

Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Radomir Pachytel¹



Polska. Początek lutego 2020 r. przyniósł zmiany w radach nadzorczych polskich spółek naftowych. Prezesa Zarządu Grupy Lotos Jarosława Wittstocka, pełniącego tę funkcję od grudnia 2019 r., zastąpił na stanowisku Paweł Jan Majewski. Dotychczasowy prezes objął stanowisko wiceprezesa ds. korporacyjnych.

Uzupełnienie składu rady nadzorczej zasygnalizował również PKN Orlen. Za obszar komunikacji i marketingu będzie odpowiedzialny Adam Burak, a za finanse – Jan Szewczak.

Prezes Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa Jerzy Kwieciński poinformował, że pierwszy kwartał 2020 r. będzie najintensywniejszy pod względem dostaw LNG do terminalu w Świnoujściu. Dane z roku 2019 wskazują na kolejny rok wzrostu udziału LNG w imporcie gazu ziemnego (z 20 do 23%) oraz dostaw z kierunków zachodniego i południowego (z 13 do 17%), przy jednoczesnym spadku ilości gazu sprowadzanego z Rosji (z 67 do 60%). W ciągu 4 lat dostawy LNG wzrosły z 0,97 do 3,43 mld m³, natomiast zaopatrzenie ze wschodu zmalało z 10,25 do 8,95 mld m³. W kontekście najbliższych lat należy pamiętać, że na mocy klauzuli *take or pay*, zawartej w kontrakcie jamalskim, do końca 2022 r. Polska jest zobowiązana odbierać od *Gazpromu* minimum 8,7 mld m³ gazu rocznie.

Szacuje się, że dostawy zewnętrzne zapewniły w 2019 r. 14,85 mld m³ gazu, a wydobyte krajowe ok. 3,8 mld m³.

Gaz-system sukcesywnie uzyskuje pozwolenia na budowę lub rozbudowę kolejnych elementów gazociągu *Baltic Pipe*. Pozytywne decyzje uzyskały: terminal odbiorczy w Konarzewie, węzeł przesyłowy w Płotach oraz tłocznie gazu w Odolanowie, Gustorzynie i Goleniowie. Spółka otrzymała również zezwolenie na budowę odcinka gazociągu Goleniów–Lwówek, który będzie ważnym komponentem tego dwukierunkowego gazociągu morskiego, łączącego Polskę i Danię.

PKN Orlen podpisał aneks do obowiązującej od 2016 r. umowy z *Saudi Aramco*, zacieśniając współpracę z saudyjskim potentatem paliwowo-chemicznym. Na mocy nowych ustaleń *Saudi Aramco* będzie dostarczać ok. 400 tys. t ropy *Arabian Light* miesięcznie na potrzeby rafinerii *Orlenu* w Polsce, Czechach i na Litwie. Stanowi to 33-procentowy wzrost dostaw względem dotychczasowych ustaleń i kolejny krok w zwiększeniu udziału surowca spoza Rosji. Polski koncern naftowy urealnia dywersyfikację zaopatrzenia w ropę naftową, a oprócz paliw rosyjskich i saudyjskich zakontaktował surowiec m.in. z Angoli, Nigerii, Norwegii czy Stanów Zjednoczonych.

Białoruś. Brak porozumienia w sprawie nowego kontraktu na dostawy ropy naftowej z Rosji wpłynął na stosun-

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

ki pomiędzy Mińskiem a Moskwą, powodując eskalację sporu geopolitycznego. Rafinerie na Białorusi otrzymały w styczniu tylko 500 tys. t rosyjskiej ropy, w porównaniu z planowanymi 2 mln t. Prezydent Aleksander Łukaszenka oskarża Kreml o próbę wymuszenia zjednoczenia krajów: *Poprzez integrację rozumieją przejęcie Białorusi. To nie jest integracja, to inkorporacja*. Brak dostaw surowca, z którymi Białoruś musi się zmagać od początku roku, zmusił ją do zacieśnienia więzi z Zachodem.

