

Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Radomir Pachytel¹



Polska. Na początku lipca br. zmieniono nazwę Polskiego Koncernu Naftowego *Orlen* na *Orlen S.A.* Ta kosmetyczna modyfikacja, zdaniem prezesa zarządu Daniela Obajtka, odzwierciedla rzeczywisty zakres działalności tego multienergetycznego koncernu i strategiczne kierunki jego rozwoju, wśród których są morską energetyką wiatrową, energetyką jądrową, produkcją wodoru i paliw syntetycznych, a także zieloną petrochemia. Zmiana nazwy spółki nie wiąże się z koniecznością modyfikacji jej wizerunku, zatem wykorzystywane od lat logo z orłem i białą-czerwona kolorystyka pozostaną graficznymi symbolami firmy.

Grupa *Orlen* otrzymała zgodę norweskich organów koncesyjnych na zagospodarowanie złóż *Ørn* i *Alve Nord* na norweskim szelfie kontynentalnym. W szczytowym okresie produkcji mają one zapewnić spółce ok. 400 mln m³ gazu ziemnego rocznie. To kolejne zgody na uruchomienie wydobywania pozyskane przez *Orlen* w drugim kwartale 2023 r., po akceptacji planów produkcyjnych złóż *Fennis* i *Tyrving* oraz obszaru *Yggdrasil* (dawniej *NOAKA*). Złóża *Ørn* i *Alve Nord* odkryto na Morzu Norweskim w pobliżu obszaru *Skarv*, który stanowi centrum działalności wydobywczej PGNiG *Upstream Norway*. Spółka eksploatuje tam złoża *Skarv*, *Arfugl*, *Arfugl Nord*, *Idun*, *Tilje* i *Grasel*. Plan zagospodarowania złóż *Ørn* i *Alve Nord* obejmuje wykonanie dwóch odwiertów w każdym z nich, które zostaną podłączone do pływającej jednostki produkcyjno-magazynującej *Skarv*. Początek wydobywania zaplanowano na drugą połowę 2027 r., a łączne zasoby wydobywalne przypadające na PGNiG *Upstream Norway* wynoszą ponad 27 mln boe. Złóże *Ørn* należy do koncesji 942, o powierzchni 150 km², jego operatorami są PGNiG *Upstream Norway* (40%), *Equinor* (30%) i *Aker BP* (30%). Złóże *Alve Nord* rozpoznano na obszarze koncesji 127C o powierzchni 32 km². Wspólnie eksploatują je *Aker BP* (68,08%), *Wintershall Dea* (20%) i PGNiG *Upstream Norway* (11,92%).

W siłę rośnie również morską flotą *Orlenu*. Służbę na międzynarodowych wodach rozpoczął gazowiec *Grażyna Gęsicka*, transportując z amerykańskiego terminalu *Freeport* do Świnoujścia ok. 65 tys. ton LNG. Statek ten jest wyposażony w rozwiązania zwiększające efektywność energetyczną i ograniczające wpływ pracy statku na środowisko naturalne, m.in. w system ponownego skraplania, umożliwiającą odzyskanie gazu, który w czasie transportu ulega naturalnemu odparowaniu i może zostać wykorzystany jako źródło energii gazowca. Jednostka ta mierzy ok. 300 metrów i ma pojemność 105 mln m³ gazu ziemnego w stanie lotnym.

Warto wspomnieć o rozwoju zagranicznej działalności Grupy *Orlen*. Do rafinerii w litewskich *Możejkach* dotarł reaktor, który będzie kluczowym elementem nowej instalacji do hydrokrakingu, czyli metody wytwarzania benzyny

z cięższych frakcji po destylacji ropy naftowej z zastosowaniem wodoru. Modernizacja zakładu pozwoli zwiększyć rentowność litewskiej rafinerii dzięki wytwarzaniu, począwszy od 2025 r., większej ilości produktów wysokomarżowych. Spółka ogłosiła również finalizację transakcji kupna 266 stacji paliw w Austrii, działających pod marką *Turmöl* (ok. 10% krajowego rynku detalicznego), gdzie będzie rywalizować z lokalnym potentatem *OMV*. W Czechach już teraz *Orlen* stał się liderem na rynku stacji paliw, co wynika z przejścia obiektów działających dotychczas pod marką *Benzina*. Zgodnie ze statystykami publikowanymi przez spółkę obecnie ok. 44% stacji paliw należących do *Orlenu* stanowią obiekty poza granicami Polski.

