



Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Radomir Pachytel¹

Polska. *Lotos Petrobaltic* uruchomił przepływ gazu ziemnego z bałtyckiego złoża B8. Na początku października włączył system osuszania, sprężania i eksportu gazu ziemnego, który towarzyszy ropie naftowej wydobywanej przez *Petrobaltic* ze złoża B8. Gaz ten jest przesyłany pod ciśnieniem 10–13 MPa podwodnym rurociągiem o długości 75 km do elektrociepłowni spółki *Energobaltic* we Władysławowie. Tam następuje separacja składników gazu i produkcja energii cieplnej zasilającej sieć miejską. Dzięki nowym dostawom *Energobaltic* może wykorzystywać nie tylko gaz ze złoża B3, ale również B8, a *Elektrociepłownia Władysławowo* może wytwarzać w skojarzeniu energię elektryczną (o łącznej mocy 11 MWe) oraz ciepłą (17,7 MWt).

Gdański koncern mógł również święcić sukces związany z uruchomieniem produkcji ze złoża Yme na norweskim szelfie kontynentalnym. Łączny potencjał zasobowy tego złoża to ok. 63 mln bbl ropy naftowej, co wobec 20% udziału *Lotosu* w przedsięwzięciu przekłada się na potencjał przekraczający 12,5 mln bbl. Operatorem złoża jest *Repsol Norge* (55%), a pozostałymi konsorcjantami *OKEA* (15%) i *KUFPEC Norway* (10%). Za 5 lat średnie wydobycie ropy naftowej ma wynieść 5 tys. bbl/d. Złoże Yme znajduje się w południowo-wschodniej części norweskiego sektora Morza Północnego, 130 km na północny wschód od złoża Ula. Głębokość wody wynosi tam ok. 100 metrów. Złoże składa się z dwóch głównych struktur, Gamma i Beta, które są oddalone od siebie o 12 kilometrów. Rozpoznano w nich sześć złóż znajdujących się w piaskowcach środkowojurajskich formacji Sandnes, na głębokości ok. 3150 m. Skały te są niejednorodne i mają zmienne właściwości zbiornikowe.

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo powiększyło możliwości magazynowania gazu ziemnego poprzez budowę klastra B w Kawernowym Podziemnym Magazynie Gazu *Kosakowo*. Segment ten składa się z pięciu komór magazynowych o łącznej pojemności 154,3 mln m³. Budowę pierwszych trzech komór zakończono już w 2019 r., a obecnie oddano do użytku pozostałe dwie o pojemności 60,3 mln m³. Warto wspomnieć, że zbudowany w latach 2011–2016 klaster A, również składający się z pięciu komór, ma łączną pojemność 145,5 mln m³. KPMG *Kosakowo* jest jednym z siedmiu podziemnych magazynów gazu ziemnego należących do Grupy Kapitałowej PGNiG, których łączna pojemność wzrosła do 3235,1 mln m³.

PGNiG *Upstream Norway* (30% udziałów) wraz z partnerami koncesyjnymi, *Equinor* (55%) i *Longboat Energy* (15%), odkrył złożo węglowodorów na obszarze koncesyj-

nym PL939 w południowej części Morza Norweskiego. Objętość lekkiej ropy w prospekcie nazwanym *Egyptian Vulture* wynosi 19–63 mln baryłek. Odwiert poszukiwawczy osiągnął 3883 m pod poziomem morza, którego głębokość w miejscu prac wynosi 301 m. Złoże powstało w piaskowcach kredowych formacji Lange.