Szukając nowych rozwiązań w dywersyfikacji dostaw prezydent Łukaszenka zasugerował rozpoczęcie rozmów z Polską, dotyczących możliwości pozyskiwania ropy z Arabii Saudyjskiej i Stanów Zjednoczonych poprzez rurociąg z Gdańska. Jednocześnie propozycję importu ropy wysłał do Kazachstanu, Azerbejdżanu i Ukrainy. Mińsk wyraził opinię, że będzie dążył do ograniczenia dostaw rosyjskiej ropy do 30–40% rynku krajowego. Około 30% chce otrzymywać z portów bałtyckich i tyle samo z Ukrainy.

Tymczasem białoruska państwowa spółka naftowa *Belneftekhim* poinformowała, że zależna od niej spółka BNK kupiła od Norwegii 80 tys. t ropy naftowej z pola Johan Sverdrup, która ma zostać dostarczona do rafinerii w kraju koleją, poprzez port w Kłajpedzie. Ponadto rząd w Mińsku grozi odessaniem ropy z rurociągu tranzytowego *Drużba*, którym ok. miliona baryłek rosyjskiego płynu każdego dnia jest dostarczanych na zachód, w tym do Polski i Niemiec.

Konflikt związany z dostawami ropy nie przeszkodził w podpisaniu porozumienia pomiędzy rządem Białorusi i rosyjskim *Gazpromem*, które 7.02.2020 r. ustaliły warunki dystrybucji i cen gazu ziemnego. Rosja będzie kontynuować zaopatrzenie do roku 2021 na warunkach z roku 2019, tj. 127 USD za 1000 m³. Białoruś rocznie importuje ok. 20 mld m³ rosyjskiego gazu ziemnego.

Norwegia. *Norwegian Petroleum Directorate*, specjalistyczny organ administracyjny Królestwa Norwegii, udostępnił dane podsumowujące eksploatację węglowodorów w 2019 r. Wydobyte w kraju spadło o ok. 6% względem roku 2018 i wyniosło ponad 1,4 mln bbl/d ropy naftowej, ok. 0,2 mln bbl/d LNG i ponad 300 mln m³/d gazu ziemnego. Najwięcej gazu ziemnego wydobyto w pierwszym kwartale roku, natomiast ropy naftowej – w ostatnim kwartale 2019 r.

Firma *Aker-BP* zgodziła się przekazać PGNiG *Upstream Norway* 3,3% udziałów w złożu Gina Krog oraz 11,92% udziałów w licencji 127C w zamian za 5% udziałów w licencji 838, prawo do prowadzenia prac wiertniczych i dopłatę pieniężną. Po zamianie udziały PGNiG *Upstream Norway* w eksploatacji pola Gina Krog na wyniesieniu Utsira Morza Północnego wzrosną do 11,3%. Eksploatacja tego złoża rozpoczęła się w 2017 r., a zeszłoroczne wydobyte osiągnęło 19,9 mln boe. Pozostałe rezerwy szacuje się na 172,5 mln boe. Dzięki zwiększonym udziałom w wydobywaniu PGNiG będzie mogło wysyłać więcej gazu poprzez gazociąg *Baltic Pipe*. Licencja 127C zawiera odkrycie Alve Nord i perspektywiczny obszar Alve NE, położone w zagospodarowanym przez *Aker BP* rejonie Skarv Morza Norweskiego, gdzie do końca roku planuje się wykonanie odwiertu poszukiwawczego. Licencja 838 obejmuje złożo Shrek w pobliżu Skarv. Dzięki porozumieniu *Aker BP* będzie mógł rozpoznać złożo i uruchomić wydobyte. Wynagrodzenie dla *Aker BP* wyniesie od 51 do 62 mln USD, w zależności od rozwoju odkrycia Alve Nord.

Chiny. Wybuch epidemii koronawirusa spowodował przerwanie działalności gospodarczej w Chinach, blokadę

miast i ograniczenie możliwości podróżowania, przyczyniając się do spadku popytu na ropę i znaczących spadków cen tego surowca. W lutym rafinerie państwowe zmniejszyły tempo przetwarzania o jedną dziesiątą i będą dodatkowo obniżać produkcję w marcu. Połączone cięcia *PetroChina*, *Sinopec* i *CNOOC* już w drugim miesiącu tego roku wyniosły ok. 940 tys. bbl/d. Prywatne rafinerie zostały zmuszone do większych cięć, nawet o 25%. Jednocześnie wykorzystują niskie ceny do zakupu ropy.

