

## Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Radomir Pachytel<sup>1</sup>



**Polska.** Organy administracji rządowej Norwegii rozpatrzyły wnioski złożone w ramach aukcji *Awards in Predefined Areas* (APA 2022) i 25 firmom zaoferowały udziały w 47 koncesjach wydobywczych (29 spośród tych koncesji znajduje się na Morzu Północnym, 16 na Morzu Norweskim i 2 na Morzu Barentsa). Aż 20 pozwoleń dotyczy utworzenia

dotychczasowych obszarów wydobywczych w ramach wcześniej wydanych koncesji. Wśród nagrodzonych firm znalazły się dwie spółki należące do Grupy *Orlen* – PGNiG *Upstream Norway* (uzyskał 30% udziałów w koncesji PL 1171, 20% w PL 1190 i 20% w PL 1193) oraz *Lotos Exploration and Production Norge* (20% udziałów w PL 1175). PGNiG planuje uczestniczyć w projektach na Morzu Norweskim i w południowej części Morza Północnego, natomiast *Lotos* w środkowej części Morza Północnego. Po uwzględnieniu koncesji uzyskanych w ramach najnowszej rundy PGNiG posiada aktywa w 64 koncesjach, a *Lotos* w 36. Na obszarze dwóch z tych koncesji spółki Grupy *Orlen* współpracują, toteż łącznie *Orlen* może się pochwalić udziałami w 98 koncesjach na norweskim szelfie kontynentalnym.

Prace poszukiwawcze prowadzone przez *Orlen* w okolicach Luchowa Dolnego w powiecie Biłgorajskim, na obszarze koncesji *Biszczka-Tarnogród* nr 36/96/p, doprowadziły do udokumentowania dodatkowych 500 mln m<sup>3</sup> gazu ziemnego w złożu *Jastrzębiec*. Całkowite zasoby wydobywalne złoża, rozpoznane badaniami sejsmicznymi *Jastrzębiec 3D* i wierceniem *Jastrzębiec 4*, wzrosły do 700 mln m<sup>3</sup>. Otwór wiertniczy *Jastrzębiec-4*, z którego w ciągu roku można będzie pozyskiwać ok. 22 mln m<sup>3</sup> gazu ziemnego, zostanie podłączony do infrastruktury Ośrodka Zbioru Gazu *Wola Różaniecka*. Firma planuje dalszą analizę danych sejsmicznych i kolejne wiercenie na obszarze koncesyjnym *Biszczka-Tarnogród*.

PKN *Orlen* zawarł umowę z *Sempra Infrastructure*, na mocy której z terminalu skraplającego w Port Arthur w Teksasie będzie odbierał 1 mln ton LNG/rok (ok. 1,3 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego w stanie lotnym). Kontrakt ma obowiązywać przez 20 lat, a pierwsze dostawy są spodziewane w 2027 r. Za odbiór i transport gazu odpowiada kupujący. Formuła cenowa kontraktu wraz z kosztami skroplenia jest uzależniona od indeksu *Henry Hub*. Po zawarciu tej umowy łączny wolumen kontraktów *Orlenu* z amerykańskimi dostawcami skroplonego gazu ziemnego wzrósł do prawie 8 mln ton/rok LNG.

Bezpieczeństwo energetyczne Polski jest budowane poprzez zwiększanie z roku na rok dostaw LNG do terminalu w Świnoujściu. W 2022 r. podmioty z grupy *Orlen* pobiły rekord, odbierając 58 ładunków o łącznej wadze 4,4 mln ton surowca (oznacza to wzrost o 57% rok do roku). Rozbudowa gazoportu umożliwiła zwiększenie mocy regazyfikacyjnej do 6,2 mld m<sup>3</sup>/rok. Warto zaznaczyć, że w poprzednich dwunastu miesiącach wykorzystywano

aż 94% możliwości regazyfikacyjnych. *Orlen* zaczął także odbierać ładunki skroplonego gazu ziemnego z terminalu LNG w litewskiej *Kłajpedzie*. W 2022 r. dostarczono do niego 8 dostaw o łącznej masie 0,5 mln ton (0,7 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego w stanie lotnym). Większość tego surowca została przesłana do Polski nowo otwartym gazociągiem.

