

## Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Radomir Pachytel<sup>1</sup>



**Polska.** Na początku lutego br. nastąpiły zmiany na fotelach prezesów polskich spółek energetycznych. Do dyspozycji Rady Nadzorczej *Orlenu* oddał się Daniel Obajtek, nie składając bezpośredniej rezygnacji z funkcji powierzonej mu w 2018 r. Rada postanowiła odwołać prezesa z dniem 5.02.2024 r. W tym samym czasie z członkostwa w zarządzie spółki zrezygnowało kilku współpracowników Daniela Obajtka. Jego następcą zostanie wyłoniony po zakończeniu konkursu na prezesa, wiceprezesów i członków zarządu *Orlenu* pod koniec pierwszego kwartału 2024 r. Do tego czasu obowiązki prezesa będzie pełnił Witold Literacki. Zmiana nastąpiła również na stanowisku prezesa Zarządu Operatora Gazociągów Przesyłowych *Gaz-System*, które 12.02.2024 r. objął Sławomir Hinc.

Jego następcą zostanie wyłoniony po zakończeniu konkursu na prezesa, wiceprezesów i członków zarządu *Orlenu* pod koniec pierwszego kwartału 2024 r. Do tego czasu obowiązki prezesa będzie pełnił Witold Literacki. Zmiana nastąpiła również na stanowisku prezesa Zarządu Operatora Gazociągów Przesyłowych *Gaz-System*, które 12.02.2024 r. objął Sławomir Hinc.

PGNiG *Upstream Norway* zdecydowało się na wymianę udziałów w norweskich aktywach wydobywczych z *Wintershall Dea Norge*. PGNiG uzyska udział w złożu Idun Nord (11,92%) i zwiększył swój udział w złożach Adriana oraz Sabina (o 1,92%, do 11,92%), a w zamian przekazał firmie *Wintershall* część swoich udziałów (3,08%), w złożu *Arfugl Nord* (zmniejszenie udziału do 11,92%). W ten sposób polski koncern zwiększył swoje zasoby netto o 0,42 mld m<sup>3</sup>, optymalizując profil produkcyjny. Obecnie na obszarze koncesji, w których pozyskano udziały, nie jest prowadzone wydobywanie węgłowodorów. Zasoby wydobywalne Idun Nord są oceniane na 3,3 mln m<sup>3</sup> boe (głównie gaz ziemny), a uruchomienie produkcji jest przewidziane na 2027 r. Złoża Adriana i Sabina odkryto w 2021 r., a ich łączne zasoby wynoszą 38–88 mln boe. Pierwszy odwiert rozpoznawczy jest planowany na pierwsze półrocze 2024 r. Złoża można zagospodarować, podłączając je do instalacji złoża Arfugl i infrastruktury złoża Skarv.

Podczas ostatniej, norweskiej rundy koncesyjnej *Awards in Predefined Areas (APA) 2023 PGNiG Upstream Norway* zdobyło łącznie 12 koncesji. Wnioski o 10 koncesji złożyła Grupa *Orlen*, o 2 koncesje ubiegała się firma *KUFPEC Norway* przejęta przez PGNiG *Upstream Norway* 5.01.2024 r. Spośród nowo uzyskanych koncesji 6 znajduje się na Morzu Północnym, z czego 3 w sąsiedztwie obszaru Yggdrasil, a 2 niedaleko złoża Fenris. Koncern planuje rozpocząć wydobywanie w tych rejonach w 2027 r. Koncesje pozyskane przez *KUFPEC Norway* znajdują się w pobliżu eksploatowanego przez PGNiG *Upstream Norway* obszaru Sleipner. Pozostałe 4 koncesje są na Morzu Norweskim. PGNiG *Upstream Norway* został operatorem jednego z tych obszarów koncesyjnych (PL1220), który znajduje się w pobliżu eksploatowanego już złoża Ormen Lange. Kolejne 3 koncesje są zlokalizowane w pobliżu złoża Skarv.

