



Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Radomir Pachtyel¹

Polska. Na początku kwietnia br. nastąpiła zmiana na stanowisku prezesa Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa. Paweł Majewski złożył rezygnację z pełnienia funkcji prezesa spółki, a jego miejsce zajęła Iwona Waksmundzka-Olejniczak. Nowa pani prezes przez ostatnich 9 miesięcy pełniła funkcję prezesa zarządu gdańskiej spółki *Energa*,

a wcześniej była związana z PKN *Orlen*.

Dzień 27 kwietnia 2022 r. stał się istotną datą w polskim kalendarzu energetycznym. Tego dnia, w odpowiedzi na to, że Polska sprzeciwiła się obowiązkowi płatności za gaz w rosyjskich rublach, narzuconemu przez dekret prezydenta Federacji Rosyjskiej *O specjalnej procedurze wykonania zobowiązań zagranicznych nabywców wobec rosyjskich dostawców gazu ziemnego*, nastąpiło całkowite wstrzymanie dostaw gazu ziemnego dostarczanego przez *Gazprom* w ramach kontraktu jamalskiego. Jest to naruszenie obowiązującej umowy, co może w przyszłości stanowić podstawę do zaskarżenia rosyjskiej spółki. Na szczęście prowadzona od kilku lat dywersyfikacja źródeł dostaw, obecny stan wypełnienia magazynów gazu oraz nadchodzące otwarcie gazociągu *Baltic Pipe* sprawiają, że Polska jest przygotowana na brak dostaw ze wschodu.

PGNiG Upstream Norway wzmożyło działania w Norwegii. Planuje wydobyć w tym roku o ok. 0,5 mld m³ gazu ziemnego więcej niż wcześniej prognozowało (ok. 3 mld m³). Zwiększenie wydobycia dotyczy trzech złóż: Skarv, Gina Krog i Duva. Pozyskane w ten sposób węglowodory popłyną przez *Baltic Pipe* do Polski już pod koniec roku. *PGNiG*, które posiada udziały w 59 koncesjach na norweskim szelfie kontynentalnym, prowadzi tam wydobycie z 14 złóż. W drugiej połowie maja 2022 r. firma powiększyła swoje portfolio, kupując od *Wellesley Petroleum* 40% udziałów w złożu gazowym *Ørn* na Morzu Norweskim. Eksploatacja tego złoża od 2026 r. zapewni spółce rocznie dodatkowych 0,25 mld m³ gazu ziemnego. Według danych Norweskiego Dyrektariatu Naftowego jego udokumentowane zasoby wydobywalne wynoszą ok. 6,75 mld m³ gazu ziemnego, 0,17 mln t ropy naftowej oraz 0,79 mln t kondensatu.

PGNiG złożył zamówienie na usługi regazyfikacji LNG przez pływającą jednostkę *FSRU (Floating Storage Regasification Unit)*, która ma być sprowadzona w rejon Gdańska przez *Gaz-System* w ramach realizacji projektu *Open Season FSRU*. Ten pływający terminal może zapewnić Polsce dostawy do 6,1 mld m³ paliwa gazowego rocznie, czyli ponad 30% obecnego krajowego zużycia. Termin realizacji inwestycji przez *Gaz-Systemu* upłynie dopiero

1.01.2028 r. Tymczasem *PGNiG* odbiera kolejne transporty LNG i podpisuje nowe kontrakty z jego dostawcami. Ostatnio zawarł nowe porozumienie z amerykańską firmą *Sempra Infrastructure*, opiewające na 3 mln ton skroplonego gazu ziemnego z terminali w Zatoce Meksykańskiej (Cameron LNG i Port Arthur). Ponadto *PGNiG* zaczęło korzystać z litewskiego terminalu regazyfikacyjnego w Kłajpedzie, gdzie na początku maja br. przyjęło pierwszy ładunek LNG dla tej spółki – 90 mln m³ gazu ziemnego z Teksasu.

