

## Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Radomir Pachytel<sup>1</sup>



**Polska.** Grupa *Orlen*, poprzez sprzedaż udziałów, jakie miała w spółce *Gas Storage Poland*, spełniła warunek nałożony przez prezesa UOKiK, konieczny do połączenia z PGNiG. Spółka *Gas Storage Poland* zarządza podziemnymi magazynami gazu ziemnego koncernu *Orlen*, znajdującymi się w Kosakowie, Mogilnie, Wierzchowicach, Brzeźnicy, Swarzowie,

Husowie oraz Strachocinie, o łącznej pojemności ponad 3,3 mld m<sup>3</sup>. Nabywcą udziałów jest spółka *Gaz-System*, która sprawuje funkcję krajowego operatora systemu przesyłowego, operatora polskiego odcinka gazociągu jamalskiego oraz operatora terminalu LNG w Świnoujściu, a teraz wejdzie pośrednio w rolę operatora podziemnych magazynów gazu. *Gaz-System* jest spółką ze 100-procentowym udziałem Skarbu Państwa, podczas gdy w strukturze akcjonariatu *Orlenu S.A.* Skarb Państwa posiada 49,9% i jest głównym udziałowcem.

Firma PGNiG *Upstream Norway* potwierdziła sukces prac wiertniczych na obszarze koncesji PL211 CS na Morzu Norweskim. Odwiertem rozpoznawczym wykonanym z platformy *Transocean Norge* natrafiono w głównym celu – tj. w kredowej formacji Lysing – na bardzo dobrej jakości skały zbiornikowe. Na podstawie danych pozyskanych z tego otworu wyliczono, że zasoby wydobywalne złoża Adriana na obszarze koncesji PL211 CS są większe niż wcześniej przypuszczano – wynoszą 28–43 mln baryłek ekwiwalentu ropy naftowej (boe). Złoże rozpoznano w 2021 r., w ramach odkrycia wielopoziomowego, obejmującego m.in. złoże gazowe Dvalin North. Koncesja PL211 CS oprócz złoża Adriana obejmuje również złoże o nazwie Sabina, zawierające gaz ziemny oraz ropę naftową. Jego zasoby zostaną ocenione w roku 2024 lub 2025. Koncesja PL211 CS znajduje się w odległości ok. 20 km na południowy zachód od obszaru wydobywczego Skarv. Operatorem złoża Adriana jest *Wintershall Dea Norge* (38,08%), a pozostałe udziały należą do *Petoro* (35%), *Aker BP* (15%) i PGNiG *Upstream Norway* (11,92%).

**Niderlandy.** Holenderski senat zatwierdził 16.04.2024 r. ustawę o trwałym zamknięciu złoża gazu ziemnego Groningen – największego w Europie. Jednocześnie krajowe organy administracyjne obiecały, że aby ograniczyć ryzyko sejsmiczne w regionie, wydobyć nigdy nie zostanie wznowione. Złoże Groningen odkryto w 1959 r. i przez ponad 60 lat dostarczyło ono do holenderskiego Skarbu Państwa ok. 363 mld euro. W ostatnim okresie wydobyć prowadziły w ramach *joint venture* spółki *Shell* i *Exxon-*

*Mobil*. Regularne pozyskiwanie gazu zakończono w październiku 2023 r. Na polu tym pozostało jeszcze około 450 mld m<sup>3</sup> możliwych do wydobywania zasobów gazu ziemnego. W związku z tym operatorzy złoża zwrócili się do sądu arbitrażowego w celu określenia możliwości otrzymania odszkodowania za wstrzymanie wydobywania.

Zakończenie eksploatacji złoża Groningen jest interesujące ze względu na proporcje miksu energetycznego Niderlandów, które w 2022 r. w 84,56% bazowały na paliwach kopalnych (50,41% ropa naftowa, 27,6% gaz ziemny, 6,56% węgiel). Zaniechanie wydobywania gazu z tego złoża implikuje konieczność zwiększenia importu węglowodorów, które będą droższe niż produkt lokalny. W zagwarantowaniu bezpieczeństwa energetycznego Niderlandów nie pomoże nawet koncern *Shell*, który przez ponad 100 lat funkcjonował jako perła w koronie kraju i to z królewskim *Royal Dutch* w nazwie, ponieważ przez presję klimatyczną i zwiększane podatki przeniósł się w 2022 r. z Hagi do Londynu.

