



Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Radomir Pachytel¹

Polska. Gazociąg *Baltic Pipe*, sztan-darowa inwestycja infrastrukturalna, ma-jąca zapewnić dywersyfikację dostaw gazu ziemnego do Polski, został oficjalnie uruchomiony 27.09.2022 r., podczas uroczystości w Goleniowie. Błękitne paliwo zaczęło płynąć ze złóż na szelfie norweskim do jedyne-go, jak dotychczas, użytkownika rurociągu – Polskiego Gór-nictwa Naftowego i Gazownictwa. Oczekuje się, że już pod koniec roku *Baltic Pipe* będzie pracował z pełną przepustowością ok. 10 mld m³ rocznie. PGNiG, dzięki kontraktom z dostawcami gazu działającymi na norweskim szelfie oraz własnemu wydobyciu, na podstawie obowiązujących umów jest w stanie zapewnić ok. 6,5 mld m³ gazu w 2023 r. i ok. 7,7 mld m³ w 2024 r. Wolumeny dostarczanego surowca mogą się zmieniać w czasie, co wynika z uwarunkowań geologicznych oraz produktywności złóż. Poziom importu będzie dostosowany do zapotrzebowania na polskim rynku. Rurociąg, wraz z terminalem LNG, jednostkami FSRU (*Floating Storage Regasification Unit*) czy polsko-litewskim gazociągiem *GIPL* (*Gas Interconnection Poland–Lithuania*) stanowi najistotniejszą inwestycję infrastrukturalną zapewniającą dostawy gazu ziemnego do Polski i gwarantuje bezpieczeństwo energetyczne naszego kraju.

Na początku listopada br. *Gaz-System* poinformował, że międzysystemowe połączenie Polska–Słowacja osiągnęło gotowość do rozpoczęcia eksploatacji. Połączenie to umożliwi przesyłanie w ciągu roku 5,7 mld m³ gazu ziemnego w kierunku Polski oraz 4,7 mld m³ w kierunku Słowacji. Ponadto spółka *Gaz-System*, dążąc do wzmocnienia dywersyfikacji dostaw gazu, podpisała z duńską firmą *Ramøll* umowę na projekt budowlany pływającego terminalu FSRU. Na mocy tego porozumienia Duńczycy wykonają badania dna morskiego, inwentaryzację środowiskową, projekt *FEED* (*Front End Engineering Design*), a także projekt budowlany i wykonawczy oraz uzyskają niezbędne decyzje i pozwolenia administracyjne – z pozwoleniem na budowę włącznie. Docelowo terminal FSRU będzie przystosowany do regazyfikacji ok. 6,1 mld m³ paliwa gazowego rocznie, z możliwością zwiększenia mocy regazyfikacyjnych.

PKN *Orlen* sukcesywnie nabywa kolejne spółki Skarbu Państwa. Po *Enerdze* i *Lotosie* przyszedł czas na PGNiG. Zgodę na przeprowadzenie transakcji wydał Urząd Ochrony Konkurencji i Konsumentów, a w ślad za nim połączenie koncernów zaaprobowali również akcjonariusze. Na początku listopada oficjalnie poinformowano, że proces fuzji został zakończony. Wedle informacji prasowych *Orlenu*

dzięki transakcji powstała największa środkowoeuropejska grupa paliwowo-energetyczna, która pod względem przychodów należy do grona 150 największych firm na świecie i obsługuje ponad 100 mln klientów, posiadając potencjał do realizacji wielomiliardowych inwestycji wzmacniających bezpieczeństwo i niezależność energetyczną całej Europy Środkowej.

Aktywa PGNiG znacząco wzmocnią Grupę *Orlen*, w szczególności jej branżę paliwowo-energetyczną i wszystkie gałęzie powiązane z gazem ziemnym – od wydobycia, poprzez dystrybucję, aż po magazynowanie. Ze względu na znaczący udział Skarbu Państwa w aktywach PGNiG, udział spółek państwa w skonsolidowanym koncernie wzrośnie do blisko 50%, co umożliwi wzmocnienie krajowej kontroli nad firmą. PKN *Orlen* pozostanie spółką publiczną, notowaną na Giełdzie Papierów Wartościowych w Warszawie i ocenianą przez prywatnych inwestorów, jednak w pełni zabezpieczoną i nadzorowaną przez Skarb Państwa. Z Giełdy Papierów Wartościowych wycofano natomiast akcje koncernu PGNiG (blisko 30 mld złotych), który w notowaniach giełdowych zajmował czwarte miejsce na parkiecie.

