

Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Radomir Pachytel¹



Polska. Rada Nadzorcza Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa powołała w dniu 9.01.2020 r. nowy zarząd spółki, którego kadencja ma trwać 3 lata. Zgodnie z komunikatem PGNiG nowym prezesem zarządu został Jerzy Kwieciński, były minister inwestycji i rozwoju (2018–2019) oraz minister finansów (2019), który zastąpił na stanowisku

Piotra Woźniaka, byłego ministra gospodarki (2005–2007) i głównego geologa kraju (2011–2013). W zarządzie PGNiG pozostał Robert Perkowski, pełniący funkcję wiceprezesa ds. operacyjnych. Ponadto wiceprezesem ds. handlowych został Jarosław Wróbel (w zamian za Macieja Woźniaka), ds. finansowych – Przemysław Waclawski (za Michała Pietrzyka), a ds. rozwoju – Arkadiusz Sekściński (w miejsce Łukasza Kropiewskiego).

PGNiG ogłosiło pozyskanie trzech nowych koncesji poszukiwawczych na norweskim szelfie kontynentalnym – dwóch na Morzu Norweskim i jednej na Morzu Północnym. Dzięki temu liczba aktywów spółki na szelfie wzrosła do 29. Obecnie PGNiG eksploatuje 5 złóż: Skarv, Gina Krog, Morvin, Vilje i Vale, a działania inwestycyjne i analityczne są prowadzone na obszarze 6 kolejnych: Skogul, Ærfugl, Duva, Tommeliten Alpha, King Lear oraz Shrek. Uruchomienie wydobycia ze złoża Skogul będzie możliwe w pierwszym kwartale 2020 r., a ze złoża Ærfugl – w drugim kwartale 2020 r.

Na nadzwyczajnej sesji Rady Miasta Świnoujścia kanadyjska firma *Central European Petroleum (CEP)*, prowadząca prace poszukiwawcze na terenie koncesji Wolin, powiadomiła o zaawansowaniu tego projektu. Wykonano prace sejsmiczne, dzięki którym udało się pozyskać 30 km profili 2D i przeanalizować obszar 125 km², tworząc zdjęcie sejsmiczne 3D. Na podstawie zgromadzonych danych CEP szacuje, że w złożu Wolin znajduje się ok. 30–40 mld m³ wydobywalnych zasobów metanu i ok. 18 mln m³ kondensatu. Eksploatacja może być prowadzona w formacjach dolomitu głównego i czerwonego spągowca przy użyciu dwóch wiertni, 1 na lądzie i 1 na morzu, za pomocą których łącznie zostanie odwierconych kilkanaście otworów.

Wprowadzenie gazu do obrotu byłoby możliwe w roku 2024, a początkowy szczyt produkcji ma wynieść 1,6 mld m³. Złoże to będzie stanowić ważną gałąź w dywersyfikacji źródeł dostaw gazu ziemnego. Jeśli po przeprowadzeniu prac wiertniczych, dokładnym rozpoznaniu i testach złożowych estymacje firmy potwierdzą się, złoże Wolin stanie się największym niezagospodarowanym złożem gazu ziemnego w Polsce.

Konflikt USA–Iran. Eskalacja konfliktu na linii USA–Iran, spowodowana 2.01.2020 r. atakiem wojsk amerykańskich, w którym zginął irański generał Kasem Sulejmani, miała znaczący wpływ na ceny ropy naftowej. Wkrótce po przekazaniu opinii publicznej informacji o przebiegu operacji wojskowej ceny ropy WTI osiągnęły maksimum 2019 r., gdy kwiecień przyniósł wzrost cen do ok. 64 USD za baryłkę, aby po kilku dniach spaść do wartości sprzed rozpoczęcia konfliktu, tj. 58–59 USD za baryłkę (stan z 20.01.2020 r.). Iran prowadzi teraz akcje odwetowe, głównie na terenie sąsiedniego Iraku, natomiast Stany Zjednoczone grożą wprowadzeniem kolejnych sankcji. W zależności od dalszego rozwoju działań zbrojnych wzrost wahań cen ropy naftowej może okazać się bardziej znaczący.

