

Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Radomir Pachytel¹



Polska. W drugiej połowie listopada *Orlen* ogłosił, że będąca częścią grupy firma PGNiG *Upstream Norway* przejmie kontrolę nad całą działalnością spółki wydobywczej *KUFPEC Norway*. Norweska część państwowego koncernu naftowego z Kuwejtu, w ramach zmiany strategii spółki, w maju 2023 r. postanowiła sprzedać wszystkie swoje aktywa w Norwegii. *KUFPEC* zdecydował się skoncentrować na nowych ośrodkach wydobywczych i obszarach poszukiwań, m.in. bloku SK-410B w Malezji, gdzie firma dokonała niedawno największego w historii odkrycia węglowodorów. Jeszcze w maju *Reuters* podawał, że *KUFPEC* za swoje udziały oczekuje ok. 300 mln USD. Zgodnie z komunikatem *Orlenu* umowna cena transakcji wyniesie 445 mln USD. Spółka Grupy *Orlen* awansuje z 10. na 8. miejsce firm działających na Norweskim Szelfie Kontynentalnym pod względem rocznego wydobycia węglowodorów.

W wyniku przejęcia aktywów *KUFPEC*, *Orlen* zwiększy swoje udziały m.in. w eksploatowanych już złożach Gina Krog, Sleipner Vest, Sleipner Ost, Gungne i Utgard, a wydobycie gazu wzrośnie o ponad 1 mld m³ rocznie, które trafią do Polski za pomocą *Baltic Pipe*. Wśród nich na szczególną uwagę zasługuje 30% udziałów w złożu Gina Krog. Na początku listopada *Equinor* ogłosił niewielkie, komercyjne odkrycie gazu na tym złożu, zlokalizowanym na Morzu Północnym. Zasoby wydobywalne odkrycia są szacowane na 5–16 mln boe. Do jego eksploatacji można wykorzystać istniejącą infrastrukturę platformy Gina Krog, a produkcja ma wystartować jeszcze w tym roku. Skałę zbiornikową stanowią piaskowce środkowo jurajskie formacji Hugin. To pierwsze komercyjne odkrycie na licencji Gina Krog od 2011 r. W całym obszarze tego złoża, pozostałe zasoby są szacowane na ok. 2,3 mln m³ ropy, 9,2 mln m³ gazu i 0,8 mln m³ kondensatu.

Orlen poinformował o zakończeniu budowy i nadania imion dwóm kolejnym statkom do przewozu LNG, które do końca 2023 r. rozpoczną służbę pod banderą spółki. W koreańskiej stoczni *Hyundai Samho Heavy Industries* gazowce zostały nazwane *Święta Barbara* i *Ignacy Łukasiewicz*, na cześć patronki górników i geologów, a także pioniera światowego przemysłu naftowego. Dołączyły do statków *Lech Kaczyński* i *Grażyna Gęsicka*, które obecnie działają jako część floty *Orlenu*. Nowe statki będą wykorzystywane zarówno do realizacji umów długoterminowych, jak i kontraktów spotowych. Docelowo flota Grupy *Orlen* liczyć będzie 8 jednostek. Pojemność każdego ze statków to ok. 70 tys. ton LNG, co odpowiada ok. 100 mln m³ gazu ziemnego w stanie lotnym.

Udostępniono kilka istotnych informacji w sprawie współpracy *Gaz-Systemu* z *Orlenem*. Firmy podpisały list intencyjny dotyczący podjęcia działań związanych z przygotowaniem warunków do wdrożenia technologii wy-

chwytywania, przesyłu i sekwestracji CO₂. Ponadto zarząd *Orlenu* zdecydował o zwołaniu na 6 lutego 2024 r. nadzwyczajnego walnego zgromadzenia w sprawie wyrażenia zgody akcjonariuszy na sprzedaż 100% udziałów w spółce *Gas Storage Poland* na rzecz *Gaz-Systemu*. Ta transakcja jest związana z realizacją warunków UOKiK na połączenie *Orlenu* z PGNiG. Na skutek połączenia tych dwóch spółek, *Orlen* stał się jedynym udziałowcem *Gas Storage Poland*, prowadzącej działalność w zakresie magazynowania paliw gazowych na podstawie koncesji Urzędu Regulacji Energetyki od 2012 do 2032 r.