Ubiegły 2023 rok był rekordowy pod względem ilości dostaw skroplonego gazu ziemnego (LNG) do Polski. Do terminalu w Świnoujściu dotarły 62 dostawy LNG, a wolumen dostaw osiągnął ok. 4,66 mln ton, co oznacza pełne

wykorzystanie zarezerwowanej przepustowości polskiego gazoportu. Głównym dostawcą LNG do naszego kraju były Stany Zjednoczone (41 transportów), a na drugim miejscu uplasował się Katar (19). Ponadto zrealizowano po jednej dostawie z Trynidadu i Tobago oraz Gwinei Równikowej. Ponadto w 2023 r. *Orlen* ustanowił nowy rekord w małoskalowej sprzedaży LNG – załadowano 8423 cysterny LNG o łącznym wolumenie ponad 149,5 tys. ton (wzrost o 60% względem 2022 r.).

Regionalny dyrektor ochrony środowiska w Gdańsku wydał decyzję środowiskową, która umożliwi spółce *Gaz-System* zbudowanie w akwenu portu gdańskiego terminalu FSRU wraz z podmorskim gazociągiem. Decyzja ta ma rygor natychmiastowej wykonalności. Jednostka FSRU (*Floating Storage Regasification Unit*) jest statkiem przystosowanym do regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego, dostarczanego przez metanowce. Będzie ona istotnym elementem krajowego systemu dostaw LNG do Polski, zwiększającym energetyczne bezpieczeństwo naszego kraju. Komisja Europejska, w ramach instrumentu *Łącząc Europę*, przyznała projektowi LNG Gdańsk dofinansowanie w wysokości ok. 19,6 mln euro. Budowa FSRU jest istotnym elementem Krajowego Dziesięcioletniego Planu Rozwoju Sieci Przesyłowej Gazu na lata 2024–2033, opublikowanego przez *Gaz-system* w połowie lutego br. Polecam odwiedzenie strony internetowej tej spółki w celu poznania innych założeń planu, który ma być zrealizowany w najbliższej dekadzie.

Podpisano umowę w sprawie opracowania wstępnego studium wykonalności Nordycko-Bałtyckiego Korytarza Wodorowego. Europejscy operatorzy systemów przesyłowych gazu: *Gasgrid Finland* (Finlandia), *Elering* (Estonia), *Conexus Baltic Grid* (Łotwa), *Amber Grid* (Litwa), *Gaz-System* (Polska) i *ONTRAS* (Niemcy), obwieścili, że dokument zostanie przygotowany do połowy 2024 r. Celem projektu jest stworzenie połączenia pomiędzy obszarami w Europie Północnej, gdzie występuje znaczny potencjał do produkcji odnawialnego wodoru, a głównymi ośrodkami jej wykorzystania w Europie Środkowej. Projekt ten ma być wdrożony do 2030 r. Nordycko-Bałtycki Korytarz Wodorowy ma otworzyć ogromne możliwości rozwoju w dziedzinie odnawialnej energii.

**Norwegia.** *Equinor*, wierząc odwiert 30/12-3 S na obszarze koncesji 272 B na Morzu Północnym, odkrył nagromadzenie ropy naftowej na SW od złoża Troll. Wiercenie wykonano na zlecenie firmy *Aker BP*, która jest operatorem złoża Munin odkrytego w 2011 r. W piaskowcach formacji Tarbert o miąższości 195 m odwiertem 30/12-3 S (o głębokości 3696 m) natrafiono na 3,5-metrową kolumnę skał nasyconych ropą naftową. Jest to pierwszy odwiert na obszarze złoża Munin. Pobliski odwiert 30/12-3 A (4550 m), w profilu którego formacja Tarbert ma miąższość 216 m, był suchy. Wydobywalne zasoby odkrycia oceniono na 0,15–0,55 mln m<sup>3</sup> boe, co w obecnych uwarunkowaniach ekonomicznych sprawia, że eksploatacja nie jest opłacalna.

