

## Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Radomir Pachytel<sup>1</sup>



**Polska.** Początek maja stanowił okres integracji aktywów wydobywczych grupy *Orlen* w Norwegii. Zgodnie z komunikatem firmy, *PGNiG Upstream Norway* (PUN) przejął koncesje *Lotos Exploration and Production Norge*, drugiej norweskiej spółki *Orlenu*. Zjednoczony podmiot znajduje się w dziesiątce najważniejszych spółek naftowych działających na Norweskim Szelfie Kontynentalnym, jednocześnie odpowiadając za połowę wydobycia koncernu. Dzięki konsolidacji PUN od początku maja dysponował udziałami w 98 koncesjach, zasobami ropy i gazu szacowanymi na 346,6 mln baryłek ekwiwalentu ropy naftowej i prowadził wydobycie na poziomie 88,1 tys. baryłek dziennie z 17 złóż. PUN w ciągu najbliższych pięciu lat planuje zainwestować w norweskie złoża ok. 3 mld USD, realizując m.in. projekty związane z zagospodarowaniem złóż Tommeliten Alpha, Fenris, Yggdrasil, Orn oraz Alve Nord.

*Aker BP* kończy prace wiertnicze w otworze Ost Frigg Beta/Epsilon, znajdującym się na obszarze Yggdrasil (dawniej NOAKA), na Morzu Północnym w Norwegii. Firma poinformowała o udokumentowaniu znacznego złoża ropy naftowej o zasobach wydobywalnych szacowanych na 40–90 mln bbl. Węglowodory zostały udokumentowane po rozwierteniu środowojurajskich formacji należących do grupy *Brent, Etive* i *Oseberg*. Firma widzi ogromny potencjał odkrycia i planuje dalsze prace związane z ewaluacją zasobów. Partnerami *Aker BP* (47,7%) na koncesji 873 są *Equinor* (40%) i *PGNiG* (12,3%), natomiast na licencji 442 *Aker BP* (87,7%) współpracuje jedynie z *PGNiG* (12,3%). Oznaczałoby to, że zasoby ropy naftowej w złożu Ost Frigg przypadające na Grupę *Orlen* wynoszą 5–11 mln bbl. Początek eksploatacji w Yggdrasil jest planowany na początek 2027 r.

*PGNiG Upstream Norway* nabyło 10% udziałów w koncesji PL211 CS obejmującej złoża Adriana i Sabina na Morzu Norweskim. Licencja jest położona ok. 20 km na południowy zachód od obszaru wydobywczego Skarv, który stanowi główny ośrodek działalności spółek Grupy *Orlen*. Oczekuje się, że obszary stanowiące nowe źródła węglowodorów zostaną podłączone do istniejącej infrastruktury wydobywczej poprzez eksploatowane przez *PGNiG Upstream Norway* złoża Arfugl. Adriana to złożo gazowo-kondensatowe, podczas gdy Sabina ma charakter ropno-gazowy. Ich łączne zasoby to ok. 38–88 mln boe, co partnerzy koncesyjni chcą potwierdzić odwiertem rozpoznawczym jeszcze w tym roku. Zakłada się, że produkcja z Adriana wystartuje w roku 2029, a z Sabiny w 2033 r., dzięki czemu *PGNiG Upstream Norway* będzie mógł zrekomensować naturalny spadek wydobycia z aktualnie eksploatowanych złóż. Po zatwierdzeniu zakupu od *Sval Energi*, partnerami koncesyjnymi *PGNiG Upstream Norway* będą *Wintershall DEA* (40% udziałów, operator), *Petoro* (35%) oraz *Aker BP* (15%).

