



Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Radomir Pachytel¹Updates on crude oil and natural gas. *Prz. Geol.*, 73: 6–10; doi: 10.7306/2025.1

W 2024 r. sektor ropy naftowej i gazu ziemnego był mocno ograniczony przez kontrolę podaży OPEC+, zwiększone napięcia geopolityczne w rejonach związanych z wydobyciem i transportem surowców oraz stałą transformacją energetyczną koncernów. Cena ropy Brent była niespo-

tykanie stabilna, z wahaniami w przedziale 74–90 USD. Krajem warunkującym popyt na ropę były Chiny, podczas gdy podaż była kształtowana przez państwa Bliskiego Wschodu. Co istotne, kraje kartelu OPEC+ w 2024 r. obniżyły wydobycie łącznie o 5,86 mln bbl/d, czyli ok. 5,7% światowego popytu, a w 2025 r. planują przywrócić w miesięcznych transzach ok. 2,2 mln bbl/d. Norweski SODIR wykazał, że wydobycie gazu z norweskiej strefy morskiej jest wyższe niż kiedykolwiek wcześniej, a w 2024 r. osiągnięto łączny pułap sprzedaży gazu w wysokości 124 mld m³.

W Stanach Zjednoczonych odnotowano serię fuzji i przejęć. Produkcja ropy w Basenie Permskim, który jest odzwierciedleniem sytuacji w amerykańskim przemyśle naftowym, notuje od kilku lat stały wzrost, średniorocznie o 485 tys. bbl/d. Dzielne wydobycie węglowodorów przekroczyło w 2024 r. 10 mln boe. Tylko w ciągu ostatnich 5 lat produkcja gazu na tym obszarze wzrosła prawie dwukrotnie, do ok. 700 mln m³/d. Zdolność odbioru gazu z Basenu Permskiego pozostaje ograniczona, a wąskie gardła muszą być eliminowane poprzez nowe inwestycje, jak uruchomiony w październiku 2024 r. *Matterhorn Express Pipeline*. Trzy kolejne rurociągi zwiększające przepustowość przesyłu zostaną ukończone w latach 2026–2028. Poza Basenem Permskim, koncerny starają się rozwijać projekty w Zatoce Meksykańskiej i na Alasce. Ostatni kwartał roku przyniósł pozytywne doniesienia z pól Ahpun i Kuparuk oraz obszaru Missisipi Canyon. W sąsiedniej Kanadzie duże projekty są rozwijane głównie przez spółki z kapitałem zagranicznym, a produkcję ciężkiej ropy w projekcie *Long Lake Northwest* rozpoczął chiński CNOOC.

Znaczne poruszenie zauważono w Afryce, gdzie odnotowano postępy w projektach i podjęto nowe wyzwania wydobywcze w Namibii (*TotalEnergies, Galp, Reconnaissance Energy Africa*), Gwinei Równikowej (*Panoro Energy*), Gabonie (*BW Energy*) i Wybrzeżu Kości Słoniowej (*ENI*). Względna stabilizacja w centralnej i południowej części kontynentu stanowi zachętę dla międzynarodowych graczy do działania na Czarnym Łądzie. Przemysł naftowy rośnie w siłę również w Ameryce Południowej, gdzie pozytywne doniesienia płynęły z Surinamu (*TotalEnergies*), Ekwadoru (*Gran Tierra Energy*), Brazylii (*Petrobras*,

TotalEnergies), Argentyny (*Phoenix Global Resources*) i Kolumbii (*Arrow Exploration, Petrobras, Ecopetrol, Canacol, Perenco*). Stałe tempo odkryć w Chinach utrzymuje CNOOC. W czwartym kwartale 2024 r. produkcja węglowodorów ruszyła ze złóż Bozhong 19-2, Xijiang 30-2, Jinzhou 23-2, Suizhong 36-2 oraz Huizhou 26-6. Mniejsze odkrycia odnotowano również w Pakistanie i Indiach. *Saudi Aramco* i *ADNOC*, które obecnie prowadzą inwestycje infrastrukturalne i wstrzymują wydobycie, mogą w nadchodzących miesiącach zwiększyć eksport węglowodorów i mieć duży wpływ na strukturę światowych rynków węglowodorów. W Europie eksploracja skupia się na obszarach morskich. Sukcesy rozpoznawcze notują głównie koncerny działające na norweskim szelfie, ale również na wodach Wielkiej Brytanii i Grecji.