Agencja *ESAI Energy* prognozuje, że długotrwały konflikt w tym regionie będzie wspierał wysoki poziom cen, podsycając niepewność, nawet gdy nasili się działalność alternatywnych dostawców. Iran jest obecnie siódmym na świecie producentem ropy naftowej. Problemem dla światowych rynków może okazać się wpływ działań wojennych na wydobycie w sąsiednim Iraku, które szacuje się na 4,6 mln bbl/d, podczas gdy eksport wynosi 4,0 mln bbl/d. Możliwość strajków w pobliżu infrastruktury służącej w Zatoce Perskiej do wydobywania i transportu węglowodorów może hamować eksport krajów sąsiednich – Kuwejtu i Arabii Saudyjskiej.

Wzrost napięć i konflikt na Bliskim Wschodzie nie muszą mieć negatywnego wpływu na amerykańską gospodarkę. Dwie dekady temu Stany Zjednoczone importowały z rejonu Zatoki Perskiej 2,4 mln bbl/d ropy naftowej, podczas gdy dziś, zgodnie z raportami *US Energy Information Administration*, jest to zaledwie ok. 0,7 mln bbl/d. Dostawy te są przetwarzane głównie przez rafinerie na wschodnim wybrzeżu. Stało się tak głównie za sprawą zwiększenia wydobycia ropy naftowej ze skał łupkowych, dzięki której USA wzbogaca się dziennie o ok. 12,7 mln baryłek. We wrześniu 2019 r. Amerykanie po raz pierwszy – od czasu wprowadzenia dokumentacji przez *EIA* (1973) – osiągnęli większy eksport aniżeli import ropy i produktów ropopochodnych. Lukę w dostawach, spowodowaną konfliktem, są gotowe wypełnić kraje spoza OPEC, takie jak Kanada czy Brazylia. Zdaniem analityków gospodarka USA jest aktualnie na tyle mocna, że nawet wzrost cen baryłki powyżej 70 USD nie przyniesie negatywnych skutków, a przy potencjalnym wzroście cen do 80 USD Stany Zjednoczone mogą zachęcić firmy do zwiększenia wydobycia ropy ze skał łupkowych lub wykorzystać strategiczne rezerwy ropy naftowej.

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

Świat. Raport *Wood Mackenzie*, opublikowany na koniec 2019 r., wskazuje, że światowa produkcja węglowodorów ze złóż eksploatowanych w obszarach głębokomorskich (głębokość wody powyżej 1000 ft = 304,8 m) przekroczyła 10 mln boe/d. Prognozuje się, że w ciągu najbliższych 5 lat trajektoria wzrostu wydobycia doprowadzi do poziomu 14,5 mln boe/d.

Sektor naftowy, ze względu na wprowadzanie nowych, zaawansowanych technologii eksploatacji złóż, rozszerza swój profil, skupiając się na projektach ultragłębinowych (głębokość wody powyżej 5000 ft = 1024 m). Od 2023 r. będą one stanowić ponad połowę wykorzystywanych obszarów głębokomorskich. Jest to ściśle związane z rokowaniami na temat wzrostu eksploatacji w Brazylii, Gujanie i Zatoce Meksykańskiej, a także ze spadkiem zainteresowania obszarami przybrzeżnymi zachodniej Afryki. Prowadzenie prac o takim zaawansowaniu technologicznym sprawia, że tylko spółki dysponujące dużym kapitałem mogą zainwestować w ten sektor prac, przez co spośród 25 największych aktywów aż 23 zostały zagospodarowane przez zaledwie 8 firm: *BP, Chevron, ENI, Equinor, ExxonMobil, Petrobras, Shell* i *Total*.

W strefach głębokomorskich występuje aż 58% złóż gazu ziemnego odkrytych w ostatniej dekadzie. Obecnie zagospodarowanie mniej niż połowy z nich jest uznawane za opłacalne ekonomicznie. *Wood Mackenzie* oczekuje, że tendencja ta utrzyma się pomimo dużej liczby odkryć gazu, których eksploracja pozostaje wstrzymana ze względu na niskie ceny i wysokie koszty zagospodarowania złoża.

Wielka Brytania. Z raportu *Rystad Energy* wynika, że redukcja kosztów ponoszonych przez firmy prowadzące wydobycie węglowodorów na brytyjskich obszarach Morza Północnego doprowadziła w ciągu ostatnich 5 lat do zwiększenia produkcji i liczby nowych projektów.

