



Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Radomir Pachytel¹

Polska. W Luizjanie w USA postępują prace związane z budową niezwykle istotnego dla Polski terminalu *Plaquemines LNG*. Firma *Venture Global* podjęła ostateczną decyzję inwestycyjną, pozyskując wszelkie potrzebne zgody oraz finansowanie inwestycji. Instalacja będzie przystosowana do przesyłania 13,3 mln ton skroplonego gazu ziemnego rocznie, a jednym z zakontraktowanych odbior-

ców jest *PGNiG* (4 mln ton LNG = 5,4 mld m³ gazu po regazyfikacji). Realizację umów długoterminowych na zakup skroplonego gazu z *Plaquemines* zaplanowano na rok 2026. *PGNiG* już od przyszłego roku, w ramach kontraktu długoterminowego, zacznie odbierać 1,5 mln ton LNG rocznie (2 mld m³ po regazyfikacji) z innego Luizjańskiego terminalu – *Calcasieu Pass*. W połowie maja bieżącego roku do Świnoujścia trafiła pierwsza dostawa LNG z tego kierunku (transakcja na zasadach *spot*).

Plan połączenia PKN *Orlen* i Grupy *Lotos* został uzgodniony przez zarządy spółek. Majątek *Lotosu* zostanie przejęty przez *Orlen*, a akcjonariusze gdańskiej spółki w zamian za akcje *Lotosu* otrzymają akcje *Orlenu*. Komisja Europejska zatwierdziła umowy zawarte pomiędzy podmiotami, a także listę partnerów wybranych do realizacji środków zaradczych. Tym samym prawie nic nie stoi na przeszkodzie zapowiadanej od miesiąca transakcji. Realizacja środków zaradczych, czyli zawarcie umów przyrzeczonych ze wskazanymi nabywcami, oraz wejście w życie umów warunkowych, powinny nastąpić w terminie 6 miesięcy od dnia ich zatwierdzenia przez KE. Wszystko pozostaje w rękach akcjonariuszy spółek i ich zgody wyrażonej podczas walnych zebrań.

Warto przypomnieć, że jednym z fundamentów fuzji *Orlenu* z *Lotosem* jest współpraca polskich firm z *Saudi Aramco*, największym koncernem paliwowym na świecie. Arabski gigant będzie zaspokajał niemal połowę zapotrzebowania *Orlenu* na ropę naftową. W kontekście obecnej sytuacji geopolitycznej i braku dostaw z Rosji kooperacja z Saudyjczykami jest dobrym sposobem dywersyfikacji dostaw. Jednak polscy decydenci będą teraz musieli uważniej spoglądać w stronę Półwyspu Arabskiego, ponieważ narastające napięcia na linii Arabia Saudyjska–Iran, postępowanie Stanów Zjednoczonych wobec zwaśnionych narodów, problemy z jemeńskimi rebeliantami oraz liczne inne czynniki staną się wkrótce niezwykle istotne dla zapewnienia stabilnych dostaw surowca do naszego kraju.

Wizerunkowym skutkiem fuzji, widocznym w środkowej Europie, będzie zmiana marki 185 stacji paliw na Węgrzech i Słowacji, pozyskanych przez *Orlen* od węgierskiego *MOL*-a. PKN *Orlen* planuje, aby do 2030 r. pod jego

marką funkcjonowało w tym regionie co najmniej 3,5 tysiąca stacji. Jest to odważna strategia, zwłaszcza jeśli przyjrzymy się obecnym regulacjom UE – m.in. zakazowi sprzedaży po 2035 r. na całym jej terenie samochodów innych niż w pełni elektryczne.

W pierwszym półroczu 2022 r. *PGNiG* odebrało w Świnoujściu 26 ładunków skroplonego gazu ziemnego i dodatkowo zaopatrzyło się w 3 dostawy LNG do terminalu w Kłajpedzie. Tylko w maju łączny wolumen dostaw wyniósł 0,45 mln t LNG, tj. 620 mln m³ gazu ziemnego po regazyfikacji. Dzięki rozbudowie przez *Gaz-System* gazoportu LNG w Świnoujściu obecne moce regazyfikacyjne infrastruktury wynoszą 6,2 mld m³ rocznie, a *PGNiG*, który zarezerwował całą przepustowość, chce w pełni wykorzystać dostępną moc. Oznacza to, że gazoport umożliwi pokrycie ok. 30% polskiego zapotrzebowania na błękitne paliwo. Rozbudowie ulega również sam terminal, gdzie betonowe ściany trzeciego zbiornika LNG zostały przykryte stalowym dachem o średnicy ok. 80 m. Zbiornik będzie miał pojemność 180 tys. m³.