Gaz-System realizuje kolejne kroki mające na celu uruchomienie Terminalu LNG FSRU w Zatoce Gdańskiej, który stanowi obecnie najważniejszy projekt firmy. W połowie października spółka podpisała porozumienia z Urzędem Morskim w Gdyni oraz Zarządem Morskiego Portu Gdańsk w sprawie współpracy przy inwestycji. Zakończono również pierwszą część przetargu dla armatorów, wyłaniając dwóch potencjalnych dostawców jednostki FSRU. W realizacji projektu będą brały udział norweska BW LNG lub japoński Mitsui O.S.K. Lines. Jednostka FSRU będzie przystosowana do prowadzenia procesu regazyfikacji na poziomie 6,1 mld m³ paliwa gazowego rocznie. *Gaz-System* podpisał już umowę na wykorzystanie całej oferowanej mocy regazyfikacyjnej. Oddanie do użytkowania całej inwestycji jest planowane w perspektywie 2027/2028 r.

PERN oddał do użytku nowe zbiorniki na olej napędowy, zlokalizowane w Rejewcu, Dębogórzcu, Nowej Wsi Wielkiej i Boronowie. Dzięki zwiększeniu infrastruktury, pojemności magazynowe PERN wzrosły o ćwierć mln m³. W zakresie paliw to już czwarty etap rozwoju baz paliwowych spółki. W sumie PERN wybudował do tej pory 28 nowych zbiorników na produkty naftowe, zwiększając zasoby magazynowe o ponad jedną trzecią.

Norwegia. *Equinor* rozpoczął wydobycie ze złoża Bredablikk na Morzu Północnym, Norwegia. Podmorskie formacje zawierają ok. 200 mln bbl, a w latach 2024–2026 wydobycie ma sięgać plateau na poziomie 55–60 tys. bbl/d. Bredablikk obejmuje 22 odwierty podmorskie wykonane z czterech platform, sięgających po złoża z paleoceanicznych piaskowców formacji Heimdal. Ropa z Bredablikk jest przetwarzana na platformie Grane i przesyłana rurociągiem do terminalu Sture w Oygarden.

OKEA odkryła ropę w pobliżu pola naftowego Brage objętego licencją wydobywczą 055 na Morzu Północnym. Potwierdzono istnienie ok. 0,2–0,5 mln m³ możliwych do wydobycia zasobów ropy. Odwiert 31/4-A 13 E natrafił na formację Sognefjord na głębokości 2147 m pod powierzchnią morza odkrywając ropę naftową w warstwach piaskowca. Odwiert 31/4-A-13 D celował w obiekty na południe od złoża, w formacjach Sognefjord i Fensfjord, jednak tam nie uzyskano przyływu węglowodorów. Złożo Brage zostało przeanalizowane w 1980 r. dla skał zbiornikowych grup

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

Statfjord i Brent oraz formacji Fensfjord i Sognefjord. Wydobywanie z złoża rozpoczęło się w 1993 r.

Aker BP rozpoczął produkcję na polach naftowych i gazowych Kobra East i Gekko (KEG) na licencji wydobywczej 203 w obszarze Alvheim. Wydobywanie KEG odbywa się w norweskiej części Morza Północnego, w pobliżu granicy z Wielką Brytanią, za pomocą instalacji podmorskich podłączonych do FPSO Alvheim. Żywotność FPSO Alvheim została przedłużona do 2040 r., a *Aker BP* szykuje się do zwiększenia zasobów wynikiem projektu Tyrving (start 2025 r., zasoby 25 mln bbl). Od rozpoczęcia produkcji w Alvheim w 2008 r. wyprodukowano na tym obszarze prawie 600 mln boe.