PERN planuje wdrożyć nowe technologie transportu ropy naftowej i wytwarzania nowego typu paliwa. Spółka zamierza zmniejszyć opór powstający w wyniku tłoczenia ropy naftowej pomorskim rurociągiem poprzez dodawanie do paliwa specjalnej substancji typu *DRA (Drag Reducing Agents)*. Taki zabieg ma umożliwić zwiększenie przesyłu ropy naftowej nawet o 7 mln ton/rok. Firma pracuje również nad technologią, która umożliwi wdrożenie do sprzedaży nowych paliw. Począwszy od 1.01.2024 r. spółka ma proponować klientom benzynę (95 E10) o nowym składzie, w którym maksymalna zawartość biotanolu zostanie zwiększona z dotychczasowych 5% do 10%.

Gdańskie Przedsiębiorstwo Przeładunku Paliw Płynnych *Naftoport* przedstawiło dane dotyczące dostaw ładunków przyjętych w pierwszym półroczu 2023 r. W tym czasie *Naftoport* przeładował prawie 18 mln ton paliw, czyli o dwie trzecie więcej niż w pierwszym półroczu 2022 r. Do końca czerwca br. do gdańskiego nabrzeża zawinęły aż 222 tankowce, natomiast w analogicznym okresie 2022 r. – 163 statki. Zakład działa na najwyższych obrotach i rozbudowuje jednocześnie terminal, aby udostępnić szóste stanowisko odbioru paliw płynnych, w tym drugie przystosowane do przyjmowania wielkich zbiornikowców oceanicznych klasy VLCC. Nowe stanowisko zwiększy zdolności rozładunkowe *Naftoportu* o 9 mln ton/rok.

Gaz-system podpisał umowę z agencją wykonawczą Komisji Europejskiej *CINEA* na dofinansowanie prac projektowych oraz opracowanie specyfikacji technicznej budowy w Zatoce Gdańskiej pływającej jednostki *FSRU (Floating Storage Regasification Unit)* do odbioru LNG. Maksymalne fundusze przyznane w ramach instrumentu *CEF (Connecting Europe Facility)* wynoszą 19,6 mln EUR. Pierwotnie planowano zlokalizowanie w rejonie Gdańska jednej pływającej jednostki *FSRU*, przystosowanej do regazyfikacji 6,1 mld m³ LNG/rok. W lipcu 2023 r. ogłoszono, że *Gaz-system* zamierza zbudować również drugi terminal *FSRU*, przystosowany do wyładunku, składowania i regazyfikacji 4,5 mld m³ LNG/rok.

Świat. Według wycień *Rystad Energy* globalne zasoby wydobywalne ropy naftowej wynoszą obecnie 1,6 bln

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

baryłek. W porównaniu z szacunkami z 2022 r. nastąpił ich znaczący wzrost – o 52 mld baryłek. Firma szacuje zasoby zgodnie z powszechnie uznanym Systemem Zarządzania Rezerwami Ropy Naftowej (PRMS). Analitycy *Rystad Energy* poinformowali, że przyjmując do wyliczeń średnią cenę 50 USD za baryłkę ropy naftowej *Brent*, do 2100 r. ekonomicznie opłacalne stanie się wydobywanie aż 1,3 bln bbl ropy naftowej. Pod względem rezerw przoduje Arabia Saudyjska, przed Stanami Zjednoczonymi, Rosją, Kanadą, Irakiem, Iranem, Chinami, Zjednoczonymi Emiratami Arabskimi i Brazylią.