W innej części Morza Norweskiego, w złożu *Ærfugl*, konsorcjum – do którego należą PGNiG *Upstream Norway* (11,9% udziałów), *Equinor* (36,2%), *Aker BP* (23,8%) i *Wintershall DEA* (28,1%) – uruchomiło dwa kolejne odwierty produkcyjne. Mają one dostarczyć ok. 1,6 mld m³ gazu ziemnego rocznie. Jest to ostatni etap realizacji planu zagospodarowania złoża *Ærfugl*, dzięki któremu można będzie z niego rocznie wydobywać ok. 4,8 mld m³ gazu ziemnego. Tym samym wydobycie uzyskiwane z tego złoża przez norweską spółkę PGNiG wzrośnie o 0,22 mld m³, czyli do 0,57 mld m³. Pierwotne zasoby wydobywalne *Ærfugl* oszacowano na ok. 274,7 mln boe, a do wydobycia pozostało jeszcze blisko 210 mln boe.

Spółka PGNiG *Upstream Norway* (42,2%), działająca wspólnie z *ConocoPhillips Skandinavia* (28,14% udziałów, operator koncesji), *TotalEnergies* (20,14%), *Vår Energi* (9,09%), *ConocoPhillips UK* (0,21%), *Total Energies UK* (0,15%) oraz *Eni UK* (0,07%), złożyła wniosek o zatwierdzenie planu zagospodarowania złoża Tommeliten Alpha na Morzu Północnym. Projekt zakłada wykonanie 10 odwiertów eksploatacyjnych, które za pomocą podgrzewanych, podmorskich rurociągów zostaną podłączone do infrastruktury wydobywczej kompleksu złożowego Ekofisk. Tommeliten Alpha znajduje się w pobliżu złoża Ekofisk, które jest jednym z najważniejszych ośrodków wydobycia węglowodorów na Morzu Północnym, będącym jednocześnie pierwszym złożem odkrytym na obszarze tego morza ponad 50 lat temu. Pozyskiwanie gazu z pierwszych dwóch otworów powinno nastąpić w 2024 r. W szczytowym okresie eksploatacja Tommeliten Alpha może zwiększyć roczny wolumen wydobywania gazu ziemnego norweskiej spółki PGNiG o ok. 0,5 mld m³. Zasoby wydobywalne złoża, zawierającego głównie kondensat gazowy, oceniono na 80–174 mln boe, z czego udział PGNiG *Upstream Norway* wynosi 33–73 mln boe. Pozyskany surowiec trafi do polskich odbiorców rurociągiem *Baltic Pipe*.

Orlen podpisał umowę dotyczącą rozbudowy systemu pogłębionego przerobu ropy naftowej w litewskiej rafinerii w Możejkach, decydując się na inwestycję ok. 641 mln euro. Wykonawcą instalacji będzie brytyjska firma *Petrofac*, a w realizacji projektu zaangażował się również litewski rząd. W lipcu 2021 r. *Orlen Lietuva* ogłosiła podpisanie listu intencyjnego z Ministerstwem Energetyki Republiki Litewskiej, w którym strona litewska zadeklarowała

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

sprawdzenie sposobów partycypacji w jego realizacji, a także dołożenie starań, aby wobec projektu zostały zastosowane wszelkie prawnie możliwe ulgi. W wyniku rozbudowy rafinerii zostanie wyeliminowana produkcja wysokosiarkowych, ciężkich olejów opałowych, co w kontekście zaostrożenia regulacji środowiskowych odnośnie ciężkich paliw poprawi konkurencyjność rafinerii. Oprócz tego, że planowana na koniec 2024 r. realizacja inwestycji przyniesie *Orlenowi* wzrost EBITDA (tj. zysk operacyjny przedsiębiorstwa przed potrąceniem odsetek od zaciągniętych zobowiązań oprocentowanych, np. kredytów, obligacji, podatków, amortyzacji wartości niematerialnych i prawnych oraz amortyzacji rzeczowych aktywów trwałych) nawet o ok. 68 mln euro rocznie, będzie miała również istotny wpływ na gospodarkę Litwy, dla której *Možejki* są największym podatnikiem.