Pierwszego maja został powołany nowy prezes zarządu *PERN S.A.* Walne zgromadzenie spółki powierzyło tę funkcję Mirosławowi Skowronowi. Dotychczasowy prezes zarządu, Paweł Stańczyk, zastąpił Rafała Milanda na stanowisku wiceprezesa. Prezes Skowron w latach 2018–2023 był członkiem zarządu *CIECH S.A.*, odpowiedzialnym m.in. za kwestie związane z produkcją, energetyką i utrzymaniem ruchu. Wcześniej pełnił funkcję prezesa m.in. *Przedsiębiorstwa Budowy Kopalń S.A.* w ramach Grupy *KGHM*, *Polimex-Energetyka Sp. z o.o.*, *Energa Elektrownie Ostrołęka S.A.* i *Energa Invest S.A.*, a także *PGE Elektrownia Opole S.A.*

*Gaz-System* podpisał umowę o współpracy z duńskim odpowiednikiem, pełniącym funkcję operatora duńskich gazowych systemów przesyłowych, firmą *Energinet*. Celem współpracy jest zapewnienie bezpiecznych i ciągłych dostaw gazu ziemnego gazociągiem *Baltic Pipe* oraz rozwijanie nowych obszarów związanych z nisko- i zeroemisyjnymi źródłami energii, w tym biometanem i wodorem. Ponadto firmy zadeklarowały chęć kooperacji w celu realizacji założeń klimatycznych UE poprzez opracowywanie i wdrażanie krajowych polityk i strategii z tego obszaru. Zobowiązały się również do wspólnego promowania wolnych przepustowości *Baltic Pipe* na potrzeby uczestników rynku w regionie Morza Bałtyckiego i Europy Środkowo-Wschodniej, w tym Ukrainy. Celem poprawy nadzoru i zwiększenia wsparcia technicznego działań eksploatacyjnych prowadzonych w podmorskiej części *Baltic Pipe*, *Gaz-System* podpisał również umowę z firmą *SEA Global*. Pięcioletnie porozumienie implikuje udział *SEA* w pracach związanych m.in. z oceną techniczną gazociągu, prowadzeniem analiz numerycznych oraz doradztwem w pracach eksploatacyjnych.

**Norwegia.** Ministerstwo Ropy Naftowej i Energii ogłosiło APA 2023, oferując obszary koncesyjne na Morzu Północnym, Morzu Norweskim i Morzu Barentsa w Norwegii. Względem APA 2022 obszary zostały powiększone o 78 bloków na Morzu Barentsa i 14 bloków na Morzu Norweskim. Termin składania wniosków o APA 2023 upływa 23 sierpnia 2023 r.

Spółka *Neptune Energy* rozpoczęła wydobycie ze złoża ropy i gazu Fenja na Morzu Norweskim. Oczekuje się, że złożo będzie produkować 35 000 boe/d. Całkowite zasoby są szacowane na 50–75 mln boe, z czego 75% to ropa naftowa, a 25% – gaz. Ze względu na dużą ilość wosku i węglowodorów ciężkich, rurociąg transportujący ropę z Fenja musi być podgrzewany do temperatury powyżej 28°. Operatorem koncesji z 30% udziałów jest *Neptune Energy*. Partnerami są *Var Energi ASA* (45%), *Sval Energi AS* (17,5%) i *DNO* (7,5%).

*OMV* poinformował o zakończeniu prac związanych z wierceniem otworu 15/2-2 S (4723 m) na koncesji 817, Morze Północne. Odwiert, penetrując 500-metrową formację późnojurajską *Intra Draupne*, napotkał na objawy węglowodorów w strefie o miąższości 23 m. Szacuje się,

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

że wielkość zasobów wydobywalnych to 0,95–5,55 mln m<sup>3</sup> ropy naftowej. Warto zaznaczyć, iż w całym interwale skał górnourajskich notowano objawy węglowodorów. Perspektywiczne piaskowce zostaną poddane dalszym badaniom, w celu rozpoznania potencjału ekonomicznego odkrycia. Operatorem koncesji jest *OMV* (50%), a konsorcjantami *Neptune Energy* (30%) i *Source Energy* (20%).