Łądowa część infrastruktury pływającej jednostki FSRU (*Floating Storage Regasification Unit*) projektowanej w Zatoce Gdańskiej uzyskała komplet decyzji inwestycyjnych. Potwierdzono przebieg rurociągu w województwie kujawsko-pomorskim, na odcinku *Gustorzyn-Gardeja* (ok. 128 km). Jednostka ta, zdolna do wyładunku LNG oraz magazynowania i regazyfikacji, ma umożliwić dostarczenie ok. 6,1 mld m<sup>3</sup> paliwa rocznie do polskiego systemu gazowniczego. Oddanie inwestycji do użytku jest planowane na lata 2027–2028.

Z końcem stycznia 2023 r. upłynął termin obowiązywania kontraktu *Orlenu* z *Rosneftem*, na mocy którego rosyjski koncern dostarczał rocznie do Polski 3,6 mln ton ropy naftowej. W rafineriach *Orlenu* surowiec ten zastąpiono ropą naftową sprowadzaną z Morza Północnego, Afryki Zachodniej, basenu Morza Śródziemnego, Zatoki Perskiej i Meksykańskiej. W związku z tym od początku lutego 2023 r. aż 90% ropy przerabianej w rafineriach Grupy *Orlen* pochodzi spoza Rosji. W okresie dywersyfikacji dostaw kluczowym partnerem *Orlenu* stało się *Saudi Aramco*. Surowiec pochodzący z Arabii Saudyjskiej i Norwegii stanowi aż dwie trzecie wszystkich dostaw do Polski. W ubiegłym roku *Naftoport* Grupy *PERN* przyjął 363 tankowce, a przeładunek ropy naftowej i paliw sięgnął 24,5 mln ton. Warto zaznaczyć, że zakaz importu rosyjskiej ropy do Unii Europejskiej, wprowadzony 5.12.2022 r., obejmuje jedynie dostawy drogą morską.

*PERN*, chcąc zwiększyć możliwości importu ropy naftowej do Polski, wdraża inwestycje mające na celu poprawę infrastruktury *Naftoportu*. Spółka poinformowała o podpisaniu umowy na wykonanie projektu budowy nowego, głębokowodnego stanowiska, umożliwiającego przeładunek w ciągu roku ok. 9 mln t ropy naftowej i produktów naftowych. Będzie to już szóste stanowisko rozładunkowe, w tym drugie przystosowane do przyjmowania wielkich zbiornikowców oceanicznych klasy VLCC (o długości ponad 300 m i szerokości do 60 m). Dodatkowo *PERN* prowadzi stałą rozbudowę bazy paliwowej w *Dębogórze*, gdzie są instalowane dwa zbiorniki o pojemności 32 tys. m<sup>3</sup> i trzy o pojemności 50 tys. m<sup>3</sup>.

**Norwegia.** Ministerstwo Ropy Naftowej i Energii Norwegii ogłosiło obszar dedykowany do składowania CO<sub>2</sub>, który obejmuje bloki na Morzu Północnym. Już wcześniej Norwedzy sporządzili mapy norweskiego szelfu kontynentalnego, wyznaczając na nim obszary, które nadają się do długoterminowego i bezpiecznego składowania CO<sub>2</sub> i wydali atlas tych map. Regulamin magazynowania został określony w rozporządzeniu nr 1517 z 5.12.2014 r. Zainteresowanie składowaniem CO<sub>2</sub> na szelfie wyraziło 6 firm,

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

które złożyły wnioski do ministerstwa: *Aker BP*, *Altera Infrastructure Group*, *Horisont Energi*, *Neptune Energi*, *OMV Norge* i *Wintershall Dea Norway*.

