

Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego¹Radomir Pachytel²

Fuzja Orlenu z Lotosem. PKN Orlen ogłosił listę partnerów, którzy umożliwią spełnienie środków zaradczych wynegocjowanych z Komisją Europejską i połączenie koncernu z Grupą *Lotos*. Kluczowa stanie się współpraca z *Saudi Arabian Oil Company (Aramco)*, największą na świecie firmą energetyczno-chemiczną. *Aramco*, która pierwszy kontrakt

z *Orlenem* podpisała w 2016 r., otwiera się na sektor rafinerijny w Europie, gwarantując zwiększanie eksportu ropy naftowej do Polski, dalszą dywersyfikację dostaw surowca na potrzeby polskiego koncernu multienergetycznego, a także planuje strategiczną współpracę w obszarze paliw lotniczych, petrochemicznym i badawczo-rozwojowym. Kolejnym konsorcjantem będzie węgierska Grupa *MOL*, której stacje paliw mogą się wkrótce pojawić w polskim krajobrazie. Jednocześnie PKN Orlen zyska m.in. 144 stacje paliw na Węgrzech, co ułatwi polskiej spółce ekspansję na kolejne rynki Europy Środkowo-Wschodniej. Partnerem w obszarze logistyki zostanie polska Grupa *Unimot*, a w sektorze biopaliw węgierski *Rossi Biofuel*.

Struktura importu ropy naftowej do Polski. Warto pochylić się nad wspomnianą w komunikatach *Orlenu* dywersyfikacją dostaw ropy naftowej i, w konsekwencji, możliwością ograniczenia (zaprzestania?) importu czarnego złota z terytorium Rosji. Biorąc pod uwagę polski import ropy, węgla i gazu, wg raportu Forum Energii, w latach 2000–2020 Polska wydała na te surowce ponad bilion złotych, z czego ponad 730 mld popłynęło do Moskwy. W pierwszych dwóch dekadach XXI w. udział Rosji w imporcie ropy naftowej do naszego kraju wyniósł 87%, gazu ziemnego – 72% i węgla kamiennego – 62%. Z roku na rok nasz kraj stara się obniżyć te wskaźniki, co implikuje zmniejszanie objętości węglowodorów w kilkuletnich umowach podpisywanych z *Rosnieftem* czy znaczące zwiększanie ich dostaw w ramach kontraktów z *Aramco*. W 2019 r. udział rosyjskiej ropy naftowej w dostawach do polskich rafinerii spadł do 61,5%, podczas gdy z Arabii Saudyjskiej pochodziło jej 14,7%, z Kazachstanu 10,4%, Nigerii 4%, a z pozostałych krajów 9,4%. Szacuje się, że w ubiegłym roku blisko połowa sprowadzanej przez *Orlen* ropy naftowej pochodziła spoza Rosji.

Jak kształtuje się przyszła struktura rynku? Czy planujemy i czy możemy sobie pozwolić na odejście od naftowej współpracy z Moskwą? Poszukiwanie odpowiedzi na te pytania rozpoczniemy od zatwierdzonego przez Radę Ministrów RP dokumentu strategicznego, jakim jest *Polityka Energetyczna Państwa do 2040 r.* (PEP2040). Już pierwsze jego zdania kreują realny obraz rzeczywistości:

*większość popytu na gaz ziemny czy ropę naftową musi być pokrywana importem. [...] Popyt na gaz ziemny i ropę naftową będzie pokrywany głównie surowcem importowanym. Realizowane będą działania ukierunkowane na dywersyfikację kierunków i źródeł dostaw. Jednocześnie nadal poszukiwane będą krajowe złoża (również niekonwencjonalne), które zastąpią podaż ze złóż wyeksploatowanych. Część popytu na ropę i gaz ziemny zostanie zmniejszona przez wzrost znaczenia biopaliw i paliw alternatywnych. Treść dokumentu nie pozostawia wątpliwości – obecne rozpoznanie złóż i technologii ekonomicznie opłacalnego wydobywania ropy naftowej nie zapewnia pozyskiwania wystarczającej ilości tego surowca z własnych źródeł. Według danych *Bilansu Zasobów Złóż Kopalin w Polsce* na koniec 2020 r. mieliśmy 87 udokumentowanych złóż ropy naftowej o łącznych zasobach wydobywalnych szacowanych na poniżej 22 mln t. W 2020 r. całkowite roczne wydobywanie ropy naftowej i kondensatu ze wszystkich polskich złóż wyniosło 911,43 tys. t. Natomiast nowy konsorcjant *Orlenu* – czyli *Aramco* – w 2020 r. osiągał średnie wydobywanie na poziomie ok. 1,8 mln t ekwiwalentu ropy naftowej, ale... dziennie.*

