

**Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego****Radomir Pachytel<sup>1</sup>****Updates on crude oil and natural gas.** Prz. Geol., 72: 422–425; doi: 10.7306/2024.23

Wyniki publikowane przez agencje statystyczne wskazują, że globalna aktywność wiertnicza w 2023 r. spadła o 21%, co było wynikiem wdrożenia strategii związanych z transformacją energetyczno-klimatyczną, procesami konsolidacyjnymi, rosnącymi kosztami wierceń oraz niższej aktywności koncernów na obszarach o dużym wydobywaniu. Wskaźnik sukcesów komercyjnych spadł o 7% w związku z nieopłacalnością ekonomiczną wydobywania z małych złóż. Spadek średniej wielkości odkrycia rok do roku z prawie 500 mln boe w 2019 r. do ok. 220 mln boe w 2023 r. jest związany z małą liczbą nowo odkrytych, dużych złóż (>500 mln boe). Mniejsze sukcesy eksploracyjne są w większości przypadków związane z niskim ryzykiem, którego podejmowanie było ograniczane nawet przez ponad 6-krotny wzrost kosztów wiercenia odnotowany w ciągu ostatnich 5 lat. W tym samym okresie o ponad 30% spadła ilość firm uczestniczących w dużych programach wiertniczych. Wciąż jednak istnieją szanse na duże odkrycia, o czym mogą świadczyć doniesienia z szelfu Gujany, namibijskiego basenu Orange czy brazylijskich formacji przedsolnych. Sektor wydobywczy ropy i gazu w Unii Europejskiej jest wygaszany poprzez kolejne regulacje środowiskowe, które praktycznie uniemożliwiają możliwość prowadzenia zaawansowanych programów wydobywczych w Europie. Jedynym (solidnym) bastionem w naszej części globu pozostaje Norwegia, a w mniejszym stopniu odradzający się przemysł węglowodorowy w postbrytyjskiej Wielkiej Brytanii. Tylko w drugim kwartale 2024 r. rozpoczęto wydobywanie ze złóż Hanz oraz Eldfisk Nord, a w kolejce do szybkiego rozwoju produkcji czekają złoża Svalin, Cuvette, Cerisa, Hassel i Ferdinand Nord. Sektor wydobywczy ropy i gazu w Unii Europejskiej jest wygaszany poprzez kolejne regulacje środowiskowe, które praktycznie uniemożliwiają możliwość prowadzenia zaawansowanych programów wydobywczych w Europie.

Aktywne na rynku węglowodorów starają się być kraje Ameryki Południowej. Istotne informacje dotyczące nowych odkryć, uruchomienia produkcji i nowych strategii wydobywczych płyną z Argentyny, Brazylii, Surinamu, Peru, Kolumbii i Ekwadoru. W tyle nie pozostaje działalność poszukiwawczo-wydobywcza w Azji. Chiny ze stałą częstotliwością, niemal każdego miesiąca, informują o znaczących sukcesach poszukiwawczych *CNOOC* lub *Sinopec*. Wciąż nie zmienia to faktu, że Kraj Środka potrzebuje znacznych źródeł importu surowca. Dodatkowe dostawy Gazociągami Dalekowschodnim od początku 2027 r.

oferuje im *Gazprom*, ale dla Pekinu ważniejsze pozostaje rozwiązanie kwestii uzgodnienia trasy gazociągu *Sila Syberii 2*, której w swoich planach infrastrukturalnych nie uwzględniła dotychczas Mongolia. Patowa sytuacja może zostać rozwiązana, gdy władze w Ułan Bator przyjmą we wrześniu wizytę prezydenta Putina, zaproszonego przez mongolski rząd. Swoje projekty realizują również Malezja, Tajlandia i Indonezja, które oprócz zaspokojenia rynków lokalnych pragną także powiększać swój eksport do Japonii, Korei Południowej i Chin.

