększenia naszego globalnego portfolio* – stwierdził wiceprezydent *Petronas*, Adif Zulkifli.

Odwiercie Monument znajduje się w środkowej części Zatoki Meksykańskiej i został wykonany dzięki zaangażowaniu konsorcjum trzech firm wydobywczych. *Progress Resources* jest właścicielem 30% aktywów. Głównym udziałowcem jest posiadający 50% *Equinor*, natomiast 20% należy do koncernu *Repsol*. Ultragłębokomorski odwiert osiągnął głębokość 10 164 m, napotykać 60 m paleogeńskich piaskowców roponośnych należących do dolnej części grupy Wilcox. Konsorcjum poinformowało, że aby określić dokładny potencjał objętościowy złoża, konieczne są dalsze testy i prace wiertnicze.

**Rosja.** Spotkanie robocze prezydenta Rosji Władimira Putina i Aleksieja Millera, członka Rady Nadzorczej *Gazpromu*, ukazało plany rozwoju syberyjskich projektów gazowych rosyjskiego potentata gazowego. Prezydent Federacji Rosyjskiej wydał zgodę i instrukcję rozpoczęcia fazy przedinwestycyjnej w celu opracowania studium wykonalności oraz prac projektowo-ankietowych dla gazociągu *Sila Syberii 2*. Instalacja ma zostać oddana do użytku najpóźniej w 2030 r., umożliwiając dywersyfikację

kierunków dostaw gazu z Półwyspu Jamalskiego pomiędzy Europą i Azję.

Dostawy do Chin za pośrednictwem nowej trasy gazociągu *Sila Syberii 2*, zwanej Drogą Altajską, mogą wynieść do 50 mld m<sup>3</sup> rocznie. To prawie dwa razy więcej niż wstępnie uzgodnione wolumenty. *Gazprom* i chiński *China National Petroleum Corporation (CNPC)* uzgodniły umowę zasadniczą o wartości 30 mld m<sup>3</sup> rocznie na tę trasę. Obecnie trwają negocjacje z *CNPC* dotyczące szczegółów trasy i cen surowca. Ważnym czynnikiem jest planowanie poprowadzenia rurociągu przez Mongolię, co spowoduje niższe koszty transportu. Ponadto możliwość wysłania części gazu na rynek mongolski może oznaczać niższe opłaty tranzytowe i impuls dla państwowej gospodarki. Zgodnie z projektem gazociąg przecinałby Mongolię i wchodził do Chin na zachód od Pekinu. Sugeruje to, że dostawy gazu byłyby kierowane do strefy chińskiej, w której popyt jest największy. Mogłyby zasilić również stolicę Mongolii, Ułan Bator, która koncentruje ponad połowę populacji kraju i należy do najbardziej zanieczyszczonych miast na świecie. Warto wspomnieć, że rozbudowa gazociągu Sachalin–Chabarowsk–Władywostok, zwanego również szlakiem dalekowschodnim, jest planowana do 2030 r.

Rosja od wielu lat dąży do dywersyfikacji rynków eksportowych z dala od głównego rynku europejskiego – do regionu Azji i Pacyfiku, a zwłaszcza Chin. W maju 2014 r. *Gazprom* podpisał umowę z *CNPC* na 30 lat, o wartości 400 mld USD, obligującą Rosjan do dostarczania rocznie za pośrednictwem gazociągu *Sila Syberii* (tzw. Szlak Wschodni) 38 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego. Uroczyste otwarcie rurociągu, który obecnie prowadzi z pola Chayanda do Błagowieszczeńska, odbyło się 2.12.2019 r. Kolejna faza projektu umożliwi przyłączenie pola Kovykta i wydłużenie trasy do Władywostoku, a pełna przepustowość zostanie osiągnięta w 2025 r. W grudniu 2019 r. *Gazprom* wysłał *Silą Syberii* 328 mln m<sup>3</sup> gazu ziemnego, to nieco więcej niż pierwotnie planowano (10 mln m<sup>3</sup>/d). W styczniu 2020 r. objętość przesyłu spadła do 313 mln m<sup>3</sup>, a w lutym – do 259 mln m<sup>3</sup>.

