



Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Radomir Pachytel¹

Polska. Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo postanowiło zainwestować na rynku azjatyckim i pozyskało 25% udziałów w bloku koncesyjnym Musakhel w środkowej części Pakistanu. Blok ten, o powierzchni 2176 km², znajduje się w północno-wschodniej części Beludżystanu. Na podstawie danych o złożach odkrytych w sąsiedztwie tego bloku

PGNiG wstępnie szacuje, że może on zawierać ok. 16 mld m³ wydobywalnych zasobów gazu ziemnego. Dodatkowe informacje na temat potencjału złożowego bloku Musakhel spółka uzyska dzięki badaniom sejsmicznym, których rozpoczęcie zaplanowano na 2022 r. Analiza pozyskanych danych będzie również punktem wyjścia do zaprojektowania prac wiertniczych. Partnerami w tym przedsięwzięciu są spółki *Pakistan Petroleum Ltd.*, która jest operatorem koncesji (37,2% udziałów) i współpracuje z PGNiG od kilkunastu lat, oraz *Oil & Gas Development Company Ltd.* (35,3%) i *Government Holdings Pvt. Ltd.* (2,5%).

Obecnie PGNiG swoją działalność poszukiwawczo-wydobywczą w Pakistanie koncentruje na koncesji Kirthar w prowincji Sindh, gdzie eksploatuje dwa złoża – Rehman i Rizq. Z pierwszego z nich od 2015 r. samodzielnie wydobywa gaz ziemny. W ubiegłym roku PGNiG pozyskało w Pakistanie prawie 300 mln m³ gazu ziemnego, w stosunku do 2019 r., kiedy wydobyło ok. 190 mln m³, nastąpił pod tym względem wzrost o ponad 50%. Od rozpoczęcia prac na obszarze koncesji Kirthar do odkrycia złoża Rehman minęły 4 lata, natomiast do rozpoczęcia wydobywania lat 8. Zapowiadany okres zagospodarowania bloku Musakhel ma być krótszy. Warto jednak wspomnieć o niekorzystnym czynniku geograficzno-politycznym, który może wpłynąć na tok prac. Wcześniej zagospodarowana koncesja Kirthar znajduje się na w miarę bezpiecznym południu kraju, niedaleko portu w Karaczi, o który skrzętnie dbają Chiny, natomiast blok Musakhel leży w pobliżu granicy z Afganistanem, który jest kontrolowany jedynie przez lokalne władze. Wprawdzie nie jest to region tak konfliktowy, jak linia Kabul–Islamabad–Kaszmir–Himachal Pradesh, ale prace terenowe będą tam wymagały szczególnej ostrożności, zwłaszcza w związku z wycofywaniem z tego rejonu wojsk amerykańskich.

Zdecydowanie bezpieczniejszym obszarem jest emirat Ras al-Chajma, leżący w północnej części Zjednoczonych Emiratów Arabskich, nieopodal cieśniny Ormuz i omańskiej enklawy Muhafazatu Masadam. Koncesja PGNiG w Ras al-Chajma obejmuje poszukiwanie, rozpoznawanie i wydobywanie węglowodorów na obszarze o powierzchni 619 km². Prace poszukiwawcze mają przebiegać w trzech

okresach 2-letnich, z możliwością przedłużenia, natomiast wydobywanie zaplanowano na 30 lat. Spółka rozpoczęła obecnie przygotowania do analizy badań sejsmicznych przeprowadzonych przez *Geofizykę Toruń*. Na dalszym etapie prac zamierza wykonać odwiert o głębokości ok. 3500 m, w celu określenia potencjału wydobywczego obszaru. Początek wiercenia zaplanowano na III kwartał 2022 r. Podstawą prowadzonych prac jest umowa typu *Exploration and Production Sharing Agreement* (EPSA), podpisana przez PGNiG z Ras Al Khaimah Petroleum Authority i *RAK Gas LLC* w styczniu 2019 r. W emiracie Ras al-Chajma utworzono oddział PGNiG, który już w kwietniu 2019 r. uzyskał licencję na prowadzenie działalności. Akwizycję danych sejsmicznych na potrzeby zdjęcia 3D zakończono w maju 2020 r.