Stany Zjednoczone. Spółka *ExxonMobil* ogłosiła przejęcie firmy *Denbury* oraz kupno wszystkich jej akcji o wartości 4,9 mld USD. Transakcja ta jest ciekawym ruchem w kontekście obniżenia emisji dwutlenku węgla przez *ExxonMobil*. Firma *Denbury* zajmuje się bowiem wychwytywaniem, transportem i magazynowaniem CO₂. Przejmując ją, *ExxonMobil* zapewnia sobie dostęp do największej sieci rurociągów CO₂ w USA, o długości ponad 2090 km, w tym prawie 1500 km rurociągów CO₂ w Luizjanie, Teksasie i Missisipi, zlokalizowanych na jednym z największych amerykańskich rynków emisji CO₂, a także 10 strategicznie usytuowanych miejsc sekwestracji CO₂ na lądzie. Oprócz całej sieci związanej z łańcuchem zagospodarowania dwutlenku węgla transakcja obejmuje również przejęcie wydobycia ropy naftowej i gazu ziemnego w obszarach Gulf Coast i Rocky Mountain (ponad 200 mln bbl), gdzie obecnie dzienne wydobywanie z natychmiastowym wychwytem CO₂ wynosi ok. 47 tys. boe.

Norwegia. Koncerny *Eni* i *Vår Energi* podpisały umowę w sprawie przejęcia firmy *Neptune Energy* za łączną kwotę 4,9 mld dolarów. *Eni* przejmie *Neptune Energy Group*, a *Vår Energi* kupi *Neptune Energy Norge*. Niemiecka działalność firmy pozostanie w rękach obecnych akcjonariuszy. *Neptun* posiada udziały w 53 norweskich koncesjach wydobywczych i jest operatorem złóż na obszarze 17 z nich. Zgodnie z danymi *Norwegian Petroleum Directorate* spółka ta ma zasoby 6,87 mln m³ ropy naftowej, 27,2 mld m³ gazu ziemnego, 2,4 mln ton LNG i 1,65 mln m³ kondensatu. Łącznie to ponad 40 mln m³ boe. Największe zasoby ropy naftowej odkryto w złożu Fenja na Morzu Norweskim, natomiast gazu ziemnego w złożu Snøhvit na Morzu Barentsa. Transakcje mają być sfinalizowane do końca I kwartału 2024 r.

Wellesley Petroleum ogłosiła wyniki odwiertu poszukiwawczego 35/10-10 S i bocznego odwiertu 35/10-10 A na Morzu Północnym, które wykonano w celu zbadania potencjału złoża Carmen. Odkryto nimi akumulację gazu ziemnego o zasobach ok. 60–100 mln boe. Odwiertem 35/10-10 S natrafiono na dwie sekwencje skał nasyconych gazem ziemnym i kondensatem: w formacjach Ness, Etive oraz Oseberg o miąższości 210 m oraz w formacji Cook o miąższości 71 m, a także na 13-metrową warstwę piaszczystą zawierającą lekką ropę naftową, należących do wczesnojurajskiej formacji Amundsen. Firma twierdzi, że przetworzone dane mogą zwiększyć potencjalny wolumen zasobów do ok. 300 mln boe. Partnerami *Wellesley* (50%) w korzystaniu z koncesji PL 1148 na Morzu Północnym są DNO (30%), *Equinor* (10%) i *Aker BP* (10%).

