



Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Radomir Pachytel¹

Polska. Na początku czerwca zdarzały serca wszystkich osób kibicujących terminowej realizacji gazociągu *Baltic Pipe*. Duńska strona projektu, firma *Energinet*, poinformowała o cofnięciu przez Komisję Odwoławczą ds. Środowiska i Żywności decyzji środowiskowej dotyczącej budowy rurociągu na lądzie w Danii, wydanej wcześniej przez Duńską Agencję Ochrony Środowiska (DEPA). Na szczęście impas trwał niewiele ponad dwa tygodnie, a *Energinet* powtórnie uzyskała zgodę DEPA na wznowienie prac budowlanych wzdłuż większej części 210-kilometrowej trasy gazociągu. Do rozpoczęcia prac budowlanych na pozostałym odcinku trasy *Baltic Pipe* konieczne będzie pozyskanie przez *Energinet* nowego pozwolenia środowiskowego. Jednocześnie potwierdzono, że przewidywany termin realizacji inwestycji (1.10.2022 r.) nie uległ zmianie, a pełna przepustowość 10 mld m³ zostanie osiągnięta do końca 2022 r. W czasie duńskich negocjacji zakończono drażnienie tunelu *Baltic Pipe* w miejscowości Pogorzelnica na polskim wybrzeżu Bałtyku. Był to jeden z kluczowych etapów morskiej części gazociągu, wykonany na zlecenie *Gaz-System*.

Polski Operator Gazociągów Przesyłowych *Gaz-System* zawarł porozumienie o współpracy z rumuńskim operatorem systemu przesyłowego, spółką *Transgaz*, wzmacniając w ten sposób współpracę z południem Europy. Zgodnie z komunikatem spółki porozumienie zawiera deklarację o podjęciu współpracy mającej na celu wypracowanie jednolitego podejścia do realizacji strategicznych celów UE w zakresie bezpieczeństwa dostaw gazu ziemnego, integracji rynku i zrównoważonego rozwoju, w szczególności w odniesieniu do Europejskiego Zielonego Ładu, a także zacieśnienia współpracy w dziedzinie rynków gazu ziemnego i LNG, oraz nośników energii, które będą odgrywać kluczową rolę w procesie dekarbonizacji zarówno w Polsce, jak i w Rumunii. Ponadto spółki będą rozpoznawać możliwości współpracy w zakresie przesyłania nowych paliw gazowych, w tym wodoru, co będzie miało kluczowe znaczenie dla dalszego funkcjonowania i rozwoju krajowych systemów przesyłowych w obu krajach. W porozumieniu strony zadeklarowały ścisłą współpracę w podejmowaniu działań zarówno na szczeblu regionalnym, jak i unijnym.

Nafta – Gaz – Chemia 2021. W pierwszej połowie czerwca 2021 r. w Warszawie odbyła się XVIII Międzynarodowa Konferencja i Wystawa *Nafta – Gaz – Chemia 2021*.

Paneliści omówili zagadnienia przyszłości rynku węgłowodorów w Polsce, perspektyw europejskiego przemysłu rafineryjnego, obrazu rynku gazu ziemnego po transformacji energetycznej oraz zadań multienergetycznego koncernu tworzonego obecnie z *Orlenu*, PGNiG i *Lotosu*. Sekretarz stanu w Kancelarii Prezesa Rady Ministrów Piotr Naimski wyjaśnił przyczynę zaistniałych na początku miesiąca przerw w tłoczeniu ropy naftowej z Białorusi (wcześniej ustalone procedury technologiczne) i rzucił światło na duńskie problemy w budowie *Baltic Pipe*, które – według niego – nie opóźnią terminu oddania gazociągu do użytku. Z powodu środków zaradczych przedstawionych przez Komisję Europejską, zdaniem członków rad nadzorczych głównych krajowych koncernów naftowych, warunki połączenia *Orlenu* z *Lotosem* są na tyle niekorzystne, że na chwilę obecną jest rozpatrywane jedynie całkowite połączenie *Orlenu* z PGNiG oraz dołączenie do nich wyłącznie sektora wydobywczego *Lotosu*, który nadal funkcjonowałby jako odrębna firma. Podczas sesji poinformowano także, że wiele zagranicznych spółek jest zainteresowanych polskim rynkiem węgłowodorów, m.in. arabskie *Saudi Aramco*. Jako ciekawy projekt współpracy w sektorze rafineryjnym jawi się m.in. koncepcja wspólnego zakupu przez polsko-saudyjskie konsorcjum rafinerii do przerobu i transportu ropy naftowej na Ukrainę. Poruszając temat gospodarki energetycznej Polski w szerszym kontekście, zwrócono uwagę na to, że na rejestrację czeka już spółka *Polskie Elektrownie Jądrowe*, a na rok 2022 amerykańskie firmy mają przygotować ofertę budowy 6 reaktorów o mocy 6–9 GW, które będą w stanie pokryć 20–25% zapotrzebowania na produkcję energii w Polsce lat 30. XXI w. Na miejsce inwestycji zostanie wybrany Żarnowiec lub Lubiatowo, a pierwszy reaktor ruszy w 2033 r. Oprócz projektów atomowych, rynek będzie potrzebował koncepcji rozwoju rynku biometanu i wodoru, a sieć wodorociągów ma objąć całą Polskę w latach 2040–2050.