Przypuszcza się, że pomimo postępującej transformacji energetycznej zarówno produkcja ropy naftowej, jak i gazu ziemnego w 2025 r. będzie wyższa. Działalność koncernów na wodach norweskich i brytyjskich będzie postępowała według dotychczasowego tempa. Pozostałe kraje europejskie zintensyfikują wysiłki na rzecz zwiększenia wydobycia gazu, dążąc do wzmocnienia lokalnego bezpieczeństwa energetycznego. Zmiany prawne dotyczące rynku gazu w Niderlandach i we Włoszech będą stanowiły zachętę do zwiększenia działań w tych krajach. Uwagę należy skupić na Cyprze, gdzie koncepcje zagospodarowania złóż Aphrodite i Cronos pozwalają myśleć o udostępnieniu ich zasobów. Kolejny projekt wiertniczy na Morzu Czarnym rozpocznie Rumunia, a zwiększenie aktywności wydobywczej zapowiada również Turcja, w której motorem napędowym na najbliższe lata zostanie pole gazowe Sakarya. Na wyniki kampanii sejsmicznych *ExxonMobil* czekają Grecy, a *ENI* postanowiło ocenić szansę na odkrycie ropy w lądowym bloku Dumre w Albanii. Jeśli konflikt militarny zostanie rozwiązany, potencjalne ożywienie produkcji może nastąpić na Ukrainie, na terenie której wydobycie pozostawało dotychczas zaskakująco stabilne. Nadzieje budzi również wiercenie Wolin East 1, które jest prowadzone na polskiej koncesji firmy *Central European Petroleum*.

W Azji należy spodziewać się stałych doniesień o nowych odkryciach chińskich spółek, które i tak nie są w stanie zaspokoić potrzeb tamtejszego rynku. Zmiany w systemach fiskalnych i nowe rundy licencyjne oferują Pakistan i Bangladesz, ale perspektywy geologiczne i sytuacja geopolityczna nie sprzyjają działalności dużych koncernów międzynarodowych w tych krajach. Wiele rund licencyjnych uruchomią Indie i Indonezja, które zaanonsowały przyszłe zmiany w systemach prawnych i fiskalnych.

¹ Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy Instytut Badawczy, ul. Rakowiecka 4, 00–975 Warszawa; rpac@pgi.gov.pl; ORCID ID: 0000-0001-9407-7233.

Pierwszą od ponad dwóch dekad rundę koncesyjną na szelfie u północnych wybrzeży Borneo zaoferuje Sultanat Brunei, co może zaciekawić globalnych inwestorów. W regionie Morza Kaspijskiego, który nie był w ostatnich latach atrakcyjny dla spółek zagranicznych, na 2025 r. zapowiadany jest reset. Punktem zwrotnym mogą być wyniki uzyskane po rozbudowie pola naftowego Tengiz (*Chevron*), którego wydajność osiągnie 850 tys. bbl/d. W tym roku wystartować ma także wspólny projekt kazachskiego *Kaz-MunayGas* i rosyjskiego *Łukoilu* na złożu Kalamkas More-Khazar, którego zasoby są szacowane na ok. 500 mln bbl. Kazachstan w wielu projektach współpracuje z rosyjskimi spółkami i fakt ten zapewne się nie zmieni. W Turkmenistanie *Dragon Oil* odwierci pierwszy od 17 lat odwiert morski, a Azerbejdżan stopniowo zmniejsza wydobywanie z pola ACG (Azeri-Chirag-Gunashli), szukając nowych projektów. Aby zapewnić sobie bezpieczeństwo surowcowe, Uzbekistan postanowił współpracować z Moskwą i będzie realizował wzmocnienie infrastruktury gazociągu z Rosji.

Sektor wydobywczy w Ameryce Łacińskiej będzie kontynuował dobrą passę w zakresie zwiększania produkcji, stając się coraz istotniejszym spośród obszarów spoza krajów *OPEC*. Eksploatacja obszarów głębokomorskich w Brazylii i Gujanie pozwoli zapewnić tym krajom największe wzrosty produkcji ropy naftowej. Argentyński sektor naftowo-gazowy potrzebuje napływu nowych inwestycji, ale w przypadku stabilizacji politycznej kraj może pozytywnie patrzeć na perspektywę najbliższych miesięcy. Kluczowe wydają się być inwestycje w projekty midstream i LNG. Swoje obszary wydobywcze na Karaibach może uruchomić Kolumbia, ale w Meksyku oraz Trynidadzie i Tobago widoczne pozostaną zeszłoroczne trendy spadkowe. Szansą dla wspomnianego Meksyku może być złożo Zama, największe krajowe odkrycie w ostatnich dwóch dekadach, ale na 2025 r. zapowiedziane są jedynie ostateczne decyzje inwestycyjne. Dodatkowo sugeruje się, że rząd Trumpa nałoży ostrzejsze sankcje na reżim Maduro, co zada kolejny cios w niszczonej geopolityką wenezuelski sektor wydobywczy.

Spekuluje się, że nadchodzący okres prezydentury Donalda Trumpa może ułatwić działalność firmom naftowym w Stanach Zjednoczonych, którą w ostatnim pięcioleciu stopował Joe Biden. Obiecująco wygląda przyszłość Zatoki Meksykańskiej, w której zwiększenie działalności koncernów z branży oil & gas jest pewniejsze niż utrzymanie obecnej nazwy obszaru, który zgodnie ze słowami nowego prezydenta może wkrótce stać się „Zatoką Amerykańską”. Trump postanowił wycofać USA z Porozumienia Paryskiego i uciąć wprowadzone przez Bidena przepisy regulujące średni poziom emisji nowo sprzedawanych samochodów. Produkcja w Basenie Permskim będzie zrywać, a na uruchomienie projektów eksploracyjnych czekają kolejne stany USA. W Kanadzie znaczną rolę odegra start zakładu *LNG Canada Phase 1*, a wzrost produkcji będzie napędzany przez złoża kondensatu i piaski roponośne. Przetwarzania na poziomie administracyjnym mogą przynieść zmiany szeregu kanadyjskich polityk, warto więc skrupulatnie śledzić tamtejszy przemysł w 2025 r.