Na początku maja 2022 r. ruszył komercyjny przesył gazu ziemnego nowym gazociągiem *GIPL*, łączącym Polskę z Litwą. Jednocześnie Łotwa i Estonia, poprzez polski system, połączyły swoje systemy przesyłowe z rynkiem europejskim. Operatorami gazociągu *GIPL* (o dł. 508 km) są *Gaz-System* oraz litewski *AB Amber Grid*. Od 1.05.2022 r. przerywana przepustowość w kierunku z Litwy do Polski wyniesie 1,9 mld m³ gazu ziemnego rocznie, natomiast przepustowość z Polski na Litwę – 2 mld m³/r. Pełną przepustowość *GIPL* osiągnie w październiku 2022 r.

Wyniki finansowe Grupy *Orlen* z 2021 roku wskazują, że osiągnęła ona najwyższy zysk netto w swojej historii, a zysk operacyjny *EBITDA LIFO (earnings before interest, tax, depreciation and amortisation)* – zysk przed odsetkami, opodatkowaniem i amortyzacją) wyniósł 14,2 mld zł. Przychody oscylowały w granicach 131,3 mld zł. Zgodnie z komunikatem spółki największy wkład w wypracowanie rekordowych wyników miały działy petrochemii, energetyki i rafinerii, natomiast sprzedaż paliwowa i pozapaliwowa na stacjach w Polsce odpowiadała jedynie za 13% zysku całego koncernu. Poinformowano również, że na inwestycje przeznaczono w ubiegłym roku 9,9 mld zł. Były one ukierunkowane głównie na wzrost zysków i bezpieczeństwa energetycznego oraz poszerzenie oferty produktywnej. Mocny akcent położono na rozwój projektów w obszarze energetyki, w szczególności wiatrowej, w tym plan budowy, we współpracy z kanadyjską firmą *Northland Power*, elektrowni wiatrowej na Bałtyku, która ma być oddana do użytku w 2026 r. W aspekcie dywersyfikacji źródeł energii warto zwrócić uwagę na nowe koncepcje inwestycyjne *Orlenu*, sprzyjające rozwojowi technologii jądrowej *MMR* i *SMR* (mikro- oraz małe reaktory modułowe).

Średnie wydobycie węglowodorów przez *Orlen* utrzymywało się w 2021 r. na poziomie 16,7 tys. boe/d, z czego w Polsce pozyskiwał on 1,1 tys. boe/d, a w Kanadzie 15,6 tys. boe/d.

W Polsce *Orlen* we współpracy z *PGNiG* zagospodarował złoża *Edge*, *Płotki* i *Sieraków*, sfinalizował wiercenia w projekcie *Miocen* oraz zinterpretował zdjęcie

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

sejsmiczne 3D obszaru Koczala-Miastko (projekt Edge). Poza granicami kraju, w Kanadzie, w ramach realizacji projektu Kakwa, zakończył wiercenie pierwszego otworu i zaczął wiercić kolejny. W obszarze Ferrier *Orlen* uczestniczył w wykonaniu dwóch odwiertów i rozpoczął prace modernizacyjne, które pozwolą zwiększyć efektywność szczyrpywania węglowodorów z południowej części złoża.

Na podstawie analizy rocznych wyników Grupy *Orlen* można jednoznacznie stwierdzić, że pomimo stałych inwestycji w rozwój technologii odnawialnych i ekologizację marki, stabilne funkcjonowanie i generację zysków zapewniają zielonemu, multienergetycznemu *Orlenowi* przede wszystkim węglowodory.

Skonsolidowany wynik EBITDA LIFO gdańskiego *Lotosu*, przejmowanego przez *Orlen*, osiągnął 4,23 mld zł, był ponad trzykrotnie większy aniżeli rok wcześniej. Przychody przekroczyły 33,1 mld zł, a ich główna część pochodziła z produkcji i handlu (96%). W 2021 r. średnie dzienne wydobycie ropy naftowej i gazu ziemnego wyniosło 17,3 tys. boe, czyli przewyższało wyniki *Orlenu*.

W ubiegłym roku *Lotos Norge* pozyskał nowe koncesje w obszarach NOAKA i Sleipner, a ze złoża Yme zaczął dostarczać węglowodory na rynek europejski. Rafineria *Lotos*, pomimo wykonywania prac remontowych, przerobiła 9,9 mln ton ropy naftowej, wprowadzając na rynek 11 mln ton produktów. W związku z dywersyfikacją dostaw surowców przeznaczonych do przerobu w gdańskiej rafinerii po raz pierwszy trafiła do niej nigeryjska ropa *Forcados*.