Ofensywy zakupowej Orlenu ciąg dalszy. Chcąc rozsądnie rozwijać litewskie aktywa, PKN *Orlen* postanowił nabyć 100% udziałów w litewskiej spółce *Mockavos Terminalas*. Przejął tym samym kontrolę nad jedynym kolejowym terminalem przeładunkowym przy granicy polsko-litewskiej (wybudowanym cztery lata temu), który jest wykorzystywany do transportu produktów ropopochodnych wytwarzanych w rafinerii w Możejkach, przeznaczonych na polski oraz ukraiński rynek. Jego zdolność przeładunkowa jest szacowana na 1,2 mln t paliw płynnych rocznie. Terminal ten powinien usprawnić transport węglo-

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

wodorów z tej rafinerii – drugiej w Grupie Kapitałowej *Orlen* pod względem wielkości przerobu ropy naftowej.

PGNiG, *Aker BP*, *Equinor* i *Wintershall DEA* czerpią węglowodory ze złoża ropno-gazowego o wdzięcznej nazwie Gråsel (foka szara), usytuowanego na norweskim szelfie kontynentalnym. Eksploatację tego złoża rozpoczęto w pierwszej połowie 2021 r., szacując jego zasoby na 13 mln boe. Dzięki wykorzystaniu istniejącej infrastruktury inwestycja została zrealizowana w rekordowo krótkim czasie – w zaledwie sześć miesięcy od czasu podjęcia ostatecznej decyzji inwestycyjnej i cztery miesiące przed pierwotnie planowanym terminem. Złoże Gråsel znajduje się na obszarze wydobywczym Skarv, eksploatowanym od 2013 r., dzięki czemu mogło być podłączone do działających już instalacji wydobywczych, których kluczowym elementem jest jednostka produkcyjno-magazynująca FPSO *Skarv*, jedna z największych tego typu na świecie. Statek ten jest używany do odbioru węglowodórów z intensywnie rozwiercanego złoża gazowego *Ærflugl*, a w przyszłości ma być wykorzystany do eksploatacji innych złóż, których udziałowcem jest PGNiG *Upstream Norway-Shrek* i *Alve Nord*.

PGNiG prowadzi poszukiwania węglowodórów w okolicach Konina. Drugą połowę roku firma rozpocznie od wykonania odwiertu Lisiniec-1 w gminie Rzgów, którego głębokość ma wynieść ok. 5500 m. Prace wiertnicze planowane na najbliższych 9 miesięcy mają dostarczyć informacji o szansach na odkrycie ekonomicznych ilości węglowodórów. Potencjał regionu odzwierciedla mapa wcześniej odkrytych złóż gazu ziemnego. Na zachód i południowy zachód od otworu Lisiniec-1 odkryto już złoża Radlin, Winna Góra, Lisewo, Komorze, Klęka, Roszków, Jarocin, a także Karmin i Miłosław E. Mijmy nadzieję, że poszukiwania państwowego koncernu nie zostaną storpedowane przez kolejne rewelacje archeologiczne. Warto przypomnieć, że pierwsze prace PGNiG na terenie gminy Rzgów zaowocowały odkryciem pozostałości po osadach z czasów kultury łużyckiej, kultury pomorskiej, okresu wpływów rzymskich oraz wczesnego średniowiecza. Wkrótce po rozpoczęciu poszukiwań gazu ziemnego koncern musiał zlecić prace archeologiczne, podczas których odkopano ok. 140 grobów, liczne jamy gospodarcze i szczątki dawnych mieszkańców Wielkopolski. Wśród znalezionych przedmiotów są m.in. fragmenty ceramiki, nóż gospodarczy i ozdoby. Jak widać, PGNiG może się pochwalić nie tylko potężnym wkładem do polskiej gospodarki energetycznej, ale również jej historii i kultury materialnej.