Brytyjskie obszary morskie pozostają najdroższym na świecie regionem prowadzenia prac wiertniczych, jeśli brać pod uwagę koszty wydobycia gazu ziemnego, ale w latach 2014–2019 udało się je zredukować z ponad 30 USD/bbl do 16 USD/bbl (47%). Tym samym różnica kosztów pozyskiwania gazu w Wielkiej Brytanii, w porównaniu z ceną w Nigerii, Angoli, Brazylii, Meksyku czy kosztami amerykańskiego wydobycia w rejonie Zatoki Meksykańskiej, zmniejszyła się do zaledwie 5–7 USD/bbl, lecz nadal przewyższa koszty produkcji w Norwegii o ok. 10 USD/bbl. Spadek wydatków po roku 2014 wynika nie tylko ze zmiany strategii wydobycia, ale również z oszczędności wygenerowanych przez pracowników, którzy zgodzili się na obniżenie zarobków i dłuższe pobyty na platformach wiertniczych (rotacje co 3 tygodnie zamiast co 2), co przełożyło się na redukcję kosztów transportu. W rezultacie poczyniono inwestycje związane z poszukiwaniem nowych i zagospodarowaniem wcześniej odkrytych złóż, skutkujące wzrostem wydobycia ropy i gazu w Wielkiej Brytanii o 20% w latach 2014–2018 (istotna zmiana trendu po 14 latach spadku produkcji).

Spekuluje się, że dalszy rozwój prac wydobywczych na obszarach przybrzeżnych Wielkiej Brytanii będzie zależał od sukcesów poszukiwawczych niewielkiej liczby nowych odwiertów. W 2018 r. wykonano tylko 8 otworów – była to najmniejsza liczba od czasu narodzin brytyjskich poszukiwań w tym obszarze (6 z nich dostarczyło znaczących odkryć), a w 2020 r. zaplanowano wykonanie 16 kolejnych.

Utrzymanie wzrostu produkcji będzie ściśle powiązane z rozsądnym wprowadzaniem innowacji, planowaniem, przedłużaniem żywotności starszych platform, wycofywaniem z eksploatacji nieproduktywnych złóż i eksploatacją mniejszych pól.

Angola. Produkcja ropy naftowej pikuje w dół, lecz kraj ten może otrzymać znaczącą pomoc dzięki działalności firm *ENI* i *Total*, które zamierzają wesprzeć stowarzyszoną w OPEC Angolę. Spółki te wykupiły prawa do poszukiwań w blokach 28. (*ENI*) i 29. (*Total*). Ponadto włoski gigant rozpoczął eksploatację pola naftowego *Agogo-1*, gdzie uzyskał wydajność 10 tys. bbl/d i spodziewa się, że podwoi ją w ciągu najbliższych miesięcy. Szacuje się, że wydobycie ropy naftowej z angolskich złóż zagospodarowanych w ciągu ostatnich pięciu lat osiągnie szczyt w 2022 r. – na poziomie ok. 549 tys. bbl/d.

Dodanie znacznych zasobów poprzez nowe odkrycia wydaje się być jedynym ratunkiem dla przemysłu naftowego w południowo-zachodniej Afryce. Produkcja ropy w Angoli spadła w ciągu ostatniej dekady o jedną trzecią (do mniej niż 1,4 mln bbl/d), co odzwierciedla lata niedoinwestowania nowych projektów. Rząd, który większość dochodów uzyskuje z eksportu ropy (37% PKB), wprowadził reformy, takie jak ulga podatkowa i inne korzystne regulacje prawne, aby sprowokować inwestycje i odwrócić trend spadku. Szacuje się, że bez nowych złazisk produkcja ropy może spaść do 2025 r. poniżej 1 mln bbl/d. Obecnie udokumentowane zasoby wydobywalne Angoli wynoszą 9 mld baryłek ropy naftowej i ok. 311 mld m³ gazu ziemnego, przy czym większość złóż znajduje się na obszarach morskich.

Liczba platform wiertniczych na wodach Angoli wzrosła w ostatnim roku, a *Total*, zajmujący pozycję najprężniej działającego operatora zagranicznego, planuje w najbliższych tygodniach rozpoczęcie wiercenia na najgłębszych wodach w historii przemysłu naftowego. Odwiert w bloku 48 zostanie wykonany na obszarze, gdzie dno morskie znajduje się 3628 m pod powierzchnią wody. Tym samym statek *Maersk Voyager*, zakontraktowany przez *Total* do wykonania otworu (w 2019 r. prowadził prace w Ghanie i Gwinei Równikowej), pobije rekord siostrzanego okrętu *Maersk Venturer*, który u wybrzeży Urugwaju odwiertował w 2016 r. otwór *Raya-1* na głębokości ok. 3400 m p.p.m.