W nadchodzących miesiącach branża wydobywcza w Afryce Subsaharyjskiej będzie pełna interesujących rozgrywek. Wiele krajów chce skorzystać z ekscytacji koncernów odwiertami w Namibii, RPA, Angoli i Ghanie, zapraszając ich do zakupu obszarów w zapowiedzianych

rundach koncesyjnych. W Namibii zostaną zagospodarowane ogromne złoża ropy naftowej Venus i Mopane, ale kluczowa wydaje się być dynamika rozwoju projektów LNG w regionie: Mozambiku, Republice Kongo, Mauretanii i Senegalu. RPA doświadczy rozwoju prac w Basenie Orange, a w Ghanie ma zostać odwierconych pięć otworów celujących w górnokredowe roponośne turbidyty. Podobna litologia stanie się celem *Shell* i *Petrobras* u wybrzeży Wysp Świętego Tomasza i Książęcej. Patrząc na mapę rozwijanych projektów naftowych, można je zauważyć na niemal całym atlantyckim wybrzeżu kontynentu. Wschodnia część Afryki stara się nie zostawać w tyle, a nowe koncesje oferują tam m.in. Kenia, Tanzania i Uganda. Najciekawszym regionem do obserwacji może stać się jednak północna część kontynentu, gdzie o swoją pozycję ponownie walczą Algieria i Libia. Pierwszy z krajów powrócił do organizacji rund koncesyjnych po dekadzie, dzięki nowej ustawie węglowodorowej, natomiast Libia planuje wznowienie przetargów po 18 latach. Obecnie z niecierpliwością oczekiwane są wyniki istotnych odwiertów poszukiwawczych w Omanie, Egipcie i Kuwejcie. Bliski Wschód będzie notował kolejne pozytywne rezultaty, napędzane przez gigantyczne projekty gazowe w Katarze i Arabii Saudyjskiej. W obliczu zmian w Białym Domu, może się pogorszyć sytuacja Iraku i Iranu, które już teraz zmagają się z opóźnieniami i słabymi wynikami. Już w pierwszych tygodniach wyraźnie widać, że 2025 r. będzie intensywnym czasem, pełnym ciekawych doniesień z sektora węglowodorów na całym świecie.

Polska. Zgodnie z komunikatem Grupy *Orlen*, spółka *Orlen Upstream Norway* w 2024 r. wykonała sześć odwiertów poszukiwawczych i rozpoznawczych. Ich efektem jest odkrycie lub potwierdzenie zasobów węglowodorów szacowanych na 66–129 mln bbl. Za największy sukces eksploracyjny uznaje się odkrycie złoża Cerisa (18–39 mln boe). W ostatnim kwartale 2024 r. zakończono wiercenia rozpoznawcze na złożu Sabina (Morze Norweskie), gdzie operatorem jest *Harbour Energy*. Odwiert poszukiwawczy 6507/4-5 S potwierdził obecność gazu ziemnego. Wstępne szacunki wielkości odkrycia w formacji Lange wynoszą od 2,7 do 6,2 mln m³ oe, natomiast w formacji Lysing udokumentowane zostało 4–7 mln m³ oe. W głównym celu eksploatacji odwiert napotkał 41-metrową kolumnę gazu w piaskowcach o słabej/umiarkowanej jakości zbiornikowej. Dodatkowo udokumentowano dwa ogniwa piaskowców w formacjach Middle i Lower Lange (4 i 21 m), które wykazują ślady węglowodorów. W drugorzędym celu eksploatacji odwiert napotkał 30-metrową kolumnę gazu w piaskowcach o dobrych i bardzo dobrych właściwościach zbiornikowych. Konsorcjanci zakomunikowali, że przeprowadzono udany test produkcyjny w górnej części formacji Lange, gdzie maksymalna wydajność produkcji wyniosła 530 tys. m³ gazu. Nowe szacunki zasobów odzyskiwalnych wynoszą od 17 mln boe do 39 mln boe w formacji Lange i od 28 mln boe do 43 mln boe w formacji Lysing. Stosownie do udziałów w koncesji, *Orlenowi* przypada łącznie 5,3–9,8 mln boe.

Gaz-System na początku grudnia 2024 r. otrzymał decyzję Wojewody Pomorskiej o pozwoleniu na budowę w Zatoce Gdańskiej pływającego terminala LNG wraz z infrastrukturą niezbędną do jego obsługi oraz gazociągu podmorskiego, łączącego terminal z lądem. FSRU powinien zostać uruchomiony na przełomie 2027 i 2028 r.,

a roczna przepustowość 6,1 mld m³ zagwarantuje dywersyfikację kierunków i źródeł dostaw gazu dla Polski i regionu Europy Środkowo-Wschodniej.

