

## Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Radomir Pachytel<sup>1</sup>



**Polska.** Spółki Grupy *Orlen* konsekwentnie dążą do rozwoju działalności na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. W komunikacie prasowym poinformowano, że w ciągu najbliższych miesięcy koncern rozpocznie eksploatację złoża Tommeliten Alpha na Morzu Północnym, w którym 42,38% udziałów należy do PGNiG *Upstream Norway*, działającej we współpracy z *TotalEnergies*, *Var Energi*, *ConocoPhillips* i *Eni*. Tommeliten Alpha to złożo gazowo-kondensatowe zlokalizowane ok. 25 km na południowy zachód od złoża Ekofisk, w obrębie bloku 1/9-1 koncesji wydobywczej 044. Węglowodory są nagromadzone w węglanach paleoceńskiej formacji Ekofisk i górnokredowej formacji Tor. Zasoby złoża oceniane są na 80–174 mln baryłek ekwiwalentu ropy naftowej. Umożliwi ono pozyskiwanie zarówno gazu ziemnego, jak i ropy naftowej oraz kondensatu. Oprócz rozwoju Tommeliten Alpha, *Orlen* uzyskała w ostatnich miesiącach zgody administracyjne na rozpoczęcie przygotowań do eksploatacji złóż Alve Nord, Orn, Fenris, Tyrving, Andvare oraz Verdande, a także obszaru Yggdrasil. Złoża będą uruchamiane w latach 2024–2027. Zgodnie ze strategią koncernu do końca 2030 r. produkcja węglowodorów z aktywów spółki wzrośnie do 12 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie, a norweskie złoża będą dostarczały ok. 1/2 wydobywania, umożliwiając wypełnienie ponad połowy przepustowości *Baltic Pipe* gazem pozyskanym z własnej działalności.

Wynikiem decyzji Ministra Spraw Wewnętrznych i Administracji oraz Ministra Rozwoju i Technologii, *Orlen* przejął akcje spółki *Europol Gaz*, należące do tej pory do rosyjskiego *Gazpromu*. Dotychczas polski koncern multinergetyczny posiadał 48% akcji *Europol Gazu*. Zgodnie z decyzją Prezesa Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów, *Orlen* przejmie również kontrolę nad Systemem Gazociągów Tranzytowych *Europol Gaz*. Firma *Europol Gaz S.A.* istnieje od 1993 r., będąc właścicielem polskiej części gazociągu *Jamal-Europa* o długości ok. 684 km. Od 2010 r. funkcję operatora polskiego odcinka gazociągu jamalskiego pełni Operator Gazociągów Przesyłowych – spółka *Gaz-System*.

Mając na uwadze konieczność zmniejszania emisji netto dwutlenku węgla, *Orlen* podpisał porozumienie z norweskim *Horisont Energi*, dotyczące potencjalnej współpracy przy jednym z projektów magazynowania CO<sub>2</sub> na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Strategia Grupy przewiduje, że do 2030 r. *Orlen* będzie miał możliwość magazynowania lub zagospodarowania 3 mln t dwutlenku węgla rocznie. *Horisont Energi* jest właścicielem koncesji na złożu Polaris, na którym wykonano już odwiert potwierdzający możliwość bezpiecznego zatłaczania CO<sub>2</sub>. Zgodnie z listem intencyjnym 50% udziałów w koncesji i statut

operatora złoża Polaris uzyska PGNiG *Upstream Norway*. Zatłaczane CO<sub>2</sub> będzie pochodziło m.in. z zakładów produkujących amoniak na północy Norwegii, które *Horisont* planuje uruchomić w najbliższych latach. Pojemność złoża Polaris jest szacowana łącznie na ok. 100 mln t dwutlenku węgla, co umożliwi prowadzenie działalności magazynowej przez 12–25 lat. Rozpoczęcie zatłaczania w projekcie ma zostać uruchomione na przełomie 2028 i 2029 r.