Surinam. Początek stycznia przyniósł pierwsze wiadomości na temat odkrycia dokonanego po odwierceniu otworu *Maka-Central-1* u wybrzeży Surinamu. Firma *Apache*, prowadząca prace w kooperacji z francuskim koncernem *Total*, poinformowała, że potwierdził się model geologiczny przewidujący w formacjach kredy górnej (*santon–kampan*) strefę nasyconą ropą naftową (o miąższości 73 m) i – lekką ropą bądź kondensatem (o miąższości 50 m). Zdaniem analityków wciąż nie jest możliwe dokładne określenie objętości złoża. Jednocześnie wskazują oni, że złożo to znajduje się bardzo blisko formacji rozpoznanych przez *ExxonMobil* w Gujanie, których zasoby szacuje się na ponad 6 mld baryłek i na tej podstawie estymują zasoby pola *Maka* na 200–300 mln bbl. *Sytuacja jest zerojedynkowa. Wczoraj, Surinam [pod względem potencjału wydobywczego] był nic nie wart, a teraz nie*

potrafimy stwierdzić, jak wiele będzie wart – powiedział Doug Leggate, analityk *BofA Global Research*.

W połowie stycznia firmy *Apache* i *Total* przystąpiły do wykonania kolejnego odwiertu poszukiwawczego, o nazwie Sapakara West-1, usytuowanego w odległości 20 km na południowy wschód od Maka-Central-1. Wyniki testów Sapakara rzuca nieco więcej światła na jakość ropy naftowej, jakiej można się spodziewać w najbardziej atrakcyjnych złożach Surinamu. Ropa z gujańskiej Lizy ma gęstość ok. 870 kg/m³, podczas gdy lżejsza Maka w płytszym interwale kampanu (50 m) ok. 740–825 kg/m³, a w głębszej formacji santonu (73 m) ok. 800–850 kg/m³. Z powodu odkrycia strefy ropy o dużym nadciśnieniu w dolnej części santonu nie przetestowano trzeciego potencjalnego interwału złożowego, znajdującego się w zalegających głębiej osadach turonu. Potencjał złożowy skał turonu zostanie sprawdzony przy okazji kolejnych wierceń, ale wysokie nadciśnienie napotkane w dolnym santonie może stanowić pozytywną przesłankę dla przyszłych prac rozpoznawczych w tej strefie. *Apache* sugeruje, że wymiary złoża zdefiniowane podczas obrazowania sejsmicznego 3D zwiastują znaczne zasoby o wysokim potencjale w co najmniej 7 formacjach roponośnych i ponad 50 wyznaczonych pułapkach znajdujących się w strefach o odpowiedniej dojrzałości termicznej.

Odkrycie w Surinamie może się stać jednym z najważniejszych wydarzeń naftowych 2020 r., wprowadzając kraj na listę państw produkujących i eksportujących ropę naftową. Eksploracja pola Maka może zapoczątkować wyścig koncernów po zakontraktowanie wciąż nieprzydzielonych bloków koncesyjnych w Surinamie oraz zwiększyć potencjał inwestycyjny Gujany. Jednakże na horyzoncie pojawiają się problemy natury politycznej. Rozwój przybrzeżnego sektora naftowego nadzoruje obecnie prezydent Desi Bouterse i aby wykorzystać potencjał kraju, należy z nim współpracować. Reputacja tego byłego oficera armii, który w 2010 r. w spektakularny sposób wygrał demokratycznie przeprowadzone wybory, jest mocno nadszarpnięta przez wyroki skazujące go za przemyt narkotyków i zabicie w 1982 r. piętnastu przeciwników politycznych. Firmom angażującym się w prace wydobywcze w regionie może być trudno wytłumaczyć współpracę z politykiem o tak bogatej historii łamania praw człowieka. Analitycy twierdzą, że zawirowania wewnętrzne mogą spowolnić tempo wierceń, ale raczej nie zatrzymają go.