Koncern *Vår Energi* zakończył wiercenie odwiertu 7122/9-1 (1906 m) na Morzu Barentsa, na obszarze koncesji wydobywczej 229 E, której jest operatorem. Wierceniem tym natrafiono na nagromadzenie gazu ziemnego w triasowych piaskowcach formacji Havert o miąższości 55 m i zbiornik wodonośny w permskich piaskowcach formacji Ørret. Według wstępnych szacunków w złożu mieści się od 9 do 21 mln boe (możliwego do wydobycia ekwiwalentu ropy naftowej). Licencjodawcy rozważają połączenie instalacji złoża z infrastrukturą pola Goliat, które jest oddalone o 27 km od nowego złoża. Jest to pierwszy odwiert poszukiwawczy na obszarze koncesji produkcyjnej 229E o powierzchni ok. 38 km<sup>2</sup>. Konsorcjantem *Vår Energi* jest *Aker BP*, obie firmy posiadają po 50% udziałów.

Firma *Equinor Energy* odkryła duże nagromadzenie gazu ziemnego w pobliżu pola Aasta Hansteen na Morzu Norweskim, wykonując odwierty 6605/1-2 S i 6605/1-2 A na obszarze koncesji 1128, oddalonych o 23 km na południe od złoża Irpa. Celem wierceń było rozpoznanie zasobów węglowodorów w skałach zbiornikowych kredy górnej formacji Springar. Otwory wiercono do ok. 3330 m na wodzie o głębokości 1190 m. W otworze 6605/1-2 S przewiercono trzy warstwy piaskowców o średnich i dobrych właściwościach zbiornikowych. Najwyższa z nich, miąższości ok. 10 m, jest gazonośna. Również w odwiercie 6605/1-2 A odkryto, że najwyższa warstwa piaskowca, o miąższości 12-metrów, jest nasycona gazem ziemnym. Wstępnie wyliczono, że wydobywalne zasoby tego złoża wynoszą od 2 do 11 mld m<sup>3</sup>.

Kolejnym odkryciem *Equinoru* na Morzu Północnym jest złożo Røver Sør, które firma planuje powiązać z infrastrukturą pola naftowego Troll. Według wstępnych szacunków zasoby złoża wynoszą 17–47 mln boe, z czego większość stanowi ropa naftowa. Røver Sør rozwiercono otworami 31/1-3A i 31/1-3S, na wodach o głębokości 348 m. Głównym celem poszukiwawczym były środkowojurajskie formacje należące do grupy Brent, Etive i Oseberg. Prace zakończono we wczesnojurajskiej formacji Johansen. Drugim celem wierceń była wczesnojurajska formacja Cooka. Obecność węglowodorów stwierdzono w piaskowcach Etive i Oseberg oraz w zalegających ponad nimi skałach formacji Ness o dobrych właściwościach zbiornikowych, natomiast cel drugorzędny był wypełniony wodą. Zgromadzono dane złożowe i pobrano próbki do badań laboratoryjnych. Wyniki analiz umożliwią metodyczne zaplanowanie działań operatora na rzecz uruchomienia eksploatacji Røver Sør. Na obszarze koncesji 923 konsorcjantami *Equinoru* (40% udziałów) są *DNO Norge* (20%), *Wellesley Petroleum* (20%) i *Petoro* (20%).

**Dania.** Kolejne kraje należące do regionu Morza Północnego wdrażają działania zmierzające do redukcji emisji CO<sub>2</sub>. Rozpoczęto m.in. realizację projektów związanych z rozpoznaniem potencjału tego obszaru morskiego do składowania w nim dwutlenku węgla. Minister Dan Jørgensen, odpowiedzialny za duńską politykę klimatyczną i energetyczną, ogłosił przyznanie 3 pozwoleń na przeprowadzenie badań w celu określenia możliwości zatłaczania CO<sub>2</sub> do górotworu. Dwie z tych licencji, które dotyczą obszarów w duńskiej części Morza Północnego, w odległości ok. 250 km od zachodniego wybrzeża kraju, otrzymała firma *TotalEnergies*; trzecią – konsorcjum *INEOS* i *Wintershall Dea*. Łącznie koncesje te zajmują

powierzchnię 2118 km<sup>2</sup>, a obszar przyznany *TotalEnergies* obejmuje m.in. pole gazowe Harald. Duńska Agencja Energii oznajmiła, że uprawnienia zostały przyznane na 6 lat, ale w przypadku znalezienia miejsc odpowiednich do składowania CO<sub>2</sub> mogą być przedłużone na kolejnych 30 lat. Przewiduje się, że począwszy od 2030 r. na obszarze wspomnianych trzech koncesji firmy będą mogły składować rocznie ponad 13 mln ton CO<sub>2</sub>.