Od połowy listopada 2024 r. platforma wiertnicza *Noble Resolve* pracuje na wodach Zatoki Pomorskiej w poszukiwaniu złóż gazu ziemnego. Wyczekiwane od kilku lat wiercenie kanadyjskiej spółki *Central European Petroleum (CEP)* ma przynieść weryfikację tezy o znaczących złożach gazu ziemnego w okolicach Wolina, w sąsiedztwie wcześniejszych odkryć w Międzyzdrojach i niemieckiego złoża Heringsdorf. Wyniki prac *CEP* stanowią jedno z najciekawszych tegorocznych zagadnień w polskim przemyśle gazowym. Formacje gazonośne na koncesji Wolin są spodziewane w poziomach dolomitu głównego i czerwonego spagowca.

Norwegia. *Equinor* wraz z partnerami poinformował o odkryciu ropy naftowej i gazu ziemnego w odwiertach 35/11-30 S oraz 35/11-30 A na Morzu Północnym. Wstępne szacunki mówią o zasobach 2–4,5 mln m³ oe. Odwierty są wierceniami nr 22 i 23 na licencji, która została przyznana w 1984 r. Złoże opisane w górnourajskich skałach formacji Sognefjord zostało nazwane Rhombi. Dla *Equinor* drugim celem było udowodnienie węglowodorów w środkourajskiej formacji Fensfjord, która będzie wymagała dalszych analiz. Oba odwierty zostały zakończone w środkourajskiej formacji Heather. Koncesja 090 ma powierzchnię 182 km². Została przyznana w 1984 r. i jest ważna do 2040 r. Produkcja wystartowała w 1990 r., a obsługuje ją *Deepsea Atlantic*. W obrębie koncesji udokumentowano kilka złóż, m.in. Fram i Echino Sør.

Vår Energi poinformował, że wraz z *Equinor* odkrył ropę naftową w odwiercie 7122/8-2 S na Morzu Barentsa. Głównym celem było potwierdzenie odkrycia Countach w pobliżu złoża Goliat. Wstępne szacunki wielkości odkrycia wynoszą od 1,6 do 8,3 mln m³. Firmy rozważają powiązanie odkrycia z istniejącą infrastrukturą na polu Goliat. Odkrycie zostało potwierdzone w 2022 r. w skałach zbiornikowych dolnej jury i środkowego triasu. Przed wynikami z odwiertu zasoby geologiczne szacowano na 1,3–4,8 mln m³ oe. Skały zbiornikowe to formacje Realgrunnen i Kobbe. Realgrunnen okazała się zawodniona, natomiast w formacji Kobbe udowodniono 35-metrową kolumnę ropy. Dodatkowo odkryto kolumnę ropy o łącznej długości 217 m w cienkich warstwach piaskowców formacji Klappmyss, gdzie wstępne szacunki określają wielkość odkrycia na 0,3–0,8 mln m³. Odwiert 7122/8-2 S został zakończony w dolnotriasowej formacji Havert. Koncesja 229 jest położona na Morzu Barentsa, zawiera pola Goliat i Countach. Z pola Goliat jest wydobywana ropa z triasowych piaskowców formacji Kobbe i Snadd oraz triasowo-jurajskich grupy Kapp Toscana. Odzyskiwalne zasoby pola Goliat wynosiły łącznie 31,3 mln m³, a pozostałe rezerwy oscylują w granicach 12 mln m³.

Equinor dokonał niewielkiego odkrycia ropy naftowej i gazu na Morzu Północnym. Znajdź zostało odnotowane na złożu Ringand na koncesji produkcyjnej 923/923B, ok. 17 km na zachód od złoża Troll. Wstępne szacunki zasobów wynoszą 2–12 mln boe, co sprawia, że na ten moment jego uruchomienie nie będzie ekonomicznie opłacalne. Odwiert 31/1-4, siódmy w ramach licencji, został wywiercony do głębokości 3772 m i zakończony w dolnourajskiej formacji Amundsen. Podstawowym celem eksploracji odwiertu było udowodnienie obecności ropy naftowej w skałach zbiornikowych środkowej jury formacji

Ness, Etive i Oseberg. Drugorzędnym celem eksploracji było udowodnienie obecności ropy naftowej w skałach zbiornikowych dolnej jury w formacji Cook. Podczas prac wiertniczych natrafiono na kolumnę gazu o wysokości 112 m w Ness, Etive i Oseberg, a także na kolumnę ropy o wysokości 16 m w Oseberg. Ponadto napotkano 13-metrową kolumnę gazu w piaskowcach formacji Drake. Koncesja 923 B ma powierzchnię 24 km². Została przyznana w 2022 r. i jest ważna do 2028 r. Znajduje się na zachód od złoża Troll.