Zdając sobie sprawę z faktu, że pod naszymi stopami nie znajdziemy tyłu węglowodorów, co w Arabii Saudyjskiej, Wenezueli czy Kuwejcie, warto sprawdzić, ile ropy naftowej będziemy potrzebowali dostarczać każdego roku na krajowy rynek. Obecnie roczne krajowe zużycie ropy naftowej kształtuje się na poziomie 30 mln t, co oznacza samowystarczalność w około 3% zapotrzebowania. Odrzucając bajkowe scenariusze, wedle których w najbliższych miesiącach mielibyśmy zacząć tonami pompować ten surowiec z łupków roponośnych lub uruchomić krajowy potencjał złóż ropy zamkniętej, a *Lotos* miałby wielokrotnie szacunki zasobów złóż B3 i B8, możemy założyć, że niemal cała potrzebna Polsce ropa naftowa musi być importowana. Jakie mamy dostępne drogi dostaw? Pierwsze spojrzenie należy skierować w kierunku gdańskiego *Naftoportu*. Według danych Centrum Informacji o Rynku Energii (CIRE) z drugiej połowy stycznia br., w 2021 r. należąca do PERN (dawniej Przedsiębiorstwo Eksploatacji Rurociągów Naftowych *Przyjaźń*) spółka przeładowała prawie 18 mln t ropy naftowej i paliw, a zgodnie z informacjami na stronie PERN potencjał spółki umożliwi przeładowanie w ciągu roku ponad 36 mln t ropy oraz 4 mln t produktów naftowych.

Struktura dostaw do *Naftoportu* może być dowolna. Obecnie ponad 70% importowanej ropy naftowej pochodzi z kierunków innych niż Rosja. Nic nie stoi więc na przeszkodzie, aby kontraktować surowiec z Afryki, Bliskiego Wschodu (w tym od *Aramco*) i obu Ameryk. Oczywiście,

¹ artykuł przyjęto do druku 8.02.2022 r. – przed inwazją Rosji na Ukrainę

² Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy Instytut Badawczy, ul. Rakowiecka 4, 00–975 Warszawa; rpac@pgi.gov.pl

cena gra rolę, więc absolutnie nie należy się zamykać na zakupy w Rosji, a jedynie wypracować inne źródła dostaw.

W związku z obecnymi praktykami stosowanymi przez europejskie banki i polityką odchodzenia od ropy naftowej można snuć przypuszczenie (graniczące z pewnością), że nie będziemy budować drugiego portu naftowego. Możliwa jest jednak modernizacja i rozbudowa obecnego. Do gdańskiego *Naftoportu* jest dostarczanych ok. 60% importowanej ropy naftowej, ale może on przyjmować większe dostawy, jeśli zostanie rozbudowana dalsza sieć przesyłowo-magazynowa. Tak oto natrafiamy na kwestie związane z budową drugiej nitki Rurociągu Pomorskiego (*RPom*), o przepustowości 27 mln t/rok, oraz rozbudową baz magazynowych ropy naftowej i paliw ciekłych. W PEP2040, oprócz kwestii przesyłu węglowodorów za pomocą *RPom*, którego awaria mogłaby – z powodu tylko jednej jego nitki – mieć fatalne skutki, podniesiono m.in. kwestię rozbudowy ropociągu Boronów–Trzebinia i innych segmentów (projekty wewnętrzne promujące niskoemisyjny i bezpieczny transport produktów ropopochodnych). Realizacja opisanego scenariusza zasadza się na zaufaniu do stabilności dostaw morskich, czyli przepustowości cieśnin duńskich i braku niespodziewanych interwencji na Bałtyku.