Equinor odkrył ropę i gaz w odwiercie poszukiwawczym 30/6-C-2 A (głębokość końcowa 2795 m), ok. 4 km na zachód od złoża Oseberg na Morzu Północnym. Głównym celem poszukiwawczym były skały grupy Statfjord (górną trias–środkową jurę), formacji Eiriksson. Cel drugorzędny stanowiły dolnojurańskie piaskowce formacji Cook. Napotkano 23 m piaskowca wypełnionego ropą i gazem o dobrej jakości zbiornikowej w formacji Eiriksson (wstępne szacunki wielkości odkrycia to 0,2–0,4 mln m³) i 15 m piaskowców nasączonych węglowodorami w formacji Cook (0,2–1,0 mln m³). Odwiert wykonano z platformy Oseberg C, która stanowi zintegrowaną platformę produkcyjno-wiertniczą i mieszkalną w północnej części złoża.

Neptune Energy potwierdziła odkrycie gazu na polu Kyrre, a także przekazała do publicznej wiadomości informacje na temat odwiertu Ofelia. Obie wiadomości dotyczą koncesji PL 929 w pobliżu złoża Gjoa, w norweskim sektorze Morza Północnego. Spółka zakończyła odwiert Ofelia 35/6-4 ST2, który miał na celu udostępnienie węglowodorów z formacji Agat. Szacowane zasoby wydobywalne to 16–33 mln boe. W leżącym powyżej prospekcie Kyrre odwiercono sidetrack 35/6-4 A, dokonując nowego odkrycia gazu o zasobach wydobywalnych 11–19 mln boe. Złoża można szybko zagospodarować poprzez połączenie z platformą Gjoa, położoną 23 km na południe.

Wintershall Dea zakończyła drugi z odwiertów rozpoznawczych na złożu Bergknapp/Are, na Morzu Norweskim. 6406/3-12S, odwiercony przez platformę Transocean Norge do głębokości końcowej 4729 m, został zakończony we wczesno jurajskiej formacji Are. Natrafił na ponad 100 m piaskowców nasyconych ropą w formacjach Ile i Tilje, oraz ponad 100 m piaskowców roponośnych formacji Are. Ponadto formacja Are wykazała obecność ponad 50 m kolumny gazu. Bergknapp/Are leży na licencji PL836S, ok. 8 km na zachód od pola Maria obsługiwanego przez *Wintershall*, które jest powiązane z platformą Kristin należąca do *Equinor Energy*.

Ukraina. Ukraińska spółka grupy *Naftogaz, UkrGasVydobuvannya*, odkryła potencjalne złożo w Karpatach, w obszarze który wcześniej był uznawany za wyczerpany pod kątem potencjału węglowodorowego. Nowy odwiert ma głębokość 1600 m, a jego lokalizacja została wybrana na podstawie wcześniejszych opracowań sejsmiki 3D. Rozwiercone skały mezozoiczne umożliwiły przyływ 200 tys. m³/d gazu podczas testów. To najwyższe wartości w regionie od przeszło 20 lat. Obecnie zespół *UkrGasVydobuvannya* pracuje nad rozszerzeniem możliwości technologicznych w celu zwiększenia produktywności odwiertu.

Arabia Saudyjska. *Saudi Aramco* poinformowała o rozpoczęciu wydobywania z niekonwencjonalnych złóż gazu zamkniętego na obszarze South Ghawar. Produkcja

została uruchomiona dwa miesiące przed planowanym terminem. Obiekty oddane do użytku mają zdolność przetwarzania gazu na poziomie 8,5 mln m³/d i kondensatu w objętości 38 tys. bbl/d. South Ghawar to drugi rejon produkcji węglowodorów ze złóż niekonwencjonalnych w Arabii Saudyjskiej, po dostarczającym spółce 6,8 mln m³/d złożu Wa'ad Al-Shamal. Równolegle postępują prace na gigantycznym złożu gazu niekonwencjonalnego Jafurah.