**Wielka Brytania.** Koncern *TotalEnergies* poinformował o pozytywnych wynikach testów przeprowadzonych w odwiercie 30/12d-11 na obszarze Isabell na Morzu Północnym, leżącym na południe od pola naftowego Elgin-Franklin. Obecność węglowodorów stwierdzono w nawierconych piaskowcach górnej jury i triasu, miąższości 45 m. W celu oszacowania zasobów odkrycia pobrano do badań próbki skał i zaplanowano badania geofizyczne. Obszar Isabell jest uważany za jeden z najbardziej obiecujących w środkowej części Morza Północnego, która należy do Wielkiej Brytanii.

Firma *Shell UK* odkryła nagromadzenie gazu ziemnego i ropy naftowej na obszarze koncesji P2252 w południowej części Morza Północnego – w rejonie Pensacola, na północny zachód od pola gazowego Breagh. Odwiertem 41/05a-2, o głębokości końcowej 1965 m, natrafiono tam na niemal 20-metrową strefę węglanów cechsztyńskich wypełnionych węglowodorami (dolomit główny o średniej porowatości 16%). Po zastosowaniu zabiegu kwasowania przyrwył gazu osiągnął wydajność 134 tys. m<sup>3</sup>/d, a po 12 godzinach ustabilizował się na poziomie 50 tys. m<sup>3</sup>/d. Uzyskano również przyrwył lekkiej ropy naftowej – w tempie 18 bbl/d. Specjaliści oceniają, że z rozwierconej struktury Pensacola uda się jeszcze wydobyć przynajmniej 8,5 mld m<sup>3</sup> węglowodorów. Także spółka *Neptune Energy* podjęła wzmożone działania w południowej części Morza Północnego, rozwiercając obszar złoża Cygnus. Po uruchomieniu wydobycia z dziesiątego odwiertu na tym polu gazowym rozpoczęła wiercenie jedenastego otworu. Zdaniem zarządu firmy eksploatowane przez nią złożo Cygnus może zaspokoić zapotrzebowanie na gaz ziemny ok. 2 mln gospodarstw domowych w Wielkiej Brytanii.

**Niemcy.** Do terminalu w Wilhelmshaven dotarł pierwszy ładunek skroplonego gazu ziemnego zakontraktowany przez firmę *Uniper*. Statek *Maria Energy* przetransportował do Niemiec 170 tys. m<sup>3</sup> LNG z zakładu skraplania *Calcasieu Pass* w Luizjanie. Biorąc pod uwagę odciecenie naszych zachodnich sąsiadów od dostaw z Rosji, otwarcie gazoportu o przepustowości 7–8 mld m<sup>3</sup>/rocznie jest niezwykle istotne dla zapewnienia im bezpieczeństwa energetycznego. Niemcy, poprzez pływającą jednostkę FSRU *Höegh Esperanza*, mogą obecnie rozładowywać ok. 5 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie.

*TotalEnergies* i *Deutsche ReGas* rozpoczęły wdrażanie procesów regazyfikacyjnych w terminalu *Deutsche Ostsee LNG*, zlokalizowanym w Lubmin na niemieckim wybrzeżu Morza Bałtyckiego. Infrastruktura ma przepustowość ok. 5,2 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego w ciągu roku. *TotalEnergies* już w grudniu 2022 r. oddał do użytku jedną z dwóch jednostek FSRU – *Neptune*. Druga zostanie włączona do cyklu przetwórczego do końca 2023 r., powiększając przepustowość importową Niemiec do 13,5 mld m<sup>3</sup> LNG/rok. Warto zaznaczyć, że koncern *TotalEnergies* zakontraktował 50% przepustowości *Deutsche Ostsee*, zwiększając łączny import LNG do Europy do ponad 20 mld m<sup>3</sup>/rok. W 2021 r. zużycie gazu ziemnego w Niemczech wyniosło 93,6 mld m<sup>3</sup>.