Organy rządowe twierdzą, że obecnie mają pieniądze, aby zapewnić odpowiednie dostawy, a celem jest utworzenie systemu energetycznego korzystającego ze źródeł odnawialnych. Problem w tym, że dziś Niderlandy są w ostatniej dziesiątce krajów Unii Europejskiej pod względem wykorzystania technologii RES (*Renewable Energy Systems*) – mają mały potencjał pod względem rozwoju fotowoltaiki, płaskie ukształtowanie terenu i dużą gęstość zaludnienia. Ratunkiem ma być głównie morska energia wiatrowa, ale najgęściej zaludnione części kraju znajdują się u wylotu kanału La Manche oraz w pobliżu portu w Rotterdamie, gdzie nie można blokować szlaków handlowych. Ponadto na północ od Wysp Fryzyjskich utworzono strefy ochrony bioróżnorodności i siedlisk: Central Oyster Grounds oraz Frisian Front, w których budowa takich instalacji jest zabroniona. Farmy wiatrakowe mogą być więc rozlokowane tylko na północny zachód od Hagi, Rotterdamu czy Amsterdamu (o ile nie staną na przeszkodzie inne kwestie środowiskowe), ale ich wykonanie wymaga czasu, dużego nakładu finansowego oraz rozwiązania kwestii transportu energii. W tym czasie gaz ziemny, niegdyś uznawany za paliwo przejściowe transformacji energetyczno-klimatycznej, zostanie zastąpiony głównie przez... ropę naftową, co wyraźnie zarysowuje się w źródłach generacji energii w Niderlandach.

**Norwegia.** *Norwegian Offshore Directorate (NOD)* opublikował bilans zasobów węglowodorów ze stanem na koniec 2023 r. Ich całkowite zasoby w obszarze norweskiego szelfu wynoszą 15,575 mld m<sup>3</sup> oe, co oznacza redukcję

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

o 1,2% względem roku 2022. Jednak dane jednoznacznie wskazują na wciąż znaczny potencjał wydobywczy obszaru. *NOD* szacuje, że po 50 latach działalności na szelfie wydobyto i zagospodarowano ok. 55% wszystkich zasobów złóż, a ok. 22% wciąż pozostało do odkrycia.

Norweskie władze wyraziły zgodę na uruchomienie wydobycia ze złoża Hanz na obszarze koncesji 028 B na Morzu Północnym, które odkryto w 1997 r. Eksploatację złóż na obszarze tej koncesji rozpoczęto w 2013 r. Do wydobycia ze złoża Hanz (stan na 31.12.2023 r.) pozostało 2,54 mln m<sup>3</sup> ropy naftowej, 0,55 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego oraz 0,09 mln ton płynnego gazu ziemnego. Postanowiono ponownie wykorzystać podmorskie instalacje złoża Jette, które zostało wyłączone z eksploatacji w 2016 r. Operatorem złoża Hanz jest *Aker BP*, który koszty inwestycji w jego zagospodarowanie szacuje na ok. 4,2 mld NOK. *Aker BP* planuje rozpocząć działalność w pierwszym kwartale 2024 r.

Norweskie urzędy regulacyjne zezwoliły na rozpoczęcie wydobycia ze złoża Eldfisk Nord na obszarze koncesji PL 018. Według operatora zasoby tego złoża wynoszą 50–90 mln baryłek ropy naftowej. Wartość inwestycji sięga prawie 13 mld NOK. Złoże Eldfisk Nord jest zlokalizowane w tzw. Wielkim Obszarze Ekofisk. Eksploatacja tego złoża pomoże zwiększyć współczynnik odzysku z formacji Ekofisk i Tor. Wielki Obszar Ekofisk jest eksploatowany od ponad 50 lat i stanowi jedno z najlepiej rozpoznanych norweskich złóż. Główna część Eldfisk wciąż zawiera 33,66 mln m<sup>3</sup> ropy.