Katar. *Eni* podpisała długoterminowy kontrakt ze spółką *QatarEnergy* na rzecz rozwoju projektu North Field East. Zagospodarowanie złoża ma umożliwić dostawy do 1,5 mld m³ LNG rocznie. Dostępne wolumeny zostaną dostarczone do terminalu odbiorczego FSRU Italia, zlokalizowanego we włoskim Piombino. Spodziewane dostawy rozpoczną się w 2026 r. i potrwać 27 lat. Warto zaznaczyć, że od 2007 r. *Eni* importuje do Europy 2,9 mld m³ gazu z Kataru. Ilości LNG wyprodukowane w ramach projektu NFE zwiększą katarską produkcję LNG o 45 mld m³, stanowiąc znaczny dodatek do obecnych 108 mld m³.

Irak. Rosyjski *Lukoil*, po podpisaniu dodatkowej umowy z państwową firmą *Basra Oil*, będzie dążył do podwojenia produkcji na irackim złożu West Qurna 2, do 800 tys. bbl/d. Firmy planują współpracować co najmniej do roku 2045. West Qurna-2 leży 65 km na północny zachód od Basry, a obszar koncesji obejmuje około 300 km². Wstępne zasoby wydobywalne na złożu, które dostarcza 9% całkowitego wydobywania ropy w Iraku, szacowane są na 14 mld bbl. Ponad 90% rezerw koncentruje się w formacjach Mishrif i Yamama.

Pakistan. *Pakistan Petroleum* odkrył gaz i kondensat w bloku Shah Bandar. To już drugie odkrycie w bloku Shah Bandar, w południowej części dorzecza Dolnego Indusu. Odwiert poszukiwawczy Jhim East X-1 został wykonany do głębokości 2545 m w celu zbadania potencjału węglowodorowego piaskowców formacji Lower Goru. Strefy zawierające węglowodory zidentyfikowano na podstawie danych wiertniczych i geofizyki otworowej. Podczas testów Jhim East X-1 wydobywano 388 tys. m³/d gazu ziemnego oraz 235 bbl/d kondensatu. Dalsza ocena pozwoli na stworzenie planu zagospodarowania złoża.

Egipt. *Wintershall Dea* poinformowała o rozpoczęciu wydobywania gazu ziemnego z piaskowców w bloku East Damanhour. Odwiert ED2-X napotkał 43 m stref gazonośnych, które zostały podłączone do produkcji, na głębokości ponad 2600 m. Szybkie rozpoczęcie wydobywania było możliwe dzięki bliskości odwiertu do istniejącej infrastruktury w Disouq (ok. 3 km), gdzie konsorcjanci notują wydobywanie przekraczające 250 tys. m³/d.

Shell dokonał odkrycia w północno-wschodniej części bloku El-Amriya na Morzu Śródziemnym, na obszarze wód terytorialnych Egiptu. Dane po odwierceniu pierwszego z trzech otworów w ramach kampanii Mina West potwierdziły obecność złóż gazonośnych. Konieczna jest dalsza ocena uzyskanych danych, aby określić rozmiar i możliwy do odzyskania potencjał odkrycia. We wrześniu 2023 *Shell* podpisał umowę z *Kuwait Foreign Petroleum Exploration Company*, na mocy której KUFPEC nabył 40% udziałów w bloku North East El-Amriya. Holenderski koncern wciąż posiada pozostałe 60%.

Chiny. CNOOC poinformowała o odkryciu złoża metanu z głębokich pokładów węgla (CBM) w Shenfu, prowincja Shanxi. Zdaniem firmy zasoby złoża przekraczają 100 mld m³. Odwiert SM2-33-CH1 natrafił na pokłady

węgla o miąższości 16,5 m na głębokości ok. 2011 m, z których, po szczelinowaniu, CNOOC wydobywa ok. 19 tys. m³ dziennie. Jest to kolejne duże odkrycie na lądzie dokonane przez chińską spółkę po odkryciu wykonanym w Linxing, także w prowincji Shanxi.