Inwestycje w Świnoujściu to nie jedyne środki przeznaczane obecnie na rozwój rynku LNG w Polsce. *Gaz-System* uzyskał komplet decyzji środowiskowych odnośnie trzech gazociągów lądowych, projektowanych w ramach programu FSRU (*Floating Storage Regasification Unit* – pływająca jednostka magazynowo-regazyfikacyjna). Terminal FSRU ma być zlokalizowany w rejonie Gdańska, a wspomniane gazociągi mają zapewnić możliwość wprowadzenia do krajowej sieci dystrybucyjnej dodatkowej ilości gazu. Inwestycja, mająca na celu zróżnicowanie metod dostarczania gazu ziemnego na rynek Polski i Europy, została uwzględniona na czwartej liście projektów będących przedmiotem wspólnego zainteresowania Unii Europejskiej.

PGNiG rozpoczęło eksploatację złoża węglowodorów Kamień Mały (woj. lubuskie), którego udokumentowane zasoby wydobywalne wynoszą ok. 0,7 mln ton ropy naftowej i 130 mln m³ gazu ziemnego. Obecna instalacja zapewni rocznie wydobycie 24 tys. t ropy i 3,6 mln m³ gazu. Są do niej podłączone cztery odwierty, w tym trzy eksploatacyjne. Władze koncernu poinformowały również o planach inwestycyjnych związanych z rozbudową infrastruktury kopalni ropy naftowej i gazu ziemnego *Lubiatów* i *Dębno*. Okres eksploatacji złóż, które obecnie gwarantują ok. 75% krajowego rocznego wydobycia ropy naftowej przez *PGNiG* (ponad 480 tys. ton), kosztem 700 mln złotych ma zostać przedłużony o 15–20 lat. Rozbudowa instalacji w Dębnie umożliwi m.in. podłączenie do niej trzech odwiertów w złożu gazu ziemnego Różańsko (80 mln m³ rocznie), natomiast modelowania umożliwią odwiercenie 5 dodatkowych otworów eksploatacyjnych w obszarze złoża

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

Barnówko–Mostno–Buszewo. W Lubiatowie do sieci wydobywczej będą podłączone nowe odwierty eksploatacyjne i zostaną zainstalowane kompresory zatłaczające gaz w celu stymulacji wydobywania.

Do użytku oddano nowy interkonektor, umożliwiający połączenie systemów przesyłowych Polski i Słowacji. Dwukierunkowe połączenie gazowe zrealizowały spółki *Gaz-System* i *Eustream*, a jego łączna długość wynosi ok. 164 km. Rurociąg połączył węzeł gazu Strachociny ze słowacką tłocznia Wielkie Kapuszany. Jak informują konsorcjanci, dzięki tej inwestycji możliwe będzie sprowadzanie do Polski 5,7 mld m³ gazu ziemnego rocznie, a w stronę Słowacji można będzie tłoczyć 4,7 mld m³ gazu/rok. Interkonektor może stanowić kolejną, alternatywną drogę transportu gazu do naszego kraju, dywersyfikując system importu surowca.

Z placów budowy *Baltic Pipe* napływają kolejne, dobre informacje. Mierzący 191 km odcinek lądowy Goleńów–Lwówek oraz 41-kilometrowy gazociąg Niechorze–Płoty pozytywnie przeszły odbiory techniczne i są gotowe do testów przesyłowych. Wykonano wiele prób szczelności i wytrzymałości, aby te niezwykle istotne elementy *Baltic Pipe* mogły funkcjonować bez zastrzeżeń. Przesył gazu rozpocznie się zgodnie z zapowiedziami – 1.10.2022 r.

PMG *Wierzchowice*, największy z krajowych podziemnych magazynów gazu ziemnego, zostanie rozbudowany. Możliwości gromadzenia w nim surowca zostaną zwiększone o 800 mln m³, a Polska sumarycznie będzie w stanie gromadzić 4 mld m³ gazu ziemnego. Na PMG *Wierzchowice* będzie przypadać prawie połowa krajowych zdolności magazynowych. Dodatkowe inwestycje, podejmowane na rzecz usprawnienia funkcjonowania magazynu, będą obejmowały zwiększenie mocy zatłaczania i odbioru gazu. Wskutek prac rozwojowych magazyn uzyska możliwość zatłaczania 19,2 mln m³ gazu ziemnego na dobę, a jego dzienny odbiór zostanie zwiększony do 24 mln m³. W PMG *Wierzchowice* gaz jest gromadzony w wyeksploatowanym złożu węglowodorów. W Polsce znajdują się jeszcze 4 magazyny złożowe gazu podobnego typu (Swarzów, Strachocina, Brzeźnica i Husów), a ponadto 2 magazyny kawernowe w złożach soli (Mogilno i Kosakowo).