**Arabia Saudyjska.** *Aramco* oszacowało zasoby pola Jafurah i stwierdziło, że są one większe niż dotychczas przypuszczano – zawierają ok. 6,5 bln m<sup>3</sup> metanu, 75 mld bbl kondensatu oraz znaczne ilości etanu i NGL. Obecnie trwają prace mające na celu intensyfikację wydobycia. Basen Jafurah ma powierzchnię ponad 17 tys. km<sup>2</sup> i jest uznawany za klejnot w koronie saudyjskich programów eksploatacji złóż niekonwencjonalnych. Do 2030 r. wydobycie węglowodorów ma przekraczać 630 tys. bbl/d.

Saudyjski koncern naftowy *Aramco* przedstawił wyniki prac prowadzonych w 2023 r. Średnie dzienne wydobycie węglowodorów przez tę spółkę wynosiło 12,8 mln baryłek ekwiwalentu ropy naftowej. Odnotowano istotne zwiększenie wydobycia ze złóż Marjan, Berri, Dammam i Zuluf. *Aramco* kontynuuje projekty, których celem jest zwiększenie do 2030 r. wydobycia gazu ziemnego o ponad 60% (w porównaniu z poziomem z 2021 r.). Istotne dla *Aramco* są budowa magazynu gazu Hawiyah Unayzah Gas Reservoir Storage oraz eksploatacja pierwszego niekonwencjonalnego złoża gazu zamkniętego na obszarze operacyjnym South Ghawar. Koncern kontynuuje doskonałe osiągnięcia w dziedzinie dostaw ropy naftowej i innych produktów, dostarczając je z niezawodnością na poziomie 99,8%.

Dyrektor generalny *Saudi Aramco* Amin Nasser udzielił interesującej wypowiedzi na panelu podczas konferencji energetycznej *CERAWeek by S&P Global* w Houston w Teksasie. Zdaniem Amina Nassera dotychczasowa idea transformacji energetycznej zawodzi, a politycy powinni porzucić fantazję o szybkim wycofaniu z użycia ropy naftowej i gazu ziemnego. Zgodnie z obecnymi trendami oczekuje się, że w nadchodzących latach popyt na paliwa

kopalne nadal będzie rósł, ponieważ pomimo inwestycji ponad 9,5 bln dolarów w ciągu ostatnich dwóch dekad, alternatywne źródła energii nie były w stanie zastąpić na dużą skalę węglowodorów. Świat interesuje się alternatywnymi źródłami generacji energii, a powinien się skupić na redukcji emisyjności spalania węglowodorów. Na skutek poprawy wydajności w tym sektorze globalne zapotrzebowanie na energię zmniejszyło się w ciągu ostatnich 15 lat o prawie 90 mln boe dziennie, tymczasem energia wiatrowa i słoneczna zastąpiły w tym samym okresie jedynie odpowiednik 15 mln boe. Głównym motorem zmian środowiskowych nie jest, według Amina Nassera, przejście od spalania węgla do pozyskiwania energii ze źródeł odnawialnych, ale unowocześnienie wykorzystania źródeł gazowych, ponieważ to właśnie przejście z węgla na gaz odpowiada za dwie trzecie redukcji emisji CO<sub>2</sub>. Energetyka wiatrowa i słoneczna dostarczają łącznie 4% energii, a udział węglowodorów w globalnym miksie energetycznym zmniejszył się z 83 do 80%. W krajach rozwijających się, zużycie ropy naftowej wynosi średnio 1–2 bbl rocznie na osobę, w Unii Europejskiej – ok. 9 bbl, natomiast w USA – 22 bbl.

**Zjednoczone Emiraty Arabskie.** Firma *ADNOC* ogłosiła, że rozpoczęła wydobywać ropę naftową z morską bloku Belbazem, znajdującego się w odległości 120 km na północny zachód od Abu Dhabi. Złoże jest obsługiwane przez *Al Yasat Petroleum* w ramach *joint venture ADNOC i Sinopec*. Do eksploatacji bloku Belbazem jest wykorzystywana infrastruktura morskiego złoża Satah Al Razboot (SARB), obsługiwanej przez *ADNOC Offshore*. Blok Belbazem składa się z trzech morskich złóż: Belbazem, Umm Al Salsal i Umm Al Dholou. Zdolność produkcyjna bloku została oceniona na 45 tys. bbl/d lekkiej ropy naftowej i 765 tys. m<sup>3</sup>/d gazu towarzyszącego.