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

**Stany Zjednoczone.** Firma *Talos Energy* zaczęła wydobywać ropę naftową i gaz ziemny ze złóż Lime Rock i Venice w pobliżu platformy *Ram Powell* w amerykańskiej części Zatoki Meksykańskiej. Złóża te zagospodarowano pod koniec grudnia 2023 r., po czym uruchomiono początkową produkcję brutto na poziomie ponad 18 500 boe/d, średnio ok. 45% ropy naftowej i 55% innych płynów złożowych. Szacunkowe zasoby wydobywalne tych dwóch złóż wynoszą ok. 20–30 mln boe. Złóżo Lime Rock nabyto w listopadzie 2020 r. w ramach 256 licytacji koncesji w Zatoce Meksykańskiej, natomiast złóżo Venice odkryto na obszarze koncesji *Ram Powell* należącej do firmy *Talos*.

**Brazylia.** *Petrobras* potwierdził znalezienie nagromadzenia węglowodorów w głębokowodnym odwiercie poszukiwawczym Pitu Oeste w bloku BM-POT-17 basenu Potiguar, w odległości 52 km od wybrzeża stanu Rio Grande do Norte w Brazylii. Było to pierwsze od 2015 r. wiercenie w obszarze Margem Equatorial, potwierdzające jego duży potencjał złożowy. Firma pragnęła uzyskać więcej informacji geologicznych, aby lepiej oszacować wielkość zasobów ropy naftowej odkrytych w 2014 r. odwiertem Pitu. Ekonomiczna opłacalność eksploatacji nadal jest niejednoznaczna, ale *Petrobras* będzie kontynuować badania w tym regionie. W lutym 2024 r. spółka wykonała odwiert Anhangá w bloku POT-M-762 w pobliżu Pitu Oeste. Region Margem Equatorial ma znaczny potencjał naftowy, co potwierdzają niedawne odkrycia innych koncernów w państwach graniczących z Brazylią (w Gujanie, Gujanie Francuskiej i Surinamie). Cieszy się on zainteresowaniem przemysłu nie tylko brazylijskiego, ale także międzynarodowego, który wiąże z nim obiecujące możliwości wydobywcze. Strategia koncernu *Petrobras* na lata 2024–2028 zakłada inwestycje o wartości 3,1 mld dolarów oraz wykonanie 16 odwiertów w tym regionie.

*Petrobras* rozpoczęła drugą fazę zagospodarowania brazylijskiego złoża Mero, uruchamiając pozyskiwanie ropy naftowej i gazu ziemnego za pośrednictwem FPSO *Sepeitiba*. Złóżo należy do bloku Libra, usytuowanego w odległości ok. 180 km od wybrzeża Rio de Janeiro, w basenie Santos, na głębokości 1800–2100 m. Dzięki otworowi Mero-2 złóżo Mero osiągnie zdolność produkcyjną na poziomie 410 tys. baryłek na dobę (obecnie wynosi ona ok. 180 tys. bbl/d). Konsorcjanci rozbudowują infrastrukturę odwiertów Mero-3 i Mero-4. Od 2025 r. każdy z tych odwiertów będzie dostarczać ok. 180 tys. bbl/d.

**Kolumbia.** Kanadyjska firma *Arrow Exploration* zapowiedziała, że w 2024 r., w ramach poszukiwania węglowodorów w Kolumbii wykona 15 odwiertów. Firma skoncentruje się na bloku Tapir w Casanare oraz na zagospodarowaniu złoża Carrizales Norte. W 2023 r. spółka ponad dwukrotnie zwiększyła średnie wydobywanie, pozyskując 3200 bbl/d, a w 2024 r. spodziewa się podobnego wzrostu wydobywania dzięki odwierciom sięgającym do perspektywicznych formacji Ubaque i Carbonera. W bloku Tapir w dorzeczu Llanos odwiercono dotychczas 11 otworów produkcyjnych, w tym nowe Rio Cravo Este 7 oraz Rio Cravo Este 8. Obydwa zaczęto eksploatować w czwartym kwartale 2023 r., szybko osiągając łączną produkcję netto ponad 850 bbl/d, co przekroczyło oczekiwania firmy.