Działania konsolidacyjne od razu przełożyły się na oceny ratingowe *Orlenu*, uaktualnione już przez dwie agencje z tzw. Wielkiej Trójki – *Moody's* i *Fitch*. Pierwsza z nich podniosła ocenę PKN *Orlen* do poziomu A3 z Baa1, natomiast *Fitch* podwyższył długoterminowy rating koncernu o dwa poziomy, do BBB+ z perspektywą stabilną. Są to najwyższe notowania w historii spółki i będą one bezpośrednio wpływać na ocenę jej wiarygodności kredytowej. PKN *Orlen* może się zatem spodziewać większych możliwości finansowych i inwestycyjnych, gwarantujących dynamiczny rozwój firmy, np. pozyskiwać tańsze pożyczki.

Celem spełnienia warunków nałożonych przez Komisję Europejską przy okazji fuzji PKN *Orlen* z *Lotosem* *Orlen* podpisał umowę z *Saudi Aramco*. *Business Insider* ujawnił, że usunięto z niej dwie klauzule, w wyniku czego Sudyjczycy, którzy wejdą w posiadanie 30% udziałów w *Rafinerii Gdańskiej*, nie będą ponoć zobowiązani 3-letnim zakazem sprzedaży nabytych aktywów, a *Orlen* nie będzie miał pierwszeństwa ich zakupu. Jednak zbycie udziałów przez *Aramco* wymagałoby zgody władz rafinerii, w związku z tym *Orlen* mógłby zaprotestować w sprawie wybranego przez Sudyjczyków kontrahenta i wskazać alternatywnego nabywcę. Pozostaje mieć nadzieję, że *Aramco* planuje ekspansję, a nie wycofanie się z polskiego rynku, a podpisany dodatkowo długoterminowy kontrakt na dostawy 200–337 tys. baryłek ropy

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

naftowej dziennie z kierunku arabskiego będzie jedną z wielu polskich inwestycji tego największego gracza na światowych rynkach paliw kopalnych.

Kolejnym etapem realizacji środków zaradczych zaleconych przez Komisję Europejską było podpisanie na początku października 2022 r. umowy w sprawie sprzedaży 100% udziałów firmy *Lotos Biopaliwa* spółce *Rossi Biofuel*, tworzącej *joint venture Envien International* (75%) i *MOL* (25%). Dokumentowi towarzyszy czteroletni kontrakt, który *Orlen* zawarł na zakup biokomponentów wytwarzanych przez *Lotos* w Czechowicach-Dziedzicach.

PGNiG jeszcze przed wcieleniem do Grupy *Orlen* ogłosiło odkrycie dwóch złóż gazu ziemnego w Wielkopolsce. Sukcesem zakończyło się rozpoznanie potencjalnych akumulacji węglowodorów w utworach czerwonego spągowca w powiecie średzkim i kościańskim. Nowe zasoby są szacowane na ok. 600 mln m³ gazu ziemnego zaazotowanego o regionalnie wysokiej zawartości metanu (>75%). Odkrycie pierwszego ze złóż jest efektem wiercenia kierunkowego otworu poszukiwawczego Rogusko-1K o głębokości 3710 m. Dane pochodzące z tego wiercenia umożliwiły oszacowanie wielkości akumulacji gazu w piaskowcach eolicznych górnego czerwonego spągowca, charakteryzujących się bardzo dobrymi właściwościami zbiornikowymi. Drugie złożo odkryto, wierząc otwór poszukiwawczy Roszkowo-1 (2800 m) i prowadząc badania sejsmiczne 3D. Stało się ono czwartą akumulacją węglowodorów udokumentowaną w ostatnich latach na obszarze Kościan–Śrem, po złożach Borowo, Szczepowice oraz Granówko.