**Rosja.** W 2023 r. odkryto w Rosji 43 pola naftowe i gazowe. Według danych opublikowanych w czasopiśmie Państwowej Komisji ds. Rezerw w 2023 r. wzrost rosyjskich zasobów ropy naftowej i kondensatu wyniósł 550 mln ton węglowodorów płynnych i 705 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego. Metraż wierceń w Rosji zwiększono w 2023 r. o 70% w porównaniu do 2022 r.

W 2024 r. rosyjskie koncerny naftowe planują wiele inwestycji nie tylko w dobrze znanych zagłębiach naftowych, ale również w nowych rejonach lub też w dawno nieeksploatowanych. Na przykład w rejonie Astrachania po 20 latach przerwy wznowiono prace poszukiwawczo-geologiczne w celu rozpoznania nowych, obiecujących pól naftowo-gazowych. Według wstępnych szacunków zasoby węglowodorów tego regionu wynoszą 4,7 bln m<sup>3</sup> gazu ziemnego, 669 mln ton kondensatu i 387 mln ton ropy naftowej.

*RN-Uvatnieftegaz*, spółka zależna *Rosneftu*, rozpoczęła komercyjną eksploatację złoża Północne Niemczino w ramach projektu Uvat. Wydajność pierwszego odwiertu produkcyjnego złoża przekracza 1000 bbl/d i została osiągnięta dzięki przeprowadzeniu 10-etapowego szzeblinowania hydraulicznego. Budowę geologiczną złoża rozpoznano wcześniej badaniami sejsmicznymi 3D. W najbliższym czasie jest planowane wykonanie ponad 30

odwiertów horyzontalnych w złożu Siewiero-Niemczinowskie, które przejdą zabieg szczelinowania hydraulicznego.

**Kazachstan.** *KazMunayGas* udostępnił wyniki produkcyjne osiągnięte w roku 2023. W tym czasie spółka rozpoczęła eksploatację trzech złóż – South Aksai, East Oriktau i Rozhkov. Pod koniec listopada 2023 r. kupiła od francuskiego koncernu *TotalEnergies* 60% udziałów w złożu naftowo-gazowym Donga. W 2023 r. wydobycie ropy naftowej z tego złoża wyniosło 547 tys. ton, w tym udział *KazMunayGas* od momentu przystąpienia do projektu wyniósł 40 tys. ton. Ponadto w ramach rozwoju międzynarodowego Transkaspjskiego Szlaku Transportowego rozpoczęto eksport ropy naftowej w kierunku Baku i dalej ropociągami Baku–Tbilisi–Ceyhan. W 2023 r. ropociągami tym przesłano około 1 mln ton surowca, a na mocy umowy z marca 2024 r. pomiędzy *KazMunayGas* i *SOCAR* wolumen ten zostanie powiększony o 2,2 mln ton. Jednocześnie w ramach dywersyfikacji szlaków dostaw firma rozpoczęła transport ropy naftowej do Niemiec ropociągami Atyrau–Samara i dalej ropociągami Transneft. Według wyników z 2023 r. do Niemiec dostarczono około 1 mln ton ropy z Kazachstanu. Potwierdzone i prawdopodobne zasoby węglowodorów *KazMunayGas* wzrosły w ubiegłym roku o 3,7%, do 733 mln ton. Wolumen produkcji kondensatu ropy naftowej i gazu ziemnego wzrósł o 6,9% i osiągnął poziom 23,5 mln ton/r.

**Indie.** *Oil and Natural Gas Corp. (ONGC)* zaczęła wydobywać ropę naftową z głębokomorskiego basenu Krishna Godavari w bloku KG-DWN-98/2 w Zatoce Bengalskiej u wschodniego wybrzeża Indii i przewiduje, że osiągnie wydobycie na poziomie 45 tys. bbl/d ropy naftowej i 10 mln m<sup>3</sup>/d gazu ziemnego. Ropa naftowa basenu Krishna Godavari zawiera dużo parafin, co czyni ją bardzo gęstą. Aby przezwyciężyć ten problem, *ONGC* zastosowała technologię *pipe in pipe*, po raz pierwszy w Indiach. Metoda ta polega na prowadzeniu wydobycia za pomocą systemu orurowania, w którym pomiędzy dwiema sztywnymi rurami, wewnętrzną i zewnętrzną, znajduje się warstwa izolacyjna i szczelina powietrzna. Umożliwia to doskonałą izolację termiczną, istotną w warunkach wysokiego ciśnienia i temperatury, oraz dodatkową ochronę wewnętrznej rury i lepszą stabilizację przewodu. Stosowanie tej metody jest jednak relatywnie drogie i utrudnia projektowanie prac wydobywczych. Do połowy 2024 r. *ONGC* planuje rozpocząć eksploatację pozostałych pól naftowo-gazowych w tym samym bloku, co prawdopodobnie sprawi, że całkowite wydobycie ropy naftowej zwiększy się o 11%, a gazu ziemnego o 15%.