Sektor naftowy Afryki jest aktywnie wspierany przez światowe koncerny, które szybko wykorzystują odpowiednie relacje z rządzącymi, aby inaugurować nowe działania na terenach perspektywicznych. W drugim kwartale roku ważne informacje dotyczące sektora węglowodorów płynęły z Egiptu, Gabonu, Senegalu i Maroka. W tyle z nowościami pozostały Bliski Wschód i obszar Kaukazu, gdzie firmy planowo realizują trwające projekty. Na brak nowych informacji o dużych odkryciach znacząco wpływa postawa krajów OPEC, które utrzymują cięcia produkcji, aby stabilizować ceny ropy. Wydaje się, że gdy w przyszłym roku planowo ustaną zobowiązania kartelu, możemy być świadkami informacji o zagospodarowaniu znaczących prospektów naftowych w krajach liderujących kartelowi. Z kolei dla Rosji, która zawsze dokładała nowe pola do swojego bilansu zasobów, problematyczne pozostają zachodnie sankcje. Brak rynków zbytu implikuje problemy finansowe sektora i niskie nakłady na segment poszukiwań. Rynek rosyjski nie jest na tyle chłonny, aby sprostać potrzebom *Gazpromu*, *Rosneftu* czy *Lukoilu*. Część surowca odbierają kraje Azji Centralnej i Chin, a nawet Serbia i Węgry, niemniej świadome potrzeb Moskwy kraje importyzy prowadzą twarde negocjacje cenowe.

Branża naftowa wskazuje na stabilny, wzrostowy trend w Ameryce Północnej. Aktywność spółek w zakresie ropy łupkowej jest powyżej prognoz, dzięki zwiększonej wydajności i niższym kosztom. Tegoroczne i przyszłoroczne wydobywanie w USA wzrośnie, głównie dzięki aktywności wiertniczej w Basenie Permskim. Pozytywne wyniki firm są odzwierciedlone przez index *Dow Jones U.S. Oil & Gas*, mający na celu pomiar wyników giełdowych amerykańskich spółek z sektora ropy i gazu, który rok do roku (dane na początek września 2024 r.) wzrósł o 2,67%. Nowe, znaczące odkrycia potwierdzono na Alasce (złoża Ahpun) i Zatoce Meksykańskiej (pole naftowe Mississippi Canyon).

**Polska.** *Orlen* konsekwentnie rozwija system pozyskiwania węglowodorów z kierunku norweskiego. *PGNiG Upstream Norway* kupiło od *Equinor Energy* dodatkowe

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

19,5% udziałów w złożu gazowym Eirin na Morzu Północnym, zwiększając swój udział w koncesji do 41,3%. Początek prac wiertniczych na złożu Eirin zaplanowano na trzeci kwartał br., a uruchomienie wydobywania ma nastąpić w drugim półroczu 2025 r. Dwa odwierty produkcyjne zostaną podłączone do platformy działającej na złożu Gina Krog, gdzie spółka Grupy *Orlen* również ma 41,3% udziałów. Złoża Eirin i Gina Krog są częścią obszaru wydobywczego Sleipner, który stanowi jeden z głównych hubów produkcyjnych *Orlenu* na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. Zasoby złoża Eirin wynoszą ok. 27 mln boe, z czego 85% to gaz ziemny. W sektorze odpowiedzialnym za ropę naftową istotnym faktem jest uruchomienie produkcji ze złoża Tyrving na Morzu Północnym przez *PGNiG Upstream Norway*. Partnerami koncesyjnymi spółki *Orlenu* (11,9% udziałów) są *Aker BP* (61,26%; operator) oraz *Petoro* (26,84%). Tyrving składa się z trzech struktur: Trell, Trine i Trell Nord, w których zasoby wydobywalne są szacowane na ok. 25 mln bbl. Oprócz rozpoczęcia wydobywania z Tyrving, w ramach umożliwiania elastycznych dostaw ropy, *Orlen* podpisał umowę z *BP* na dostawy 6 mln t ropy naftowej ze złóż na Morzu Północnym. Transporty będą kierowane do portu w Gdańsku lub litewskiego portu w Butyndze, począwszy od września 2024 r.