Gaz-system poinformował w komunikacie prasowym o wykonaniu symbolicznego „złotego spawu” na orurowaniu gazociągu GILP, który łączy systemy gazowe Polski i Litwy. Dzięki temu połączeniu państwa bałtyckie i Finlandia będą wzmacniały swoją niezależność energetyczną, dywersyfikując rynek. Jednocześnie będzie to kolejny krok do stworzenia węzła gazowego na polskim wybrzeżu. Według ministra Naimskiego takie inwestycje, jak *Baltic Pipe*, rozbudowa Terminalu LNG w Świnoujściu i budowa interkonektora łączącego systemy przesyłowe gazu ziemnego Polski i Słowacji, pomogą Polsce i innym krajom regionu uniezależnić swoje gospodarki od rosyjskiego monopolu. Polsko-Litewski gazociąg GILP ma długość ok. 508 km i wewnętrzną średnicę 700 mm. Trasa gazociągu GILP po polskiej stronie liczy 343 km – rozpoczyna się w tłoczni Hołowczyce po czym wiedzie przez teren województw mazowieckiego, podlaskiego i warmińsko-mazurskiego do granicy krajów, a po stronie litewskiej ma długość ok. 165 km i kończy w tłoczni gazu Jauniunai. Komisja Europejska przyznała inwestycji status *Project of Common Interest*, a realizacja projektu będzie współfinansowana ze środków Unii Europejskiej.

Sprzedaż gazu ziemnego zwiększyła również Grupa Kapitałowa PGNiG, która we współpracy z amerykańsko-ukraińskim *ERU* wygrała przetarg na sprzedaż gazu ziemnego do Mołdawii. Dostawa 1 mln m³ odbyła się przez punkt odbioru na granicy mołdawsko-ukraińskiej. Było to pierwsze w historii kraju zaopatrzenie w nierosyjski gaz, stanowiące początek dywersyfikacji dostaw surowca do Mołdawii.

COP26. Pierwsza połowa listopada bieżącego roku miała się stać kolejną datą istotną dla przyszłości wykorzystania paliw kopalnych. Na 26. Konferencję Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu przybyli do szkockiego Glasgow przedstawiciele niemalże 200 krajów. Spotkanie, mające zadać ostateczny cios wydobyciu i spalaniu węgla, zakończono podpisaniem *Paktu Klimatycznego (Glasgow Climate Pact)*, który stał się pierwszym porozumieniem klimatycznym wyraźnie zapowiadającym ograniczenie zużycia węgla. Jednak zobowiązanie do *wycofania* węgla zostało pod wpływem negocjacji zmienione na *wycofywanie* w krajach uzależnionych od węgla, takich jak np. Indie i Chiny. Oprócz tego sygnowano ponownie porozumienie o planach redukcji emisji w roku 2022 i zobowiązanie do zwiększenia wsparcia finansowego dla krajów rozwijających się (na papierze zwiększono pomoc finansową, która dotychczas nie była w pełni realizowana). Czy w takim wypadku konferencja w Glasgow

stanie się kamieniem milowym i wyznacznikiem nowej drogi w światowej gospodarce? Nic na to nie wskazuje.

Konferencja tylko w niewielkim stopniu przyczyniła się do złagodzenia obaw krajów rozwijających się, które potrzebują pomocy finansowej bogatszych narodów celem wdrożenia transformacji klimatycznej, ponieważ żadne finansowanie nie zostało formalnie zagwarantowane. Pakt dotyczący *wycofania* energetyki węglowej został w ostatniej chwili odrzucony przez Indie, Chiny i inne kraje rozwijające się, zależne od węgla, a klauzulę po pospiesznej naradzie zmieniono na *wycofywanie*, które *de facto* daje swobodę działań najbardziej zainteresowanym państwom i całkowity brak konkretyzacji celu. Zdaniem ministra środowiska i klimatu Indii korekta paktu odzwierciedla krajowe uwarunkowania gospodarek wschodzących, a konsensus jest rozsądny dla krajów rozwijających się i uzasadniony dla sprawiedliwości klimatycznej. Rozmowy dotyczyły tylko węgla – milczano na temat ropy naftowej i gazu ziemnego, mimo to w ostatecznym dokumencie formuła przybrała kształt *phase out of inefficient fossil fuel subsidies (eliminacja nieefektywnego subsydiowania paliw kopalnych)*, co z definicji obejmuje sektor węglowodorów.