*Equinor Energy* zakończył prace wiertnicze na otworze 6406/5-2 S zlokalizowanym na koncesji 255 B na Morzu Norweskim. Odwiert o głębokości 4582 m dotarł do wczesno jurajskiej formacji Ror. Celem były środkowo i dolno jurajskie formacje piaskowców: Garn, Ile i Tofte, które wykazały obecność złoża o zasobach wydobywalnych szacowanych na 0,2–1,1 mln m<sup>3</sup>. Formacja Garn miała miąższość ok. 60 m, natomiast Ile i Tofte – odpowiednio 102 i 140 m. To już czwarty odwiert poszukiwawczy w ramach koncesji wydobywczej 255 B, która została wydzielona z koncesji wydobywczej 255 w 2016 r.

**Niemcy.** Brytyjska spółka *Neptune Energy* rozpoczęła wydobycie gazu ziemnego z odwiertu Adorf Z17 na karbońskim polu gazowym Adorf, Georgsdorf (północno-zachodnie Niemcy). Oczekuje się, że odwiert zwiększy wydobycie z koncesji Adorf o 1800 boe/d do ok. 6300 boe/d. Wiercenie kolejnego odwiertu, Adorf Z18, zostało zakończone w kwietniu br. Odwiert ten ma rozpocząć produkcję w trzecim kwartale 2023 r.

**Włochy.** *ENI* zainaugurowała działanie nowego terminalu LNG w Piombino. Terminal ma łączną zdolność przetwórczą 5 mld m<sup>3</sup> rocznie, czyli ok. 7% rocznego zapotrzebowania na gaz w Italii. Pierwszy transport pochodził z zakładu Damietta LNG w Egipcie. Piombino pomoże *ENI* zastąpić rosyjski gaz do 2024–2025 i zwiększyć dostępność surowca dla całego kraju. Korporacja oczekuje, że do 2026 r. import LNG przez włoskie terminale przekroczy 18 mln t.

**Wielka Brytania.** *Neptune Energy* kontynuuje kampanię wiertniczą na polu gazowym Cygnus na południowym Morzu Północnym. Firma zaanonsowała rozpoczęcie produkcji z jedenastego odwiertu na złożu. Będzie on dostarczał ok. 4000 boe dziennie. Pole to jest największym od ponad 30 lat odkryciem gazu ziemnego na południowym Morzu Północnym i największym pojedynczym polem wydobywczym gazu w Wielkiej Brytanii, zwykle pozwalającym na dzienne wydobycie ponad 7 mln m<sup>3</sup> gazu. *Neptune Energy* jest operatorem z 38,75%, natomiast pozostałe 61,25% aktywów jest w rękach *Spirit Energy*.

**Turcja.** Państwowe przedsiębiorstwo *Turkish Petroleum Corp.* (TPAO) dokonało dużego odkrycia w odwiercie poszukiwawczym Şehit Aybüke Yalçın-1 w Cudi-Gabar, 20 km na północny zachód od Cizre i 7 km na północny wschód od pola Şehit Esma Çevik na wybrzeżu Turcji. Odwiert został wywiercony do głębokości 2771 m i natrafił na ponad 162 m złoża zawierającego ropę lekką (41° API) w węglanach kredowych. Produkcja z otworu wyniosła 10 tys. bbl/d. Nowe odkrycie ma zasoby geologiczne szacowane na 1 mld baryłek i jest największym odkryciem ropy na lądzie w Turcji, z dalszymi perspektywami do ewaluacji w obszarze granicznym Cudi-Gabar. TPAO wykona kolejne odwierty rozpoznawcze i przeprowadzi ich testy do końca 2023 r. w celu opracowania planu zagospodarowania pola. Oczekuje się, że pole będzie produkować 100 tys. baryłek dziennie, podwajając produkcję ropy w Turcji. TPAO posiada 100% udziałów w blokach AR/TPO/K/M48-

D2, D3, D4 oraz AR/TPO/K/N48-A1, A3, A4 w Cudi-Gabar.

*Trillion Energy* poinformował o „obfitym” przypiływie gazu do odwiertu Bayhanli-2, szóste go wiercenia firmy na polu gazowym SASB. Otwór osiągnął głębokość 3425 m, a wstępne analizy petrofizyczne wykazały ok. 43 m<sup>3</sup> gazu w 6 ogniwach piaskowców formacji Akcakoca. Najbardziej perspektywiczne okazały się ogniwo E (14 m) i AA (13 m). Zakończenie i testowanie przypiływu nastąpi po perforacji odwiertu, a wyniki mają zostać opublikowane w najbliższych dniach. Po Bayhanli-2 platforma zostanie przeniesiona celem wiercenia odwiertu Alapli-2.