DNO poinformowało o odkryciu ropy naftowej w złożu Othello na licencji 1086, południowe Morze Norweskie. Wstępne szacunki określają wielkość złoża na 4–9 mln m³. Pierwszorzędnym celem było udowodnienie objawów węglowodorów w górnourajskiej formacji Ula, natomiast cel drugorzędny stanowiło ogniwo Borr formacji Våle. Ropę napotkano tylko w ogniwie Borr. To pierwsze wiercenie na licencji 1086 pozyskanej w ramach APA 2021. Osiągnęło głębokość 3642 MD i zostało zakończone w górnotriasowej formacji Smith Bank. Koncesja 1086 ma powierzchnię 330 km². Została przyznana w 2021 r. i jest ważna do 2028 r. Jest zlokalizowana na północ od złoża Sundal, którego północna część znajduje się w obrębie PL 1086.

TotalEnergies odkryło dodatkowe zasoby na polu Harald. Odwiert eksploracyjny Harald East Middle Jurassic Step-Out (HEMJ-1X) napotkał zasoby kondensatu gazowego na płytkich wodach ok. 250 km od zachodniego wybrzeża Danii. HEMJ-1X trafił na 48 m strefy nasyconej gazem. Wstępne wyniki zadecydowały o natychmiastowym podłączeniu go do infrastruktury Harald i Tyra. Wstępne wyniki z odwiertu są obiecujące, a potencjalna wielkość wydobycia zostanie poddana dalszej ocenie po jego uruchomieniu. Pole Harald to złożo gazowo-kondensatowe w duńskim sektorze środkowej części Morza Północnego. Produkcja rozpoczęła się w 1997 r., a szczyt wydobycia gazu przypadł na 1998 r. Złóża znajdują się na głębokości ok. 2650–2700 m. Miąższość formacji zbiornikowych to 75–100 m. Zasoby gazu są szacowane na 24 mld m³, a kondensatu na 0,2 mln m³.

Austria. *ADX* prowadzi testy odwiertu Welchau-1. Badania mają umożliwić rozpoznanie potencjału zagospodarowania złoża. Pierwszy test w formacji Steinalm został zakończony 20 listopada 2024 r., po czym nastąpiła izolacja pakerem i perforacja formacji Reifling. Planowany program obejmuje przetestowanie 450 m skał o potencjale węglowodorowym. Zezwolenie środowiskowe wydane przez Departament Ochrony Przyrody Rządu Krajowego Górnej Austrii pozwala na prowadzenie ciągłych (24-godzinnych) badań przez okres do 6 miesięcy. Welchau znajduje się ok. 18 km od krajowej sieci gazociągów i dysponuje najlepszymi zasobami perspektywicznymi spośród austriackich projektów, ok. 134 mln boe.

Wielka Brytania. *Shell* potwierdził obecność gazu w swoim odwiercie rozpoznawczym 48/8b-3Z na obszarze Selene w południowej części Morza Północnego w Wielkiej Brytanii. Odwiert na koncesji P2437 osiągnął całkowitą głębokość 3540 TVD, przewiercając 160 m piaskowców formacji Leman. Główne wskazania gazu miały miejsce w ogniwie B-Sand, w piaskowcach o średniej porowatości 12%. Wstępne wyniki sugerują wysokiej jakości suchy gaz, bez H₂S. Selene znajduje się w obrębie koncesji P2437 na Morzu Północnym. Zasoby P90-P10 wynoszą 2,7–5,0 mld m³ gazu ziemnego.

Stany Zjednoczone. *ConocoPhillips Alaska* wydobyl pierwszą ropę naftową z odwiertu Nuna 3T w Kuparuk River Unit (KRU) w Alaska North Slope. Nuna 3T jest 49. wiercieniem w ramach KRU i pierwszym poligonem wiert-nym działającym w obszarze Greater Kuparuk od prawie dekady. Obszar Greater Kuparuk obejmuje KRU, drugie co do wielkości pole naftowe w Ameryce Północnej, położone ok. 40 mil na zachód od zatoki Prudhoe, w skład którego wchodzi pole Kuparuk i sześć pobliskich pól. Projekt Nuna doda 29 odwiertów, które połączą się z istniejącą infrastrukturą przetwarzania KRU. Od początku roku firma *ConocoPhillips Alaska* zainwestowała ponad 2 mld USD w swoje projekty na Alasce i poinformowała, że zamierza wydawać ok. 1 mld USD rocznie na rozwój swojej działalności w tym regionie.

Odwiert Who Dat South przewiercił kilka interwałów piaskowców zawierających węglowodory. Perspektywiczne strefy mioceńskie występują tam pomiędzy głębokością 5000 a 7014 m. Wstępna analiza pomiarów ciśnienia formacji i próbek płynu wskazuje na obecność płynu gazowo-kondensatowego o wysokiej jakości. Po przeprowadzeniu badań operator zadecyduje o dalszym wykorzystaniu nowo odkrytych stref. Kanion Missisipi, w którym odwiercony został WDS, to część Doliny Podmorskiej Missisipi w północno-środkowej części Zatoki Meksykańskiej, na południe od Luizjany. Ma szerokość ok. 8 km i długość ok. 120 km. W tej strefie są notowane jedne z największych odkryć w zatoce, będącej jedną z kluczowych stref globalnego wydobycia ropy naftowej. Pole Who Dat obejmuje dziesięć zbiorników leżących na głębokościach 3050–5200 m.