*Gaz-System* i *Orlen* z końcem czerwca podpisały ostateczny dokument potwierdzający przejęcie spółki *Gas Storage Poland* (GSP), pełniącej rolę operatora systemu magazynowania gazu ziemnego w Polsce. Zgodę na przeprowadzenie transakcji wydał Prezes Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów. Transakcja sprzedaży to wynik realizacji postanowień UOKiK z 16 marca 2022 r., gdy Prezes Urzędu wydał warunkową zgodę na połączenie Polskiego Koncernu Naftowego *Orlen* i Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa. *GSP* zarządza magazynami gazu o łącznej pojemności przekraczającej 3,3 mld m<sup>3</sup>, zlokalizowanych w Mogilnie, Kosakowie, Husowie, Strachocinie, Swarzowie, Brzeźnicy oraz Wierzchowicach. Transakcja sprawiła, że *Gaz-System*, będący spółką ze 100% udziałem Skarbu Państwa, stał się jednocześnie operatorem gazociągów przesyłowych, terminala LNG, a także magazynów gazu w kraju. Warto jednak zaznaczyć, że sama infrastruktura magazynowa pozostanie własnością *Orlenu*.

*PERN* ogłosił strategię rozwoju do 2028 r. Zgodnie z założeniami spółki podstawowym celem jest „transformacja w organizację wykorzystującą gromadzone i przetwarzane przez sztuczną inteligencję dane, elastycznie reagującą na zmiany rynkowe, aktywnie poszukującą nowych źródeł przychodów oraz nowych kompetencji”. Firma pragnie umocnić się na pozycji lidera w logistyce surowcowo-paliwowej, jednocześnie dywersyfikując swoją działalność. Z komunikatów wynika, że *PERN* spodziewa się spadku popytu na paliwa płynne, które obecnie stanowią trzon działalności spółki (w szczególności ropy naftowej), co prowokuje zwiększoną aktywność związaną z rozwojem chemii płynnej i paliw lotniczych. W agendzie znalazły się również, wpisywane obecnie przez wszystkie firmy o podobnym profilu działalności, wspieranie dekarbonizacji i zielonej transformacji, a także budowanie pozycji w logistyce nośników wodoru i dwutlenku węgla. Osobą odpowiedzialną za wdrażanie założeń strategii został

powołany na stanowisko Prezesa Zarządu *PERN* Daniel Świętochowski.

*Gaz-System* uzyskał od wojewody pomorskiego decyzję o ustaleniu lokalizacji inwestycji dotyczącej terminalu *FSRU*. Będzie on zlokalizowany w południowej części Zatoki Gdańskiej, w bezpośrednim sąsiedztwie terminalu kontenerowego *Baltic Hub* i toru wodnego prowadzącego do gdańskiego portu, w odległości ok. 3 km od brzegu morza. Do nabrzeża będzie zacumowana na stałe jednostka regazyfikująca, przystosowana do magazynowania LNG odbieranego z metanowców i zmiany jego stanu skupienia z ciekłego na gazowy. W postaci gazowej surowiec będzie następnie przesyłany gazociągiem podmorskim do krajowej sieci przesyłowej.

**Norwegia.** *Wintershall Dea* dokonała odkryć gazu, kondensatu i ropy naftowej w odwiercie 35/11-27 S (3986 m) na Morzu Północnym. Pozytywne wyniki otrzymano w czterech różnych formacjach litostratygraficznych. W Tarbert i Upper Ness wynoszą od 1,5 do 3,5 mln m<sup>3</sup> boe, a w górnej jurze od 1,1 do 2,6 mln m<sup>3</sup> oe. W formacji Etive również napotkano objawy węglowodorów, ale na ten moment firma nie oszacowała objętości złoża. Licencja 248 obejmuje obszary złożowe na Morzu Północnym. W obrębie bloku są zlokalizowane złoża Vega i Robbins.