PERN podpisał porozumienie z Zarządem Morskiego Portu Gdynia, na mocy którego wspólne inwestycje o wartości ok. 400 mln zł pozwolą zwiększyć przepustowość bazy paliw w Dębogórze, poprzez rozbudowę i modernizację infrastruktury. W I półroczu tego roku terminal w Dębogórze przyjął ponad 1,7 mln m<sup>3</sup> oleju napędowego, a baza jest intensywnie rozbudowywana. PERN oddaje jesienią dwa zbiorniki po 32 tys. m<sup>3</sup> każdy i planuje kolejne trzy o pojemności 50 tys. m<sup>3</sup>, by zwiększyć pojemność bazy do 0,5 mln m<sup>3</sup>. Głównym zadaniem projektu ze strony Portu Gdynia jest przeprowadzenie i sfinansowanie rozbudowy stanowiska przeładunkowego paliw płynnych zgodnie z wcześniej przyjętą koncepcją, umożliwiając rozładunek tankowców o nośności powyżej 120 tys. t. Dostawy do terminala w ciągu ostatniego roku, wynikiem rosyjskiej agresji na Ukrainę, skutkującej bezpośrednio wzrostem zapotrzebowania na obsługę tankowców dostarczających do Polski produkty naftowe drogą morską, wzrosły o ok. 60%.

1 października 2023 r. minął rok od uruchomienia gazociągu podmorskiego *Baltic Pipe*, który zapewnia dostawy gazu z Szelfu Norweskiego przez Danię do Polski. W ciągu roku, rurociągiem z Danii do Polski, mierzącym 274 km, przepłynęło ponad 5,5 mld m<sup>3</sup> gazu. *Baltic Pipe* może pracować z pełną przepustowością 10 mld m<sup>3</sup> rocznie od końca listopada zeszłego roku, a w ciągu pierwszych 12 miesięcy funkcjonowania zdarzały się okresy wykorzystywania pełnej przepustowości infrastruktury. Obecnie *Baltic Pipe*, obok Terminalu LNG w Świnoujściu, jest jednym z głównych elementów dostaw gazu ziemnego do naszego kraju.

**Norwegia.** Norweski operator DNO dokonał odkrycia gazowo-kondensatowego na prospekcie Norma w obrębie norweskiej koncesji PL984 na Morzu Północnym. Firma uważa prospekt za otwarcie możliwości eksploatacji z gazonośnych piaskowców na tym obszarze. Wstępna ocena odkrycia wskazuje, że zasoby wydobywalne brutto wynoszą ok. 70 mln boe w piaskowcach jurajskich o bardzo dobrych parametrach zbiornikowych. Odkrycie leży w pobliżu istniejącej infrastruktury w środkowej części Morza Północnego, co zapewnia potencjał powiązania z istniejącą infrastrukturą. Norma jest pierwszym eksploatowanym przez DNO odwiertem poszukiwawczym pod wysokim

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

ciśnieniem i w wysokiej temperaturze (HPHT), odwierconym do głębokości 4800 m.

*Equinor* złożył do Ministerstwa Ropy Naftowej i Energii plan zagospodarowania i eksploatacji (PDO) złoża gazowego Eirin na norweskim Morzu Północnym. Eirin jest zlokalizowane 250 km na zachód od Stavanger, na wodzie o głębokości 120 m. Zasoby szacuje się na 27,6 mln boe, z czego większość stanowi gaz ziemny. Podmorskie połączenie pozwoli scalić Eirin z platformą Gina Krog. Korzystanie z infrastruktury Gina Krog umożliwi firmie *Equinor* szybkie dostarczanie gazu do Europy, przy dobrej rentowności i niskiej emisji CO<sub>2</sub> z wydobycia oraz przedłuży okres produkcyjny Gina Krog do 2036 r. Uruchomienie produkcji jest przewidywane w 2025 r.

OKEA rozpoczęła wydobycie z odkrycia gazu Hasselmus na Morzu Norweskim. Oczekuje się, że w ramach projektu Hasselmus uda się odzyskać ok. 1,65 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego i wznówić eksport gazu i NGL z oddalonej o 7 km platformy Draugen. Historia złoża sięga ubiegłego wieku, gdy w 1999 r. firma *A/S Norske Shell* wykonała pojedynczy odwiert (6407/9-9 T2) na strukturze Hasselmus, wynikiem którego na głębokości 1700 m natrafiono na słup gazu o głębokości 16 m i słup ropy o głębokości 6,8 m w wysokiej jakości piaskowcach. W swoim plateau Hasselmus będzie dodawać do produkcji 4400 baryłek ekwiwalentu ropy naftowej dziennie.