**Chiny.** *Sinopec*, w ramach projektu Deep Earth-Sichuan, rozpoczął eksploatację pola gazowego West Sichuan. Jest to trzecie morskie złożo kwaśnego gazu ziemnego firmy *Sinopec* w basenie syczańskim, o zasobach przekraczających 100 mld m<sup>3</sup>. Oczekuje się, że będzie ono dostarczać 2 mld m<sup>3</sup>/rok gazu ziemnego, co umożliwi wytwarzanie 130 tys. ton siarki rocznie. Projekt Deep Earth poświęcono dotarcia do najgłębszych złóż węglowodorów w basenie syczańskim, występujących w skałach węglanowych formacji Dengying. *Sinopec* nieustannie rozwija poszukiwania głębokich akumulacji węglowodorów w tym

basenie, głównie konwencjonalnych złóż gazu ziemnego w skałach węglanowych, ale także niekonwencjonalnych w skałach łupkowych. Dzięki temu spółka odkryła pola gazowe Puguang, Yuanba, Chuanxi, Fuling i Weirong. W basenie syczańskim *Sinopec* posiada prawie 3 bln m<sup>3</sup> zasobów gazu ziemnego i utrzymuje roczną produkcję na poziomie 26 mld m<sup>3</sup>.

**Tajlandia.** Na polu naftowym Nong Yao na obszarze płytkowodnej koncesji G11/48 u wybrzeży Tajlandii firma *Valeura Energy* odkryła nowe złożo ropy naftowej. Wykonano cztery odwierty – trzy produkcyjne i jeden rozpoznawczy. Wyniki wierceń znacznie przekroczyły oczekiwania projektowe, potwierdzając występowanie w profilach odwiertów ponad 15 m formacji nasyconych ropą naftową. Wydajność odwiertów wydobywczych Nong Yao osiągnęła 1350 bbl/d. Firma planuje wykonanie w tej strefie kolejnych 2–4 otworów.

**Gujana.** *ExxonMobil* odnotował kolejne odkrycie w bloku Stabroek. W odwiercie Bluefin, wywierconym przez statek wiertniczy *Stena Drillmax* na morzu o głębokości 1294 m, natrafiono na około 60 m piaskowców kredowych zawierających węglowodory. Bluefin dołącza do ponad 30 złóż odkrytych w Stabroek od 2015 r. Znajduje się ono w południowo-wschodniej części bloku, w odległości około 8,5 km na południowy wschód od odwiertu Sailfin-1. Jest to pierwsze krajowe odkrycie offshore w 2024 r.

**Kolumbia.** Firma *Canacol Energy* odkryła złożo gazu ziemnego w oligoceńsko-miocenjskich piaskowcach Cienaga de Oro w Kolumbii, o miąższości ponad 30 m i średniej porowatości 21%. Rozpoznanie warstw gazonośnych umożliwiło odwiercenie w ramach licencji VIM-21 otworu poszukiwawczego Pomelo 1 (3742 m), który połączono z ropociągami prowadzącym do stacji Betania w Huila. Tempo wydobycia ustabilizowano na poziomie 226 tys. m<sup>3</sup>/d. Wkrótce spółka rozpocznie wiercenie otworu poszukiwawczego Chontaduro 1, usytuowanego 3 km na północ od Pomelo 1, który oprócz Cienaga de Oro ma przetestować potencjał piaskowców Porquero. *Canacol* prowadzi działalność na licencji VIM-21. Główną perspektywą są oligoceńskie i miocenjskie gazonośne piaskowce Cienaga de Oro. W 2024 r. *Canacol* planuje wykonać cztery odwierty poszukiwawcze oraz pozyskać dane sejsmiczne 3D z powierzchni 85 km<sup>2</sup>.