Brazylia. *TotalEnergies* ogłosił wydobycie pierwszej ropy z trzeciej fazy zagospodarowania złoża Mero na bloku Libra, położonym 180 km od wybrzeża Rio de Janeiro w Brazylii, na obszarze przedsolnym Basenu Santos. Mero-3 obejmuje 15 odwiertów podłączonych do *Marechal Duque de Caxias FPSO*, o zdolności produkcyjnej 180 tys. baryłek ropy dziennie. Po uruchomieniu Mero-3, całkowita zdolność produkcyjna pola Mero osiągnie 590 tys. bbl/d. Dodatkowa faza rozwoju, Mero-4, która jest obecnie w trakcie budowy, da kolejne 180 tys. bbl/d. Jej uruchomienie jest spodziewane w 2025 r. Złoże Mero leży w bloku Libra, ok. 180 km od wybrzeża Rio de Janeiro, w basenie Santos, na głębokości 1800–2100 m. Zasoby ropy naftowej w formacjach przedsolnych złoża szacuje się na 1,4 mln bbl.

Argentyna. Firma *Phoenix Global Resources* rozpoczęła produkcję gazu z formacji Vaca Muerta w bloku Confluencia Norte w Rio Negro w Argentynie. Eksploatacja jest prowadzona dzięki trzem odwiertom horyzontalnym, gdzie przeprowadzono łącznie 135 etapów szczelinowania. Pozwoliło to osiągnąć obecne 4000 boe/d, a szczytowa produkcja z odwiertów jest spodziewana już w pierwszym kwartale 2025 r. Blok Confluencia Norte jest zlokalizowany na terenie Rio Negro. W ramach swojego zaangażowania w eksplorację bloków Confluencia Norte i Sur, PGR zakończyło pozyskiwanie 228 km² danych sejsmicznych 3D, które są obecnie poddawane interpretacji. Oczekuje się, że dane te pomogą zdefiniować nadchodzący program wierceń, który obejmuje kolejne cztery odwierty, nieopodal trzech uprzednio wykonanych otworów.

Kolumbia. *Petrobras*, po przeanalizowaniu danych z odwiertu Sirius-2, potwierdził znaczące odkrycie gazu u wybrzeży Kolumbii. Wydobycie gazu ziemnego mogłoby się rozpocząć w ciągu 3 lat od otrzymania wszystkich

pozwoleń środowiskowych, a jeśli opłacalność komercyjna odkrycia zostanie potwierdzona, można się go spodziewać w 2027 r. Wyniki odwiertu potwierdziły zasoby gazu o wielkości 170 mld m³. Oczekuje się, że produkcja z czterech odwiertów wyniesie ok. 13 mln m³/d w ciągu 10 lat. Blok Tayrona jest zlokalizowany w kolumbijskiej części Karaibów, w basenie Guajira. Odwiert Orca Norte-1 wykrył obecność dwóch akumulacji gazu w złożach innych niż wcześniejsze odkrycie Orca-1, co spowodowało ponowną ocenę pierwotnego projektu przy jednoczesnym zwiększeniu potencjału gazowego basenu Guajira.

Arrow Exploration osiągnęło docelową głębokość odwiertu Alberta Llanos-1 na bloku Tapir w kolumbijskim basenie Llanos. Wiercenie celowało w szereg pułapek strukturalnych ograniczonych uskokiem, z wieloma wysokiej jakości zbiornikami. Według wstępnej interpretacji odwiert napotkał cztery główne złoża węglowodorów – C7, Gacheta, Guadalupe i Ubaque. Firma w najbliższym czasie planuje testy produkcyjne. Dyrektor generalny *Arrow* zakomunikował, że złoża Ubaque i Guadalupe wykazują znaczny potencjał eksploatacji przy użyciu odwiertu poziomego. Blok Tapir w dorzeczu Llanos ma obecnie 11 odwiertów produkcyjnych, w tym nowe Rio Cravo Este 7 oraz Rio Cravo Este 8. Obydwa rozpoczęły produkcję w czwartym kwartale 2023 r. i przekraczają oczekiwania firmy, osiągając łączną produkcję netto ponad 850 bbl/d.