OMV dokonała niewielkiego odkrycia węglowodorów w odwiercie poszukiwawczym Velocette 6607/3-1 S na licencji wydobywczej 1016, Morze Norweskie. Główny cel poszukiwawczy stanowiły piaskowce kredowe formacji Nise. Zbiornik charakteryzuje się miąższością ok. 61 m i jakością zbiornika od średniej do bardzo dobrej. Słup gazu miał wysokość 9 m. Firma zebrała szereg danych, które zostaną uwzględnione w zaktualizowanych ocenach perspektywicznych, a obecnie odwiert został zabezpieczony. PL1016 leży w niewielkiej odległości (ok. 45 km) od obsługiwanego przez *Equinor* złoża Aasta Hansteen.

**Stany Zjednoczone.** Na podstawie nowych szacunków zasobów *Pantheon Resources* będzie rozwijać projekt Kodiak, wcześniej znany jako Theta West, zlokalizowany na Alasce. Złoże zawiera duże horyzonty wypełnione węglowodorami pomiędzy łupkami formacji Hue i łupkami formacji HRZ. Szacowanie zasobów pozwoliło ustalić ich wielkość na 962,5 mln bbl ropy naftowej i kondensatu. Spółka jeszcze w tym roku planuje wykonanie odwiertów horyzontalnych przy zagospodarowaniu wcześniejszych otworów Talitha-A i Theta West-1.

*Woodside* rozpoczął produkcję w swoim projekcie Shenzi North na głębokich wodach Zatoki Meksykańskiej. Shenzi North, pierwsza faza rozwoju minibasenu Greater Wildling, została odkryta w 2017 r. Projekt obejmuje wykonanie 2 odwiertów, a pierwsze wydobycie ropy jest spodziewane w 2024 r. Samo pole Shenzi leży ok. 195 km od wybrzeży Luizjany, w rejonie Green Canyon. Zostało odkryte w 2002 r., a wydobycie ropy naftowej i gazu ziemnego rozpoczęło się w 2009 r. Platforma Shenzi wydobywa zarówno ropę, jak i gaz, ma zdolność produkcyjną 100 tys. baryłek ropy i 1,4 mln m<sup>3</sup> gazu dziennie.

**Chiny.** Spółka *Sinopec* potwierdziła zasoby gazu ziemnego o wielkości 30,55 mld m<sup>3</sup> odkrytych w pierwszej fazie

rozwoju pola gazowego Bazhong w północno-wschodnim Syczuanie, Chiny. Bazhong jest trzecim złożem typu *tight* w piaskowcach formacji Xujiahe. Głębokość zalegania perspektyw waha się w granicach od 4550 do 5225 m.

Firma CNOOC rozpoczęła produkcję w ramach projektu *Bozhong 28-2 South Oilfield Second Adjustment Project* w zatoce Pohaj. Wydobycie jest prowadzone na wodach o głębokości ok. 20 m. W ramach projektu firma planuje wdrożyć działanie 13 odwiertów produkcyjnych i 8 zatłaczających. Szczytowa produkcja, planowana na rok 2024, powinna sięgnąć 7600 bbl/d.

CNOOC rozpoczęła również produkcję ropy naftowej z pola Lufeng 12-3. Projekt jest zlokalizowany we wschodniej części Morza Południowochińskiego, ok. 300 km od Shenzhen, a średnia głębokość wody wynosi ok. 240 m. Według CNOOC Lufeng 12-3 to największe wspólnie zagospodarowane złożo naftowe na Morzu Południowochińskim w ostatniej dekadzie. Oczekuje się, że w 2024 r. szczytowa produkcja będzie oscylować na poziomie ok. 29,5 tys. bbl dziennie.

**Indonezja.** *Eni* ogłosiło znaczące odkrycie gazu w odwiercie poszukiwawczym Geng North-1, w obrębie North Ganai PSC, ok. 85 km od wybrzeży Kalimantanu. Wstępne szacunki wskazują, że odkryta struktura obejmuje zasoby przekraczające 140 mln m<sup>3</sup> gazu i 400 tys. bbl kondensatu. Geng North-1 został odwiercony do głębokości 5025 m, napotykając kolumnę gazu o miąższości 50 m w piaskowcach mioceńskich. Dzięki swojej lokalizacji i znacznym rozmiarom odkrycie może znacząco przyczynić się do utworzenia nowego centrum produkcyjnego w północnej części Basenu Kutei. Szacuje się, że oprócz Geng North, w niezagospodarowanych złożach na okolicznym obszarze znajduje się ponad 100 mld m<sup>3</sup> gazu. Odkrycie Geng North sąsiaduje z obszarem Indonesia Deepwater Development, który obejmuje kilka porzuconych odkryć zlokalizowanych w blokach Rapak i Ganai, w przypadku których *Eni* ogłosiła niedawno przejęcie udziałów od firmy *Chevron*.