Obecnie *Gazprom* może wyprodukować 545 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie. W 2020 r. zamierza wprowadzić do użytku 114 odwiertów, zbudować 1942 km gazociągów i uruchomić trzy kompleksowe jednostki oczyszczania gazu o pojemności 27,5 mln m<sup>3</sup>. Najistotniejsze plany dotyczą budowy *Nord Stream 2* i zagospodarowania pola naftowego Kharasaveyskoye na Półwyspie Jamalskim.

**Azerbejdżan.** Węgierska spółka naftowa *MOL* sfinalizowała umowę z *Chevron Global Ventures Ltd* i *Chevron BTC Pipeline*, skutkującą przejęciem udziałów amerykańskiego koncernu w Azerbejdżanie. Kosztem 1,57 mld USD Węgrzy nabyli 9,57% udziałów złożu Azeri–Chirag–Gunashli (ACG) – jednym z największych morskich złóż ropy naftowej na świecie – oraz 8,9% udziałów w rurociągu Baku–Tbilisi–Ceyhan.

W wyniku transakcji *MOL* został trzecim największym partnerem w ACG, olbrzymim polu naftowym (kilku sąsiadujących złożach) zlokalizowanym na Morzu Kaspijskim. Zostało ono odkryte w 1985 r. w odległości 120 km od wybrzeża Azerbejdżanu, a w 1997 r. ruszyło wydobycie. Obecnie jest eksploatowane przez koncern *BP* z ramienia azerskiego *SOCAR* i konsorcjum międzynarodowych koncernów naftowych. Operator szacuje, że całkowite zasoby



wydobywalne brutto wynoszą ok. 3 mld bbl ropy, a koncesja na eksploatację została przedłużona do 2049 r. Uważa się, że pod polami naftowymi ACG istnieją duże niewykorzystane rezerwy gazu ziemnego.

Według *SOCAR* do końca 2018 r. w Azerbejdżanie odkryto 81 złóż węglowodorów, z których 59 jest eksploatowanych. Od początku rozwoju przemysłu naftowego w kraju tym wydobyto ponad 2 mld t ropy i kondensatu, a także ponad 750 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego. Rozpoznane zasoby wydobywalne to ponad 4 mld t boe, ponadto prawdopodobne rezerwy szacuje się na 5,35 mld t. Według państwowego koncernu naftowego kolejnymi ciekawymi prospektami są m.in. pola gazowo-kondensatowe Abszeron i Umid. Abszeron, odkryte w 2011 r., zawiera 340 mld m<sup>3</sup> gazu i 45 mln t kondensatu. Skały zbiornikowe znajdują się na głębokości ok. 7400 m, a złożo jest rozwiercane przez największą azerską jednostkę – półzanurzalną wiertnię *Heydar Aliyev*. Umid posiada zasoby 200 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego i 40 mln t kondensatu. Eksploatacja złoża rozpoczęła się w 2012 r. Trzy odwierty eksploatacyjne pozwalają uzyskiwać dziennie 2,4 mln m<sup>3</sup> gazu i 380 t kondensatu.

**Brazylia.** *Petrobras* ogłosił odkrycie nowego złoża ropy naftowej w bloku Uirapuru na morskim obszarze złoża Santos. Krajowa spółka naftowa poinformowała, że pionierski odwiert zlokalizowany na obszarze koncesji uzyskanej w czerwcu 2018 r. został wykonany na morzu o głębokości 1995 m, ok. 200 km od wybrzeża Brazylii. *Petrobras* rozpoczął wiercenie otworu Uirapuru w listopadzie 2019 r., korzystając ze statku wiertniczego *Seadrill West Tellus*. Projekt był ukierunkowany na rozpoznanie perspektywicznego złoża węglowodorów zalegającego na głębokości ok. 5900 m. Firma poinformowała, że odkrycie zostało dokonane w strefie nieformalnie określanej nazwą Araucaria.

Brazylijski koncern naftowy jest głównym operatorem bloku Uirapuru, posiadającym 30% udziałów. Partnerami w rozpoznaniu i eksploatacji są amerykański *ExxonMobil* (28%), norweski *Equinor* (28%) oraz portugalski *Galp* (14%). Blok Uirapuru rozciąga się na powierzchni 1285 km<sup>2</sup>, na północ od zagospodarowanego przez *Equinor* złoża Carcara. *Petrobras* planuje przeanalizować dane z odwiertu, aby lepiej ukierunkować działania poszukiwawcze oraz ocenić potencjał rozpoznania kolejnych złóż węglowodorów w regionie.