Ciekawy obrót przybrała inicjatywa Kostaryki i Danii, które przewodzią pracom nad stworzeniem sojuszu *Beyond Oil & Gas Alliance*. Członkowie tego sojuszu chcieli zobowiązać uczestników COP26 do ustalenia konkretnej daty wycofania z produkcji ropy naftowej i gazu ziemnego. Przyłączeniu się do konwencji natychmiastowo sprzeciwiła się organizująca to spotkanie Wielka Brytania, zdaniem której zakończenie krajowej produkcji ropy i gazu pozostawi ogromną lukę w krajowych dostawach energii, a określenie terminu odejścia od wydobycia węglowodorów jest niemożliwe, dopóki nie zdoła się wytworzyć wystarczającej ilości energii odnawialnej. Kryzys gazowy w ciągu ostatnich dwóch miesięcy pokazał, że wydobycie tego paliwa ma kluczowe znaczenie dla zaspokojenia potrzeb energetycznych Wielkiej Brytanii, a obecnie aż 47% brytyjskiego zużycia gazu pochodzi z produkcji krajowej. Prawdopodobnie inicjatorzy sojuszu kolejne próby, zapewne równie nieudane, podejmą podczas kolejnego szczytu, którego organizacja jest planowana w Egipcie.

Norwegia. Firma *Lundin Energy* ogłosiła pozyskanie pierwszego ładunku ropy naftowej z eksploatowanego pola naftowego Solveig. Złoże znajduje się na obszarze koncesji 359, w odległości 15 km na południe od Edvard Grieg. Całkowite potencjalne zasoby złoża oszacowano na ponad 100 mln boe. Pierwsza faza projektu obejmuje udostępnienie do eksploatacji 57 mln boe udokumentowanych zasobów. W szczytowym okresie dzienne wydobycie ma osiągnąć 30 tys. boe. Dotychczasowe dane z wierceń w fazie 1 Solveig dają wyniki powyżej oczekiwań firmy, a dwa z pięciu planowanych odwiertów zostały już ukończone. Firma *Lundin Energy* ma (65% udziałów w złożu) i jest operatorem koncesji PL359 (Solveig) oraz PL338 (Edvard Grieg), a jej partnerami są *OMV* (20%) i *Wintershall Dea* (15%).

Tymczasem koncern *Vår Energi* potwierdził odkrycie złoża ropy naftowej i gazu ziemnego w odwiercie Rødhette w rejonie Goliat na południu Morza Barentsa (licencja 901). Odwiert poszukiwawczy okazał się sukcesem, gdyż natrafiono nim na kolumnę 28 m piaskowców nasyconych ropą naftową, a najnowsze wstępne szacunki wskazują, że wydobywalne zasoby tego złoża wynoszą od 22 do 31 mln boe. *Vår Energi* jest operatorem złoża i posiada 50% udziałów w licencji. Kooperantami są *Longboat Energy* (20%), *Concedo* (20%) i *Equinor* (10%). Koncern *Vår Energi*, będący

własnością *Eni* (69,85%) i *HitecVision* (30,15%), jest największym, niezależnym operatorem na norweskim szelfie kontynentalnym, posiadającym ponad 136 koncesji i produkującym węglowodory z 35 złóż.

Kampanię wiertniczą na polu Fenja na Morzu Norweskim rozpoczęła firma *Neptune Energy* (30%, operator) wraz ze współpracownikami z *Vår Energi* (45%), *Suncor Energy* (17,5%) i *DNO* (7,5%). Eksploatacja pola Fenja będzie możliwa w pierwszej połowie 2023 r. W szczycie produkcji wydobycie będzie wynosić ok. 28 000 baryłek ropy naftowej.