W ramach dywersyfikacji źródeł i dostaw tego paliwa rząd Niemiec chce do końca 2024 r. zwiększyć krajowe zdolności importowe LNG do 37 mld m<sup>3</sup>/rok.

**Bulgaria.** Spółka *Interconnector Bulgaria–Serbia* rozpoczęła budowę wschodniej części gazociągu łączącego serbski Nisz z bułgarską Sofią. Połączenie to będzie miało długość 170 km (62 km w Bułgarii i 108 km w Serbii) i przepustowość 1,8 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego/rok z możliwością odwrócenia kierunku transportu. Projekt ma umożliwić Serbii dywersyfikację dostaw gazu ziemnego, zmniejszyć jej zależność od Rosji oraz zapewnić alternatywne szlaki dostaw tego surowca do Europy Południowo-Wschodniej, dlatego jest uznawany za przedmiot wspólnego zainteresowania Unii Europejskiej.

**Chiny.** Spółka *China National Offshore Oil Corporation* (CNOOC) zaczęła wydobywać węglowodory z pól 5-1, 5-2 i 6-1 w bloku naftowym Kenli 6-1 w Zatoce Pohaj Morza Żółtego. Kenli 6-1 jest w Chinach pierwszym, płytkomorskim polem naftowym o zasobach przekraczających 100 mln ton (średnia głębokość wody 9 m). Szczytowe wydobycie z tego złoża, w którym CNOOC zamierza odwiec do 107 otworów, ma nastąpić w 2024 r. i wynosić dziennie ponad 36 tys. baryłek ropy naftowej.

*Sinopec* wykonał w basenie syczańskim odwiert poszukiwawczy Yuanshen-1, o głębokości 8866 m, bijąc tym samym rekord głębokości wiercenia ustanowiony w tym rejonie przez otwór Rentan-1. Projekt o nazwie *Deep Earth* umożliwił dotarcie do najgłębszych złóż węglodorów, występujących w skałach węglanowych formacji Dengying w basenie syczańskim. *Sinopec* nieustannie rozwija poszukiwania akumulacji węglodorów w głębokich strukturach tego basenu, dzięki temu spółka odkryła pola gazowe Puguang, Yuanba i Chuanxi, a możliwości wydobywania gazu ziemnego z tych zbiorników przekroczyły 12 mld m<sup>3</sup>/rok.

**Oman.** Modernizacja odwiertu Yumna-3 i wiercenie Yumna-4 zakończyły w 2022 r. wiertniczą kampanię omańskiej firmy *Masirah Oil*. Dzięki przeprowadzonym konserwacjom z odwiertu Yumna-3 uzyskuje się obecnie średnio 4050 boe/d. Taki sam przypływ węglodorów uzyskano z otworu Yumna-4, którym przewiercono 9,6 m roponośnych piaskowców formacji Aruma. W celu lepszego rozpoznania formacji węglanowej Khufai, w której natrafiono na objawy ropy naftowej, odwiert ten pogłębiono do 3416 m i wydobyto z niego rdzeń wiertniczy obejmujący tę formację. Rdzeń ten zostanie poddany analizom laboratoryjnym.

Firma *Shell Integrated Gas Oman* ogłosiła, że zaczęła wydobywać gaz ziemny ze złoża Mabrouk North East w bloku 10 w Omanie. Oczekuje się, że do połowy 2024 r. można będzie pozyskiwać z tego bloku 14 mln m<sup>3</sup> gazu ziemnego/d. *Shell* jest operatorem złoża, a jego partnerami są *Oman National Oil Company* i *Marsa Liquefied Natural Gas*.

**Egipt.** Niemiecki koncern *Wintershall Dea*, wierząc w delcie Nilu odwiert poszukiwawczy ED-2X, odkrył nagromadzenie gazu ziemnego w bloku poszukiwawczym East Damanhour i ocenia, że jest to projekt rozwojowy. Instalacje wydobywcze nowo odkrytego złoża można będzie połączyć z infrastrukturą pobliskiego złoża Disouq, znajdującego się w odległości ok. 3 km na południe, które jest obsługiwane przez spółkę *joint venture* koncernu *Wintershall* z egipską firmą *Gas Holding*. Na zbiorniku

gazonośny o miąższości 43 m natrafiono na głębokości 2627 m p.p.t. W trakcie testu produkcyjnego uzyskano przypływ gazu ziemnego o wydajności 425 tys. m<sup>3</sup>/d. Obecnie są szacowane zasoby tego złoża.