PGNiG informuje także o sukcesach na polu rewitalizacji polskich złóż. Prace wiertnicze przeprowadzone w obszarach złóż Przemyśl, Mirocin i Kulno umożliwiły udostępnienie nieeksploatowanych do tej pory struktur gazonośnych. Po odwierceniu w pierwszych miesiącach bieżącego roku czterech dodatkowych odwiertów uzyskano przemysłowe ilości wysokometanowego gazu ziemnego i dopisano do portfolio 50 mln m³ gazu rocznie. Zdaniem zarządu firmy, efekty tegorocznych prac w południowo-wschodniej Polsce potwierdzają wciąż duży potencjał wydobywczy tego regionu, a Podkarpacie pozostanie jednym z priorytetowych obszarów działalności poszukiwawczej i wydobywczej spółki w kolejnych latach.

Ciekawie rozwijają się w Polsce segmenty sprzedaży gazu ziemnego w formie sprężonej (CNG) i skroplonej (LNG). PGNiG w pierwszym kwartale 2021 r. zanotował wzrost sprzedaży CNG o 30%, a LNG o 100%, co może świadczyć o stopniowym przeprowadzaniu transformacji energetycznej w naszym kraju. Ponadto PGNiG wraz z *Orlenem* chce aktywnie rozwijać sektor biometanu (*vide* nowo podpisany list intencyjny, zakładający wzmocnienie współpracy w zakresie rozwoju odnawialnych źródeł energii) i zwiększać pozyskiwanie energii ze źródeł odnawialnych, a po 2026 r. przeznaczyć dodatkowe środki na geotermię i magazynowanie wodoru. W związku z tym wydaje się, że z umiarkowanym optymizmem można spoglądać na dążenia spółki do spełnienia oczekiwań Unii Europejskiej odnośnie redukcji emisji.

Na początku maja PKN *Orlen* złożył wniosek do prezesa Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów o zgodę na przejęcie PGNiG. Kilka dni później Ministerstwo Aktywów Państwowych, *Orlen*, PGNiG i *Lotos* potwierdziły strukturę połączenia spółek. W transakcji została zagwarantowana wiodąca rola PKN *Orlen*. Zgodnie z treścią komunikatu prasowego: *podpisana czterostronna umowa*

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

przewiduje formułę połączenia gwarantującą stabilną kondycję finansową nowej, silnej firmy i uwzględnia potrzeby akcjonariuszy wszystkich spółek, w tym mniejszościowych. W wyniku połączenia powstanie grupa o łącznych rocznych przychodach na poziomie ok. 200 mld zł i łącznym zróżnicowanym zysku operacyjnym EBITDA szacowanym na ok. 20 mld zł. Warto zaznaczyć, że sam Orlen zakończył pierwszy kwartał 2021 r. z zyskiem operacyjnym EBITDA na poziomie 2,4 mld zł i osiągnął ok. 1,9 mld zł zysku netto. Wygląda na to, że procesy przejść są na ścieżce do szybkiej realizacji i już nikt nie zatrzyma pędzącej lawiny konsolidacji.

Orlen i Energa intensyfikują wspólne działania, aby zrealizować umowę inwestycyjną w sprawie bloku gazowego w Ostrołęce, którą zawarły z PGNiG w grudniu 2020 r. Firmy otrzymały zgodę UOKiK na utworzenie spółki CCGT Ostrołęka, której zadaniem będzie budowa w Elektrowni Ostrołęka C bloku energetycznego zasilanego paliwem gazowym. Spółka ta będzie odpowiedzialna m.in. za prowadzenie czynności administracyjnych, nadzór merytoryczny i organizacyjny oraz wszelkie ustalenia z PGNiG dotyczące finansowania realizowanego projektu. W związku postępującą transformacją energetyczną zrezygnowano z realizacji pierwotnego planu budowy kolejnego bloku węglowego w Elektrowni Ostrołęka. Projekt wpisuje się w Politykę Energetyczną Polski do roku 2040 i przyczyni się do zmniejszenia emisji CO₂ do atmosfery.