Aker BP (60%) oraz konsorcjanci, *DNO Norge* (20%) i *Longboat Energy* (20%), wierząc otwór *Mugnetind* w obszarze koncesji produkcyjnej 906 w południowej części Morza Północnego, odkryli niewielkie złożo węglowodorów. Wstępne szacunki wskazują, że zawiera ono 5–11 mln boe zasobów wydobywalnych. Odwiert usytuowano w miejscu anomalii sejsmicznej, która została zidentyfikowana jako zbiornik wypełniony węglowodorami lub węglem. W otworze poszukiwawczym 7/11–14 S natrafiono na węglowodory górnourajskiej formacji *Ula*, którą nawiercono na głębokości 3985 m. Profil tej formacji składał się z 14-metrowego odcinka piaskowców wypełnionych węglowodorami o średnich lub dobrych właściwościach petrofizycznych. Odcinek zbiornika w *Mugnetind* jest cieńszy niż przewidywano, a bezpośrednio pod zbiornikiem znajduje się gruba warstwa węgla. Pomimo rozczarowania wynikiem wiercenia, wiosną 2022 r. firmy planują kontynuację programu.

Aker BP dokonał także niekomercyjnego odkrycia w paleoceanicznych skałach zbiornikowych formacji *Hermod* i *Heimdal* na obszarze licencji 1041, ok. 17 km na południowy zachód od pola *Bøyla* i 230 km na zachód od *Stavanger*. Otwór *Wildcat 24/12-7* odwiercono do głębokości 2275 m na Morzu Północnym, na wodach o głębokości 118 m. Głównym celem eksploracji były piaskowce formacji *Hermod* o bardzo dobrych i znakomitych właściwościach zbiornikowych. Stwierdzono w nich 38-metrową kolumnę ropy naftowej. W utworach formacji *Heimdal*, drugim celu poszukiwawczym, natrafiono na 34 m zawodnionego piaskowca o dobrych właściwościach zbiornikowych. Wstępne szacunki wskazują, że wydobywalne zasoby ropy naftowej wynoszą zaledwie 800 tys. m³. *Aker BP* (55% udziałów) jest operatorem złoża, a jego partnerami koncesyjnymi są *Neptune Energy* (30%) i *Lundin Energy* (15%).

Egipt. W północnej Afryce postępują szeroko zakrojone prace eksploracyjno-eksploatacyjne. *SDX Energy* odwiertem *MSD-21* rozpoczęła kampanię wiertniczą w złożu *Meseda*. W ramach rozpoznania koncesji *West Gharib* na egipskiej Pustyni Wschodniej, gdzie występują pola naftowe *Meseda* i *Rabul*, zostanie wykonanych 12 odwiertów. Według prognoz działania te pozwolą zwiększyć wydobycie ropy naftowej z obecnych 2400 do ok. 3500–4000 bbl/d w 2023 r. Z samego odwiertu *MSD-21*, którego zadaniem jest udostępnienie ropy naftowej formacji *Asl* na głębokości poniżej 1000 m, spółka będzie każdego dnia uzyskiwać 300 baryłek surowca.

Włoski koncern *ENI* ogłosił nowe odkrycia na obszarach koncesji *Meleiha* i *South West Meleiha* na Pustyni Zachodniej w Egipcie. Wedle wstępnych szacunków zasoby nowo odkrytych złóż wynoszą 50 mln boe. Trafienia odnotowano, wierząc otwory *Jasmine W-1X* i *MWD-21* (koncesja *Meleiha*) oraz *SWM-4X* (*South West Meleiha*). Otworem *Jasmine W-1X* natrafiono na 34-metrową

