

Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Radomir Pachytel¹



Polska. W drugiej połowie października i pierwszej listopada nastąpiły znaczące zmiany w zarządach polskich koncernów paliwowo-energetycznych. Jerzy Kwieciński, który po ok. 10 miesiącach piastowania stanowiska prezesa Zarządu Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa złożył rezygnację z pełnienia tej funkcji, zapoczątkował efekt

domina na presesowskich fotelach. Po dwóch tygodniach bezkrólewia na jego miejsce został powołany Paweł Jan Majewski, dotychczasowy prezes Zarządu Grupy Lotos. Miejsce zwolnione w gdańskiej spółce nie mogło pozostać nieobsadzone i zajęła je Zofia Paryła, która jest pierwszą kobietą na tym stanowisku.

PGNiG, poprzez podpisanie umowy w sprawie kupna gazu ziemnego od *Ørsted Salg & Service A/S*, wypełnia przestrzeń w budowanym gazociągu *Baltic Pipe*. Kontrakt będzie obowiązywał od 1.01.2023 r. do 1.10.2028 r., a całkowity wolumen gazu ziemnego, zagwarantowany przez koncern, to ok. 6,4 mld m³. Duńczycy dostarczą PGNiG-owi część gazu ziemnego, który kontraktują od firm prowadzących wydobywanie w duńskiej części Morza Północnego, m.in. ze złoża Tyra – największego duńskiego złoża gazowego. Obecnie jest prowadzona modernizacja infrastruktury wydobywczej złoża, skutkiem czego w 2019 r. zaprzestano eksploatacji. Prawidłowe przeprowadzenie prac umożliwi ponowne uruchomienie jej w 2022 r. i kontynuowanie przez co najmniej 25 lat. Kontrakt pozytywnie wpłynie na dywersyfikację dostaw gazu do Polski w nadchodzących latach.

Niezależnie od planowania transportu gazu ziemnego rurociągami, PGNiG zapewnia sobie kolejne statki do przewozu LNG. Zakontraktowało już dwa gazowce należące do norweskiej firmy *Knutsen OAS Shipping*, które rozpoczną rejsy w 2023 r. Oba zbiornikowce mają pojemność 174 tys. m³, co odpowiada ok. 100 mln m³ gazu ziemnego po regazyfikacji. Wypłyną one z portu po otwarciu amerykańskiego terminalu Calcasieu Pass, pierwszego z dwóch terminali wyposażonych w instalacje umożliwiające eksport LNG, budowanych przez firmę *Venture Global LNG*, z którą polska spółka podpisała długoterminowy kontrakt na dostawy.

Wzmoczone działania PGNiG można obserwować również w Norwegii. Sukcesem zakończyło się wiercenie otworu poszukiwawczego w złożu Warka, należącym do obszaru koncesji PL1009 na Morzu Norweskim. Zasoby wydobywalne nowo odkrytego złoża wstępnie oszacowano na 8–30 mld m³ gazu ziemnego i kondensatu. Głównym

operatorem koncesji jest *ConocoPhillips*, posiadające 65% udziałów, a PGNiG jest właścicielem pozostałych 35%. Złoże Warka znajduje się w środkowej części Morza Norweskiego, na południowy zachód od złóż Skarv i Aerfugl, w odległości ok. 240 km na północny zachód od wybrzeży Norwegii. Głębokość morza w tym miejscu wynosi ok. 400 m. Wiercenie otworu poszukiwawczego, w którym odkryto złoże, zakończono na głębokości 4985 m od poziomu morza.

Wraz z partnerami koncesyjnymi PGNiG *Upstream Norway* wykonało także kolejne trzy odwierty we wspomnianym już złożu Aerfugl, zwiększając liczbę odwierconych w nim otworów do 5. W 2021 r. ich eksploatacja pozwoli firmie zwiększyć łączny wolumen gazu ziemnego wydobywanego z norweskiego szelfu kontynentalnego do 0,94 mld m³. Złoże ulokowane w kredowych piaskowcach formacji Lysing ma 60 km długości i 2–3 km szerokości, a łączne zasoby wydobywalne Aerfugl zostały oszacowane na ponad 300 mln boe, z czego ponad 254 mln baryłek (w tym 29 mld m³ gazu) pozostaje wciąż do wydobywania. Głównym operatorem jest *Aker BP*, któremu partnerują także *Equinor* i *Wintershall DEA*. PGNiG posiada 11,92% udziałów w złożu.

PGNiG *Upstream Norway* – we współpracy z *Aker BP* – zakończyło wiercenie odwiertu poszukiwawczego na obszarze koncesji PL127C na Morzu Norweskim, którym natrafiono na znaczne zasoby gazu ziemnego i ropy naftowej w złożu Alve Nord East. W formacjach jurajskich i triasowych stwierdzono występowanie gazu ziemnego. Jego wydobywalne zasoby wstępnie oszacowano na 0,5–1 mld m³. Ponadto potwierdzono nagromadzenie ropy naftowej w formacji dolnej kredy, o zasobach wydobywalnych szacowanych na 6,3–17 mln baryłek. Odwiercenie otworu na morzu o głębokości 362 m umożliwiło przeprowadzenie wielu specjalistycznych badań petrofizycznych oraz pobór próbek węglowodorów do analizy. Korzystając z wyników tych badań firmy dokonają oceny odkrycia i zdecydują o kierunku dalszych działań.