Libia. Wojna domowa i niestabilna sytuacja polityczna w ojczyźnie największych udokumentowanych zasobów ropy naftowej w Afryce spowodowała znaczne zmniejszenie ich wydobycia. *National Oil Corp.* ogłosiła stan siły wyższej i wydała instrukcje dotyczące blokad eksportu ropy z portów Brega, Ras Lanuf, Hariga, Zueitina i Sidra przez operujące w nich firmy *Sirte Oil Company*, *Harouge Oil Operations*, *Waha Oil Company*, *Zueitina Oil Company* i *Arab Gulf Oil Company (AGOCO)*. Zamknięcie portów skutkowało zmniejszeniem wydobycia, a następnie, gdy zbiorniki zostały zapełnione, całkowitym zaprzestaniem eksploatacji wielu pól naftowych w kraju. Głównym powodem zaistniałej sytuacji jest okupacja części rurociągów transportujących węglowodory przez opozycyjne siły zbrojne, które chcą zwrócić uwagę międzynarodowej opinii publicznej na wewnętrzną politykę Libii. Wschodnią dowódcą wojskowy Khalifa Haftara, zamykając ze swoimi siłami Libijskiej Armii Narodowej rurociąg Hama-

da-Zawiya, uniemożliwia transport surowca z pól Sharara i El Feel. Dzięki temu ogranicza środki finansowe trafiające do krajowego banku centralnego, które uznany na arenie międzynarodowej premier rządu Fayed al-Sarraj wykorzystuje do zakupu broni w celu obrony przed stacjonującymi na południowych przedmieściach Trypolisu wojskami Haftara. Informacje płynące z Libii świadczą o dodatkowym wsparciu Haftara przez Rosję, Egipt i Zjednoczone Emiraty Arabskie, a rządu Sarraja przez żołnierzy tureckich i syryjskich rebeliantów.

Sektor naftowy i gazowy jest siłą napędową libijskiej gospodarki i jedynym źródłem dochodu Libijczyków. Ropa i obiekty naftowe należą do Libijczyków. Nie są to karty, w które można grać, aby rozwiązać problemy polityczne. Zamknięcie eksportu i produkcji ropy będzie miało daleko idące i przewidywalne konsekwencje. Jeśli zamknięcie zostanie przedłużone, staniemy w obliczu załamania kursu walutowego, ogromnego i niezrównoważonego wzrostu deficytu krajowego, odejścia zagranicznych kontrahentów i utraty przyszłej produkcji, której przywrócenie może trwać latami. Głównymi beneficjentami tego aktu będą inne państwa wydobywające ropę, a szkody poniosą wyłącznie Libijczycy. To jest jak podpalenie własnego domu – stwierdził członek zarządu *National Oil Corp.*, Mustafa Sanalla.

Szacuje się, że zaistniała sytuacja spowoduje zmniejszenie wydobycia ropy naftowej o 800 tys. bbl/d, co odpowiada stratom finansowym w wysokości ok. 55 mln USD dziennie. Libia ma największe udokumentowane zasoby ropy naftowej w Afryce, a ponieważ ropa ta jest lekka i cechuje się niską zawartością siarki, stała się popularna i pożądana w rafineriach basenu Morza Śródziemnego oraz Europy północno-zachodniej (80% eksportu), a także wysoko ceniona w Chinach, Malezji czy Tajlandii. W styczniu planowano wydobycie na poziomie 1,1 mln bbl/d, wciąż mniejsze niż przed obaleniem reżimu Muammara Kaddafiego w 2011 r., kiedy produkcja przekraczała 1,6 mln bbl/d. W Libii działa wiele zagranicznych koncernów naftowych, jak np. *Eni*, *Total*, *OMV*, *ConocoPhillips*, *Wintershall*, *Repsol* czy *Tatneft*. Za pośrednictwem gazociągu *Greenstream* to północnoafrykańskie państwo jest również kluczowym dostawcą gazu ziemnego do Włoch. W 2019 r. eksport tym łańcuchem przesyłowym wyniósł 5,4 mld m³ (8% całkowitego zużycia we Włoszech), a według ostatnich danych od początku 2020 r. wynosi 11 mln m³/d.

Arabia Saudyjska. W odpowiedzi na wrześniowe ataki irańskie, które dotknęły saudyjskie zakłady naftowe, odcinając ponad 5% globalnej podaży ropy naftowej, królestwo z pomocą Francji postanowiło zwiększyć ochronę kluczowej infrastruktury naftowej. W ramach misji grupy zadaniowej *Jaguar* Francuzi wdrożyli system radarowy na wschodnim wybrzeżu Arabii Saudyjskiej, mający na celu zapobieganie kolejnym incydentom. Głos w sprawie zabrał prezydent Emmanuel Macron, stwierdzając: *dzięki inicjatywom z naszymi europejskimi partnerami wzmacniamy bezpieczeństwo morskie w regionie, które ma dla nas strategiczne znaczenie*. Szczegóły misji *Jaguar* nie zostały dotychczas opublikowane.