warstwę nasyconych węglowodorami jurajskich piaskowców formacji *Chatatba* o dobrych właściwościach petrofizycznych. Test produkcyjny wykazał wydajność na poziomie 2000 baryłek lekkiej ropy (49°API) i ok. 200 tys. m³/d towarzyszącego gazu. W profilu otworu *MWD-21* potwierdzono obecność ponad 15-metrowej warstwy piaskowców kredowych formacji *Alam El Bueib*, wypełnionych ropą naftową, o doskonałych właściwościach petrofizycznych i stałej wydajności 2500 bbl/d. Otwór *SWM-4X* umożliwi obecnie wydobywanie 1800 bbl/d ropy naftowej i 8,5 tys. m³ gazu ziemnego z kredowych piaskowców roponośnych formacji *Bahariya*. W sumie nowe odkrycia dodają do produkcji brutto *ENI* ponad 6000 boe/d. *ENI*, za pośrednictwem swojej spółki zależnej *IEOC*, posiada 76% udziałów w koncesji *Meleiha* – pozostałe 24% ma *Lukoil*. W *South West Meleiha* *ENI* ma 100% praw do koncesji.

Stany Zjednoczone. Interesujące informacje przekazała firma *Nabors Industries*, która – prowadząc prace w basenie permskim dla *ExxonMobil* – zdecydowała się wykorzystać pierwszą na świecie w pełni zautomatyzowaną lądową platformę wiertniczą *PACE-R801*. Wykonano odwiert horyzontalny o długości 6070 m, a wkrótce jednostka ta wykona kolejne dwa odwierty. *Jason Gahr*, kierownik operacyjny ds. wierceń niekonwencjonalnych w *ExxonMobil*, stwierdził, że wdrażanie zautomatyzowanej platformy w *Midland* pokazuje zdolność do optymalizacji wiercenia z zastosowaniem połączonej mocy robotyki, automatyzacji, obliczeń i danych. Wiercenie to jest doskonałym przykładem poprawy bezpieczeństwa, wydajności i środowiskowej efektywności operacji wiertniczych dzięki zastosowaniu innowacyjnych technologii. Wprowadzenie do prac platformy obsługiwanej zdalnie i jednoosobowo w ciągu kilku lub kilkunastu lat spowoduje, niestety, brak konieczności zatrudniania kolejnych osób i redukcję zatrudnienia specjalistów ds. wiertnictwa.

Shell przywrócił wydobycie węglowodorów w Zatoce Meksykańskiej, które uprzednio wstrzymano z powodu uszkodzeń obiektów przez sierpniowy huragan *Ida*. Firma wznowiła produkcję na platformach *Mars* i *Ursa* oraz rozpoczęła eksport ropy naftowej i gazu ziemnego z zakładu *A West Delta-143*. Obiekty *West Delta-143* służą jako stacja transferowa całej produkcji z aktywów *Shella* w strefie *Mars Corridor* w Kanionie *Mississippi* oraz w Zatoce Meksykańskiej do lądowych terminali naftowych.

Gujana. Z każdym miesiącem zwiększają się udokumentowane zasoby gujańskiego bloku *Stabroek*. Przyczyniły się do tego kolejne prace amerykańskiego koncernu *ExxonMobil*, który uaktualnił szacunki po dokonaniu nowego odkrycia w odwiercie *Cataback-1*. Wierceniem natrafiono na nasyconą węglowodorami strefę piaskowców o miąższości 74 m, wykazujących doskonale cechy petrofizyczne. Otwór *Cataback-1* wykonano do głębokości 1807 m, penetrując kredowe węglany i piaskowce obszaru *Turbot*. Blok *Stabroek*, będący centrum ostatnich dużych odkryć na północno-wschodnim wybrzeżu Ameryki Południowej, ma powierzchnię 26 800 km². Operatorem tego bloku jest *ExxonMobil* (45% udziałów), wspierany przez spółki zależne firm *Hess* (30%) i *CNOOC* (25%).

Źródła: *Aker BP*, *Eni*, *ExxonMobil*, *Gaz-System*, *Lotos*, *Lundin Energy*, *Nabors Industries*, *Neptune Energy*, *Orlen*, *PGNiG*, *Reuters*, *SDX Energy*, *Shell*, *Vår Energi*