**Azerbejdżan.** *TotalEnergies* uruchomił drugą fazę rozwoju złoża gazowego Absheron na Morzu Kaspijskim. Złoże jest zlokalizowane ok. 100 km na SE od Baku, na wodzie o głębokości ok. 500 m. Aktualnie posiada zdolność produkcyjną 1,5 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie i 12000 b/d kondensatu, natomiast po wprowadzeniu w życie drugiej fazy, wydobycie ma się zwiększyć do 5,5 mld m<sup>3</sup> rocznie. *Total* odkrył pole Absheron w 2011 r., gdy odwiert Absheron ABX-2 napotkał ponad 150 m skumulowanych złóż gazu w wysokiej jakości piaskowcach dużej struktury o powierzchni 270 km<sup>2</sup>.

**Brazylia.** Brazylijski państwowy koncern naftowo-gazowy *Petrobras* planuje do 2027 r. zainstalować 11 nowych platform wydobywczych w brazylijskich złożach typu *pre-salt*. W ramach Planu strategicznego na lata 2023-2027 firma planuje także zainwestować 64 mld USD w działalność poszukiwawczo-wydobywczą. 6 nowych platform zostanie rozmieszczonych na złożu Búzios i 3 na złożu Mero. Dodatkowo jedna platforma zostanie zainstalowana na złożu Jubarte, a jedna przeznaczona na potrzeby rewitalizacji pola Albacora. Firma szacuje, że w 2027 r. dzienna wielkość produkcji w warstwie przedsolnej osiągnie 3,6 mln boe.

**Argentyna.** Państwowe spółki *Yacimientos Petroliferos Fiscales* (YPF) i *Compañía General de Combustibles* rozpoczęły wiercenie pierwszego odwiertu poszukiwawczego MAYPA x1 w niekonwencjonalnej formacji Palermo Aike w argentyńskiej Patagonii. Przewiduje się, że jest to drugi co do wielkości system węglowodorów niekonwencjonalnych w Argentynie, po łupkach Vaca Muerta. Palermo Aike, zajmujące powierzchnię ponad 12 600 km<sup>2</sup>, posiada złoża lekkiej ropy szacowane na 10 mld boe. Pod względem geologii jest podobne do Vaca Muerta, a głębokość zalegania to 3000–3500 m.

**Bolivia.** *Yacimientos Petroliferos Fiscales Bolivianos*, państwowa spółka wydobywca działająca pod auspicjami rządu Boliwii, odkryła węglowodory w prowincji Santa Cruz. Według spółki, Remanso-X1 został sklasyfikowany jako posiadający zasoby 20 mld m<sup>3</sup> gazu i 52 mln bbl ropy, natomiast Yarara-X2 – ok. 1 mln bbl ropy. Yarara jest małym polem naftowym, a Remanso funkcjonuje od lat 80. XX w. Ponadto rząd Boliwii poinformował, że celem kraju jest zwiększenie produkcji węglowodorów, do czego ma się przyczynić wiercenie minimum 20–30 odwiertów rocznie.

**Egipt.** Firma *Cheiron Petroleum* dokonała odkrycia ropy naftowej na obszarach koncesji Geisum i Tawila West w południowej części Zatoki Sueskiej w Egipcie. Złoże udokumentowano za pomocą odwiertu poszukiwawczego GNN-11, czwartego w obecnej kampanii firmy. Natrafiono na 50 m dobrej jakości zbiorników wypełnionych ropą w przedmiocieńskiej formacji Nubia. To pierwszy raz, gdy Nubia została uznana za formację roponośną w obszarze GNN, gdzie zazwyczaj celem jest formacja Nukhul. GNN-11 produkuje ok. 2500 bbl/d, a wydobyte spółki na całej koncesji wzrosło do 23 000 bbl/d.