Problem pojawia się również w innej materii. Dywersyfikując źródła dostaw ropy naftowej drogą morską i rozbudowując ten segment, aby odciąć się od konieczności tłoczenia jej ropociągami ze wschodu, *de facto* nie dywersyfikujemy metod pozyskiwania ropy, a wręcz prowadzimy do ich ujednolicenia – ze scenariusza droga morska + lądowa, przechodzimy na czysto morską. Czy w takim wypadku jesteśmy skazani na wieloletnią „przyjaźń”?

Rurociąg *Przyjaźń* ma przepustowość 56 mln t rocznie i obejmuje dwa z trzech odcinków polskiej infrastruktury przesyłowej ropy naftowej (trzecim jest *RPom*). Został zbudowany ponad pół wieku temu i stanowi największy na świecie system rurociągów, łączący Syberię z Europą Środkową. Tłoczona nim ropa naftowa REBCO (*Russian Export Blend Crude Oil*), będąca mieszaniną kilku typów ropy z różnych pól, jest średnio ciężka i kwaśna. Rafinerie europejskie są przystosowane do jej przerobu, włączając w to np. plocką rafinerię *Orlenu*, przez którą rokrocznie przepływają miliony ton tego produktu. Ceny są negocjowane w kolejnych umowach. W 2020 r. niższe koszty morskiego transportu rosyjskiej ropy *Urals* spowodowały, że eksport rurociągiem stał się mniej opłacalny niż transport morski. Warto zauważyć, że taka struktura cen transportu może być korzystna dla Rosji – decydując się na udostępnianie części surowca drogą morską, rosyjskie spółki zapewniają sobie udział w przepustowości *Naftoportu*, a jeśli ten nie obsłuży całego zapotrzebowania... reszta i tak musi popłynąć rurociągiem *Przyjaźń*. Ta droga jest jednak uzależniona od dość chimerycznych decyzji o czasowym wstrzymywaniu dostaw.

Czy jest inna, realna możliwość transportu do Polski ropy naftowej rurociągiem? Biorąc pod uwagę strukturę importu krajów ościennych, które w większości przynajmniej częściowo są uzależnione od dostaw z Rosji, nowe podłączenie do któregośkolwiek z innych ropociągów nie byłoby ekonomicznie uzasadnione (tym bardziej wobec zagrożenia, że np. ropociąg Odessa–Brody może znaleźć się w strefie wpływów rosyjskich). Wprawdzie jest analizowane przyłączenie do Europejskiej Sieci Rurociągów Przesyłowych (CEPS), ale pod względem finansowym przedsięwzięcie to jest raczej nieopłacalne.

Szukając możliwości dywersyfikacji dostaw ropy naftowej, możemy na szczęście skierować uwagę na Litwę.

Terminal naftowy w litewskiej Butyndze i rafineria w Możejkach są własnością PKN *Orlen*. Infrastruktura w Butyndze może przyjmować ładunki importowe i eksportować do 14 mln t ropy naftowej rocznie. Projektowana zdolność przerobu rafinerii *Możejki* ma wynieść 10 mln t ropy naftowej rocznie, ale uwzględniając dotychczasowe technologie i obecne warunki, realna wielkość rafinacji jest szacowana na 8 mln t/rok. Biorąc pod uwagę znaczący spadek wydobycia ropy naftowej na Litwie i brak dywersyfikacji dostaw na tamtejszy rynek, rafineria *Możejki* jest zobowiązana do zapewnienia dostaw ok. 2,5 mln t produktów naftowych na rynek wewnętrzny (w ostatnich latach Litwa zużywa ich ok. 2,1 mln t/r). W związku z tym wydaje się, że do Polski może trafić z Litwy ok. 5,5 mln t surowca. Niestety, *Orlen Lietuva* w ramach kontraktów dostarcza produkty na rynki innych krajów bałtyckich, a do Polski trafia ok. 1 mln t produktów ropopochodnych, choć realnie ta objętość bezinwazyjnie mogłaby być podwojona.