Świat. Na początku lipca 2022 r. do sektora gazu ziemnego dotarły niezwykle korzystne informacje pochodzące z najbardziej niespodziewanego kierunku – Parlamentu Europejskiego. Unia Europejska zagłosowała, że inwestycje w energetykę gazową i jądrową będą uznawane za zrównoważone klimatycznie. Ta oficjalna opinia UE ma niebagatelne znaczenie, ponieważ od niej zależą możliwości finansowania projektów gazowych i jądrowych. Wykorzystanie gazu ziemnego do wytwarzania energii elektrycznej, ogrzewania lub chłodzenia wielu domów będzie uważane za zrównoważone, jednak inne zastosowania mogą zostać wykluczone. Nowe elektrownie jądrowe i gazowe, wybudowane do 2030 r., będą uznawane za przejściowe źródło energii, o ile będą zastępować paliwa kopalne, takie jak ropa naftowa i węgiel. Projekty gazowe mają być finansowane wówczas, gdy emisje bezpośrednie będą utrzymywane poniżej maksymalnego pułapu i do 2035 r. przejdą na energię w pełni odnawialną. Unia utrzymuje swoje zobowiązanie do ograniczenia emisji gazów cieplarnianych o co najmniej 55% pod koniec dekady i osiągnięcia neutralności klimatycznej w 2050 r., ale zachęca do inwestycji w gaz ziemny oraz energię jądrową w okresie przejściowym. Pozykiwanie energii z gazu ziemnego ma

być tylko jednym z etapów na drodze do celu, jakim jest wyeliminowanie węgla z europejskiego miksu energetycznego. Część ultraproekologicznych obserwatorów z oburzeniem przyjęła decyzję UE, ale wynik głosowania może być jedynie odzwierciedleniem faktu, że transformacja energetyczna będzie o wiele bardziej złożona i trudniejsza do osiągnięcia niż przedstawiana w wyimaginowanych, uproszczonych narracjach.

Obsidian Energy powraca do wykonywania odwiertów w regionie Viking w Kanadzie (środkowa Alberta). Wyższe ceny surowców energetycznych sprawiły, że przyjęty przez nią program ma na celu rewitalizację aktywów. Oczekuje się, że w 30-dniowej, początkowej fazie produkcyjnej z 8 rewitalizowanych odwiertów firma ta uzyska 1000 boe/d (67% będzie stanowić lekka ropa naftowa). Nakłady inwestycyjne na ten cel wynoszą ok. 12,5 mln CAD, a wydobywie powinno się rozpocząć w 3 kwartale 2022 r. Zważywszy na ceny lekkiej ropy i kondensatu, Viking może w krótkim czasie przynieść firmie znaczne zyski.

Argentyńska państwowa firma energetyczna *Enarsa* ogłosiła przetarg na pierwszą fazę budowy rurociągu, który umożliwi przesyłanie ogromnych ilości gazu ziemnego z łupkowej formacji Vaca Muerta. Zwycięzca przetargu będzie również odpowiedzialny za budowę infrastruktury pomocniczej, która połączy ten basen z systemem *Gasoducto Norte*. Początkowa przepustowość rurociągu umożliwi udostępnianie 24 mln m³/d gazu ziemnego z formacji Vaca Muerta, gdzie wydobywanie węglowodorów osiąga rekordowy poziom, ale jest ograniczane przez wąskie gardło infrastruktury. Według najnowszego raportu argentyńskiego instytutu energetycznego IAE z formacji Vaca Muerta wydobywa się ponad 222 tys. bbl/d ropy naftowej i 46,1 mln m³/d gazu ziemnego.

SDX Energy PLC odkryła nagromadzenie gazu ziemnego na obszarze eksploracyjnym South Disouq w Egipcie. Odwiertem MA-1X, trzecim i ostatnim wykonanym w prospekcie Mohsen, natrafiono na piaskowce Kahr El Sheikh o porowatości 32% i istotnym potencjale gazowym (17-metrowa kolumna osadów nasyconych gazem na głębokości 1756 m). Odkryte zasoby surowca szacuje się na ok. 600 mln m³.

Koncern naftowy *Empyrean Energy*, sugerując się sukcesem odwiertu Jade w dorzeczu Pearl River Mouth u wybrzeży Chin, rozpoczyna drugą fazę prac poszukiwawczych w obszarze Topaz (PLC blok 29/11). Kompleksowe analizy przeprowadzone we współpracy z *China National Offshore Oil Corporation (CNOOC)* potwierdziły, że parametry złoża Jade są znacznie lepsze niż wcześniej oczekiwane. *Empyrean* jest operatorem bloku 29/11 i ma 100% udziałów w działalności poszukiwawczej, ale w przypadku odkrycia komercyjnego *CNOOC* może przejąć 51% udziałów w fazie eksploatacji złoża.

Sanoat Energetika Guruhi poinformowała o znalezieniu dużego, niekonwencjonalnego złoża ciężkiej, lepkiej ropy naftowej w Uzbekistanie – w depresji Zarafshan między miastami Samarkanda i Navoy. Zasoby tego złoża są szacowane na ok. 730 mln baryłek, co czyni je największym zasobem naftowym, jaki kiedykolwiek znaleziono w tym kraju. Głębokość 50 wierceń dokumentujących odkrycie wahała się od 400 do 750 m.

Źródła: Aker BP, CNBC, ConocoPhillips, *Empyrean Energy*, Equinor, Europarliament, *Gaz-System*, Lotos, *Obsidian Energy*, Oil & Gas Journal, Orlen, PGNiG, *SDX Energy*, *Upstreamonline*