Istotna informacja napłynęła również z firmy *Gaz-system*, która wraz z *Polskim LNG* podpisała porozumienie w sprawie planu połączenia spółek. Zgodnie z komunikatem połączenie nastąpi poprzez przeniesienie całego majątku spółki *Polskie LNG* na spółkę *Gaz-system*. Głównym celem konsolidacji ma być zwiększenie efektywności zarządzania procesami inwestycyjnymi, które do czasu połączenia były odrębnie realizowane przez spółki.

Stany Zjednoczone. Listopadowe wybory w Stanach Zjednoczonych sprawiły, że w Białym Domu zasiadzie Joe

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

Biden – 46. prezydent USA. Wraz ze zmianą głowy państwa nastąpi zmiana polityki energetycznej, ponieważ prezydent elekt zaproponował diametralnie inną wizję rozwoju sektora energetycznego aniżeli prezydent Donald Trump. Joe Biden zamierza skierować Stany Zjednoczone na kurs zerowej emisji netto gazów cieplarnianych do 2050 r. i zobligować kraj do przestrzegania porozumienia klimatycznego z Paryża. Cele nowej głowy państwa mogą być częściowo ograniczone przez działania Senatu, ponieważ kontrolę nad nim utrzymają prawdopodobnie republikanie. Zdaniem Bidena szczególnie istotne będą: impuls dla morskiej energetyki wiatrowej, wsparcie rozwoju elektromobilności i zwiększenie restrykcji w sektorze węglowodorów. Według niego administracja Trumpa spowolniła proces zatwierdzania projektów dotyczących morskiej energii wiatrowej i zaproponowała zamknięcie na ten przedmiot amerykańskiego odcinka wybrzeża Atlantyku od Florydy po Wirginie. Administracja Bidena zapowiada natomiast, że będzie wspierać stany i firmy dążące do rozwoju morskiej energetyki wiatrowej. Ogłosiła także zaostrzenie standardów zużycia paliwa w samochodach osobowych, co ma bezpośrednio wspomóc sektor produkcji samochodów elektrycznych. Do 2030 r. po drogach USA mają się przemieszczać 4 miliony pojazdów elektrycznych (60% więcej niż w planach Trumpa), ale nawet tak wielka ich liczba będzie stanowić jedynie ok. 1,5% wśród 275 mln pojazdów, które w tym czasie będą zarejestrowane w USA.

Dla sektora ropy i gazu zostaną wydane niespotykane dotychczas obostrzenia. Wprawdzie, póki co, wycofano się z postulowanego pomysłu zakazania szczelinowania hydraulicznego (zdaje się, że tym konceptem Amerykanie chcieli strzelić własnej gospodarce w stopę, na wszelki wypadek zahaczając o kolano i miednicę), ale Biden zobowiązał się zakończyć sprzedaż nowych koncesji na wydobycie węglowodorów na gruntach i wodach publicznych. O ile, ze względu na amerykańskie prawo własności, oddziaływanie tego zakazu na lądzie byłoby niewielkie, to na morzu jego skutki mogłyby być znaczące. Zawarte umowy są chronione prawem, więc zakaz dotyczyłby jedynie nowych kontraktów. Jeśli proponowane obostrzenia wejdą w życie, do 2035 r. wydobycie ropy naftowej i gazu na obszarach morskich USA będzie o około 30% niższe niż w przypadku utrzymania dotychczasowej polityki. Federalne pozwolenia na budowę infrastruktury naftowej i gazowniczej będą uwzględniać ich konsekwencje dla emisji gazów cieplarnianych i zmian klimatycznych, tworząc nowe przeszkody dla deweloperów rurociągów naftowych i gazociągów, jak również terminali eksportowych. Grunty federalne są szczególnie ważne dla wydobycia ropy naftowej i gazu ziemnego w Nowym Meksyku, Wyoming, Utah, Montanie i Północnej Dakocie. Szacuje się, że przemysł naftowo-gazowy najsilniej oddziałuje na gospodarkę stanu Nowy Meksyk, zapewniając ponad 134 tys. miejsc pracy i 16,6 mld dolarów rocznych dochodów z tytułu działalności gospodarczej. Podatki i tantiemy z branży stanowią 39% rocznego budżetu stanu.

Prezydent elekt powiedział również, że chce wygasić, a co najmniej spowolnić budowę ropociągu *Keystone Pipeline XL*. Czwarta faza budowy *Keystone*, który docelowo ma pompować ropę naftową z kanadyjskich piasków ropośnych Alberta do Steele City w Nebrasce, sprowokowała sprzeciw ekologów, stając się symbolem walki o zmiany kli-

matyczne i paliwa kopalne. W 2015 r. projekt został tymczasowo opóźniony przez ówczesnego prezydenta Baracka Obamę, ale w styczniu 2017 r. prezydent Donald Trump podjął działania zmierzające do zakończenia budowy rurociągu. Joe Biden reprezentuje twarde stanowisko w tej sprawie, opowiadając się za powstrzymaniem budowy ropociągu, nawet kosztem ochłodzenia relacji z kanadyjską Albertą. Na początku 2018 r. firma *TransCanada*, podpisując umowę z amerykańskimi organami administracyjnymi, oficjalnie zobowiązała się do wysyłania ropociągiem *Keystone XL* 500 tys. baryłek ropy naftowej dziennie przez 20 lat.