Spekuluje się, że w lutym zużycie ropy w Chinach może być o 25% niższe niż rok wcześniej, co miałoby przełożenie na zmniejszenie światowej konsumpcji o 3%. W związku z niepewnością dotyczącą szczytowego momentu rozprzestrzenienia wirusa ceny ropy WTI spadły poniżej 50 USD (4.02.2020 r.), tj. o 19% względem początku roku i o 22% względem tegorocznego maksimum ceny, przypadającego na początek drugiego tygodnia 2020 r. Rynek reaguje na każdą wiadomość z Chin, które są drugim konsumentem ropy naftowej na świecie (po Stanach Zjednoczonych) i jednocześnie największym jej importerem, odpowiedzialnym za ponad 20% systemu gospodarczego.

Obniżka notowań spowodowała reakcję krajów OPEC i sojuszników organizacji, podejmujących działania w celu wspierania cen ropy naftowej. Pogłębiono cięcia dostaw tego surowca w pierwszej połowie 2020 r. o 600 tys. bbl/d – do wartości 2,7 mln bbl/d. Jednocześnie Rosja odmówiła zgody na zmniejszenie produkcji, co minister energii Alexander Novak tłumaczył koniecznością skrupulatnej oceny wpływu koronawirusa na rynek węglowodorów.

Oxford Institute for Energy Studies szacuje, że tylko w Chinach popyt na ropę w pierwszym kwartale 2020 r. spadnie o co najmniej 500 tys. bbl/d, podczas gdy rosyjskie ministerstwo energii zachowuje umiarkowany optymizm, wierząc, że globalny spadek nie przekroczy 200 tys. bbl/d. Analitycy twierdzą, że negatywny wpływ pandemii na popyt będzie tymczasowy. Gdy epidemia, wraz z wywołaną przez nią paniką, zacznie gasnąć, popyt na produkty naftowe zacznie się poprawiać. Wybuch epidemii może jednak spowolnić chińską gospodarkę, obniżając wzrost PKB do poziomu 5%. Taki wynik wciąż przewyższa światową gospodarkę, rosnącą w tempie 3,3%, ale byłby o 1% mniejszy niż prognozowany przez Międzynarodowy Fundusz Walutowy.

Spowolnienie chińskiej gospodarki będzie miało globalne reperkusje i szczególnie mocno uderzy w rynek energii, rozpoczynając kolejną partię szachów pomiędzy krajami eksportującymi węglowodory. Rosja, nie dążąc do zmniejszenia produkcji, zacznie stopniowo odchodzić od umowy OPEC+, podpisanej w ostatnim kwartale 2016 r. Rynek azjatycki, na który rosyjskie firmy przekierowały eksport w ostatnich latach, stanowi ważny obszar konkurencji pomiędzy naftowymi mocarstwami. Według BP w latach 2016–2018 Rosja zmniejszyła dostawy ropy do Europy o 14% (z 177,4 do 153,3 mln t), jednocześnie zwiększając eksport do Chin i Indii o ponad jedną trzecią (z 52,8 do 73,8 mln t). Podobną strategię zastosowała Arabia Saudyjska, która w tym samym okresie zdołała zrekompensować zmniejszenie dostaw do Europy (o 1,7 mln t) zwiększeniem ich do Chin i Indii (o 4,7 mln t). To samo dotyczy Stanów Zjednoczonych, które w ubiegłym roku z powodu wojny handlowej zmniejszyły eksport do Chin o ponad 50% (5,8 mln t w porównaniu z 12,6 mln t w 2018 r.), ale w ciągu najbliższych lat zwiększą dostawy, nawiązując do pierwszej fazy aktualnej umowy handlowej, w której Państwo Środka zobowiązało się do kupna ropy, LNG i produktów pokrewnych z USA o wartości 52,4 mld USD.

Kuwejt i Arabia Saudyjska. Ostatnie tygodnie ubiegłego roku przyniosły finalizację rozmów i podpisanie ważnej umowy pomiędzy Kuwejtem a Arabią Saudyjską, dotyczącej dwóch wspólnych pól naftowych znajdujących się na terytorium neutralnym pomiędzy tymi państwami. Pięcioletni zatarg został zakończony porozumieniem dzielącym strefę sporną pomiędzy dwa kraje, co umożliwiło wznowienie wydobywania na polach Khafji i Wafra.