PKN Orlen stawia na nowoczesne technologie, inwestując w Płocku. W ramach programu rozwoju petrochemii utworzono nowoczesne Centrum Badawczo-Rozwojowe, które stanie się motorem wzrostu innowacyjności całej Grupy Orlen – wraz z nowo przejmowanymi spółkami. W najbliższych latach inwestycje mają objąć przede wszystkim takie sektory działalności firmy, jak nowa mobilność, wodór, recykling, badania i rozwój oraz cyfryzacja. Ponadto Orlen poinformował o inwestycji w rozbudowę Kompleksu Olefin w Zakładzie Produkcyjnym w Płocku. Do budowy Kompleksu Olefin III mają być zastosowane najnowsze technologie, które umożliwią m.in. wzrost efektywności energetycznej w trakcie wytwarzania produktów petrochemicznych, w tym redukcję o 30% emisji CO₂. Zakończenie inwestycji jest planowane na pierwszy kwartał 2024 r., a uruchomienie produkcji na początek 2025 r. Powierzchnia Kompleksu Olefin wyniesie prawie 100 ha, a inwestycja ta przyczyni się do wzrostu zysku EBITDA spółki o ok. 1 mld zł rocznie.

W maju do rafinerii Grupy Lotos dotarła pierwsza w historii dostawa (ok. 125 tys. t) nigeryjskiej ropy naftowej Forcados. Rynek afrykański to kolejna ścieżka dywersyfikacji dostaw czarnego złota do Polski. Nigeria jest krajem zrzeszonym w OPEC, o największym obecnie wydobyciu tego surowca w Afryce. Złóża ropy naftowej są usytuowane w delcie Nigru, skąd jest ona transportowana rurociągiem Trans Forcados do morskiego terminalu o tej samej nazwie. Średni dobowy uzysk ropy ze złoża Forcados wynosi ok. 40 tys. m³ (250 tys. bbl). Według informacji Lotosu, Forcados jest ropą parafinowo-naftenową, charakteryzuje się średnią gęstością, niską zawartością siarki, azotu, metali i asfaltenów. Jest bogata we frakcje napędowe, a uboga w pozostałość próżniową. Dzięki temu można będzie z niej wytworzyć więcej produktów wysokomarżowych. Co istotne, surowiec ten jest w pełni mieszalny z większą ilością przerabianych przez rafinerię Lotosu odmian ropy naftowej, w tym z rosyjską ropą REBCO (Russian Export Blend Crude Oil). Obecnie rafineria Lotosu w Gdańsku

magazynuje i przerabia 13 innych gatunków ropy naftowej niż rosyjska. Ich udział w zakupach w pierwszych czterech miesiącach br. to blisko 20%.

Postępują prace związane z budową gazociągu Baltic Pipe. Jak poinformował Gaz-system, w fazie budowy znajduje się zarówno część lądowa, jak i morska. Latem tego roku trzy specjalistyczne jednostki morskie rozpoczną układanie ok. 274 km gazociągu na dnie Morza Bałtyckiego. Obecnie na pokładach tych statków trwają ostatnie przygotowania przed wypłynięciem z portu i rozpoczęciem układania rur. Osiągnięto również istotne porozumienia o współpracy z organizacjami rybackimi oraz armatorami jednostek rybackich, co umożliwi skuteczną realizację tej inwestycji, kluczowej dla bezpieczeństwa energetycznego Polski, bez protestów rybaków.

Polskie firmy energetyczne doskonale poradziły sobie w rankingu najcenniejszych polskich marek, który od 2003 r. przygotowuje Rzeczpospolita. Zdaniem redaktorów tego serwisu prasowego na pierwszym miejscu plasuje się PKN Orlen, a podium zamyka PGNiG. Pomiędzy te dwie, planujące konsolidację, firmy naftowe, wdarła się jedynie sieć sklepów Biedronka.

Transformacja Big Oil. Udokumentowane zasoby ropy naftowej i gazu ziemnego, należące do grupy największych światowych koncernów naftowych, określanymi jako Big Oil (ExxonMobil, BP, Shell, Chevron, Total i Eni), maleją, ponieważ, zdaniem analityków Rystad Energy, nie są one w pełni zastępowane przez nowe odkrycia. Firmy te straciły w zeszłym roku ok. 15% swoich zasobów, a jeżeli nie odkryją szybko nowych złóż, pozostałe wyczerpią się za mniej niż 15 lat. Kurczące się zasoby wydobywalne ropy naftowej mogą utrudniać utrzymanie przez Big Oil stabilnego poziomu produkcji w nadchodzących latach, a to mogłoby zmniejszyć jej dochody (nawet pomimo odbudowania cen na rynkach światowych), oraz zagroziłoby finansowaniu planów transformacji energetycznej.