*Vår Energi* dokonała odkrycia ropy naftowej i gazu w odwiercie 36/7-5 S (Cerisa) oraz sidetrackach 36/7-5 A, B i C. Odkrycia dokonano na północ od złoża Duva, 50 km na SW od Florø. Wstępne szacunki wskazują na 2,9–6,2 mln m<sup>3</sup> oe (18–39 mln boe) ropy naftowej i gazu ziemnego. Odwierty zostały wykonane przy użyciu platformy Deepsea Yantai. Odkrycie może zostać połączone z innymi instalacjami wydobywczymi firmy, która eksploatuje pobliskie złoża Gjølø i Duva. Koncesja 636 została przyznana w 2012 r., obejmując obszar 175 km<sup>2</sup> na Morzu Północnym.

*Aker BP* udokumentował gaz w odwiercie poszukiwawczym 7324/6-2 (głębokość końcowa 1246 m) na Morzu Barentsa. Wstępne szacunki wskazują, że wielkość odkrycia wynosi od 0,52 do 0,75 mln m<sup>3</sup> oe (3,3–4,7 mln boe). Podstawowym celem eksploracyjnym odwiertu było udowodnienie obecności ropy naftowej w skałach zbiornikowych górnortriasowo-środkowojurajskich formacji Stø i Fruholmen. Drugorzędym celem było udokumentowanie ropy naftowej w skałach zbiornikowych górnortriasowej formacji Snadd. Perspektywy wydobywcze wykazały formacja Stø (12 m kolumny gazu) i Snadd (6 m).

*Aker BP* potwierdził złożo gazu w odwiercie poszukiwawczym 7324/8-4 (perspektywa Hassel) na Morzu Barentsa. Wstępne szacunki wskazują na wielkość odkrycia rzędu 0,5–0,7 mln m<sup>3</sup> oe (3,23–4,42 mln boe). Odwiert natrafił na 30-metrową strefę zbiornikową z 8-metrową kolumną gazu w formacjach Stø i Fruholmen. Podobnie jak odwiert 7324/6-2, został on zakończony w górnortriasowej formacji Snadd, a głębokość końcowa wyniosła 781 m. Odwierty 7324/6-2 i 7324/8-4 zostały wywiercone w kompleksie uskoku Hoop, w tym samym sąsiedztwie, co odkrycia ropy naftowej na odwiertach 7324/8-1 (Wisting) i 7324/7-2 (Hanssen), których operatorem jest *Equinor Energy*.

Na początku maja produkcję ropy naftowej rozpoczęło złożo Eldfisk Nord. *Vår Energi* poinformowało, że wydo-

bycie z bloku PL 018 wystartowało kilka tygodni przed planowanym terminem. Zgodnie ze słowami dyrektora *Vår Energi* wydobywanie ma wspomóc osiągnięcie celu firmy, jakim jest wzrost produkcji o 400 tys. bbl/d do końca 2025 r. Według operatora potencjał zasobów wynosi 50–90 mln baryłek ropy. Złoże Eldfisk zlokalizowane jest w tzw. Wielkim Obszarze Ekofisk. Eldfisk Nord pomoże zwiększyć współczynnik odzysku z formacji Ekofisk i Tor. Ekofisk jest eksploatowane od ponad 50 lat i stanowi jedno z najlepiej rozpracowanych norweskich złóż. Główna część złoża Eldfisk wciąż ma łączne zasoby węglowodorów na poziomie 33,66 mln m<sup>3</sup> oe.