Firma *Parex Resources* odkryła ropę naftową i gaz ziemny w Arauca we wschodniej Kolumbii. Odwiert Arauca-8 wykonano do głębokości 6400 m, a w czasie wstępnych testów uzyskano przyływ około 255 tys. m<sup>3</sup> gazu ziemnego i ponad 1000 b/d kondensatu. Oczekuje się, że

sąsiedni odwiert Arauca-81, uzupełniający informacje o złożu, zostanie wykonany pod koniec pierwszego kwartału 2024 r. W tym roku firma *Parex Resources* planuje wydać około 50 mln dolarów na 3 kolejne odwierty: Arantes (Llanos-122), Hydra (VIM-1) i Berilo Oeste (Llanos-38). Pierwsze dwa będą ukierunkowane na gaz ziemny, natomiast trzeci na lekką ropę naftową i gaz ziemny.

**Chiny.** Koncern *CNOOC* ogłosił rozpoczęcie drugiej fazy zagospodarowania złóż pola naftowego Lufeng na Morzu Południowochińskim. Średnia głębokość wody w rejonie pola wynosi 136 m. Pole naftowe Lufeng obejmuje złoża: Lufeng 8-1, Lufeng 9-2 i Lufeng 14-8. Docelowo planuje się na nim minimum 13 odwiertów produkcyjnych i 1 iniekcyjny. Oczekuje się, że szczytowa produkcja, na poziomie ok. 22 600 baryłek ropy naftowej dziennie, zostanie osiągnięta w 2025 r.

Podczas realizacji projektu Deep Earth w chińskim Syczuanie *Sinopec* odkrył złóżo gazowe Hexingchang. Potwierdzone zasoby geologiczne tego złoża przekraczają 133 mld m<sup>3</sup>. W ramach projektu Deep Earth wykonuje się wiercenia penetrujące bardzo głęboko zalegające skały węglanowe formacji Shunbei, skrywające złoża gazowo-kondensatowe. Zbiornik w basenie Tarim ma średnią głębokość 7300 m. *Sinopec* odkrył w ostatnich latach wiele dużych złóż gazowych w basenie Tarim, takich jak konwencjonalne złoża gazu ziemnego Puguang i Yuanba oraz złoża gazu łupkowego Fuling oraz Weirong.

**Gabon.** Firma *BW Energy* poinformowała, że odwiertem rozpoznawczym DHBSM-1, wierconym do głębokości 6002 m, natrafiła na komercyjne ilości ropy naftowej na obszarze Hibiscus South. W kredowych piaskowcach formacji Gamba natrafiono na kolumnę skał nasyconych ropą naftową o wysokości przekraczającej 26 m. Bazując na estymacjach firmy, odwiert DHBSM-1H umożliwi wydobyć 6,6 mln bbl ropy naftowej spośród 22 mln bbl zasobów złoża. Zakończenie prac wiertniczych i podłączenie odwiertu do instalacji produkcyjnej ma nastąpić w pierwszym kwartale 2024 r.

**Namibia.** Portugalska firma naftowa *Galp Energia* wykonała pierwszy odwiert poszukiwawczy, Mopane-1X, w bloku PEL83 basenu Orange, w morskim obszarze Namibii. Koncesja PEL 83 jest zlokalizowana na wodach o głębokości 250–2550 m, na północ od bloku 2913A, gdzie *Shell* odkrył złóżo lekkiej ropy naftowej Graff-1, oraz na zachód od pola Kudu Gas, zagospodarowanego przez *BW Energy*. PEL 83 sąsiaduje również z blokiem 2913B, w którym firma *TotalEnergies* odkryła złóżo Venus-1. W piaskowcach dolnej kredy o bardzo dobrych właściwościach zbiornikowych *Galp Energia* odkryła znaczące nagromadzenie ropy naftowej. Pogłębiając odwiert do celu AVO-2, natrafiła dodatkowo na przesycone lekką ropą naftową piaskowce zbiornikowe o bardzo dobrych właściwościach zbiornikowych. Firma będzie kontynuować analizę danych uzyskanych z Mopane-1X i zamierza przetestować odwiert, aby ocenić komercyjność odkrycia. Spółka uruchomiła również odwiert poszukiwawczy Mopane 2X w ramach tej samej licencji PEL 83, wykonany przez póżanurzalną platformę *Hercules*.

*Źródła: Arrow Exploration, BW Energy, CNOOC, Equinor, Galp Energia, Gaz-System, ONGC, Orlen, Parex Resources, Petrobras, Petroecuador, Sinopec, Talos Energy, Valeura Energy.*