W 2020 r. zasoby wydobywalne Big Oil zmniejszyły się o 13 mld boe. W pierwszym kwartale br. odkrycia przyniosły jedynie 1,2 mld boe nowych zasobów (najmniej od 7 lat), a wiele perspektywicznych projektów zawiodło. Rystad Energy przekazało, że: *Zdolność Big Oil do generowania przyszłych przychodów nadal będzie zależeć od ilości ropy naftowej i gazu ziemnego, którymi dysponują firmy na sprzedaż. Jeśli rezerwy nie będą wystarczająco wysokie, aby utrzymać poziom produkcji, firmom trudno będzie finansować kosztowne projekty transformacji energetycznej, co spowoduje spowolnienie ich planów dotyczących czystej energii.*

Największy ubytek zasobów zanotował ExxonMobil (30% względem 2019 r.) – potwierdzone zasoby węglowodorów tego koncernu skurczyły się w 2020 r. o 7 mld boe. Na przykład rezerwy węglowodorów w kanadyjskich piaskach bitumicznych po zaktualizowaniu danych wynoszą już tylko 0,9 mld boe zamiast 4,8 – jak wcześniej, a zasoby w amerykańskich łupkach skurczyły się o 1 mld boe. Udokumentowane rezerwy gazu ziemnego ExxonMobil zmniejszyły się w zeszłym roku o ponad 250 bln m³, głównie w USA.

Niewiele lepiej radził sobie Shell, który odnotował, że jego potwierdzone zasoby uszczupliły się w zeszłym roku o 20%, do 9 mld boe. Jedna trzecia tej redukcji dotyczy zasobów węglowodorów ciekłych, na co wpłynęło fiasko projektów amerykańskich i południowoamerykańskich oraz brak nowych odkryć; a dwie trzecie odnoszą się do

rezerw gazu ziemnego, z których np. ubyłoby 600 mln boe po korekcie projektów australijskich.

Total i *Eni* uniknęły znaczących strat, natomiast *Chevron* zatuszował je akwizycją *Noble Energy*. Biorąc pod uwagę dane z prac wydobywczych i rozpoznawczych, pozycja spółek *Big Oil* jest znacznie słabsza niż w poprzednich latach i próżno szukać nadziei na szybkie odwrócenie niekorzystnego trendu.

Pakistan. Państwowa spółka *Oil & Gas Development Company*, odpowiedzialna za podpisywanie umów z podmiotami zagranicznymi, prowadzi także samodzielnie zaawansowane prace na wielu obszarach kraju. W maju 2021 r. koncern ten pochwalił się, że odkrył nowe złoża węglowodorów w obszarze koncesji Jandran w prowincji Beludżystan. Odwiert Jandran X-04 wykonano do głębokości 1200 m, a jego celem była górnokredowa formacja Parh, charakteryzująca się występowaniem miększych warstw wapieni (0,3–1 m), przeławiconych wkładkami margli zdeponowanych w środowisku płytkiego szelfu. Na podstawie obiecujących danych geofizycznych firma postanowiła przeprowadzić testy wydobywcze w leżącej powyżej formacji Mughal Kot, składającej się z piaskowców kwarcowych przeławiconych marglami i mułowcami. Uzyskano dzienny przypływ ponad 200 tys. m³ gazu ziemnego i ok. 80 l ropy naftowej. Firma uznała to za znaczący sukces wydobywczy, będący skutkiem agresywnej strategii eksploracyjnej.