Z przedstawionych wyliczeń wynika, że do gdańskiego *Naftoportu* i terminalu PKN *Orlen* w litewskiej Butyndze względnie zabezpieczone są dostawy 19–22 mln t ropy naftowej. Po odpowiedniej rozbudowie infrastruktury przesyłowo-magazynowej źródła te zapewnią Polsce potrzebne ilości surowca. Jak słusznie napisano w PEP2040: *rozwój rynku paliw alternatywnych, tj. zwiększenie wykorzystania gazu ziemnego w postaci LNG i CNG (compressed natural gas – gaz ziemny w postaci sprężonej), gazu LPG (liquefied petroleum gas), wodoru, biometanu, paliw syntetycznych czy wykorzystania energii elektrycznej w transporcie, będzie się łączyć z wyhamowaniem wzrostu zapotrzebowania na ropę naftową. Pewien obszar rynku mogą przejąć także biokomponenty stosowane w paliwach ciekłych i biopaliwach ciekłych. [...] Mimo rozwoju rynku paliw alternatywnych w transporcie samochodowym i żegludze, paliwa ropopochodne jeszcze przez długie lata będą stanowić dominujące źródło zaopatrzenia. W istocie spadek zużycia ropy naftowej jest warunkiem sine qua non transformacji energetycznej, można więc śmiało zakładać rokroczne zmniejszanie krajowego zapotrzebowania na ten surowiec. Za kilka lat polskie zużycie czarnego złota może się kształtować w przedziale 20–25 mln t/rok. Oznacza to, że po zmodernizowaniu infrastruktury wewnętrznej jesteśmy w stanie zapewnić sobie bezpieczeństwo energetyczne w tym sektorze bez pomocy Rosji. Pytanie jednak, czy możemy to kontrolować i... czy chcemy się odciąć od dostaw z tego kierunku?*

Rosyjska ropa naftowa jest stosunkowo tania, a ze względu na tańszy i krótszy transport – jeśli przymknijemy oko na aspekty geopolityczne – może stanowić dobry wybór pod względem ekonomicznym. Możliwość korzystania z dostaw z innych źródeł daje lepszą pozycję negocjacyjną, więc polskie koncerny powinny mieć większą swobodę podczas pertraktacji. Jeśli uda się wynegocjować z Rosją korzystne ceny ropy naftowej, a wcześniej zagwarantujemy sobie jej dostawy z innych kierunków, zakupiony produkt może zapełniać przestrzeń magazynową i umożliwiać rentowny eksport. Należy również pamiętać, że kontrakt na dostawę ropy naftowej z *Saudi Aramco* wcale nie gwarantuje, że surowiec będzie miał stempel pocztowy z Półwyspu Arabskiego. Nawet jeżeli wynegocjujemy, że 100% naszego zapotrzebowania pokryje import z rejonu Zatoki Perskiej, Gwinejskiej lub Meksykańskiej, na mocy wymian pomiędzy spółkami naftowymi polskie rafinerie wciąż mogą być zasilane rosyjską ropą, tyle że ich dostawy będą gwarantowane przez umowy z nierosyjskimi podmiotami. Reasumując, warto mieć możliwość wyboru kierunku dostaw

i konsorcjanta, ale rosyjska ropa naftowa przez lata będzie stanowił istotny element w kształtowaniu zdywersyfikowanego rynku. *Aramco* może przejąć rolę lidera wśród eksporterów surowca do Polski i otworzyć rynek Europy Środkowo-Wschodniej na współpracę z innymi członkami kartelu OPEC. Wygląda na to, że czasy węglowodorowego uzależnienia od Rosji minęły, czego potwierdzeniem w nadchodzącym czasie będzie zwiększenie importu do *Naftoportu* i uruchomienie transportu gazu przez *Baltic Pipe*.