**Trynidad i Tobago.** Spółka *BP Trinidad Tobago* wykonała pierwszy odwiert z siedmiu zaplanowanych na obszarze pola Cypru u wybrzeży Trynidadu. Pierwszy gaz ma być dostarczony do łańcucha dostaw w 2025 r. Złożo Cypru jest trzecią inwestycją głębinową *BP* w Trynidadzie i Tobago. Znajduje się na obszarze morza o głębokości 80 m i będzie podłączone do platformy *Juniper*. Oczekuje się, że w szczytowym okresie inwestycja zapewni produkcję gazu na poziomie 7–8,5 mln m<sup>3</sup>/d.

**Ekwador.** Pod koniec grudnia 2023 r. krajowy koncern naftowy *Petroecuador* wydobywał ponad 404 tys. bbl/d ropy naftowej, co stanowi dotychczasowy rekord krajowej produkcji. W 2024 r. wynik ten powinien być konsekwentnie poprawiany, głównie za sprawą coraz większego wydo-

bycia ze złoża Sacha Block 60 w prowincji Orellana, które przekroczyło 77 tys. bbl/d. Koncern *Petroecuador* planuje w bieżącym roku uruchomić 3 kolejne wiertnie, za pomocą których oprócz ropy naftowej będzie uzyskiwać z tego złoża ok. 10 tys./d boe gazu ziemnego.

**Argentyna.** Firma *Vista Energy*, która jest operatorem niekonwencjonalnych złóż ropy naftowej, drugich pod względem zasobów w Argentynie, rok do roku doprowadziła do zwiększenia ich o 27%, czyli do 318,5 mln bbl. W czwartym kwartale 2023 r. spółka uruchomiła wydobycie z 11 nowych otworów w bloku Bajada del Palo Oeste, osiągając średnie dzienne wydobycie na poziomie 56 353 boe (17% wzrostu względem trzeciego kwartału 2023 r.). Do 2026 r. *Vista Energy* zamierza wydobywać 100 tys. boe/d, a do 2030 r. – 150 tys. boe/d. W formacji łupkowej w basenie Vaca Muerta *Vista Energy* posiada 6 koncesji: Bajada del Palo Oeste, Bajada del Palo Este, Coiron Amargo Norte, Aguada Federal, Bandurria Norte oraz Aguila Mora. Eksploatacja tych złóż ma być prowadzona za pomocą sieci 1150 nowych odwiertów. Zasoby udowodnione (12.2023 r.) wynoszą 318,5 mln boe (85% ropy naftowej).

*Equinor Energy* rozpoczęła badania sejsmiczne w południowej części Morza Argentyńskiego, u wybrzeży patagońskiej prowincji Tierra del Fuego. Korzystając z aparatury statku badawczego *BGP Prospector*, firma ma zamiar pozyskać dane sejsmiczne 3D z terenu o powierzchni 8000 km<sup>2</sup>. W marcu 2024 r. w bloku CAN 102, leżącym w argentyńskim basenie północnym, prace sejsmiczne rozpoczął również argentyński koncern *Yacimientos Petroliferos Fiscales (YPF)*. Blok CAN 102, zajmujący powierzchnię 8964 km<sup>2</sup>, jest zlokalizowany w pobliżu morskiej granicy Argentyny z Urugwajem, w strefie bardzo głębokich wód (1200–4000 m) na skłonie argentyńskiego szelfu kontynentalnego. *YPF* współpracuje tam z *Equinorem*. W kwietniu 2024 r. w basenie tym rozpoczęto prace wiertnicze, gdy *Equinor* zaczął wiercić otwór Argerich-1 w bloku CAN 100. *Equinor* posiada 8 bloków u wybrzeży Argentyny, w argentyńskim basenie północnym oraz w basenach Zachodnich Malwinów i Austral, dodanych do portfolio firmy w 2019 r. Firma planuje badania poszukiwawcze, które mogą znacząco zwiększyć argentyńskie wydobycie węglowodorów.