*Chevron*, we współpracy z *Eni* i *Tharwa Petroleum*, odkrył spore złożo gazu ziemnego na obszarze koncesji Nargis w południowo-wschodniej części Morza Śródziemnego. Odwiertem Nargis-1 natrafiono tam na 61 m piaskowców gazonośnych (miocen–oligocen). Warto zaznaczyć, że *Eni* uzyskała w ostatnich miesiącach wiele koncesji w Egipcie – przyznano jej tam bloki North Rafah, North El Fayrouz, North East El Arish, Tiba i Bellatrix-Seti East.

**Demokratyczna Republika Konga.** Amerykański koncern naftowy *Symbion Power* wygrał przetarg na zagospodarowanie bloku gazowego Makelele. Blok ten obejmuje jezioro Kivu, przez które przebiega granica Demokratycznej Republiki Konga i Rwandy. W jeziorze tym gromadzi się metan, który jest wytwarzany przez mikroorganizmy i częściowo rozpuszcza się w głębokich wodach jeziora. Koncern *Symbion Power* zaproponował, że uruchomi zakład przetwarzający ten gaz w elektryczność. Jezioro Kivu zawiera wystarczającą ilość metanu, aby przez ponad 50 lat wyprodukować z niego ok. 700 megawatów energii elektrycznej. Produkcja energii elektrycznej z metanu pochodzącego z jeziora wpisuje się w plan DR Konga, mający na celu zwiększenie dostępu do energii mieszkańców kraju – z dotychczasowych około 10% populacji do 32% w 2030 r.

**Trynidad.** *BP* potwierdziło pozyskanie pierwszych dostaw gazu ziemnego ze złoża Cassia C, odkrytego w odległości 57 km od południowo-wschodniego wybrzeża Trynidadu. Dzięki nowemu projektowi zagospodarowania złoża w obszarze Greater Cassia spółka będzie mogła wydobywać metan ze stref o niskim ciśnieniu złożowym. Oczekuje się, że szczytowa produkcja gazu ziemnego osiągnie 8,5 mln m<sup>3</sup>/d.

**Gujana.** Rząd Gujany otworzył pierwszą rundę przetargową, oferując koncesje na poszukiwanie złóż węglodorów w 14 blokach na wodach wyłącznej strefy ekonomicznej państwa – w 11 blokach na wodach płytkich i w 3 blokach na wodach głębokich. Zainteresowani mogą składać oferty do połowy kwietnia 2023 r., a rozstrzygnięcie przetargu nastąpi 31.05.2023 r. Bloki mają powierzchnię od 1000 do 3000 km<sup>2</sup>. Minimalne zobowiązania obejmują wykonanie obrazowań sejsmicznych i odwiercenie otworów poszukiwawczych. Firmy startujące w aukcji muszą się liczyć z koniecznością zapłaty 10 mln USD za koncesje płytkomorskie i 20 mln USD za głębokomorskie. Zasoby potencjalnych złóż ropy naftowej w morskich obszarach Gujany są szacowane na ponad 25 mld boe.

**Brazylia.** *Karoon Energy* wykonała drugi odwiert produkcyjny (o głębokości 2313 m) na polu Patola w basenie Santos u wybrzeży Brazylii. Natrafiono w nim na oligocen-skie piaskowce turbidytowe nasycone ropą naftową. Początkowe szacunki są bardzo zadowalające – firma liczy na ok. 10 tys. bbl dziennie. Wydobycie rozpocznie się w pierwszym kwartale 2023 r.

*Źródła: Business Insider, Chevron, CNOOC, ENI, Equinor, Gaz-system, Markets Insider, Masirah Oil, Neptune Energy, NPD, Oil & Gas Journal, Orlen, PERN, Shell, Sinopec, Symbion Power, TotalEnergies, Vår Energi, Wintershall Dea.*