Norwegia. Koncern *OMV*, będący operatorem złoża na obszarze koncesji 1100 na Morzu Północnym, poinformował o sukcesie odwiertów poszukiwawczych 30/5-4 S (5003 m) i 30/5-4 A (4726 m). Wierząc otwory w odległości ok. 10 km na północny zachód od złoża Oseberg, na morzu o głębokości ok. 100 m, zamierzano udokumentować potencjał węglowodorowy środkowojurajskich formacji Tarbert i Ness. Odwiertem 30/5-4 S w formacji Tarbert, której całkowita miąższość wynosi 200 m, natrafiono na nasycone gazem ziemnym i kondensatem piaskowce (96 m miąższości) o słabych właściwościach petrofizycznych. W tej samej formacji Tarbert odwiertem 30/5-4 A rozpoznano 90 m skał nasyconych gazem i kondensatem, także o słabych właściwościach zbiornikowych (sumarycznie przewiercono 150 m profilu formacji). Formację Ness uznano za suchą, z niewielkimi śladami ropy naftowej. Według wstępnych szacunków zasoby wydobywalne gazu ziemnego nowoodkrytego złoża mieszczą się w przedziale od 1,5 do 6,5 mln m³. Z obu odwiertów pobrano próbki skał do dalszych analiz, a w odwiercie 30/5-4 A przeprowadzono udany test produkcyjny formacji Tarbert. Po interpretacji danych operator i konsorcjanci podejmą decyzję o zagospodarowaniu złoża.

Eksploatacja złoża Oseberg, którego operatorem jest *Equinor Energy*, rozpoczęła się w 1988 r. Dotychczas wydobyto z niego ponad 400 mln m³ ropy naftowej i 130 mln m³ gazu ziemnego oraz uzyskano 32 mln m³ produktów ciekłych, stanowiących pochodne wydobywania gazu ziemnego. Główne struktury złożowe są zlokalizowane na głębokości 2300–2700 m w środkowojurajskich piaskowcach formacji Oseberg i Tarbert, a pomniejsze również w formacjach Ness i Etive.

Neptune Energy po wykonaniu odwiertu poszukiwawczego Calypso na Morzu Norweskim planuje lepiej poznać potencjał koncesji 938. W jej obszarze nie potwierdzono obecności dużych ilości węglowodorów, ale na podstawie zaobserwowanych objawów obecności węglowodorów postanowiono dokładniej przyjrzeć się utworom środkowej i dolnej jury znajdującym się na głębokości do 3000 metrów. W przypadku odkrycia komercyjnych zasobów gazu ziemnego złożo Calypso można będzie powiązać z infrastrukturą okolicznych pól naftowych.

Basen Morza Śródziemnego. Spółka *Energean* odwiertem poszukiwawczym Hermes odkryła złożo gazu ziemnego w bloku 31 w strefie morskiej Izraela. Wstępne szacunki wskazują, że wydobywalne zasoby odkrytego złoża wynoszą 7–15 mld m³ gazu ziemnego. W związku z tym *Energean* postanowiła rozszerzyć zakres projektu wydobywczego. Otwór wykonano z platformy wiertniczej *Stena IceMAX*, która obecnie rozwierca perspektywiczną strukturę Zeus (10–12 mld m³) w piaskowcach A/B/C. Zagospodarowanie Hermesa będzie sprzyjać późniejszej eksploatacji struktur Posejdon i Orfeusz. Obecnie zasoby wydobywalne całego obszaru Olimpu są szacowane na ok. 58 mld m³ gazu ziemnego. Ponadto spółka *Energean* uzyskała pierwszy komercyjny przyływ gazu na morskim polu Karish. Surowiec jest wydobywany z odwiertu Karish Main-02, a w ciągu miesiąca dołączą do niego Karish Main-01 i Karish Main-03. Oczekuje się, że za pół roku można będzie pozyskiwać z tego pola 6,5 mld m³ gazu ziemnego na rok, a docelowo co najmniej 8 mld m³/rok.

TotalEnergies razem z partnerującym mu koncernem *ENI* podpisał z Izraelem umowę na poszukiwania węglowodorów w bloku 9 w Libanie i na wodach Izraela na południe od niedawno ustanowionej (27.10.2022 r.) morskiej linii granicznej z tym krajem. Zgodnie z umową linia ta przebiega nad polem gazowym Qana. Poszukiwania i wydobywanie realizowane przez konsorcjum spółek będą prowadzone po stronie libańskiej, ale Izrael otrzyma rekompensatę za gaz wydobyty z jego części.