**Wybrzeże Kości Słoniowej.** Odwiertem poszukiwawczym Murene 1X w bloku CI-205 firma *Eni* odkryła duże nagromadzenie węglowodorów w złożu Calao. Odkrycie to uznano za znaczące. Prezydent Republiki Wybrzeża Kości Słoniowej Alassane Ouattara i dyrektor generalny *Eni* Claudio Descalzi spotkali się w Abidżanie, aby omówić działalność firmy w kraju. Blok CI-205 znajduje się w odległości około 45 km od wybrzeża, na morzu o głębokości 2200 m. Cenomańskie formacje, charakteryzujące się dobrą, a miejscami nawet doskonałą przepuszczalnością, zawierają 1–1,5 mld boe gazu ziemnego i kondensatu. *Eni* działa na Wybrzeżu Kości Słoniowej od 2015 r. Posiada

udziały nie tylko w bloku CI-205, ale również w pięciu innych blokach na głębokich wodach Wybrzeża Kości Słoniowej: CI-101, CI-401, CI-501, CI-801 i CI-802. Współdziaławcą we wszystkich wymienionych blokach jest *Petroci Holding*.

**Republika Konga.** Do terminalu regazyfikacyjnego Piombino we Włoszech popłynął pierwszy transport LNG, zatem Republika Konga stała się eksporterem gazu ziemnego. Uroczystość z tej okazji została okraszona obecnością i przemówieniem prezydenta Republiki Konga Denisa Sassou-N'Guesso i prezesa Zarządu *Eni* Giuseppe Zafarana. Pierwszy projekt skraplania gazu ziemnego w Republice Konga (Congo LNG) przypuszczalnie osiągnie zdolność skraplania gazu na poziomie około 4,5 mld m<sup>3</sup> rocznie. *Eni* jest obecna w tym kraju od 1968 r. i jest jedyną firmą zajmującą się zagospodarowaniem jego zasobów gazu ziemnego. Obecnie dostarcza gaz do Centrale Électrique du Congo (CEC), która zapewnia 70% mocy wytwórczych energii Republiki Konga.

**Zimbabwe.** Koncern *Invictus Energy* potwierdził odkrycie złoża gazowo-kondensatowego w Mukuyu na obszarze licencji SG 4571 w dorzeczu Cabora Bassa. Na podstawie danych z odwiertu Mukuyu-2, gdzie gaz wykryto w formacjach Lower Angwa i Upper Angwa, stwierdzono, że wyróżnia się on wysoką jakością (zawiera bardzo mało zanieczyszczeń – poniżej 2% CO<sub>2</sub> i nie ma w nim H<sub>2</sub>S). W związku z tym będzie wymagać minimalnego przetworzenia w celu przygotowania do sprzedaży. Wyniki analiz są zgodne z pierwotnie przyjętym modelem geologicznym, wedle którego południowa część struktury Mukuyu zawiera więcej ciekłych węglowodorów, a w głębszej, północnej części występują większe ilości gazu ziemnego. Koncesja SG 4571 jest zlokalizowana w dorzeczu Cabora Bassa w północnej części Zimbabwe. Projekt obejmuje nawiercenie antykliny Muzarabani. Złoże Mukuyu jest uznawane przez firmę za największe nienawiercone dotychczas złożo konwencjonalne w lądowej Afryce, o zasobach 566 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego i 845 mln bbl kondensatu. Dodatkową wartością są zasoby helu, których wielkość zostanie oszacowana na podstawie wyników odwiertów Mukuyu-1 i Mukuyu-2. Docelową, perspektywiczną sekwencją są formacje Lower Angwa, Upper Angwa, Pebbly Arkose, Forest i Dande.

Piaskowce formacji Angwa stanowią najniższą jednostkę litostratygraficzną w grupie Upper Karoo (należącej do Supergrupy Karoo). W profilu są zlokalizowane poniżej formacji Pebbly Arkose i powyżej grupy Lower Karoo. Formacja Angwa jest podzielona na dwa ogniwa: strefę zmienności (*Alternations Member*) oraz piaskowców masywnych (*Chirambakadoma Member*).

*Źródła: ADNOC, Aramco, Canacol Energy, Statistical Review of World Energy, Eni, Equinor Energy, ExxonMobil, Gaz-System, KazMunayGas, ONGC, Orlen, Petroecuador, Rosneft, Sinopec, Sodin, Valeura Energy, Vista Energy, Vnigni.*