Norwegia. Norweska spółka zależna firmy *Wintershall Dea* obwieściła odkrycie znacznej ilości gazu ziemnego, kondensatu i ropy naftowej w złożu Dvalin North w obszarze Haltenbanken na Morzu Norweskim, jednocześnie informując o planowanym powiązaniu jego eksploatacji z polem Dvalin. Odwiert 6507/4-2S, wykonany z platformy *Deepsea Aberdeen*, znajduje się w odległości 12 km na północ od pola Dvalin i 65 km na północ od pola Maria. Głównym celem poszukiwań była ropa naftowa w skałach zbiornikowych środkowojurajskiej formacji Garn, a podrzędnym ropa naftowa w dwóch poziomach litostratygraficznych późnej kredy, w formacjach Lysing i Lange. Wiercenie zakończono we wczesnotriasowej formacji Ror, na głębokości 4398 m. W formacji Garn natrafiono na kolumnę gazu ziemnego o długości 85 m, z której ok. 60 m występuje w piaskowcach o średniej lub złej jakości złożowej. Nie stwierdzono kontaktu gaz–woda, a wstępne szacunki odkrycia wynoszą 5–11 mln boe gotowych do wydobywania. W górnej części formacji Lysing odkryto 33-metrową kolumnę kondensatu gazowego, w tym ok. 15 m piaskowców o właściwościach złożowych od umiarkowanych do dobrych. Kontakt gaz–woda potwierdzono na głębokości 2883 m, a wstępne wyliczenia świadczą o możliwości odzyskania 3–5 mln boe. W formacji Lange rozpoznano cztery roponośne interwały piaskowców – w dwóch górnych kolumny gazu miały długość 24 i 48 m, natomiast w dolnych – 23 i 19 m. Nie stwierdzono kontaktu oleju z wodą. Wydobywalne zasoby złoża wstępnie oszacowano na 3–9 mln boe. W czasie, gdy dla Dvalin North będzie tworzony projekt eksploatacji, *Wintershall Dea Norge* planuje ocenić pobliskie odkrycie Bergknapp, dokonane w 2020 r.

Gujana. Powoli przyzwyczajamy się do budujących komunikatów płynących przez Atlantyk z Gujany i Surinamu. Tym razem *ExxonMobil* przypomniał o bloku Stabroek,

gdzie za sprawą odkrycia dokonanego w otworze Uaru-2 do szacowanych zasobów wydobywalnych brutto dodał ponad 9 mld boe. Otwór ten odwiercono na wodach o głębokości 1725 m, w odległości ok. 11 km na południe od otworu Uaru-1, w którym rozpoznano złożo węglowodorów. W Uaru-2 natrafiono na wysokiej jakości zbiornik roponośny o miąższości 37 m i odkryto perspektywiczne utwory poniżej interwałów zidentyfikowanych w Uaru-1. Wyniki planowanych prac mają sprecyzować potencjał wydobywczy złoża, a także, jak podkreślił dział eksploracji i nowych przedsięwzięć *ExxonMobil*, nadal rozwijać projekty udostępniające morskie zasoby Gujany. Oprócz złóż Yellowtail czy Redtail szczególnie ciekawie zapowiada się zaplanowany na przyszły rok program Liza Phase 2, do którego *ExxonMobil* zakontraktował statek o dziennej zdolności produkcyjnej do 220 tys. bbl ropy naftowej.

Rozwój projektów wydobywczych po pandemii. Po przestoju spowodowanym pandemią w wielu miejscach na świecie wznowiono wydobywanie węglowodorów. *Total* rozpoczął zagospodarowanie złoża Zinia Phase 2 w bloku 17 w Angoli, w odległości ok. 150 km od wybrzeża, na wodach o głębokości 600–1200 m. Projekt obejmuje wykonanie dziewięciu odwiertów i oczekuje się, że już w połowie 2022 r. można będzie pozyskiwać z nich 40 tys. baryłek ropy naftowej dziennie. Zasoby złoża szacuje się na 65 mln bbl. Partnerami koncernu *Total* (38% udziałów w bloku) są *Equinor* (22,16%), *ExxonMobil* (19%), *BP Exploration Angola Ltd.* (15,84%) i *Sonangol P&P* (5%).

Eni rozpoczęła wydobywać gaz ziemny ze złoża Mera-kes w bloku East Sepinggan, w cieśninie Makassar na wschodnim wybrzeżu Kalimantanu w Indonezji. Są to głębokie złoża gazu w basenie Kutei, na wodach o głębokości ok. 1500 m. Pięć odwiertów gwarantuje dzienne wydobywanie na poziomie 85 000 boe. Eksploatacja tego złoża przyczyni się do przedłużenia żywotności instalacji LNG Bontang, która dostarcza skroplony gaz ziemny na rynki krajowe i zagraniczne. Partnerami *Eni* (65% udziałów) są *Neptune Energy East Sepinggan BV* (20%) i *PT Pertamina Hulu Energi* (15%).