Spółka *TAG Oil* rozpoczęła prace na obszarze Pustyni Zachodniej w Egipcie, gdzie występuje niekonwencjonalne złożo ciężkiej ropy Abu Roash pola naftowego Badr. Firma przeprowadziła analizę danych geologicznych, geofizycznych i produkcyjnych w docelowej strefie ARF, która jest głębokim, szczelnym, małoporowatym i słabo przepuszczalnym zbiornikiem węglanowym o zróżnicowanej charakterystyce płynów złożowych. Zdaniem operatora istnieje duże prawdopodobieństwo pomyślnego, komercyjnego zagospodarowania złoża ARF poprzez zastosowanie odwiertów kierunkowych, szczelinowania hydraulicznego i innych metod intensyfikacji wydobywania. Pole Badr zostało odkryte w 1982 r. przez konsorcjum firm *Shell* i *EGPC*. Z konwencjonalnych złóż na obszarze koncesji wydobywano dotychczas lekką ropę naftową i związany z nią gaz ziemny znajdujący się w strefach Kharita, Bahariya i w piaskowcach formacji Abu Roash.

Włoski koncern *ENI* we współpracy z *Sonatrachem* zaczął wydobywać ropę naftową z pola HDLE/HDLS na obszarze koncesji Zemlet el Arbi w basenie Berkine North w Algierii. Zasoby wydobywalne tego złoża szacuje się na ok. 140 mln bbl ropy naftowej. Obecnie dziennie uzyskuje się z niego 10 tys. baryłek. Formację zbiornikową stanowią piaskowce o miąższości ok. 25 m.

We Włoszech Firma *Coro Energy* rozpoczęła przywracać wydobywanie gazu ziemnego z pola Bezzecca do poziomu 15 tys. m³/dobę. Z powodu rosnących cen gazu wznowiono również prace na polach Sillaro, Rapagnano i Casa Tiberi. Firma zakomunikowała, że wprawdzie jej strategicznym celem jest poszukiwanie możliwości transformacji energetycznej w krajach Azji Południowo-Wschodniej, ale ostatnie zmiany cen gazu w Europie stworzyły okazję do ponownego uruchomienia włoskiego portfela w celu generowania przepływów pieniężnych i zdecydowano się ją wykorzystać. Pole gazowe Bezzecca, które znajduje się na obszarze koncesji Cascina Castello, w odległości 35 km na wschód od Mediolanu, zawiera ok. 64,8 mln m³ wydobywalnych zasobów gazu ziemnego.

Chiny. Chińskie organa państwowe potwierdziły, że firma *CNOOC* odkryła i udokumentowała na polu Baodao 21-1 w basenie Qiongdongnan na Morzu Południowochińskim złożo o zasobach ok. 50 mld m³ gazu ziemnego i 3 mln m³ kondensatu. Odwiert Baodao 21-1-1, którym natrafiono na strefę skał nasyconych węglowodorami (miąższości 113 m), zakończono na głębokości 5188 m. Główną warstwą gazonośną jest paleogeńska formacja Lingshui. Dzielne wydobywanie surowca ma wynosić ok. 587 tys. m³. Zdaniem *CNOOC* struktura gazonośna Baodao 21-1 skrywa największe złożo gazu ziemnego na Morzu Południowochińskim, jakie odkryto w ciągu ostatniego półwiecza. Koncern *CNOOC* rozpoczął również eksploatację złoża gazowego Jinzhou 31-1 w zatoce Liaodong na Morzu Pohaj. Złożo to zostanie podłączone do infrastruktury przetwórczej Jinzhou 25-1. W przyszłym roku wydobywanie ma osiągnąć 420 tys. m³/d.

Chińska spółka wydobywcza *Sinopec* odkryła nowe złożo gazu ziemnego w skałach łupkowych kambryjskiej formacji Qiongzhusi, potwierdzone otworem Jinshi 103HF. Zasoby wydobywalne odkrycia oszacowano na 387,8 mld m³ gazu, którego przyływ do odwiertu wynosi ok. 258,6 m³/d. W basenie syczańskim rozpoznano dwie główne formacje perspektywiczne: Longmaxi i Qiongzhusi. W formacji Longmaxi rozpoznano i zaczęto eksploatować pierwsze głębokie złożo gazu z łupków – Weirong.