Eksploatacja obszarów znajdujących się w strefie neutralnej została wstrzymana w październiku 2014 r., jak poinformowały arabskie media, z przyczyn środowiskowych. W momencie zakończenia prac ze znajdujących się tam złóż wydobywano 500 tys. bbl/d. Podmorskie złożo Khafji było obsługiwane przez *Kuwait Gulf Oil Company* i *Aramco Gulf Operations*, natomiast lądowe pole Wafra było zarządzane przez *Kuwait Gulf Oil Company* oraz *Saudi Arabian Chevron*.

Gujana. *ExxonMobil* po raz kolejny zwiększył szacunkową objętość złóż ropy naftowej w Gujanie, określając ją na ponad 8 mld boe. Dokonał także identyfikacji kolejnego, szesnastego odkrycia ropy w bloku Stabroek – w otworze Uaru, na północny wschód od pola Liza. Najnowsze obliczenia obejmują zasoby rozpoznane do końca 2019 r., więc bieżące odkrycie zostanie dodane do zasobów w późniejszym opracowaniu.

Dzięki niedawnym, wysokiej jakości znaleziskom w Tripletail i Mako, zawierającym znaczne wydobywalne zasoby węglowodorów, nasze inwestycje będą zapewniały korzyści mieszkańcom Gujany. Odkrycie Uaru jest krokiem, którym rozpoczynamy nową dekadę – czas współpracy pomiędzy Republiką Gujany i wspólnikami – powiedział Mike Cousins z *ExxonMobil*. W Uaru natrafiono na strefę występowania piaskowców o miąższości 29 m, zawierających wysokiej jakości ropę naftową. Otwór wiercono na morzu o głębokości 1933 m, w odległości ok. 16 km na północny wschód od pola Liza, z którego w grudniu 2019 r. zaczęto wydobywać węglowodory.

Pierwsza faza projektu Liza postępuje rozwojowo i w najbliższych miesiącach umożliwi uzyskanie 120 tys. bbl/d ropy naftowej. Druga faza jest w trakcie przygotowań i według przewidywań, wydobywanie wystartuje w połowie 2022 r., osiągając zdolność produkcyjną 220 tys. bbl/d. Obecnie operatorzy czekają również na decyzję rządu w sprawie trzeciej fazy projektu, związanej z uruchomieniem działań na polu Payara (na północ od Lizy), które może dostarczać dodatkowych 220 tys. bbl/d. Blok Stabroek ma powierzchnię 26,8 tys. km² i jest zagospodarowany przez *ExxonMobil* (45% udziałów), *Hess Guyana Exploration Limited* (30%) oraz *CNOOC Petroleum Guyana Limited* (25%).

Chile. Spółka *GeoPark Limited*, największa niezależna firma naftowa prowadząca prace w Ameryce Południowej, ogłosiła odkrycie nowego złoża gazu ziemnego Jauke Oeste w bloku Fell w Chile. W otworze Jauke Oeste 1, o głębokości 2925 m, rozwiercono perspektywiczną formację Tobifera. Testy produkcyjne świadczą o wydajności wydobywania na poziomie 125 tys. m³/d gazu ziemnego oraz 52 boe/d kondensatu, przy ciśnieniu głowicowym ok. 22 MPa.

Jauke Oeste jest oddalone o ok. 1 km na północ od rozpoznanego złoża gazowego Jauke, które obecnie umożliwia wydobywanie ok. 240 tys. m³/d gazu z dwóch odwiertów. Złoża gazu Jauke i Jauke Oeste są częścią rozległej struktury Dicky i uważa się je za odkrycia, które zapoczątkują rozkwit prac wiertniczych w dysponującym ogromnym potencjałem bloku Fell.