Polska. Podczas corocznej rundy koncesyjnej *Awards in Predefined Areas (APA)* w Norwegii spółka *Lotos Norge* otrzymała 4 nowe koncesje poszukiwawczo-wydobywcze, powiększając swój portfel do 34 licencji. Taką samą liczbę koncesji udało się pozyskać spółce PGNiG, która na trzech z nich będzie funkcjonowała jako operator (łącznie firma ma udziały w 62 licencjach). W ramach APA 2021 Norwegowie przyznali 28 firmom udziały w 53 koncesjach wydobywczych. Najwięcej, bo aż 26 nowych obszarów potencjalnej eksploatacji pozyskał *Equinor*, wyprzedzając *Aker BP* (15), *DNO*, *Lundin* i *Vår Energi* (wszystkie po 10).

Koncesja PL941B, którą PGNiG (20% udziałów) dzieli z *Aker BP* (80%), należy do bloku 6508/1, usytuowanego nieopodal złóż *Skarv*, *Ærfugl Nord* i *Alve*. W nadchodzących dwóch latach spółki zobowiązały się m.in. do przeprowadzenia rozpoznania geologiczno-geofizycznego i wykonania odwiertu. Na obszarze koncesji PL1055C, obejmującej bloki 6304/11,12 i 6305/10, PGNiG (60%) będzie kooperował z *Norske Shell* (40%). Inwestycja ta jest kontynuacją projektu realizowanego w ramach PL1055 i PL1055B, na południe od złoża *Ormen Lange*. PGNiG (50%) będzie realizować prace wraz z koncernem *Equinor* (50%) w ramach PL1136 (bloki 4/1,2,3 i 10/10,11,12). Firmy podjęły dwuletnie zobowiązanie do przeprowadzenia tam rozpoznania geologiczno-geofizycznego i wykonania odwiertu na Morzu Północnym. PGNiG (70%) wspólnie z *Lotos Norge* (30%) będzie poszukiwać węglowodorów i wykonywać wiercenia na obszarze koncesji PL1135 w bloku 2/2,3 (na zachód od inwestycji z *Equinor*, bliżej wcześniejszych koncesji spółki). *Lotos* dodatkowo zdecydował się zainwestować w konsorcja z *Aker BP* i *Lundin Energy*, związane w celu eksploatacji koncesji PL1142 i PL1143 (po 17,94% udziałów), a także z *Aker BP* i *Equinor* odnośnie koncesji PL1144 (30%). Pozostaje wyrazić nadzieję, że przyszłe wydobycie zapełni infrastrukturę przesyłową i wzmocni naszą niezależność energetyczną.

PGNiG stara się nie tylko wspierać polski rynek, ale również umożliwiać dostawy gazu krajom sąsiednim. W ramach tej polityki i współpracy z ukraińskim *ERU (Energy Resources of Ukraine)*, polska spółka kupiła ładunek LNG z USA, który po regazyfikacji zostanie dostarczony gazociągami do granicy polsko-ukraińskiej. Przypomnijmy, że w ramach ubiegłorocznej kooperacji firmy umożliwiły pierwszą w historii dostawę nierosyjskiego gazu do Mołdawii.

Nie kończą się przepychanki pomiędzy PGNiG a rosyjskim *Gazpromem* w sprawie kontraktu jamalskiego. Polska spółka otrzymała od pełnomocnika *Gazpromu* wezwanie do stawienia się przed Trybunałem Arbitrażowym w Sztokholmie, w sprawie zmiany cenowych warunków dostaw gazu ziemnego dostarczanych na podstawie kontraktu jamalskiego. *Gazprom* oczekuje podwyższenia ceny kontraktowej z mocą wsteczną, w ramach wcześniejszych wniosków o renegotiację z 2017 i 2020 r. Zdaniem prezesa PGNiG żądanie przez *Gazprom* podwyższenia ceny kontraktowej jest całkowicie bezzasadne, a wnioski rosyjskiej firmy

o renegotiację zostały złożone w odpowiedzi na wcześniejsze wnioski PGNiG o obniżenie ceny kontraktowej.

Odkrycia na świecie. Według *Rystad Energy* w 2021 r. światowe odkrycia węglowodorów były najmniejsze od 1946 r. Objętość rozpoznanych złóż jest ponad dwukrotnie mniejsza niż w 2020 r., który przyniósł 12,5 mld boe nowych zasobów. Początek bieżącego roku dostarczył jednak kilka pozytywnych informacji o rynku poszukiwań.