Paryż obwinił Iran za przeprowadzenie ataku (z użyciem drona i rakiety), który spowodował zniszczenia w największym na świecie zakładzie przetwórstwa ropy naftowej, zlokalizowanym w Arabii Saudyjskiej, oraz obiecał pomoc w zapobieganiu kolejnym potencjalnym atakom.

Wprowadzenie systemu przyspieszono ze względu na zastrzeżenie konfliktu na linii USA–Iran i groźby najwyższego przywódcy Iranu. Ajatollah Ali Khamenei zapowiedział mianowicie, że Korpus Strażników Rewolucji Islamskiej będzie szukał zbrojnych odpowiedzi w regionie za zabicie generała Sulejmaniego i niepokoje wewnętrzne wyzwolone w wyniku zestrzelenia ukraińskiego pasażerskiego Boeinga 737.

Venezuela. Kraj pograżył się w kryzysie legislacyjnym po tym, gdy zwolennicy Nicolasa Maduro zabronili popieranemu przez USA przywódcy opozycji (Juanowi Guaido) i jego poplecznikom, wejścia do kongresu przed mianowaniem Luisa Parra, byłego członka opozycji, głową zgromadzenia prorządowego. Wywołało to falę wewnętrznych konfliktów i dywagacji na skalę międzynarodową. Zgromadzenie Narodowe Wenezueli jest ostatnią niezależną instytucją rządową posiadającą mandat do legalnego zatwierdzania umów koncesyjnych w sprawie poszukiwania i eksploatacji złóż ropy naftowej – dzięki ustawie opracowanej przez lewicowego poprzednika Maduro, zmarłego Hugo Cháveza, który dał państwowemu monopolistom naftowemu PDVSA (*Petroleos de Venezuela*) większość udziałów finansowych i kontrolę operacyjną nad kwestiami związanymi z wydobyciem. Gdyby przejęcie kongresu zakończyło się sukcesem, zwolennicy Maduro mogliby opracować nową ustawę, przyznającą zagranicznym firmom uprawnienia do eksploatacji złóż. Byłoby to podobne do ogromnych (obecnie cofniętych) reform energetycznych Meksyku, które otworzyły kraj dla zagranicznych inwestorów i zniszczyły państwowy monopol.

Venezuela jest 12. producentem ropy naftowej na świecie i ma największe jej zasoby. Wszystko to jednak pozostaje nieistotne, dopóki kraj jest spowity głębokim kryzysem gospodarczym, czy wręcz humanitarnym, i stoi w obliczu niekontrolowanej korupcji, dewaluacji waluty oraz paraliżujących sankcji, nałożonych przez USA i Unię Europejską. Maduro wciąż liczy na to, że na ratunek przyjdzie Moskwa, podobnie jak stało się to kilka razy w przeszłości. Pozostaje głową państwa *de facto* dzięki wsparciu takich potęg gospodarczych, jak Rosja, Chiny i Indie, które chcą otrzymać zwrot inwestycji w postaci możliwości wykorzystania bogactw mineralnych Wenezueli. Od 2015 r., kiedy prezydent Obama nałożył pierwsze sankcje na kraj, produkcja ropy naftowej w Wenezueli spadła z 3,2 mln bbl/d do zaledwie 0,7 mln bbl/d. Rządowi brakuje funduszy na utrzymanie infrastruktury naftowej, a gospodarka kraju zaliczyła niemalże 60-procentowe straty, pokazując ogromne znaczenie przemysłu naftowego dla tego kraju.

Rosja. Na początku 2020 r. rozpoczął się kryzys naftowy pomiędzy Rosją a Białorusią. Kraje te nie doszły do konsensusu w sprawie opłat za tranzyt rosyjskiej ropy i produktów naftowych w bieżącym roku. Białoruś zasugerowała zwiększenie taryfy w celu zrekompensowania dostaw skażonej ropy z Rosji zeszłej wiosny, które spowodowały spadek przychodów białoruskiego operatora gazociągu *Gomeltransneft Druzhiba*. Rosyjski rząd kwestionuje obliczenia Białorusi dotyczące strat, nie zgadzając się na stawki zgłoszone przez Mińsk.