Argentyna. W dniu 9 lipca oficjalnie otwarto, kluczowy dla krajowej gospodarki, 537-kilometrowy Gazociąg Prezydenta Nestora Kirchnera (GPNK), który ma zmniejszyć

zależność Argentyny od importu paliw potrzebnych do produkcji energii elektrycznej. Rurociąg ten przebiega przez prowincje Neuquén, Río Negro, La Pampa i Buenos Aires, łącząc złożę gazu z łupków Vaca Muerta z miastem Salliqueló w prowincji Buenos Aires. Rocznie pozwoli on zaoszczędzić nawet 4,2 mld dolarów wydawanych dotychczas na import gazu ziemnego. Obecnie przepustowość gazociągu wynosi 11 mln m³/d, lecz może zostać podwojona. Jego eksploatacja będzie nadzorowana przez firmę *Transportadora Gas del Sur*. Pod koniec czerwca argentyńskie Ministerstwo Gospodarki zatwierdziło umowę między państwową spółką *Energía Argentina SA (Enarsa)*, odpowiedzialną za projekt, a firmą *Cammesa* na przesył gazu ziemnego tym rurociągiem. W umowie zapisano, że środki z opłaty transportowej zostaną przeznaczone wyłącznie na reinwestowanie i finansowanie modernizacji gazociągu. Planowana jest budowa drugiego odcinka gazociągu (o długości 467 km) – z Buenos Aires do San Jerónimo w prowincji Santa Fe, a następnie do Reversión del Norte. Umożliwi on eksport gazu ziemnego do północnego Chile i Brazylii.

W 2023 r. inwestycje związane z wydobywaniem ropy naftowej i gazu ziemnego z argentyńskich basenów naftowych przekroczą 10,7 mld dolarów, czyli będą o 18% większe niż w 2022 r., a inwestycje w infrastrukturę pola naftowego Vaca Muerta będą o 70% większe.

W porównaniu z rokiem 2022 do końca I półrocza 2023 r. wydobywanie ropy naftowej zwiększono prawie o 12%, natomiast gazu ziemnego o 2,7%. Dzielne wydobywanie ropy naftowej z basenu Neuquen sięga 640 tys. bbl (63% krajowego wydobycia). Łącznie systemy basenów Neuquén i Golfo San Jorge dostarczają Argentynie 95% dostaw ropy naftowej. Na drugim biegunie pozostaje basen Cuyana, który odnotowuje największe w kraju zmniejszenie produkcji.

Vista Energy uzyskała pozytywne wyniki wierceń AM-1011h i AM-1012h w bloku Aguila Mora w północnej części argentyńskiej prowincji Neuquen. W pierwszym odwiercie osiągnięto przyrost na poziomie 2107 boe/d, natomiast w drugim – 1699 boe/d. Produktowność odwiertów jest obecnie ograniczana przez zbyt małe możliwości dystrybucji paliw. Ropa naftowa stanowi ok. 71% węglowodorów pozyskiwanych z otworów. *Vista Energy* poczyniła także postępy w eksploatacji bloku Bajada del Palo Este, gdzie z odwiertu BPE-2202h zaczęto wydobywać 3101 boe/d (96% stanowi ropa naftowa), co przekroczyło wcześniejsze oczekiwania firmy. *Vista Energy* planuje wykonać aż 150 odwiertów w Bajada del Palo Este. Ostatnie wyniki wierceń poszerzyły obszar poszukiwań o sąsiedni region Coiron Amargo Norte, gdzie na podstawie modelu geologicznego firma ta planuje wykonać ok. 50 odwiertów. Do tej pory *Vista Energy* wywierciła ponad 1000 otworów w blokach Bajada del Palo Oeste, Aguada Federal, Bajada del Palo Este, Aguila Mora, Bandurria Norte oraz Coiron Amargo Norte.

Brazylia. Australijska spółka *Karoo Energy* poinformowała, że zasoby złoża Neon na obszarze Neon Goia w brazylijskim basenie Santos są większe niż dotychczas przypuszczano. Zmiany zasobów były podyktowane dobrymi wynikami wierceń Neon-1 i Neon-2, które wykonano na początku 2023 r. Dodatkowo firma pozytywnie oceniła możliwości wydobywania węglowodorów ze struktury Neon West, znajdującej się w odległości ok. 2 km na zachód od złoża Neon.