ExxonMobil odkrył ropę naftową w morskim bloku *Stabroek* w Gujanie. Wierząc otwór *Fangtooth-1* (ok. 18 km na północny zachód od pola *Liza*) natrafił na ok. 50 m piaskowca roponośnego o bardzo dobrych parametrach zbiornikowych, natomiast w otworze *Lau Lau-1* (w odległości ok. 68 km na południowy wschód od pola *Liza*) przewiercił 96-metrową sukcesję piaskowców roponośnych o bardzo dobrej jakości. Obliczone zasoby zostaną dodane do 10 mld boe w bloku *Stabroek*.

Eni odkryła gaz ziemny u wybrzeży emiratu *Abu Zabi*. Wstępne wyniki z pierwszego odwiertu w ramach koncesji poszukiwawczej w bloku 2 wskazują na złożo o zasobach wydobywalnych 42–57 mld m³ gazu. Celem wiercenia były formacje jurajskie, a firma planuje głębszą eksplorację złoża, sięgającą do formacji *Khuff* i *Pre-Khuff*. Odkrycie to jest pierwszym na morskich koncesjach poszukiwawczych w *Abu Zabi* i może zapoczątkować falę kolejnych trafień.

ADX Energy stwierdziła obecność ropy naftowej i gazu ziemnego w odwiercie *Anshof-3* na obszarze koncesji *ADX-AT-II* w Górnej Austrii. Wstępne wyniki, w tym silne objawy gazu, świadczą o potencjale wydobywczym (6,6 mln boe) piaskowców eocenu (9 m) i miocenu (20 m), ale odwiert ma jeszcze przewiercić piaskowce cenomanu (potencjał 2,1 mln boe).

Petronas odkrył nagromadzenie gazu ziemnego w bloku *SK411* na płytkich wodach prowincji *Balingian*, ok. 170 km na północny zachód od wybrzeża *Sarawak* w Malezji. Odwiertem *Hadrah-1*, o głębokości 1850 m, natrafiono na gaz w 200-metrowej sekwencji wysokiej jakości zbiornikowych skał piaskowcowych i węglanowych. Dalsze analizy pozwolą oszacować potencjał złoża.

Koncern *Chariot* potwierdził przyływ gazu ziemnego do odwiertu poszukiwawczego *Anchois-2* na obszarze koncesji *Lixus* u wybrzeży Maroko. Otwór wywiercono do głębokości 2512 m, a strefa gazonośna przekracza 100 m, co stanowi znaczący wzrost w porównaniu do 55 m w *Anchois-1*. Celem były cztery strefy piaskowców gazonośnych, określane jako *Gas Sand B, C, M i O*.

Firma *Kuwait Foreign Petroleum Exploration (KUFPEC)* dokonała komercyjnego odkrycia gazu ziemnego i kondensatu w bloku *Anambas* u wybrzeży Indonezji. Testy przeprowadzone w ramach kampanii wiertniczej wskazują na ustabilizowany, łączny przyływ 198 tys. m³/d gazu ziemnego i 1240 b/d kondensatu z dwóch formacji, *Lower Gabus* i *Intra Keras*. Firma planuje sprawdzić również potencjał perspektywicznej formacji *Arang*.

Shell odkrył lekką ropę naftową, wierząc otwór *Graff-1* u wybrzeży *Namibii*. Rozpoznanie jest ukierunkowane na system naftowy lekkiej ropy w basenie *Oranje*, 270 km od wybrzeża *Oranjemund*. Spółka ogłosiła plan wykonania drugiego odwiertu, który pozwoli określić zasoby złoża i prędkość przyływu węglowodorów do otworu.

Źródła: *ADX Energy, Chariot, CIRE, ENI, Gov.pl, ExxonMobil, Forum Energii, KUFPEC, Lotos, MKiŚ, MOL, Naftoport, Norskpetroleum, NPD, Orlen, Petronas, PGNiG, PIG-PIB, Rystad Energy, Saudi Aramco, Shell*