Dostawy ropy naftowej z Rosji na Białoruś wstrzymał 1.01.2020 r., choć firmy *Russneft* i *Neftisa* przywróciły je częściowo 4.01.2020 r., jednak trafiają one tylko do rafinerii *Naftan*, podczas gdy do rafinerii *Mozyrz* do połowy

stycznia nie dostarczono żadnej dostawy. Rosyjskie Ministerstwo Energii, które nadzoruje eksport ropy, udzieliło dwóm firmom pozwolenia na eksport 650 tys. t surowca za pośrednictwem systemu rurociągów naftowych *Transneft* i 100 tys. t kolejną w miesiącach styczeń–marzec. Białoruskie spółki wciąż nie mogą osiągnąć kompromisu z państwowym przedsiębiorstwem *Belneftekhim*, kontrolującym rafinerie, w sprawie nowych warunków dostaw. Pomimo stałego dążenia do pogłębienia integracji politycznej i gospodarczej rządów w Moskwie i Mińsku, Aleksander Łukaszenko powiadomił opinię publiczną o kolejnych fiaskach negocjacyjnych, stwierdzając, że Rosja zaproponowała cenę ropy wyższą niż średnia światowa.

Tymczasem w połowie stycznia *Gazprom* powiadomił o sukcesie wprowadzenia elektronicznej platformy do sprzedaży gazu ziemnego – *Gazprom Export's Electronic Sales Platform (ESP)*. Ustanowiono nowy rekord dziennej sprzedaży gazu, osiągając 9.01.2020 r. poziom 477 mln m³. W związku z tym być może zostanie zrekompensowana niewielka sprzedaż gazu w grudniu, który był czasem niepewności przed podpisaniem 5-letniej umowy w sprawie tranzytu przez Ukrainę.

Turcja. W Stambule 8.01.2020 r. odbyło się uroczyste otwarcie gazociągu *TurkStream*, w którym wzięli udział m.in. prezydent Rosji Władimir Putin, prezydent Turcji Recep Erdogan, prezydent Serbii Aleksandar Vucic, premier Bułgarii Boyko Borissov, rosyjski minister energii Alexander Novak oraz turecki minister energii i zasobów naturalnych Fatih Donmez. Gazociąg będzie łącznikiem biegnącym dnem Morza Czarnego od stacji kompresji gazu w pobliżu rosyjskiego miasta Anapa do miejscowości Kiyikoy w Turcji. Ma dwa ciągi przesyłowe o łącznej przepustowości 31,5 mld m³. Pierwszy z liczących sobie 930 km ciągów będzie dostarczał gaz do Turcji, natomiast drugi do Europy południowej i południowo-wschodniej przez terytorium Turcji.

W odpowiedzi na oskarżenie wysunięte przez Rosjan, jakoby Sofia opóźniła budowę gazociągu na swoim terytorium, i stwierdzenie, że w razie potrzeby Moskwa może znaleźć sposób na ominięcie Bułgarii, premier Borissov zaprzeczył celowym opóźnieniom i wyraził nadzieję, że pierwsze dostawy do Serbii trafią w maju, a budowa całej sekcji zostanie ukończona do końca roku.

Układanie *TurkStream* trwało 15 miesięcy i zostało zakończone w listopadzie 2018 r., a budowa terminalu odbiorczego w 2019 r. Zaawansowany technologicznie projekt wymagał położenia rur o średnicy 813 mm na głębokości dna do 2200 m. Dzięki nowemu gazociągowi Rosja może dostarczać gaz na południe Europy bez konieczności tranzytu przez Ukrainę, który na mocy niedawnego porozumienia spadnie z 65 do 40 mld m³ rocznie. Rosja jest największym dostawcą gazu do Turcji i Europy – transportuje go rurociągiem *Blue Stream* pod Morzem Czarnym i lądową *West Line* przez Ukrainę. Warto przypomnieć, że w grudniu 2019 r. senat USA zatwierdził projekt ustawy nakładający sankcje związane z *TurkStream* i *Nord Stream 2*.

Źródła: Apache, EIA, Esai Energy, Gazprom, Guardian, Journalofpetroleumtechnology, Maersk, Oilprice, OGJ, PGNiG, Reuters, Russibusinessstoday, Rystad energy, Theconversation, Tvsloviaanin, Wirtualnemediia, Wood Mackenzie, Worldoil