Pakistan. Krajowa spółka wydobywcza *Oil & Gas Development* ogłosiła kolejne sukcesy wydobywcze. We współpracy z węgierskim koncernem *MOL* udokumentowała złożo gazu ziemnego i kondensatu w bloku TAL w prowincji Khyber Pakhtunkhwa. Odwiertem Tolanj West-2, wykonanym do głębokości 4119 m, rozpoznała potencjał węglowodorowy formacji Lockhart, która w testach produkcyjnych wykazuje zadowalające wyniki przyływu węglowodorów. Parametry innych przewierconych formacji, Shinawari, Sasmanasuk i Lumshiwal, zostaną przeanalizowane na dalszym etapie eksploracji. *Oil & Gas Development* podała do wiadomości, że odkrycie to może znacząco przyczynić się do zwiększenia energetycznego bezpieczeństwa kraju.

Firma *Oil & Gas Development* jest wiodącym koncernem naftowym na rynku pakistańskim i prowadzi agresywną politykę poszukiwawczą. W regionie Pendżab spółka ta odkryła wystąpienia ropy naftowej w tej samej formacji Lockhart, w której natrafiła na złożo gazu w prowincji Khyber Pakhtunkhwa. W odwiercie Toot Deep-1, wykonanym do głębokości 5545 m, zakończonym

w formacji Tobra, wykonano testy i uzyskano przyływ ropy naftowej o znaczeniu komercyjnym.

Azja Południowo-Wschodnia. W Malezji, Indonezji i Kambodży wyraźnie ożywiły się prace poszukiwawcze. U północnych wybrzeży Borneo arabska firma *Mubadala Energy* ogłosiła odkrycie gazu ziemnego w bloku SK320. Odwiertem Cengkili-1, o głębokości 1680 m, usytuowanym w pobliżu rozpoznanego na początku 2022 r. złoża Pegaga, natrafiono na mioceńskie formacje węglonowe, w których warstwa nasycona gazem ziemnym ma 110 m miąższości. Odkrycie to potwierdza potencjał węglowodorowy raf wieżyczkowych w regionie środkowej Luconii.

W nieodległej Kambodży spółki naftowe wykazują coraz większe zainteresowanie obszarami u wybrzeży Zatok Tajlandzkiej (Syjamskiej). Na lądzie, w sąsiedztwie południowo-zachodniej części Morza Południowochińskiego, końcowe pozwolenie na eksplorację bloku VIII otrzymała *EnerCam Resources*. Początkowe fazy poszukiwań w bloku VIII będą obejmowały pozyskanie dostępnych danych sejsmicznych wraz z późniejszą kompleksową analizą. Obszar jest niezwykle ciekawy, ponieważ przemysł naftowy w Kambodży dopiero raczkuje. W celu poszukiwania ropy naftowej i gazu ziemnego kraj ten wyznaczył 6 bloków przybrzeżnych (A–F), 19 bloków na lądzie (I–XIX) i dodatkowo 4 bloki na terenach spornych z Tajlandią (obszar OCA). Szacuje się, że zasoby wydobywalne samego bloku A wynoszą ok. 30 mln bbl ropy naftowej. Światowi giganci naftowi nie rzucili się do walki o koncesje (licencje kupił *Chevron* i spółki chińskie), wyrażając szczególne niezadowolenie brakiem odpowiedniego prawodawstwa. Pierwsze próby uchwalenia *Ustawy o zarządzaniu ropą naftową i produkcją ropy naftowej* zostały zainicjowane dopiero w 2019 r., a procedury i przyszłość wciąż nie są klarowne.

Pole gazowe MDA, będące największym prospektem na płytkich wodach Indonezji, wzmocni portfel wydobywczy chińskiego *CNOOC*. W cieśninie Madura (wschodnia Jawa), gdzie średnia głębokość wody wynosi około 80 m, jest realizowany projekt 3M, obejmujący trzy pola gazowe. Gaz ziemny jest wydobywany przez jednostkę pływającą o wydajności ok. 5 mln m³/d. W październiku 2022 r. rozpoczęto eksploatację złoża MBH, stanowiącego część projektu 3M. Po uruchomieniu na polu MDA pięciu odwiertów oczekuje się zwiększenia szczytowego dziennego wydobywania gazu ziemnego do 760 tys. m³.

Brazylia. W ramach drugiej fazy zagospodarowania złoża Peregrino norweski *Equinor* rozpoczął wydobywać ropę naftową z brazylijskiego basenu Campos. Oczekuje się, że projekt wydłuży żywotność pola Peregrino do 2040 r., doda 250–300 mln baryłek ropy naftowej do zasobów, zwiększy wydobywanie z pola naftowego do 110 tys. bbl/d i zmniejszy o połowę oczekiwaną emisję CO₂. Peregrino jest największym polem naftowym eksploatowanym przez *Equinor* poza Norwegią i pierwszym z serii dużych inwestycji w Brazylii. W realizacji projektu bierze udział także firma *Sinoco*.