CNOOC ogłosiła również rozpoczęcie produkcji na polu naftowym Enping 18-6. Projekt jest zlokalizowany w Pearl River Mouth Basin na Morzu Południowochińskim, gdzie z głównej platformy wydobywczej planuje się uruchomienie 15 odwiertów produkujących ropę. Wydobywanie ma zostać ustabilizowane na poziomie 9300 bbl/d w 2024 r.

Chińskie wydobywanie ropy wystartowało również w Penglai 19-3 Oilfield Area 5/10 Development Project, gdzie CNOOC uruchamia duży projekt naftowy. Penglai 19-3 jest zlokalizowany w południowo-centralnej części Zatoki Pohaj, na wodach o średniej głębokości 30 m. Ma obejmować 2 platformy, 87 odwiertów wydobywczych i 43 iniekcyjne. Spółka planuje, że w 2027 r. osiągnie produkcję 29800 bbl/d.

Ponadto Chińczycy rozpoczęli produkcję z największego morskiego pola gazu ziemnego w rejonie Zatoki Pohaj. Oczekuje się, że pole kondensatowe Bozhong 19-6 wygeneruje ponad 200 mld m³ gazu. Odkryte w 2019 r. złoża ma udokumentowane rezerwy prawie 200 mld m³ gazu ziemnego i ponad 149 mln m³ ropy. CNOOC planuje, że w ramach projektu będzie użytkował 42 odwierty produkcyjne.

W połowie listopada *Sinopec* uruchomił wydobywanie ropy i gazu w odwiercie Yuejin 3-3XC w ramach projektu Deep Earth No.1 w Basenie Tarim, Chiny. Przyływ cieczy do odwiertu wynosi 200 ton/dzień, a gazu 50 tys. m³/dzień. Warto przypomnieć, że Yuejin 3-3XC został odwiercony do głębokości 9432 m, co, jak podała spółka, uczyniło go najgłębszym odwiertem lądowym w Azji. W ramach projektu Deep Earth *Sinopec* prowadzi prace w bardzo głębokich, węglanowych złożach gazowo-kondensatowych w basenie Tarim, gdzie średnia głębokość pogrążenia prospektów przekracza 7300 m, kryjąc zasoby wydobywalne ponad 1,2 mld boe.

Malezja. *Petronas* poinformował, że wraz z konsorcjantami spółka odnotowała 19 odkryć poszukiwawczych i dwa sukcesy poszukiwawczo-rozpoznawcze, dostarczając ponad 1 mld bbl ropy naftowej nowych zasobów dla Malezji w pierwszych 11 miesiącach 2023 r. W ramach programów rozwojowych wykonano 25 otworów, najwięcej odwiertów poszukiwawczych w ciągu roku od 2015 r. Ponad połowa odkryć dokonana została w Basenie Sarawak. Do godnych uwagi odkryć należą Gedombak-1, Sinsing-1, Machinchang-1 i Mirdanga-1 dokonane przez *Pertronas Carigali*, a także Babadon-1 i Chenda-1 dokonane przez tajlandzki PTTEP. W północno-zachodnim basenie Sabah dokonano trzech odkryć, które okazały się działającym systemem naftowym. Obecnie u wybrzeży Sabah trwa kolejna kampania wiertnicza. W Basenie Malajskim dokonano dwóch innych odkryć – Bunga Lavatera-1 oraz Simpoh Beludu-1. *Petronas* również w przyszłym roku chce skupiać się głównie na projektach zlokalizowanych przy północnym wybrzeżu Borneo.

Na początku grudnia o swoim odkryciu na obszarze morskim Malezji poinformował tajski PTTEP. Spółka dokonała nowych odkryć ropy i gazu na trzech złożach w pobliżu prowincji Sarawak. Obejmują one odwierty poszukiwawcze Chenda-1 w Bloku SK405B, Bangsawan-1