Norwegia. Koncern *Vår Energi* potwierdził odkrycie złożowego nagromadzenia ropy naftowej i gazu ziemnego na Morzu Północnym (koncesja produkcyjna PL 027). Połączone odwierty poszukiwawcze okazały się sukcesem eksploracyjnym, a szacowana wielkość wydobycia wynosi 60–135 mln boe. Odkrycie jest uważane za komercyjne. *Vår Energi* (90% udziałów) z partnerem *Mime Petroleum* (10%) ocenia możliwość powiązania odwiertów z infrastrukturą obszaru Balder. Odwierty wykonano w odległości ok. 6 km na północ od pola Balder i 165 km na zachód od Haugesund. Głębokość wody wynosi w tym miejscu 128 m. Głównym celem odwiertu Wildcat 25/8-20S było uzyskanie przyprływu ropy naftowej z formacji Eiriksson (wczesna jura) i formacji Skagerrak (późny trias), pomniejszonym zaś udowodnienie obecności ropy naftowej w formacji

Hermod (paleogen). Natomiast zadaniem wiercenia Wildcat 25/8-20B była penetracja paleogeńskich piaskowców formacji Horda, Balder i Sele oraz wspomnianej wcześniej formacji Skagerrak. Końcowa głębokość otworów (Wildcat 25/8-20S – 2347 m i Wildcat 25/8-20B – 2353 m) umożliwiła realizację nakreślonego planu. Wierceniem Wildcat 25/8-20S w formacji Skagerrak natrafiono na ok. 30-metrowy słup osadów nasączonych ropą naftową, natomiast w formacjach Eiriksson i Hermod na warstwy zawodnionego piaskowca (odpowiednio 45 i 50 m). Wierceniem Wildcat 25/8-20B udowodniono obecność 30-metrowej kolumny utworów zawierających gaz ziemny i 55-metrowej warstwy piaskowców eoceńskich nasączonych ropą naftową, natomiast w formacji Skagerrak warstwę piaskowca nasyczonego ropą naftową o miąższości 95 m. Sukcesy poszukiwawcze sprowokowały wykonanie dodatkowego odwiertu (Wildcat 25/8-20C, do głębokości 1880 m), który miał dostarczyć więcej informacji o paleogeńskich piaskowcach. Wierceniem tym potwierdzono eksploatacyjny potencjał obszaru, natrafiając na kolumnę gazu ziemnego (40 m) i ropy naftowej (55 m). Firma zgromadziła znaczący zestaw danych i próbek, których analiza wpłynie na dalsze decyzje inwestycyjne w obszarze koncesyjnym.

Niderlandy. Pod koniec maja holenderski sąd orzekł, że do 2030 r. gigant naftowy *Royal Dutch Shell* musi zredukować emisję dwutlenku węgla o 45% w stosunku do poziomu z 2019 r. Oznacza to znacznie większą redukcję niż zakładano – dotychczasowym celem firmy było obniżenie emisji o 20% do 2030 r. (45% było celem na rok 2035). Pozew w tej sprawie złożyło w kwietniu 2019 r. siedem grup aktywistów, w tym *Greenpeace* – w imieniu 17 200 obywateli Holandii. Sąd orzekł, że model biznesowy *Shell*: zagraża prawom człowieka i życiu, stanowiąc zagrożenie dla celów określonych w Porozumieniu Paryskim. Porozumienie klimatyczne jest powszechnie uznawane za niezwykle ważne dla uniknięcia nieodwracalnego kryzysu klimatycznego, a przełomowe orzeczenie pojawiło się w czasie, gdy najwięksi emitenci korporacyjni na świecie znajdują się pod ogromną presją, aby ustalić krótko-, średnio- i długoterminowe cele w ograniczaniu emisji. *Shell* zapowiedział natychmiastowe odwołanie od decyzji sądu, podkreślając jednocześnie, że inwestuje miliardy dolarów w energię niskoemisyjną, w tym ładowanie pojazdów elektrycznych, wodór, odnawialne źródła energii i biopaliwa. Organizacje ekologiczne wyraziły natomiast nadzieję, że werdykt: wyzwoli falę sporów klimatycznych przeciwko dużym trucicielom, aby zmusić ich do zaprzestania wydobycia i spalania paliw kopalnych. Według agencji *Reuters* jest to pierwsza sprawa, w której aktywiści pozwali dużą firmę energetyczną do sądu, aby zmusić ją do zmiany strategii klimatycznej, i może ona stanowić niebezpieczny precedens, szczególnie jeśli wyrok zostanie podtrzymany przez wszystkie organy europejskie. Na tę chwilę decyzja ma zastosowanie tylko w Holandii.