**Wybrzeże Kości Słoniowej.** *Eni* rozpoczęła wydobywanie ropy i gazu z pola Baleine, największego odkrycia ostatnich lat w Wybrzeżu Kości Słoniowej. W pierwszej fazie będzie możliwe wydobywanie 15 tys. bbl/d ropy i 700 tys. m<sup>3</sup> gazu. W fazie drugiej, która wystartuje do końca 2024 r., nastąpi zwiększenie produkcji do 50 tys. bbl/d ropy i 2 mln m<sup>3</sup> gazu. Końcowa, trzecia faza wzniesie wydobywanie na poziom 150 tys. bbl/d ropy i 5,7 mln m<sup>3</sup> gazu. Całość wydobytego gazu ze złoża Baleine będzie dostarczana na ląd nowo wybudowanym rurociągiem. Umożliwi to Wybrzeżu Kości Słoniowej zaspokojenie zapotrzebowania krajowego rynku energii elektrycznej, ułatwi dostęp do energii i wzmocni rolę kraju jako regionalnego centrum energetycznego dla państw sąsiadujących.

**Namibia.** *Tower Resources* zakończył modelowanie basenu naftowego znajdującego się na licencji PEL 96 w Namibii. W celu zidentyfikowania perspektyw i poten-

cjalnych złóż zbadano bloki podmorskie 1910A, 1911 i 1912B. Przeprowadzone studium zostało zintegrowane z interpretacją stratygraficzną sekwencji sejsmicznych z badań 2D, informacjami z PEL 96 i innymi danymi z odwiertów basenu Walvis. Dane pokazują wyraźne dowody na istnienie działającego systemu naftowego w Dolphin Graben w PEL 96. Syn-ryftowe osady dolnej kredy w głównych depocentrach Dolphin Graben określono jako dojrzałe do generacji ropy (oligocen – współczesnie). Główne obszary wydobywcze, na których koncentruje się migracja w kierunku każdej z perspektyw, obejmują ok. 45–79 mld bbl potencjalnie wygenerowanej ropy w Alpha Prospect i 15–23 mld bbl w Gamma Prospect.

*TotalEnergies* potwierdził przyływ węglowodorów w odwiercie Venus-1X na bloku 2913B. Otwór wykonany w lutym 2022 r. zanotował lekką, słodką ropę w kredowych stożkach albu. Zgodnie z informacjami operatora, kolumna ropy była bardzo duża i obecnie firma prowadzi testy wykonanego w pobliżu odwiertu Venus-1A. Na podstawie uzyskanych wyników oraz obecnie wykonywanego w obrębie koncesji wiercenia Mangetti-1X spółka oceni wielkość odkrycia i podejmie decyzję o jego dalszym zagospodarowaniu. Głębokość zalegania złóż w badanym basenie przekracza 6000 m.

**Ghana.** Firma *Tullow Oil* rozpoczęła produkcję z morskiego projektu *Jubilee South East* (JSE) w basenie Tano, Zatoka Gwinejska. Uruchomiono pierwszy odwiert wydobywczy JSE, a do końca roku mają wystartować przynajmniej dwa kolejne. Zaprojektowane systemy iniekcji mają umożliwić utrzymanie wydobywania z pola na poziomie 100 tys. bbl/d przez kilka najbliższych lat. *Jubilee* czerpie węglowodory z piaskowców kredowych koncesji Deepwater Tano i West Cape Three Points. Produkcja netto z tego złoża w 2022 r. wyniosła 31,9 tys. baryłek dziennie.

**Gabon.** *BW Energy* rozpoczęła wydobywanie z czwartego odwiertu fazy 1 inwestycji Hibiscus-Ruche na obszarze koncesji Dussafu. Odwiert DHIBM-6H wykonano do głębokości 4125 m, przecinając kredowe piaskowce formacji Gamba w złożu Hibiscus. Produkcja została ustabilizowana na poziomie 6500 bbl/d, a obecna produkcja brutto z koncesji Dussafu wynosi ok. 26 500 baryłek dziennie. Kampania wiertnicza obejmuje cztery odwierty Hibiscus Gamba i dwa Ruche Gamba, które po ukończeniu wszystkich odwiertów na początku 2024 r. mają zwiększyć łączną produkcję ropy do ok. 40 tys. baryłek dziennie.

*Źródła: Cheiron Petroleum, CNOOC, DNO, Eni, Equinor, Gaz-System, Impact Oil & Gas, Oil & Gas Journal, OKEA, OMV, Orlen, Pantheon Resources, PERN, Petrobras, Sinopec, TotalEnergies, Tower Resources, Tullow Oil, Woodside, YPF.*