i Babadon-1 w Bloku SK438 oraz otwór rozpoznawczy Sirung-2 w Bloku SK405B. Pola te sąsiadują z wcześniej odkrytymi polami węglowodorowymi. Wszystkie okazały się wysokiej jakości złożami ropy i gazu, zwłaszcza Babadon-1, dokumentując strefy porowatych piaskowców nasyconych gazem ziemnym, o miąższości dochodzącej do 200 m. Portfolio PTTEP w Malezji składa się z bloków SK405B, SK438, SK314A, SK417, PM407, SB412 i SK325, z których wszystkie znajdują się w fazie eksploracji. W fazie zagospodarowania znajdują się złoża gazowe Lang Lebah i Paprika w Bloku SK410B. Blok K, SK309, SK311, Blok H oraz Wspólny Obszar Rozwoju Malezja–Tajlandia znajdują się w fazie produkcyjnej.

Azja Środkowa. Kazachstan prawie potroił (do 9 mld m³ rocznie) całkowitą przepustowość gazociągów prowadzących do starej naftowej prowincji Mangistau, aby zaspokoić rosnące zapotrzebowanie na energię. W razie problemów systemu energetycznego „pomocną dłoń” ku krajom byłego bloku sowieckiego wyciąga Rosja. *Gazprom* rozpoczął w październiku dostawę gazu do Uzbekistanu, podpisując umowę na dostawę 2,8 mld m³ przez Kazachstan do końca 2023 r. Natomiast *Astana* ma nadzieję na osiągnięcie długoterminowego porozumienia z Moskwą i *Gazpromem* w sprawie dostaw rosyjskiego gazu rurociągami na północ i północny wschód kraju. Taka polityka krajów Azji Środkowej zadowala Rosję, ponieważ Kreml poszukuje alternatywnych rynków eksportowych po zeszłorocznej utracie rynków europejskich.

Gujana. ExxonMobil rozpoczął produkcję z projektu Payara, zlokalizowanego w morskim bloku Stabroek. Spółka prowadzi produkcję za pomocą 1 FPSO i 41 podmorskich głowic odwiertów. FPSO jest trzecią zintegrowaną instalacją produkcyjną w Bloku, po zestawach obsługujących Liza Phase I i Liza Phase II. Oczekuje się, że projekt Payara osiągnie szczytową produkcję około 220 tys. bbl ropy dziennie w 2024 roku, będąc kamieniem milowym wzrostu wydobywania w Stabroek. Do 2024 r. dzienne wydobywanie Bloku osiągnie około 620 tys. bbl/d, a w 2027 r. przekroczy 1,2 mln bbl/d.

Boliwia. Organy rządowe Boliwii przyjęły ustawy finalizujące trzy kontrakty na poszukiwanie i wydobywanie węglowodorów podpisane przez państwową spółkę *Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos* i *Vintage Petroleum Bolivia*, spółkę zależną *Occidental Petroleum*. Umowy mają wartość 504,5 mln USD. Projekty będą realizowane w regionach Tarija, Chuquisaca i Santa Cruz w południowej i wschodniej Boliwii. Ustawa 1540 odnosi się do projektu w Tarija, gdzie firmy spodziewają się zagospodarować złoża o wielkości 35,5 mld m³ gazu ziemnego i 2,8 mln baryłek ropy. Ustawa 1541 formalizuje umowę na działalność w tym samym rejonie kraju, gdzie na innym złożu spółki zamierzają pozyskać 4,85 mld m³ gazu ziemnego i 12,8 mln baryłek ropy. Ustawa 1542 umożliwi działalność na obszarze Caraidanti w Chuquisaca, Tarija i Santa Cruz, gdzie zasoby wydobywalne szacuje się na 163,1 mld m³ gazu i 10,9 mln bbl ropy. Jeśli wszystkie trzy projekty odniosą sukces, Ministerstwo Węglowodorów i Energii Boliwii szacuje potencjalne zyski na ponad 1,5 mld USD.

Źródła: *Aker BP, BW Energy, CNOOC, Eni, Equinor, ExxonMobil, Galp Energia, Gaz-System, Lukoil, Neptune Energy, OKEA, Orlen, Pakistan Petroleum, PERN, Petronas, PTTEP, Shell, Sinopec, Upstreamonline, Wintershall Dea.*