BP zaczęło pozyskiwać gaz ziemny z morskiego złoża Raven w Egipcie, w ramach realizacji brytyjsko-egipskiego projektu Delta Zachodniego Nilu. Inwestycja ta, warta 9 mld dolarów, obejmuje pięć pól gazowych w północnej Aleksandrii i zachodniej części Morza Śródziemnego. W marcu 2017 r., w ramach ukończenia pierwszej z trzech faz prac, rozpoczęto eksploatację złoża Taurus–Libra, a w lutym 2019 r., w ramach drugiej fazy, złoża Giza–Fajum. W sumie projekt obejmuje 25 odwiertów i trzy dalekosiężne, podmorskie gazociągi, łączące złoża z lądem. Cały wydobyty gaz ziemny trafia do egipskiej sieci gazociągów. Obecnie ze złoża Raven uzyskuje się dziennie 17 mln m³ gazu ziemnego. Oczekuje się, że w szczytowym okresie można będzie z niego dziennie wydobywać 25 mln m³ gazu ziemnego i 30 tys. boe kondensatu. *BP* ma 82,75% udziałów w projekcie, a pozostałe 17,25% wykupił koncern *Wintershall Dea*.

U wybrzeży Trynidadu i Tobago spółka *BHP Group* otrzymała pierwszy przypływ ropy naftowej ze złoża Ruby należącego do pola naftowego Greater Angostura, które odkryto w listopadzie 2006 r. Złożo to jest usytuowane w odległości ok. 40 km na północny wschód od wybrzeża wysp, na wodach morskich o głębokości 60–90 m. Kolejne odwierty mają być odwiercone w drugim i trzecim kwartale

2021 r. Zakończenie prac jest planowane na trzeci kwartał 2021 r. Oczekuje się, że w szczytowym okresie produkcji złoża Ruby będzie dziennie dostarczać 16 tys. bbl ropy naftowej i 2,3 mln m³ gazu ziemnego. Koncesja, na obszarze której znajduje się złożo Ruby, jest własnością *BHP Group* (68,46%) i *National Gas Company of Trinidad and Tobago* (31,54%).

Brytyjska spółka *SDX Energy* pierwszą fazę tegorocznej kampanii wiertniczej w Maroku rozpoczęła od wykonania odwiertu poszukiwawczo-badawczego OYF-3. Kampania wiertnicza składa się z trzech odwiertów rozpoznawczych i badawczych na eksploatowanym obszarze basenu Gharb (75% udziałów). Odwiert OYF-3 celuje w formację Guebbas, zlokalizowaną na głębokości ok. 1160 m. Drugi otwór, KSR-17, będzie skierowany na formację Hoot, znajdującą się na głębokości ok. 1720 m. Trzeci odwiert, KSR-18, jest odwiertem dwukierunkowym – ma przewiercić formację Guebbas na głębokości 1600 m p.p.t. i formację Hoot na głębokości ok. 1790 m p.p.t. Zakończenie kampanii ma nastąpić w lipcu 2021 r. Druga faza wierceń marokańskich rozpocznie się we wrześniu lub

październiku 2021 r. Oczekuje się, że jeszcze w tym roku do portfolio firmy zostanie dodanych 11 odwiertów. Oprócz kampanii marokańskiej *SDX Energy* prowadzi także działania w Egipcie. W czerwcu planuje wznowić prace wiertnicze na obszarze koncesji West Gharib oraz przystąpić do zagospodarowania złoża South Disouq w delcie Nilu, gdzie odwiert poszukiwawczy Hanut-1X, zaplanowany na trzeci kwartał tego roku, ma zwiększyć wydobywalne zasoby spółki o 4 mld m³.

China National Offshore Oil Corporation (CNOOC) rozpoczęła eksploatację złoża gazowego Liuhua 29-2 na wschodnim Morzu Południowochińskim, ok. 300 km na południowy wschód od Hongkongu, na wodach o głębokości ok. 750 m. W tym roku jest spodziewane osiągnięcie szczytowej produkcji, szacowanej na ok. 1,2 mln m³ gazu ziemnego dziennie. *CNOOC* jest w 100% udziałowcem koncesji.

Źródła: *BHP, BP, Eni, ExxonMobil, Gaz system, Lotos, OGDCL, Oil and gas journal, Oilprice, Orlen, PGNiG, Rystad Energy, SDX Energy, Total, WorldOil*