Petrobras zwiększył nacisk na pozyskiwanie węglowodorów z dojrzałych, mocno szcerpanych złóż u wybrzeży Brazylii. Działalność w tym rejonie rozpoczął niedawno statek produkcyjno-magazynowo-rozładunkowy (FPSO) *Anita Garibaldi*, który może wydobywać do 80 tys. b/d ropy naftowej i przetwarzać do 7 mln m³/d gazu ziemnego. Wraz z jednostką pływającą FPSO *Anna Nery*, działającą od początku roku, łączne zdolności produkcyjne obu instalacji wynoszą ok. 150 tys. bbl/d ropy naftowej i 11 mln m³ gazu ziemnego. Te dwa statki zastępują dziewięć platform wiertniczych, które wcześniej były rozlokowane w basenie, a niedawno zostały wycofane z eksploatacji. Oczekuje się, że projekty rewitalizacji złóż Marlim i Voador przyczynią się do zwiększenia wydobycia w dorzeczu Campos z obecnych 565 tys. boe/d do 920 tys. boe/d w 2027 r.

Kolumbia. Po odwierceniu otworu poszukiwawczego Alqamari-2 w miejscowości Orito (departament Putumayo) spółka *Ecopetrol* poinformowała o odkryciu nagromadzenia węglowodorów. Odwiert Alqamari-2 osiągnął głębokość 2830 m, dokumentując obecność gazu ziemnego i lekkiej ropy naftowej w piaskowcach „N” grupy Villeta. Przyływ gazu do odwiertu przekracza 23 tys. m³/d. Złoże to znajduje się blisko innych pól produkcyjnych i ich infrastruktury, co znacząco ułatwi jego zagospodarowanie.

Trynidad i Tobago. Spółka *Trinity Exploration & Production* ogłosiła pierwsze wyniki prac na obszarze Palo Seco na wschodnim wybrzeżu Trynidadu. W celu rozpoznania złoża o szacunkowych zasobach ok. 5,7 mln boe wykonano tam odwiert Jacobin wraz z sekcją poziomą. Natrafiono nim na co najmniej trzy interwały mioceńskich piaskowców Lower Crus nasyconych ropą naftową. Władze spółki koncentrują się obecnie na analizie danych z wiercenia Jacobin, które pomogą zmniejszyć ryzyko niepowodzeń innych odwiertów w tym regionie.

Turcja. *Trillion Energy* święci sukcesy na polu SASB w Turcji. Odwiertem Alapli-2 (3258 m) w 6 ogniwach piaskowców Akcakoca wykryto strefy wykazujące objawy obecności gazu ziemnego (o łącznej miąższości ponad 40 m). Jest to szósty odwiert w tureckiej kampanii firmy. Obecnie trwają prace przygotowujące do perforacji, stymulacji i testowania potencjalnych stref gazonośnych. Kilka lat temu odwiercono w pobliżu otwór Alapli-1 i przetestowano (200 tys. m³/d), ale nie podłączono do instalacji wydobywczej.

Azerbejdżan. Koncern *TotalEnergies* i Państwowa Spółka Naftowa Republiki Azerbejdżanu (SOCAR) rozpoczęły eksploatować pole gazowo-kondensatowe Absheron na Morzu Kaspijskim, zlokalizowane w odległości ok. 100 km na SE od Baku, na wodach o głębokości ok. 500 m. Podmorski odwiert wydobywczy, o wydajności 4 mln m³ gazu ziemnego i 12 000 b/d kondensatu, ma być połączony z platformą przetwarzania gazu ziemnego i infrastrukturą złoża Oil Rocks. Gaz będzie sprzedawany na rynku krajowym. *TotalEnergies* odkrył pole Absheron w 2011 r., gdy odwiertem Absheron ABX-2 natrafił na wypełnioną gazem strukturę o powierzchni 270 km² i miąższości ponad 150 m.