Canacol Energy przedstawiło aktualizację swojego programu wierceń w Kolumbii. Firma odkryła gaz w odwiercie Kite-1 w formacji Cienaga de Oro w departamencie Cordoba, między polami gazowymi: Palmer i Pomelo. Obecna produkcja wynosi 10,5 mln ft³/d. Nispero-2 w departamencie Sucre, wykonany w tej samej formacji, zidentyfikował kolumnę gazu o miąższości ponad 200 m i wydobywa ok. 9,5 mln ft³/d. Natilla-2 przekroczyła 3000 m, również poszukując węglowodorów w Cienaga de Oro. W departamencie Cesar, w pobliżu niedawnego odkrycia Chontaduro-1, firma rozpoczęła wiercenie odwiertu Pibe-1, a wkrótce zacznie również wykonywanie odwiertu Clarinete-11. *Canacol* prowadzi działalność na licencji VIM-21. Główną perspektywą są oligoceńskie/mioceńskie gazonośne piaskowce Cienaga de Oro. W 2024 r. *Canacol* planuje wykonać cztery odwierty poszukiwawcze oraz pozyskać dane sejsmiczne 3D o powierzchni 85 km².

Ekwador. *Gran Tierra Energy* ogłosiła swoje szóste z rzędu odkrycie w Ekwadorze. Zostało osiągnięte dzięki odwiertowi Charapa-B7. Łączne wydobycie spółki w kraju przekroczyło 1 mln bbl ropy, co udokumentowano wynikami za trzeci kwartał 2024 r. Wiercenie pomyślnie przecięło formacje Hollin, Basal Tena i T-Sand, umożliwiając dopływ węglowodorów. Wiertnica została przeniesiona z bloku Charapa i zmobilizowana do bloku Chanangue w celu wywiercenia otworów eksploracyjnych Zabaleta-K1 i Zabaleta Oeste-K1, które oprócz udowodnionych formacji nasyconych ropą mają również penetrować formację Basal Tena. W trzecim kwartale 2024 r. ukończono program sejsmiczny 3D o powierzchni 238 km² bloku Charapa. Dane zostały przetworzone i są obecnie interpretowane. Wstępne interpretacje danych potwierdzają potencjalną perspektywiczność i dodatkowe obszary zainteresowania dla spółki. Blok Charapa znajduje się w ekwadorskim basenie Oriente. Obok jest zlokalizowany blok Chanangue, na którym odnotowano odkrycia Arawana-J1 i Bocachico Norte-J1.

Niecały miesiąc później *Gran Tierra Energy* dokonała siódmego odkrycia ropy naftowej w Ekwadorze, potwier-

dzając potencjał złoża Arawana-Zabaleta. Zabaleta-K1 to czwarty odwiert eksploracyjny wykonany w bloku Chanangue, 4 km od odwiertu Arawana-J1. Formacja Basal Tena miała ponad 4 m strefy złożowej, z której firma w początkowym etapie pozyskiwała 1105 bbl/d. Wydobyta ropa miała gęstość 17° API. Udane testy odwiertu Zabaleta potwierdzają słuszność sprawdzonego modelu geologicznego Basal Tena i wskazują na znaczny potencjał obszaru produkcyjnego Arawana-Zabaleta. Blok Chanangue znajduje się w ekwadorskim basenie Oriente, obok bloku Charapa.

Chiny. Spółka *CNOOC* rozpoczęła produkcję w ramach projektu rozwoju pola naftowego Bozhong 19-2 w centralnej części Zatoki Pohaj, na głębokości 20 m. Planowane jest uruchomienie łącznie 59 odwiertów rozwojowych, w tym 34 odwiertów produkcyjnych i 25 odwiertów iniekcyjnych. Bozhong 19-2 to projekt na płytkich wodach Zatoki Pohaj, wydobywający ciężką ropę naftową. Szczyt produkcji spodziewany jest w 2025 r., która wg założeń ekonomicznych będzie kontynuowana przynajmniej do 2049 r. Wydobycie w przyszłym roku powinno sięgać 18,8 tys. bbl/d. Bozhong 19-2 to jeden z głównych regionalnych projektów *CNOOC*, a plany spółki obejmują dodatkowo rozwój złoża ropy naftowej Suizhong 36-1/Luda 5-2, złoża gazu ziemnego Shenhai-1 Phase II, złoża ropy naftowej Huizhou 26-6 oraz demonstracyjną próbę wydobycia metanu z pokładów węgla złoża Shenfu. Realizacja założeń ma przyczynić się do osiągnięcia celu *CNOOC*, tj. 780–800 mln boe w 2025 r.

CNOOC uruchomiło przed terminem projekt rozwoju Xijiang 30-1 na polu naftowym Xijiang 30-2 na wschodzie Morza Południowochińskiego. Inwestycja zlokalizowana na średniej głębokości wody wynoszącej ok. 98 m obejmuje nową platformę wiertniczą. Docelowo zostaną wykonane 23 odwierty rozwojowe, co pozwoli osiągnąć szczytową produkcję wynoszącą blisko 26 000 boe/d ropy naftowej średniej jakości w 2027 r. Xijiang 30-2 to konwencjonalne pole naftowe zlokalizowane na płytkich wodach Morza Południowochińskiego. Jego właścicielem jest China National Offshore Oil. Z Xijiang 30-2 wydobyto już 87,56% rezerw, a szczyt produkcji przypadł na 2001 r. Na podstawie założeń ekonomicznych wydobycie będzie kontynuowane do 2042 r.