**Stany Zjednoczone.** Australijska spółka *88 Energy* otrzymała nowy blok poszukiwawczy (Project Leonis) na północnych krańcach Alaski. Koncesja znajduje się 25 km na północ od bloku Project Phoenix, należącego do operatora. Wzdłuż wschodniej granicy nowego bloku przebiega system rurociągów *Trans Alaska*, co może ułatwić jego szybkie zagospodarowanie. Dzierżawiony obszar jest objęty pakietem danych sejsmicznych Storms 3D z 2005 r. i znajduje się na nim odwiert poszukiwawczy Hemi Springs Unit-3, wykonany przez firmę *Arco* w 1985 r. Kolejny odwiert (Hailstorm-1) został wykonany w 2006 r. Postuluje się istnienie stref zbiornikowych w formacjach Kuparuk i Ivislak, stanowiących główne źródło ropy na gigantycznych polach wokół zatoki Prudhoe.

**Brazylia.** *Petrobras* znalazł węglowodory w odwiercie rozpoznawczym 3-BRSA-1387D-SPS, blok Aram, basen Santos. Odkrycia dokonano, wierząc na morzu o głębokości 1979 m, 260 km od Santos, Sao Paulo. Uzyskany płyn był dobrej jakości i przedstawiał niski poziom zanieczyszczeń. Odkrycie wzmacnia postulat eksploatacji pobliskiego złoża, rozpoznanego odwiertem poszukiwawczym 1-BRSA-1381-SPS. Trwa dalsze wiercenie otworu do głębokości zakładanej w projekcie oraz analizy petrofizyczne. *Petrobras* jest operatorem bloku Aram z 80-procentowym udziałem, natomiast pozostałe 20% posiada spółka *CNPC*.

*Karoo Energy* wznowiła produkcję z licencji BM-S-40 na polach naftowych Bauna, Piracaba i Patola, na obszarach morskich Brazylii. Obecnie wydobycie z siedmiu odwiertów produkcyjnych wynosi ok. 32 tys. bbl dziennie. Oczekuje się, że pomimo pików przekraczających 40 tys. bbl/d produkcja ustabilizuje się na poziomie 33–35 tys. bbl/d. Warto przypomnieć, że w listopadzie 2020 r. *Karoo* sfinalizował przejęcie 100% koncesji BM-S-40 od *Petrobras*.

**Meksyk.** *Wintershall Dea* (40%) we współpracy z partnerami, *Harbor Energy* (30%) i *Sapura OMV* (30%), dokonali znaczącego odkrycia ropy naftowej na obszarze poszukiwawczym Kan w Bloku 30 w płytkich wodach Cuenca Salina w basenie Sureste. Na podstawie wstępnych szacunków odkrycie może zawierać zasoby wydobywalne ok. 200–300 mln boe. Prospekt Kan leży w strefie kilku odkryć miocenijskich, w tym Zama, Polok i Chinwol. Odwiert Kan-1EXP osiągnął całkowitą głębokość 3317 m, natrafiając na strefę piaskowców górnomiocenijskich o miąższości ponad 170 m. Skały wykazywały dobre właściwości petrofizyczne, a dopływająca ropa charakteryzowała się wysoką jakością. Firmy przeprowadzą ocenę pozyskanych danych celem odpowiedniego zagospodarowania złoża. Ustalony plan zostanie przedłożony meksykańskiej Agencji ds. Węglowodorów *Comisión Nacional de Hidrocarburos* przed końcem lipca 2023 r.