**Stany Zjednoczone.** Firma *LLOG Exploration* napotkała węglowodory w odwiercie eksploracyjno-rozpoznawczym Who Dat East MC 509-1 (6614 m). Dane z pomiarów geofizycznych sugerują, że w sekwencji środkowioceńskich turbidytów natrafiono na piaskowce zawierające węglowodory. Całkowita miąższość strefy złożowej to ok. 44 m. Średnia porowatość złoża wynosi 25%, a przepuszczalność od 300 do >1000 mD. Podjęto decyzję o pogłębieniu odwiertu do 7900 MD, aby zbadać pozostałe formacje perspektywiczne. Dopiero po zakończeniu tego etapu firma podejmie dalsze decyzje związane z zagospodarowaniem złoża. Kanion Missisipi to podmorski kanion, 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 notowane są jedne z największych odkryć w Zatoce Meksykańskiej, będącej jedną z kluczowych stref globalnego wydobywania ropy naftowej. Pole Who Dat obejmuje dziesięć zbiorników leżących na głębokościach 3050–5200 m.

Niezależna agencja *Lee Keeling & Associates* potwierdziła 79 mln bbl zasobów wydobywalnych w horyzoncie Alkaid złoża Ahpun, Alaska. Firma określiła, że Alkaid ma zdecydowanie gorsze parametry złożowe aniżeli leżące powyżej Ahpun i Kodiak. Model ekonomiczny całego horyzontu Alkaid sugeruje komercyjność wydobywania z formacji i realne stopy zwrotu na poziomie 20%. Projekt Ahpun, obok projektu Kodiak, jest znaczącym projektem firmy *Pantheon Resources* w północnej części Alaski. Obecne szacunki zasobów są oparte o dane z odwiertów Alkaid-1 oraz Alkaid-2. Wynoszą łącznie 123 mln bbl węglowodorów ciekłych i 634 bln ft<sup>3</sup> gazu ziemnego.

**Argentyna.** *Wintershall Dea* i partnerzy rozpoczęli program trzech wierceń rozwojowych na polu Fenix. Fenix to kolejne pole gazowe, które zostanie włączone do eksploatacji w ramach najbardziej wysuniętej na południe koncepcji na produkcję gazu, CMA-1. Obecnie cztery główne pola gazowe w CMA-1 – Canadon Alfa, Aries, Carina i Vega Pleyade – produkują i dostarczają 15% argentyńskiej produkcji gazu ziemnego. Fenix to największe pole gazu ziemnego, które jest obecnie rozwijane u wybrzeży Argentyny. Stanowi filar rosnącej krajowej produkcji gazu, a jego wolumen gazu ziemnego przez ponad 15 lat mają służyć do zaopatrzenia Argentyny w energię. Planowana szczytowa produkcja wyniesie ok. 10 mln m<sup>3</sup> gazu dziennie. Zasoby wydobywalne złoża to ok. 33,5 mld m<sup>3</sup> gazu.

**Brazylia.** *Petrobras* odkrył nagromadzenia ropy w basenie Potiguar, na głębokości ok. 2200 m. Odwiert Anhangá 1-BRSA-1390-RNS na koncesji POT-M-762\_R15 odkrył złoża w osadach turbidytowych z kredy (alb). To drugie tegoroczne odkrycie w Potiguar, które zostało

poprzedzone udowodnieniem obecności węglowodorów w odwiercie Pitu Oeste na koncesji BM-POT-17. Region Margem Euatorial ma znaczny potencjał naftowy, tym bardziej, jeśli weźmiemy pod uwagę niedawne odkrycia dokonane w sąsiedztwie (Gujana, Gujana Francuska i Surinam). Obszar cieszy się zainteresowaniem nie tylko brazylijskiego przemysłu, ale także międzynarodowego rynku ropy i gazu, który identyfikuje w regionie obiecujące możliwości wydobywcze. Plan Strategiczny *Petrobras* 2024–2028 przewiduje w tym regionie, w ciągu najbliższych pięciu lat, inwestycje na kwotę 3,1 mld USD oraz wykonanie minimum 16 odwiertów.