Europa. Od połowy maja br. już trzy kraje figurują na liście państw odciętych od dostaw rosyjskiego gazu – za złożenie wniosku o członkostwo w Organizacji Traktatu Północnoatlantyckiego do Polski i Bułgarii dołączyła Finlandia. Gazociągi w środkowo-zachodniej Europie funkcjonują z pełną przepustowością, a magazyny gazu są napełniane. Według Unii Europejskiej sankcje wobec Rosji nie są łamane pod warunkiem rozliczania transakcji w euro lub dolarach, a nie bezpośrednio w rublach. To sprawia, że poza wymienioną trójką *Gazprom* wciąż dostarcza gaz do krajów europejskich.

Ciekawa sytuacja wytworzyła się w europejskich obszarach morskich, gdzie załadowane zbiornikowce LNG muszą czekać w kolejce do hubów gazowych lub pełnią niejako funkcję pływających magazynów. Efektem takiego stanu rzeczy jest mniejsza liczba jednostek dostępnych do wycararterowania na rynku LNG i wzrost cen transportu paliwa.

Koncern *Equinor* poinformował o efektach prac prowadzonych na obszarze koncesji 293B w Norwegii. Głównym celem działań podejmowanych przez tę firmę na Morzu Północnym jest poznanie zasobów eoceńskich piaskowców formacji Kveikje, a drugorzędny potencjał paleoceńskiej formacji Rokke i późnokredowej n'Roll. Firma *Longboat Energy* zakomunikowała, że na strop formacji Kveikje Main natrafiono na głębokości 1757 m (18,4 m piaskowca o porowatości ok. 30%, nasyconego ropą naftową), natomiast na strop formacji Kveikje Hordaland na głębokości 1691 m (2,7 m piaskowca o porowatości 31%, wypełnionego gazem). Zasoby Kveikje Main szacuje się na 28–48 mln boe. W celach drugorzędnych stwierdzono objawy węglowodorów, ale formacje Rokke i n'Roll oczekują na dalsze analizy otworowe i laboratoryjne, zmierzające do ustalenia, czy można je uznać za formacje zbiornikowe.

Świat. W niektórych krajach dostęp do węglowodorów radykalnie ograniczają restrykcyjne dyrektywy środowiskowe. Koncern *Equinor Canada*, po skomplikowanym procesie uzyskiwania pozwoleń, otrzymał zgodę kanadyjskiego rządu na zagospodarowanie głębokowodnego złoża ropy naftowej w Bay du Nord (w skałach jurajskich basenu Flemish Pass). Jest to pierwszy projekt wydobywania ropy naftowej i gazu ziemnego z obszaru morskiego, który przeszedł federalny proces oceny oddziaływania na środowisko zgodnie z kanadyjską ustawą z 2012 r. *Equinor* szacuje, że złożo ropy naftowej Bay du Nord (wraz z okolicznymi złożami Bay de Verde i Baccaieu) może dostarczyć 300 mln bbl ropy naftowej, a emisja CO₂ towarzysząca wydobyciu nie przekroczy 8 kg/bbl. Dla porównania średnia emisja towarzysząca eksploatacji piasków roponośnych wynosi 80 kg CO₂/bbl, a średnia emisja generowana przez kanadyjskie firmy naftowe – 40 kg CO₂/bbl. Jeszcze w tym samym miesiącu rząd prowincji Quebec uchwalił tzw. ustawę 21, wydając wyrok zobowiązujący firmy do zakończenia poszukiwań i wydobywania ropy naftowej oraz zakazując publicznego finansowania tej działalności, ze względu na kwestie środowiskowe.

Chevron otrzymał od rządu prowincji Neuquén w Argentynie pozwolenie na eksploatację niekonwencjonalnych złóż węglowodorów. Może to otworzyć nowe perspektywy w północnym obszarze bogatej w węglowodory formacji łupkowej Vaca Muerta. W trakcie trzyletniego etapu pilotażowego *Chevron* zainwestuje 65,7 mln USD w wywiercenie pięciu otworów horyzontalnych o długości 2500–3000 m i przeprowadzenie zabiegów szczelinowania. Oczekuje się, że kolejnych 13 mln dolarów zostanie przeznaczonych na infrastrukturę pomocniczą.