Petrobras odkrył nagromadzenie ropy naftowej w basenie Santos u wybrzeży stanu Rio de Janeiro, na głębokości ok. 2000 m w północno-zachodniej części pola naftowego Sepia. Odwiertem 4-BRSA-1386D-RJS (Pedunculo)

rozwiercono strefę skał nasyconych ropą naftową o największej miąższości, jaką kiedykolwiek zarejestrowano w Brazylii. Firma planuje oszacować zasoby złoża i szybko je zagospodarować. Obecnie z pola naftowego Sepia wydobywa się dziennie ok. 170 tys. baryłek ropy naftowej. W innej części basenu Santos, w bloku Aram u wybrzeży stanu Sao Paulo, *Petrobras* udokumentował obecność istotnego nagromadzenia węglowodorów na głębokości 1905 m. Na podstawie danych uzyskanych z odwiertu poszukiwawczego 1-BRSA-1381-SPS (Curaçao) zweryfikował produktywność przedsolnych warstw węglanów i prowadzi teraz szacunki mające na celu określenie wielkości odkrycia.

Argentyna. Spółka *TotalEnergies* podjęła ostatnio decyzję inwestycyjną dotyczącą złoża gazu ziemnego Fenix, zlokalizowanego w odległości 60 km od wybrzeża prowincji Tierra del Fuego. W pierwszej fazie prac, które będą realizowane do początku 2025 r., firma wykona trzy odwierty horyzontalne. Oczekuje się, że można będzie z nich uzyskać wydobyć gazu ziemnego na poziomie 10 mln m³ na rok. Cztery złoża rozpoznane na obszarze koncesji – Cañadón Alfa, Aries, Carina oraz Vega Pléyade – są już w fazie produkcji i zapewniają 16% zapotrzebowania państwa na błękitne paliwo.

Największe konwencjonalne złoża ropy naftowej, jakie dotychczas udokumentowano w Argentynie, są zlokalizowane w prowincjach Chubut i Santa Cruz basenu naftowego Golfo San Jorge, gdzie niebagatelne krajowe zasoby złóż gazu ziemnego rozpoznano głównie w obszarach morskich. Niekonwencjonalne złoża węglowodorów rozpoznano w łupkowej formacji Vaca Muerta o ogromnym

potencjale. W basenie tym najbogatsza jest prowincja Neuquen.

Państwowy argentyński koncern naftowy *Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF)* podpisał z firmą *Petronas* porozumienie o współpracy w realizacji argentyńskiego projektu LNG. Firmy planują sfinansowanie instalacji do przesyłania LNG o przepustowości 5 mln ton/rok, a także współdziałania w sektorach wydobywania ropy naftowej, petrochemii i czystej energii. Zdaniem władz obu spółek eksploatacja argentyńskich złóż gazu ziemnego w formacji Vaca Muerta docelowo będzie dostarczać 25 mln ton LNG/rok. Według danych amerykańskiej Agencji Informacji Energetycznej zasoby wydobywalne gazu ziemnego w łupkach formacji Vaca Muerta przekraczają 9 bln m³.

Zimbabwe. Firma *Invictus Energy* odkryła nagromadzenie węglowodorów na obszarze koncesji SG 4571 w dorzeczu Cabora Bassa w północnym Zimbabwe. Wierząc otwór Mukuyu-1, o głębokości 3618 m, natrafiono na wiele stref perspektywicznych, począwszy od 2820 m, głównie w formacji Upper Angwa. Dotychczas Zimbabwe nie było postrzegane jako kraj o znacznym potencjale węglowodorowym, jednak wyniki eksploracji australijskiej firmy mogą zweryfikować tę tezę. Największe złoża gazu ziemnego w Afryce zostały dotąd udokumentowane w Nigerii (5,5 bln m³), Algierii (2,3 bln m³), Egipcie (2,1 bln m³) i Libii (1,4 bln m³).

Źródła: Business Insider, CNOOC, Coro Energy, EnerCam, Energean, ENI, Equinor, Gaz-System, Mubadala Energy, OGDCL, Oil & Gas Journal, OMV, Orlen, PGNiG, Sinopec