**Kolumbia.** *Petrobras* rozpoczął wiercenie odwiertu Uchuva-2 w bloku Tayrona u wybrzeży Kolumbii. Firma pragnie potwierdzić wielkość odkrycia dokonanego w lipcu 2022 r. otworem Uchuva-1. Został on wywiercony prawie 80 km od złoża gazu Chuchupa. Odwiert jest częścią planu firmy *Ecopetrol*, który zakłada zainwestowanie 760 mln USD w tym roku w zwiększenie produkcji gazu ziemnego, przy czym 350 mld USD przeznaczono na operacje na morzu na Morzu Karaibskim. Blok Tayrona jest zlokalizowany na głębokich wodach (800–900 m) ok. 30 km od wybrzeża Kolumbii.

**Boliwia.** Państwowa boliwijska spółka energetyczna *YPFB* dokonała przełomowego odkrycia gazu ziemnego w regionie La Paz, które może stać się trzecim co do wielkości polem wydobywczym w kraju. Prezydent kraju Luis Arce zakomunikował, że odwiert Mayaya Centro-X1 IE o głębokości ok. 6000 m umożliwił wydobywanie 1,7 bln ft<sup>3</sup> gazu. Ostateczne wyniki badań próbek pobranych z odwiertu mają być udostępnione w październiku. Prezes *YPFB* Armin Dorgathen Tapia poinformował, że produkcja Mayaya Centro-X1 IE mogłaby rozpocząć się w ciągu najbliższych 2–3 lat. Projekt zakłada wykonanie trzech dodatkowych odwiertów i budowę infrastruktury rurociąkowej, która umożliwi eksport do 10 mln m<sup>3</sup>/d gazu i 500–1000 bbl/d ropy. Produkcja gazu ziemnego w Boliwii od prawie dekady systematycznie spada (51,2 mln m<sup>3</sup>/d w 2018 r.; 32,4 mln m<sup>3</sup>/d obecnie), ale nowe odkrycia mogą pomóc państwu odwrócić tę tendencję.

**Ekwador.** Na koncesji 90-Sahino operator *Petrochemical Comodoro Rivadavia* wykonał trzy odwierty – VHR Sur 01, VHR SUR 02 i VHR SUR 03, a po badaniach i wstępnych analizach potwierdził obecność węglowodorów w odwiercie VHR SUR 01. Testowane były warstwy formacji Upper U oraz Lower U. Blok Sahino obejmuje ok. 99 km<sup>2</sup> w dorzeczu Oriente. Sahino ma trzy główne perspektywy wydobywcze – Tena, Napo i Hollin – formacje piaskowców znajdujące się w pułapce strukturalno-stratigraficznej.

**Surinam.** *Petronas Suriname* dokonał trzeciego odkrycia w bloku 52 w morskiej strefie ekonomicznej Surinamu. Odwiert poszukiwawczy Fusaea-1 osiągnął głębokość 5227 m, natrafiając na kilka stref zbiornikowych w piaskowcach kampanu. Formacja zawierała zarówno ropę naftową, jak i gaz ziemny. Obecnie firma bada potencjał złożowy i produkcyjny odwiertu. Blok poszukiwawczy 52 obejmuje obecnie trzy odkrycia – Roystonea-1, Sloanea-1 oraz Fusaea-1. Znajduje się on na morzu, w strefie ekonomicznej Surinamu, na północ od wybrzeża Paramaribo, niedaleko granic Gujany. Ma 4749 km<sup>2</sup> i jest stałym przedmiotem badań malezyjskiego *Petronas*.