GeoPark Limited planuje prowadzić dalsze poszukiwania w bloku Fell jeszcze w pierwszej połowie 2020 r. Do tego czasu zaawansowane prace, które mogą skutkować rozpoznaniem nowych złóż, będą związane z wierceniami otworów Leun 1 w bloku Flamenco, Huillin 1 w bloku Isla Norte i Koo 1 w bloku Campanario. Spółka, prowadząca działalność w Kolumbii, Peru, Argentynie, Brazylii, Chile i Ekwadorze, na początku lutego opublikowała raport o zasobach, z którego wynika, że na koniec 2019 r. dysponowała udowodnionymi zasobami w wysokości 130,6 mln boe, z czego 93% stanowią złoża ropy naftowej. Zasoby – określane jako *udowodnione, prawdopodobne i przypuszczalne* – wynoszą 351,3 mln boe. Największe rezerwy znajdują się w Kolumbii, gdzie tylko w bloku Llanos 34 firma ma wytypowanych 120 lokalizacji do posadawienia nowych odwiertów.

Rosja. *Rosneft*, obok *Gazpromu* i *Łukoil* największa firma naftowa w Federacji Rosyjskiej, ogłosiła wyniki wydobywania węglowodorów w 2019 r. Średnia dzienna produkcja ropy naftowej wyniosła 5,79 mln bbl, co stanowi jedną z najlepszych wydajności uzyskanych przez firmy naftowe na świecie. Przetworzono 110,23 mln t kondensatu, w pełni pokrywając popyt na rynku krajowym i umożliwiając eksport. Przeprowadzono 2871 km badań sejsmicznych 2D i 11,316 km² badań 3D, co wraz z innymi pracami spółki umożliwiło rozpoznanie 258 nowych złóż i 23 nowych pól naftowych, z potencjałem do wydobywania 352 mln t ekwiwalentu ropy. Firma szacuje, że wykonanie 88% ze 143 otworów poszukiwawczych będzie się wiązać z sukcesem i pozyskaniem komercyjnych ilości węglowodorów. Koszty produkcji wyniosły 3,2 USD za ekwiwalent baryłki ropy, co stanowi jedną z najbardziej konkurencyjnych cen. Jednocześnie *Rosneft* pozostaje największym podatnikiem w kraju, wpłacając bezpośrednio do budżetu ok. 3,6 bln rubli (57,6 mld USD). Spółka przedłużyła długoterminowe umowy na dostawę ropy do Polski, Czech, Niemiec oraz Japonii, a także powiększyła udział w strategicznej rafinerii *Bayernoil* na południu Niemiec.

Podczas spotkania prezesa *Rosnieftu* Igora Seczina z prezydentem Rosji Władimirem Putinem, które służyło raportowaniu osiągnięć firmy głowie państwa, przedstawiono również krótką charakterystykę projektu *Vostok Oil*. Koncepcja obejmuje utworzenie nowej prowincji naftowej na północy kraju, na półwyspie Tajmyr, pomiędzy Morzem Łaptiewów a Morzem Karskim. *Rosneft* zainwestuje w prace na tym obszarze 10 bln rubli (160 mld USD). Zagospodarowanie dwóch pól naftowych, Pajachskoje i Zapadno-Irkinskoje, zakłada utworzenie 15 miast dla pracowników, 2 lotnisk i portu morskiego, dających łącznie 100 tys. nowych miejsc pracy. Szacuje się, że implementacja projektu zwiększy PKB kraju o 2%, zintensyfikuje żeglugę na tzw. Szlaku Północnym, wzmocni pozycję Rosji w Arktyce i umożliwi współpracę z międzynarodową siecią inwestorów.

Inny z rosyjskich gigantów, *Gazprom*, już 27 stycznia 2019 r. poinformował, że pierwszy miliard m³ gazu ziemnego został przesłany gazociągiem *TurkStream*, z czego 54% trafiło bezpośrednio na rynek turecki, a 46% przekazano do granicy turecko-bułgarskiej. Rurociąg o długości 930 km umożliwi przesyłanie 31,5 mld m³ gazu rocznie z Anapy (Rosja) do Kiyiköy (Turcja).

Źródła: apnews, BP, businessinsider, EIA, Financial Times, Gazprom, Gaz-system, GeoPark, Lotos, Norwegian Petroleum Directorate, Reuters, Rosneft, oilandgas360, oilandgasjournal, oilprice, Orlen, PGNIG, TASS