**Surinam.** *TotalEnergies*, wraz z partnerami, podpisał kontrakt z państwową spółką *Staatsolie Maatschappij Surinam* na prowadzenie prac poszukiwawczo-wydobywczych w blokach 6 i 8, Surinam. Bloki te zostały przyznane firmie *TotalEnergies* w rundzie przetargowej *Surinam Shallow Offshore Bid Round 2020–2021*. Prace poszukiwawcze planowo będą trwały 6 lat, a ich koszty zostaną podzielone pomiędzy *TotalEnergies* i *Qatar Energy*. Początkowo zostaną przeprowadzone badania sejsmiczne 3D, a pierwsze odwierty mają zostać wykonane w trzecim lub czwartym roku kontraktu. Bloki 6 i 8 znajdują się na morzu o głębokości 30–80 m i zajmują powierzchnię 2750 km<sup>2</sup> w południowej części morskiej strefy ekonomicznej Surinamu, w pobliżu granicy z Gujaną. Bloki sąsiadują bezpośrednio z blokiem 58, gdzie dokonano kilku odkryć węglowodorów i obecnie trwają wiercenia rozpoznawcze.

**Gujana.** *ExxonMobil* podjął ostateczną decyzję inwestycyjną w sprawie zagospodarowania odkrycia Uaru, piątego obszaru firmy w bloku Stabroek. Uaru będzie miało zdolność produkcyjną na poziomie ok. 250 tys. b/d brutto ropy, a produkcja ma zostać uruchomiona w 2026 r. Inwestycja o wartości 12,7 mld USD będzie celowała w strefę o zasobach przekraczających 800 mln baryłek ropy. Warto zauważyć, że projekty Liza Phase 1 i Liza Phase 2, zlokalizowane w innej części bloku, w pierwszym kwartale roku utrzymywały średnią produkcję na poziomie 375 tys. bbl/d. Trzecia ze stref, Payara, ma od IV kwartału bieżącego roku przynosić firmie 220 tys. bbl/d, natomiast czwarta, Yellowtail, wejdzie do produkcji w 2025 z wydobywaniem na poziomie 250 tys. bbl/d. Decyzja w sprawie szóstego z obszarów, Whiptail, ma być przekazana do jednostek regulacyjnych jeszcze w tym roku. Oczekuje się, że do końca 2027 r. na bloku zostanie uruchomionych łącznie sześć FPSO o zdolności produkcyjnej wynoszącej ponad 1,2 mln bbl/d ropy naftowej, z potencjałem rozbudowy do 10 FPSO zdolnych do pozyskania 11 mld boe.

**Indie.** *Cairn Oil & Gas*, spółka zależna firmy *Vedanta Resources* należącej do miliardera Anila Agarwala, przygląda się 20 nowym projektom, po tym, jak jej indyjskie rezerwy węglowodorów przekroczyły miliard baryłek (1,156 mld boe, z czego 85% to ropa naftowa). Największy prywatny indyjski koncern naftowy poinformował, że nowe projekty mogą zwiększyć zasoby o kolejne 846 mln boe. Głównym obszarem wydobywczym jest blok Radżastanu. Plany ekspansji wydobywczej spółki są szeroko zakrojone – w ciągu najbliższych dwóch lat spółka chce wykonać 20 odwiertów eksploatacyjnych, uwalniając potencjał 500 mln boe zasobów.

Tymczasem *Oil and Natural Gas Corp.* ocenia dwa odkrycia dokonane przez firmę u wybrzeży Mumbaju na Morzu Arabskim, pierwsze znajduje się w bloku AMRIT MB-OSHP-2017/1, natomiast drugie – w bloku eksploracyjnym Moonga MBS182HDA-1. Bloki zostały pozyskane podczas rund koncesyjnych OALP I oraz OALP III. *ONGC* powiadomiło o odkryciach Indyjską Dyрекcyjną Generalną ds. Węglowodorów oraz Ministerstwo Ropy Naftowej i Gazu Ziarnego.

**Chiny.** *China Petroleum & Chemical Corporation* (SINOPEC) rozpoczęła wiercenie najgłębszego odwiertu w Azji w basenie Tarim, Autonomiczny Region Xinjiang Uyghur. Deep Earth 1-Yuejin 3-3XC ma osiągnąć głębokość 9472 m, z odcinkiem horyzontalnym o długości 3400 m.