**Chiny.** Odwiert wydobywczy Enping 21-4 rozpoczął wydobycie ropy naftowej w sektorze Kaiping Morza Południowochińskiego. Na tym obszarze głębokość wody to średnio 89 m, a wydobycie może być prowadzone za pomocą okolicznej infrastruktury produkcyjnej. Odwiert w 2025 r. ma osiągnąć szczytową produkcję 5300 bbl/d lekkiej ropy. W pierwszym kwartale, znajdujący się na tym samym obszarze odwiert KP18-1-1d odkrył lekką ropę naftową, natrafiając na ponad 100 m skał nasyconych ropą. Obecnie wydobycie sięga 7680 baryłek ropy i 0,52 mln ft<sup>3</sup> dziennie. Zasoby szacuje się na ok. 684 mln boe. Pole naftowe Kaiping South jest położone we wschodniej części Morza Południowochińskiego, a jego średnia głębokość wynosi ok. 500 m. Główne formacje perspektywiczne dla wydobycia ropy naftowej to Zhuhai, Enping i Wenchang (paleogen).

**CNOOC** rozpoczął produkcję na polu gazowym Bozhong 19-6. Główna infrastruktura wydobywcza znajduje się na wodach o średniej głębokości ok. 23 m, gdzie planuje się do oddania 10 odwiertów eksploatacyjnych. Oczekuje się, że w 2026 r. projekt osiągnie szczytową produkcję na poziomie ok. 5800 boe/d. Bozhong 19-6 to pierwsze złożo gazu kondensacyjnego o potwierdzonym wolumenie ponad 200 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego, które zostało oddane do eksploatacji w Zatoce Pohaj.

Chiński **CNOOC** ogłosił osiągnięcie przełomu w poszukiwaniach ultrapłytkich złóż gazu w bardzo głębokich wodach Morza Południowochińskiego. Pomyślne testy Lingshui 36-1 to dla firmy decydujący krok w eksploracji tego typu złóż. Firma zbiera informacje o bieżącym odwiercie i planuje uruchomić dalsze perspektywy Lingshui. Pole naftowe Lingshui 36-1 jest zlokalizowane w zachodniej części Morza Południowochińskiego, na głębokości ok. 1500 m. Głównym zbiornikiem jest formacja Ledong, leżąca bardzo płytko, ok. 210 m od dna morskiego. Z testów wynika, że pole może produkować >10 mln m<sup>3</sup>/d.

**Malezja.** *Hibiscus Petroleum* odkrył ropę naftową w odwiercie poszukiwawczym Bunga Aster-1 w ramach koncesji PM3 zlokalizowanej w obszarze morskim Malezji i Wietnamu. Wiercenie wykonano na wodzie o głębokości 56 m z platformy Bunga Orkid-D, natrafiając na ok. 17,5 m piaskowców roponośnych i ok. 46 m potencjalnej strefy nasycenia. Wstępne oceny wskazują na dobre właściwości zbiornika. Odwiert jest drugim znaczącym odkryciem w ciągu 12 miesięcy, po Bunga Lavatera w 2023 r. Złożo PM3 CAA jest obecnie eksploatowane przez *Hibiscus*, a odkrycie Bunga Atser powiększy zasoby złoża, umożliwiając eksploatację przez najbliższe 3 lata. PM3 CAA PSC to obszar porozumienia handlowego pomiędzy Malezją a Wietnamem, obejmujący pola produkcyjne Bunga Orkid, Bunga Pakma, Bunga Raya, Bunga Seroja, Bunga Kekwa, Bunga Tulip i Bunga Lavatera. Eksport ropy odbywa się za pomocą *FSO Orkid* i *PM3 CAA*.