Jeżeli grupa osób licząca mniej niż polskie miasto powiatowe, niezwiązana bezpośrednio z firmą przeciw której występuje, wykorzystując władzę sądowniczą, może wpłynąć na politykę jednego z największych koncernów wydobywczych na świecie, to jest to sytuacja niepokojąca. Spoglądając na sprawę przez pryzmat Polski, która ze względu na miejsce startu do transformacji energetycznej nie może spełniać najbardziej wyrafinowanych standardów szybkiej, zielonej zmiany, podobne wyroki, podtrzy-

mywane w sądach UE, mogłyby być tragiczne w skutkach również dla naszej gospodarki. Nietrudno wyobrazić sobie analogiczne procesy, wytoczone np. przeciwko multienergetycznemu *Orlenowi*, który mimo dążenia do zielonej transformacji wciąż opiera swoją strategię na źródłach nieodnawialnych, albo potencjalne roszczenia wobec spółek węglowych. Przeglądając się Niderlandom, trzeba liczyć na to, że kolejne instancje zmienią wyrok w sprawie *Shella*, nie ulegając ekoamokowi.

Ukraina. *Poltava Petroleum*, spółka zależna *JKX Oil&Gas*, korzystając z odwiertu IG149 na polu Ignativske na Ukrainie, rozpoczęła pozyskiwać węglowodory z dewońskiego systemu naftowego. Miąższość osadów nasyconych wynosi w nim 29,6 m. Po perforacji 3-metrowego odcinka odwiertu osiągnięto przyływ 1280 bbl/d ropy naftowej i 19 tys. m³/d gazu ziemnego. Średnia z 10 dni testów wyniosła 777 bbl/d ropy i 80 tys. m³/d gazu. Po 36 h odbudowy ciśnienia odwiert powrócił do produkcji na poziomie 890 bbl/d ropy i 77 tys. m³/d gazu pod ciśnieniem głowicowym nieznacznie powyżej 8 MPa. Wielkość wydobycia przekroczyła wstępne oczekiwania firmy, która zaanonsowała dalsze inwestycje w rozpoznanie złoża. *Poltava Petroleum* posiada 100% udziałów w pięciu koncesjach produkcyjnych w obwodzie połtawskim na Ukrainie. Jest to jedyna niepaństwowa spółka naftowo-gazowa mająca połączenie z rurociągiem *Soyuz*, transportującym gaz bezpośrednio na rynek ukraiński i europejski.

Turcja. Odkryto nowe zasoby gazu ziemnego, testując odwiert Amasra-1, który znajduje się w pobliżu odwiertu Tuna-1, gdzie państwowy koncern *Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı* ogłosił w zeszłym roku największe odkrycie gazu ziemnego w regionie Morza Czarnego. Wówczas prezydent Erdogan obiecywał, że ten: w 100 procentach turecki gaz ziemny trafi do odbiorców w 2023 r. – jest to rok kolejnych wyborów prezydenckich. Przemawiając podczas ceremonii inauguracji portu Filyos i wmurowania kamienia węgielnego pod nowy zakład przeróbki gazu ziemnego, prezydent Erdogan powiedział: *Statek wiertniczy Fatih odkrył kolejną rezerwę gazu ziemnego o objętości 135 mld m³ w odwiercie Amasra-1 na polu gazu ziemnego Sakarya. W rezultacie nasze całkowite odkrycie gazu ziemnego na Morzu Czarnym osiągnęło 540 mld m³. Prace poszukiwawcze i wiertnicze wokół odwiertu Amasra-1 trwają nadal. Oczekujemy więcej dobrych wiadomości z tego obszaru. Wkrótce swoją działalność rozpocznie statek wiertniczy Kanuni. Ze względu na dużą głębokość zalegania złóż zakłada się wysokie koszty wydobycia. Wraz z badaniami na Morzu Czarnym Ankara zintensyfikowała również inicjatywy we wschodniej części Morza Śródziemnego, gdzie tureckie wiercenia wywołują napięcia dyplomatyczne z sąsiednimi krajami – Grecją i Cyprzem.*