Jednocześnie, z uwagi na spadki cen ropy, Brazylia zawiesiła 17 rundę licencyjną, w której narodowa *Agência Nacional do Petróleo (ANP)* oferowała firmom 128 morskich bloków koncesyjnych. Ich sytuacja gwałtownie zmieniła się w listopadzie 2019 r. Wcześniejsze przetargi cieszyły się dużym zainteresowaniem zagranicznych inwestorów, lecz sukces przysłonił *ANP* zdrowy rozsądek. Rząd tuż przed aukcją postanowił zwiększyć udział państwa w

zyskach, a gdzieś tam nakazywał współpracę z *Petrobras*, który i tak zyskał ekskluzywne licencje na własność. Na skutek takich działań firmy zagraniczne postanowiły nie kupować licencji na nowe prospekty. Ministerstwo Kopalń i Energii ocenia, że brak inwestycji zagranicznych w brazylijską ropę i gaz pod względem finansowania projektów może przekształcić się w niepokojący trend. Tym bardziej, że głównym inwestorem pozostaje jedynie *Petrobras*, którego dług netto pod koniec 2019 r. wyniósł 79 mld USD. Firma potrzebuje zewnętrznego udziału, aby sprostać ambitnym celom postawionym przez polityków, tj. wzrostowi produkcji o 5,5 mln bbl/d do końca dekady. Po listopadowym fiasku parlament Brazylii podjął kilka kroków we właściwym kierunku, takich jak zlikwidowanie *strategicznego statusu* firmy *Petrobras* czy zmiana powierzchni basenów Santos i Campos, ale z powodu obecnego kryzysu wciąż nie wiadomo, czy zagraniczne firmy postawią na kolejne inwestycje właśnie w Brazylii.

**Norwegia.** Energia odnawialna coraz mocniej wspomaga wydobywanie węglowodorów. Ministerstwo Ropy Naftowej i Przemysłu Norwegii zatwierdziło plany rozwoju i eksploatacji farmy wiatrowej *Hywind Tampen*. Platformy *Snorre* i *Gullfaks* będą pierwszymi na świecie, które otrzymają energię z pływającej morskiej farmy wiatrowej. Szacuje się, że dzięki zmniejszeniu zużycia turbin gazowych projekt pomoże zmniejszyć emisję CO<sub>2</sub> o ponad 200 tys. t rocznie, co odpowiada rocznej emisji 100 tys. samochodów prywatnych. Inwestycja *Hywind Tampen* wynosi blisko 5 mld koron norweskich.

Farma *Hywind Tampen* będzie się składać z 11 turbin wiatrowych ustawionych według koncepcji opracowanej przez *Equinor*. Turbiny o mocy 8 MW będą miały moc całkowitą 88 MW i zaspokoją ok. 35% rocznego zapotrzebowania pięciu platform, *Snorre A* i *B* oraz *Gullfaks A*, *B* i *C*. Farma wiatrowa będzie zlokalizowana ok. 140 km od brzegu, między platformami *Snorre* i *Gullfaks*, na morzu o głębokości 260–300 m.

*Hywind Tampen to pionierski projekt i ważny wkład w redukcję emisji z Gullfaks i Snorre. Cieszę się, że zarówno Equinor, jak i władze norweskie zatwierdziły projekt. Mamy obecnie bardzo trudne czasy i koncentrujemy się na kontynuowaniu wysiłków związanych z rozwijanymi projektami, dbając o korzystanie z zasobów norweskiego szelfu kontynentalnego i jednocześnie ograniczając wpływ klimatu na naszą działalność – powiedział Arne Sigve Nylund, wiceprezes Equinor ds. rozwoju i produkcji. Rozpoczęcie działalności turbin planuje się na rok 2022.*

*Źródła: Ansila Energy, Bank of America, Equinor, Gazprom, Gaz-system, Goldman Sachs, ICIS, JBC Energy, Mol group, nsenergybusiness, Oil & gas journal, Oilprice, Orlen, Petrobras, Petronas, PGNiG, SOCAR*