**Indonezja.** *Mubadala Energy* ogłosiła kolejne istotne odkrycie gazu dokonane przez spółkę w Azji Południowo-Wschodniej. Odwiert poszukiwawczy Tangkulo-1, wykonany na licencji South Andaman, kilka miesięcy po ważnym

odkryciu w odwiercie Layaran-1, osiągnął głębokość końcową 3400 m. Napotkał na kolumnę gazu o miąższości 80 m w piaskowców oligoceńskich. Podczas testu produkcyjnego udało się pozyskać 47 mln ft<sup>3</sup>/g gazu i 1300 bbl kondensatu. Zdaniem firmy, podczas wydobycia przyłączy można zwiększyć dwukrotnie. *Mubadala Energy* prowadzi prace na koncesji South Andaman, gdzie ma 80% udziałów. Jednocześnie firma jest największym posiadaczem obszarów rozpoznawczo-wydobywczych w rejonie Andamanów. Zgodnie ze strategią firmy zorientowaną na gaz, Tangkulo-1 jest ważnym filarem w rozwoju klastra, a odkrycie uwalnia dalszy potencjał w południowej części bloku i wskazuje na dodatkowe możliwości zasobów gazu w pobliskich strukturach.

**Azerbejdżan.** *BP* rozpoczęła wydobycie ropy z nowej platformy Azeri Central East w ramach zagospodarowania pola naftowego Azeri-Chirag-Gunashli (ACG). Jest to siódma platforma zainstalowana na złożu ACG. Została zaprojektowana do przetwarzania do 100 tys. bbl ropy dziennie, a w ramach projektu BP ma wyprodukować 300 mln bbl ropy. Azeri-Chirag-Gunashli to kompleks pól naftowych na Morzu Kaspijskim, ok. 120 km od wybrzeży Azerbejdżanu. Zasoby wydobywalne ACG przekraczają 5 mld bbl, a wydobycie kształtuje się obecnie na poziomie 340 tys. bbl/d. W styczniu 2024 r. rozpoczęto nowy program badań sejsmicznych, który skupi się na zbiornikach Balakhany i Fasila. W pierwszym kwartale 2024 r. liczba eksploatowanych odwiertów naftowych na złożu wyniosła 139 jednostek.

**Gabon.** Odwiert DHBSM-2P (5130 m) potwierdził dobre właściwości zbiornikowe złoża Hibiscus South, które traktuje jako osobną strukturę aniżeli właściwe Hibiscus. Odwiert natrafił na kolumnę nasyconych węglowodorami piaskowców formacji Gamba o miąższości 25 m. Wstępna ocena wskazuje, że zasoby wydobywalne brutto wynoszą od 5 do 6 mln baryłek ropy. Koncesja *Dussafu* jest ulokowana w obszarze *Ruche Exclusive Exploitation Area*, o powierzchni 850 km<sup>2</sup>, który obejmuje złoża Moubenga, Hibiscus, Hibiscus North, Walt Whitman, Ruche, Ruche NE, Tortue oraz szereg innych prospektów. Średnia głębokość wody wynosi 116 m. Koncesja *BW Energy* umożliwia wydobycie węglowodorów w latach 2018–2038. Skały zbiornikowe to piaskowce formacji Gamba (kreda–apt).

Na północnej flance złoża Hibiscus *BW Energy* ogłosiło znaczące odkrycie ropy naftowej w odwiercie DHIBM-7P (3941 m). Strefa nasycona węglowodorami ma miąższość 24 m, rozciągając się na granicy formacji Gamba z leżącą niżej formacją Dentale. Firma obecnie planuje odwiert produkcyjny DHBSM-2H na północnym zboczu złoża Hibiscus South. Wstępne szacunki sugerują, że wynikiem prac w nowym odwiercie zasoby wydobywalne pola Hibiscus zwiększyły się o 8–12 mln bbl ropy.

*Źródła: BP, BW Energy, Chevron, CNOOC, Equinor, Gaz-System, Hibiscus Petroleum, Karoon Energy, Lee Keeling & Associates, LLOG Exploration, Mubadala Energy, Orlen, PCR, PERN, Petrobras, Petroleum Africa, Petronas, Reuters, Sinopec, Var Energi, Wintershall Dea, YPFB.*