Shell odniósł sukces, odkrywając gaz ziemny w Trynidadzie i Tobago. Ta niderlandzka spółka eksploatuje tam blok 22, którego zasoby są szacowane na ok. 23,5 mld m³ gazu ziemnego. Wydobycie rozpoczęto 30.03.2022 r. Obecnie kształtuje się ono na poziomie 30 tys. boe/d, a w szczytowym okresie ma osiągnąć 43 tys. boe/d. Gaz z bloku 22, w połączeniu z pochodzącym z projektu Barracuda i innych inwestycji, zaspokoi rynek krajowy i wzbogaci eksportowy rynek LNG.

Australijska spółka *Karoon Energy* zdecydowała o powrocie do rozpoznania złoża Neon w brazylijskim basenie Santos. Wyniki otrzymane z odwiertu Echidna-1 z 2015 r. (lekka ropa, test produkcyjny 4650 bbl/d) skłoniły firmę do rozszerzenia kampanii wiertniczej, która obejmie odwierty Echidna-2 i Echidna-3. Złożo Neon znajduje się w odległości 50–60 km na NE od pola naftowego Bauna.

ExxonMobil odkrył u wybrzeży Gujany trzy nowe złoża węglowodorów (Barreleye-1, Patwa-1 oraz Lukani-1), przez co pula zasobów wydobywalnych z bloku Stabroek zwiększyła się do prawie 11 mld bbl. Nowo odkryte złoża znajdują się na SE od pól Liza i Payara. Po otrzymaniu zgód rządowych i regulacyjnych koncern podjął decyzję o zagospodarowaniu morskiego złoża Yellowtail. Jest to czwarte złożo w bloku Stabroek i oczekuje się, że największe. Począwszy od 2025 r. dziennie ma dostarczać około 250 000 baryłek ropy naftowej. Yellowtail jest inwestycją o wartości 10 mld USD, obejmującą wykonanie sześciu centrów wiertniczych – 26 odwiertów produkcyjnych i 25 odwiertów iniekcyjnych. Projekt został zatwierdzony przez *ExxonMobil* i *Hess*.

Chiński koncern *China National Offshore Oil Corporation (CNOOC)* ogłosił, że pod koniec marca rozpoczął prace w celu zagospodarowania morskiego pola gazu

ziemnego Bozhong – największego w rejonie zatoki Bohai. Odkryte w 2019 r. złoża ma udokumentowane zasoby ok. 200 mld m³ gazu ziemnego, ponad 149 mln m³ ropy naftowej i ponad 100 mld m³ kondensatu. Koncern *CNOOC* zaczął też wydobywać ropę naftową z odwiertu Weizhou 12-8E w złożu Jiaowei. Wydobyte wynosi 4,7 tys. bbl/d, a w szczycie ma osiągnąć 10 tys. bbl/d. Planowanych jest 5 następnych odwiertów wydobywczych. Sukcesem zakończyły się również 2 inne odwierty *CNOOC* – Kenli 6-1 (penetrujący neogeńską formację Minghuazhen) oraz Luda 5-2 (piaskowce mioceńskie). Szacowane szczytowe wydobyte ma wynieść z otworu Luda – 8200 bbl/d w 2024 r., a z Kenli – 4000 bbl/d w 2022 r.

Australijska spółka *TMK Energy* ogłosiła pierwsze sukcesy projektu realizowanego na południu pustyni Gobi w Mongolii. Po odwierceniu otworu Snow Leopard-1 na głębokości 400 m odkryła złoża węgla o miąższości 44 m, nasyconego metanem (średnio 96%) i CO₂ (3%). W niższej części zbiornika została przewiercona druga warstwa węgla (12 m miąższości) nasyconego metanem. Prace wiertnicze odbywają się około 200 km na wschód od kopalni miedzi i złota Oyu Tolog, gdzie metale wydobywa spółka *Rio Tinto*.