Ponadto *CNOOC* rozpoczęła pompowanie ciężkiej ropy naftowej ze złoża naftowego Jinzhou 23-2. Zostanie uruchomionych łącznie 67 odwiertów rozwojowych, w tym 65 odwiertów produkcyjnych i 2 odwierty iniekcyjne. Szczytowe wydobycie na poziomie ok. 17 000 boe/d nastąpi w 2027 r. Jinzhou 23-2 to pole naftowe położone w północnej części Zatoki Pohaj, na wodach o głębokości ok. 13 m. Jest pierwszym projektem wykorzystującym wielopoziomą stymulację termiczną, głównie przy pomocy pary wodnej, celem zmniejszenia lepkości ropy. Koncept jest szczególnie ważny dla chińskiej spółki, ponieważ ma wzmocnić dostawy energii do regionu stołecznego Pekin-Tianjin-Hebei.

W ramach projektu zagospodarowania złoża ropy naftowej Huizhou 26-6 chiński koncern rozpoczął produkcję

węglowodorów z tego obszaru. Łącznie planuje się uruchomienie 19 odwiertów rozwojowych, w tym 2 dla ropy naftowej i 17 gazu ziemnego. Oczekuje się, że osiągnie szczytową produkcję 20 600 boe/d w 2027 r. Główne produkty obejmują lekką ropę naftową i gaz ziemny. Zgodnie z komunikatem *CNOOC* projekt przyczyni się do rozwoju gospodarczego i społecznego obszaru Wielkiej Zatoki Guangdong-Hongkong-Makau. Huizhou 26-6 jest zlokalizowane w basenie Pearl River Mouth na obszarze Morza Południowochińskiego. Obejmuje wykorzystanie nowej platformy wiertniczej i zmodyfikowanej jednostki FPSO Nan Hai Fen Jin na wodach o głębokości ok. 110 m.

Spółka *CNOOC* rozpoczęła także wydobycie lekkiej ropy naftowej z bloku 36-2 na Morzu Pohaj. Szczytowa produkcja ok. 9700 boe/d jest przewidywana na 2026 r. Suizhong 36-2 Block Development Project jest realizowany w Zatoce Liaodong, przy średniej głębokości wody wynoszącej ok. 27 m. Opiera się na infrastrukturze sąsiadujących projektów produkcyjnych w celu przetwarzania i transportu ropy naftowej. Główną infrastrukturą produkcyjną jest nowa bezzałogowa platforma. Oczekuje się, że zostanie uruchomionych łącznie 21 odwiertów rozwojowych, w tym 16 odwiertów produkcyjnych i 5 odwiertów iniekcyjnych.

Namibia. Spółka *Reconnaissance Energy Africa* zakończyła prace wiertnicze w odwiercie poszukiwawczym Naingopo na koncesji PEL073. Odwiert jest pierwszym z kilku, w których testowane są potencjalne zasoby Damara Fold Belt. Osiągnął głębokość 4184 m, przekraczając pierwotnie projektowane 3800 m. Po wykonaniu kolejnego odwiertu, w drugiej połowie 2025 r., *Recon* przeprowadzi badania sejsmiczne 3D basenu Kavango. Koncesja PEL 073 znajduje się w północnej części Namibii, granicząc z rzeką Okavango i Khaudum National Park. Celem poszukiwawczym są struktury antyklinalne Damara Fold Belt, położone na głębokościach 3,5–5 km. *Recon* postanowił zaangażować się w kompleksowy program pomiarów geofizycznych i rdzeniowania, aby dokładnie ocenić potencjał złożowy projektu. Szacuje się, że zasoby nie objęte ryzykiem to 181 mln bbl ropy naftowej i 36,5 mld m³ gazu ziemnego.

Galp Energia odkryła węglowodory w odwiercie rozpoznawczym Mopane-1A. Otwór napotkał lekką ropę i kondensat gazowy w wysokiej jakości piaskach zbiornikowych. Lepkość ropy jest niska, z minimalną zawartością CO₂ i brakiem H₂S. Wraz z wynikami z Mopane-1X i Mopane-2X potwierdza on jakość sekcji AVO-1. W grudniu 2024 r. *Galp* ma rozpocząć kampanię sejsmiczną 3D o wysokiej rozdzielczości. PEL 83, położony na głębokości 250–2550 m, znajduje się bezpośrednio na północ od PEL 39, gdzie Shell dokonał odkryć w Graff-1, La Rona-1 i Jonker-1. PEL 83 sąsiaduje także z blokiem 2913B, w którym firma *TotalEnergies* dokonała odkrycia Wenus-1.

Źródła: ADX, Arrow Exploration, Canacol Energy, CNOOC, ConocoPhillips, DNO, Equinor, Galp Energia, Gaz-System, Gran Tierra Energy, Orlen, Petrobras, Phoenix Global Resources, Reconnaissance Energy Africa, Shell, TotalEnergies, Wintershall Dea, Vår Energi, Wood Mackenzie.