Wiercenie zostanie zakończone w formacjach karbońskich. Warto zaznaczyć, że pole naftowo-gazowe Shunbei, na obszarze którego prowadzone są działania, obejmuje aż 49 odwiertów naftowych i gazowych o głębokości przekraczającej 8000 m.

**Malezja.** Porozumienie spółek *EnQuest* i *Petronas*, którego postanowienia weszły w życie na początku maja, skutkuje zwiększeniem wydobycia gazu związanego ze złoża Seligi. Dzięki umowie *EnQuest* zwiększy dzienną produkcję gazu o ok. 0,7 mln m<sup>3</sup>. W miarę postępowania współpracy firmy planują wiercenie kolejnych odwiertów w złożu Seligi. Oczekuje się, że Seligi, eksploatujące konwencjonalne pole naftowe w bloku PM 8, wydobędzie 12,49 mln boe ropy naftowej i kondensatu. *EnQuest* jest operatorem złoża z 50-procentowym udziałem, natomiast *Petronas* posiada drugą połowę.

**Republika Kongo.** *Eni* uruchomiła projekt Congo LNG w celu wykorzystania morskich pól gazowych Marine XII do produkcji skroplonego gazu ziemnego na potrzeby eksportu. *Eni* spodziewa się, że Congo LNG będzie produkować LNG na poziomie 3 mln ton/rok (ok. 4,5 mld m<sup>3</sup>/rok) już w 2025 r. Gaz ziemny dla projektu będzie dostarczany przez koncesję Marine XII, gdzie znajduje się 1,3 mld boe zasobów. Projekt będzie wykorzystywał dwie pływające instalacje LNG, po jednej na polach Nene i Litchendjili. W ramach inwestycji powstanie minimum 41 nowych odwiertów i 9 nowych platform. *Eni* jest operatorem w Marine XII (65%) z partnerami *Lukoil* (25%) i *Societe Nationale des Petroles du Congo* (10%).

**Nigeria.** Spółka *TotalEnergies* odkryła ropę naftową i gaz ziemny w złożu Ntokon na koncesji OML102 u wybrzeży Nigerii. W płytkich wodach, 60 km od południowo-wschodniego wybrzeża, odwiert rozpoznawczy Ntokon-1AX natrafił na 38 m ropy i 15 m gazu, podczas gdy jego *side-track* Ntokon-1G1 natrafił na 73 m ropy. Firma potwierdziła, że zbiorniki są strefami o dobrej i doskonałej jakości. Testy w Ntokon-1G1 zakończyły się sukcesem, osiągając maksymalny poziom przypiływu ok. 5000 bbl/d, ropy o parametrze API 40°. Ntokon znajduje się 20 km od infrastruktury pola Ofon na koncesji OML102, a *TotalEnergies* planuje jego zagospodarowanie poprzez podłączenie do istniejącej infrastruktury. Zasoby wydobywalne OML102 wynoszą ok. 80 mln boe. Warto przypomnieć, że w ubiegłym roku spółka rozpoczęła wydobycie ze złoża Ikike na OML99. Operatorem koncesji OML 102 jest *TotalEnergies Nigeria* (40%) wraz z partnerem *NNPC Ltd.* (60%).

**Maroko.** Firma *Genel Energy*, po podpisaniu umowy ws. węglowodorów i stowarzyszeniowej z *Office National des Hydrocarbures et des Mines*, zbada blok Lagzira (dawniej Sidi Moussa) u wybrzeży Sidi Ifni. Lagzira to duża koncesja morska na wodach o głębokości 200–1200 m z systemem naftowym wykrytym przez odwiert SM-1. Ropę naftową wydobywano tu dotychczas ze spēkanych i zbrekcionowanych węglanów górnej jury. Wyniki nowych badań sejsmicznych 3D wskazują na znaczne możliwości wydobywcze i duży potencjał stref złożowych. W sumie zidentyfikowano 18 obiektów o łącznych zasobach wydobywalnych przekraczających 2,5 mld boe. Zasobność pojedynczych struktur jest szacowana na 100–700 mln bbl. *Genel Energy* jest operatorem złoża Lagzira (ma 75% udziałów) i poszukuje partnera do jego zagospodarowania.