Mongolia. Australijska *TMK Energy* ogłosiła, że z odwiertu Lucky Fox-1 w złożu gazu z pokładów węgla Gur-

vantes XXXV w Mongolii popłynął pierwszy gaz. Złoże to (o powierzchni 8400 km²) jest jednym z najbardziej obiecujących nagromadzeń gazu w pokładach węgla na świecie, niecałe 20 km od granicy z Chinami, w pobliżu rozległej sieci przesyłu i dystrybucji gazu w północnych Chinach. Gaz wydobywano testowo zaledwie przez trzy godziny, zbierając w tym czasie jak najwięcej informacji o możliwościach i najlepszych metodach eksploatacji złoża.

Maroko. Koncern *Predator Oil & Gas* odwiertem MOU-4 w Maroku przeciął 200 m piaskowców formacji M1 (ok. 50 m gazonośnych) i 100 m piaskowców Moulouya Fan i Lower Fan (12 m gazonośnych), docierając do 5-metrowej strefy perspektywicznych węglanów jurajskich. W skałach węglanowych wykryto 2-metrową strefę wzbogaconą w węglowodory, o saturacji 59% i średniej porowatości 19,9%. Decyzja o przyszłym zagospodarowaniu złoża zostanie podjęta po oszacowaniu wielkości odkrycia.

Gabon. Na obszarze morskiej koncesji Dussafu firma *BW Energy* zakończyła wiercić otwór DHIBM-5H o końcowej głębokości 4245 m. Rozwiercono nim kredowe piaskowce formacji Gamba w złożu Hibiscus. Pierwsze dostawy ropy naftowej popłynęły z tego złoża w kwietniu br. Węglowodory wydobywane ze złoża Hibiscus będą przetwarzane na statku FPSO.

Indie. Koncerny *Reliance Industries* wraz z *BP* poinformowały, że rozpoczęły eksploatować złoże MJ w bloku Krishna Godavari u wschodniego wybrzeża Indii. Gazowo-kondensatowe pole MJ charakteryzuje się wysokim ciśnieniem i wysoką temperaturą. Spółki będą wydobywać gaz ziemny z ośmiu odwiertów. Szczytowe dzienne wydobycie jest spodziewane na poziomie ok. 12 mln m³ gazu ziemnego i 25 000 b/d kondensatu. Pole MJ znajduje się na głębokości do 1200 m i jest nowym, dużym przedsięwzięciem głębinowym konsorcjum *Reliance Industries* i *BP*. Wcześniejsze prace umożliwiły eksploatację złoża R-Cluster od grudnia 2020 r. i Satellite Cluster od kwietnia 2021 r. Oczekuje się, że łącznie z tych trzech wymienionych pól można będzie pozyskiwać ok. 30 mln m³ gazu ziemnego/d. (czyli około jednej trzeciej obecnej krajowej produkcji gazu w Indiach), co zaspokoi ok. 15% zapotrzebowania kraju.

Malezja. *Petronas* ogłosił odkrycie sześciu nowych złóż ropy naftowej i gazu ziemnego w pięciu blokach u wybrzeży stanu Sarawak na Borneo. Rozpoznano je odwiertami Gedombak w bloku SK306, Miranga w bloku SK411, Sinsing w bloku SK313, Kalung Emas w bloku SK315 oraz Machinchang i Pangkin w bloku SK301B. Odkrycia dokonano dzięki intensywnej, krajowej kampanii poszukiwawczej, rozpoczętej pod koniec 2022 r., która doprowadziła również do natrafienia na znaczne złoże odwiertem Nahara-1.

Źródła: BW Energy, Ecopetrol, Equinor, Eni, ExxonMobil, Gaz-System, Karoon Energy, Markets Insider, NPD, Oil & Gas Journal, Orlen, PERN, Petrobras, Petronas, Predator, Reliance Industries, Rystad Energy, Socar, TMK Energy, Trillion Energy, Trinity Exploration & Production, Vista Energy, Wellesley Petroleum, YPF.