Egipt. Firma *Pharos Energy* pochwaliła się wykonaniem otworu produkcyjnego na obszarze koncesji El Fayum na Pustyni Zachodniej w Egipcie. Batran-1X odwiercono, aby rozpocząć wydobycie z trójstronnie ograniczonego uskokami bloku, usytuowanego 4 km na zachód od odwiertu Main Tarsa-1X, w zasięgu obszarów perspektywicznych Abu Roash i Bahariya. To skromne odkrycie potwierdza, zdaniem firmy, możliwość uzyskania dodatkowej ropy naftowej z koncesji El Fayum. Sumaryczna

miąższość piaskowców wzbogaconych w ropę naftową nie przekracza 16 m. Objawy węglowodorów stwierdzono również w innych strefach, ale miąższość stref o podwyższonym potencjale nie przekracza kilkudziesięciu cm. Według wstępnych szacunków Abu Roash skrywa 4,3 mln bbl ropy naftowej, a Bahariya 430 tys. bbl. Dalsza część obszaru Abu Roash może zawierać dodatkowo 1,5 mld bbl ropy naftowej, zamkniętych w marglach wzbogaconych w materię organiczną o właściwościach zbiornika niekonwencjonalnego. Według szacunków spółki cała koncesja El Fayum mieści w 40 strukturach złożowych zasoby ponad 400 mln baryłek, z których 220 mln jest umiejscowionych nieopodal infrastruktury do przesyłu ropy naftowej. *Pharos* planuje obecnie dodatkowe inwestycje poszukiwawcze w sprawdzonych egipskich basenach El Fayum oraz North Beni Suef i wiele akwizycji sejsmicznych 3D. Ponadto podjęto badania sejsmiczne 2D, aby ocenić potencjał niezbadanej części North Beni Suef na Pustyni Wschodniej.

Liberia. Rząd za pośrednictwem firmy *Liberia Petroleum Regulatory Authority* i we współpracy z *National Oil Company of Liberia* otworzył przetarg na 33 morskie bloki koncesyjne (LB-1 do LB-33) pokrywające baseny naftowe Harper i Liberia. Do 31.05.2022 r. firmy poszukiwawcze mogą wyrazić zainteresowanie dowolnym z oferowanych bloków. Na potencjalnych interesantów czekają dane z odwiertów poszukiwawczych, ponad 50 tys. km sekcji sejsmicznych i 31 350 km² sejsmiki 3D. Narodowa spółka wydobywca przekazała informacje o wielopoziomowych obszarach poszukiwawczych, podobnych do sąsiednich afrykańskich złóż. Pułapki utworzone w fazie synryftowej oraz postryftowej (strukturalne i stratygraficzne), zawierają podobno ponad 1 mld bbl ropy naftowej.

Historia geologiczna regionu jest ściśle związana z otwarciem Oceanu Atlantyckiego. Uważa się, że najbardziej perspektywicznymi skałami macierzystymi są jeziorne łupki albu i morskie łupki cenomanu. Skałami zbiornikowymi są przede wszystkim piaskowce albu i górnej kredy, mocno zuskokowane, bogate w systemy kanałowe, wyklinowania i stożki basenowe. W celu dotarcia do nagromadzeń węglowodorów należy liczyć się koniecznością prowadzenia wierceń o długości ponad 4 km, na morzu o głębokości ponad 1000 m. Odkrycie w odwiercie Narina-1 dowiodło, że z nasyconych osadów o łącznej miąższości dochodzącej do 400 m można uzyskać dobrej jakości ropę naftową (37° API).

Gujana. Wkrótce po ubiegłomiesięcznym odkryciu, dokonany w Uaru-2, *ExxonMobil* wykonał kolejny krok w rozpoznaniu bloku Stabroek. Odwiertem Longtail-3, wykonany do głębokości 1860 m, przewiercono kolumnę osadów nasyconych węglowodorami (70 m), w tym ropo-nośne piaskowce zidentyfikowane poniżej interwałów udokumentowanych w Longtail-1. *ExxonMobil* ma teraz sześć statków wiertniczych operujących u wybrzeży Gujany. Sam blok Stabroek obejmuje powierzchnię przekraczającą 26 tys. km². W zeszłym roku amerykański koncern zwiększył swoją bazę zasobów wydobywalnych w Gujanie do 8 mld boe.

Źródła: Bloomberg, CNBC, ExxonMobil, Gaz-system, GeoExPro, Oil and gas journal, Orlen, PGNiG, Pharos Energy, Poltava Petroleum, Przegląd Koniński, Reuters, TotalEnergies, Var Energi