Po odwierceniu otworu Athena koncern *Energean* ogłosił odkrycie w morskiej strefie przybrzeżnej Izraela nagromadzenia gazu ziemnego o znaczeniu złożowym. Ze wstępnych analiz wynika, że w rejonie tego otworu wydobywalne zasoby gazu wynoszą 8 mld m³, natomiast w całym obszarze Greater Olympus ok. 58 mld m³. Odwiertem Athena, o głębokości 1769 m, natrafiono na kolumnę piaskowców nasyconych węglowodorami (o miąższości 156 m) w strefach określanych jako A, B i C. Odwiert ten znajduje się na obszarze koncesji 12, pomiędzy złożami Zeus i Apollo.

Amerykańska firma *Vaalco* poinformowała o sporym sukcesie poszukiwawczym na obszarze koncesji Etame Marin w Gabonie, gdzie firma Avouma 3H-ST nawierciła kredowe piaskowce formacji Gamba, które mogą zawierać ok. 23 mln bbl ropy naftowej. Blok Etame Marin znajduje się w dorzeczu Konga, w odległości ok. 32 km od wybrzeża Gabonu i jest eksploatowany od 2002 r. W 2008 r. maksymalne wydobyte przekraczało 21 tys. bbl/d. Do tej pory wydobyto z niego ponad 125 mln baryłek ropy naftowej.

Napięcia na Bliskim Wschodzie. Przewiduje się wzrost napięć pomiędzy Arabią Saudyjską a Iranem, związany z planami zagospodarowania ogromnego złoża gazu ziemnego Durra (Arash), rozciągającego się na terytorium Arabii Saudyjskiej, Kuwejtu i Iranu. Niedawno Arabia Saudyjska i Kuwejt w formie oficjalnego stanowiska rządów obu krajów ogłosiły, że złoża to wkrótce ma być przez nie wspólnie zagospodarowane. Iran odpowiedział w ciągu kilku dni od ogłoszenia tych planów, określając umowę produkcyjną jako nielegalną i oznajmiając, że sam rozpocznie prace wiertnicze i zagospodaruje złoża. Znaczenie konfliktu istotnie przybrało na sile w obliczu wojny na Ukrainie, sankcji na Rosję i dążenia USA do wprowadzenia na rynki międzynarodowe większej ilości ropy naftowej. Sytuacja ta zwiększa możliwość nowego porozumienia nuklearnego z Iranem, a co za tym idzie złagodzenia sankcji nałożonych na Teheran i ocieplenia relacji z zachodem. Taki przebieg wydarzeń z perspektywy Arabii Saudyjskiej mógłby podważyć jej regionalną dominację i osłabić wpływy w OPEC.

Napięcia dyplomatyczne mogą się wkrótce przerodzić w konflikt militarny, choć (początkowo) niekoniecznie z bezpośrednim udziałem stron zainteresowanych złożem Durra. Ataki raketowe na kluczową dla przemysłu naftowego infrastrukturę magazynowania ropy naftowej w Jeddah w Arabii Saudyjskiej zostały przeprowadzone już pod koniec marca 2022 r. przez jemeńskie siły Huti. Ostrzał spowodował pożar dwóch zbiorników magazynowych. Rebelianci twierdzili również, że zaatakowali saudyjską stolicę i siedzibę *Aramco* w prowincji Dharan. Zdaniem Arabii Saudyjskiej wrogie siły są zaopatrywane w broń, pojazdy i drony przez Iran. Ataki Huti uległy nasileniu w 2019 r. Zakłóceniu uległ wówczas łańcuch produkcyjny w Abqaiq, co spowodowało ograniczenie dziennej produkcji o 5,7 mln bbl. Sąsiednie Zjednoczone Emiraty Arabskie padły ofiarą ataku w styczniu 2022 r., w wyniku którego *Abu Dhabi National Oil Company* doznało strat na polu naftowym Mussafah.

Źródła: Aramco, Chevron, CNOOC, Energean, Equinor, ExxonMobil, Gaz-system, Karoon Energy, Lotos, Oil&Gas Journal, Orlen, PGNiG, Shell, TMK Energy, TVN24.