**Namibia.** Koncern *TotalEnergies* odkrył w bloku 2913B w Namibii złożę lekkiej ropy naftowej Venus i rozpoczął program wielootworowych wierceń u wybrzeży tego kraju. Złożę Venus znajduje się w basenie Orange, w odległości ok. 290 km od południowego wybrzeża kraju, na głębokości ok. 3000 m. Odwiert Venus-1X, którym w piaskowcach dolnokredowych natrafiono na złożę ropy naftowej o wysokiej jakości, wywiercono do głębokości 6296 m. Złożę to może się rozciągać na obszar koncesji 2912 (PEL 91), która również należy do *TotalEnergies*. Planowo prace wiertnicze rozpoczną się w połowie 2023 r. od odwiertu poszukiwawczego Nara-1X.

Również *Shell*, prowadząc współpracę z *QatarEnergy* i *National Petroleum Corp. of Namibia* (NAMCOR), odkrył złożę ropy naftowej na głębokich wodach przybrzeżnych Namibii. W ramach licencji PEL 0039 na morzu o głębokości 2210 m wywiercono odwiert poszukiwawczy Jonker-1X o całkowitej głębokości 6168 m. Testy wiertnicze wykazały obecność nagromadzenia lekkiej ropy naftowej. W ramach trwającej kampanii poszukiwawczo-rozpoznawczej planuje się odwiercenie kolejnych otworów z platformy *Deepsea Bollsta*. Jonker to kolejny sukces poszukiwawczy *Shell* w Namibii po trafieniach w Graff-1 i La Rona-1.

*Reconnaissance Energy Africa* złożyła wniosek o licencję rozpoznawczą i wykonanie odwiertów w sześciu lokalizacjach pasa fałdowego Damara w południowej i zachodniej części koncesji PEL 73, w dorzeczu Kavango. Dotychczas przetworzone dane sejsmiczne 2D, które wykazały duży potencjał występowania zarówno ropy naf-

towej jak i gazu ziemnego, zostaną poszerzone o kolejne obrazowania. Pas Damara składa się z szeregu zuskokowanych antyklin, wykazujących trend NW-SE. Oczekuje się, że zbiorniki i uszczelnienia będą składać się z naprzemiennych sekwencji piaskowców, wapieni, dolomitów i łupków. Na podstawie dotychczasowych badań stwierdzono 16 struktur o powierzchni do 200 km<sup>2</sup> i miąższości do 200 m. Spółka planuje rozpocząć prace w drugiej połowie 2023 r.

**Zimbabwe.** *Invictus Energy* przygotowuje kampanię poszukiwawczą w dorzeczu Cabora Bassa. Główne działania pierwszej fazy będą obejmowały prace sejsmiczne 2D i wiercenie Mukuyu-2. Eksploracja obejmie wschodnią część licencji EPO 1848 i 1849. Mukuyu-2 będzie ukierunkowany na interwały o perspektywach występowania gazu, kondensatu i lekkiej ropy w formacjach Upper Angwa i Pebbly Arkose. Analizom zostaną poddane prospekty Mimososa i Mukwa, ale firma widzi również potencjał w położonych na zachód celach Mopane, Musuma, Machabel i Mahogany. Wszystkie z wymienionych znajdują się w pobliżu złoża Mukuyu, którego zasoby są szacowane na 845 mln bbl ropy i 566 mld m<sup>3</sup> gazu.

*Źródła:* 88 Energy, Aker BP, Cairn Oil & Gas, CNOOC, Eni, Equinor, Gaz-system, Karoon Energy, Markets Insider, Neptune Energy, NPD, Oil & Gas Journal, ONGC, Orlen, PERN, Petrobras, TotalEnergies, TPAO, Trillion Energy, Wintershall Dea., Genel Energy, Invictus Energy, TotalEnergies