Rumunia. Po tym, jak amerykańska spółka *ExxonMobil* ogłosiła zamiar sprzedaży 50% udziałów w projekcie *Neptun Deep* na Morzu Czarnym, przyszła kolej na rosyjski *Lukoil*, który zaanonsował plan sprzedaży 87,8% udziałów w bloku EX-30-Trident. *Romgaz*, będący partnerem rosyjskiej spółki w eksploatacji tego bloku, potwierdził otrzymanie zawiadomienia w tej sprawie. *OMV Petrom* również odkłada decyzję dotyczącą inwestycji na Morzu Czarnym, a jedyną spółką zdecydowaną na rozpoczęcie eksploatacji czarnomorskiego gazu jest firma *Black Sea Oil & Gas (BSOG)*. Z publicznie udostępnianych informacji wynika, że dotychczasowe inwestycje *OMV* i *Exxon Mobile* w rozpoznaniu rumuńskich złóż wyniosły ponad 1,5 mld USD. Na rumuńskim szelfie poległy również włoska *ENI* i rosyjski *Rosneft*. Według *BP* złoża gazu w rumuńskiej części Morza Czarnego szacuje się na ok. 200 mld m³.

BSOG jako jedyna spółka podjęła ostateczną decyzję o zainwestowaniu w eksploatację podmorskich złóż gazu ziemnego w Rumunii. We wrześniu br. firma rozpoczęła układanie rurociągu mającego doprowadzić gaz na ląd z bloku Midia. Wydobycie, które ma wystartować w 2021 r., dostarczy ok. 1 mld m³ gazu ziemnego rocznie, zatem pokryje 10% rumuńskiego zużycia. Decydując się na rozpoczęcie inwestycji, przedstawiciele *BSOG* zaznaczyli, że nie oznacza to rezygnacji z wezwania rumuńskich władz do stworzenia bardziej przyjaznego otoczenia biznesowego dla inwestorów z branży naftowo-gazowej. Wśród głównych problemów wymienia się m.in. nadmierną biurokrację i nałożenie na spółki wydobycze podatku uzupełniającego. *Widzimy pewne wysiłki rządu, aby rozwiązać te problemy, ale bez pełnej współpracy wszystkich partii politycznych Rumunia straci tę ogromną, ograniczoną w czasie szansę dla kraju. Nasz projekt posuwa się naprzód w założeniu, że te aspekty mają zostać rozwiązane* – powiedział prezes *BSOG* Mark Beacom.

Opuszczenie rumuńskiego rynku przez spółki wydobywcze spowoduje spore problemy w sąsiedniej Mołdawii. W sierpniu 2020 r. zakończono budowę gazociągu Rumunia–Mołdawia, ale obecna sytuacja przyczynia się do opóźnienia zaplanowanych dostaw gazu, które miały zdyspensyfikować import surowca i zmniejszyć udział rosyjskiego gazu w krajowym miksie energetycznym. Wygląda na to, że Mołdawia wciąż nie może sobie pozwolić na budowanie gospodarki prozachodniej i pozostaje na łasce Rosji. Nawet jeśli przeszkadza to części osób w Kiszyniowie, na pewno nie stanowi problemu dla ludności zamieszkującej tereny rozciągające się na wschód od Dniestru. Gaz odpowiada za około połowę pierwotnej energii w miksie energetycznym Mołdawii. Umowa gazowa pomiędzy

Gazpromem a *Moldovagaz* obowiązuje do końca 2020 r. i gwarantuje cenę 173–175 dolarów za 1000 m³ gazu ziemnego. Wprawdzie rząd w Kiszyniowie chciałby obniżyć stawki, ale ciężko o to, gdy negocjatorem po stronie Mołdawii jest spółka *Moldovagaz*, której 51% udziałów jest w posiadaniu... *Gazpromu*.

Warto wspomnieć, że zainteresowanie kupnem koncepcji Neptun Deep wyrażało niegdyś *PGNiG*. Wygląda na to, że polska spółka rozsądnie przeanalizowała potencjał aktywów i warunki panujące na tamtejszym rynku, rezygnując z partycypacji w pracach rozpoznawczych na rumuńskich wodach Morza Czarnego.

Rosja. *Gazprom* poinformował o odkryciu nowego złoża gazu ziemnego na obszarze koncesji Leningradskoye, usytuowanej u wybrzeży północnozachodniej części Półwyspu Jamalskiego. W wyniku testowania odwiertu poszukiwawczego uzyskano dopływ komercyjny gazu o rekordowej w regionie wydajności 1 mln m³ dziennie. Jest to czwarte duże odkrycie dokonane przez *Gazprom* w ciągu ostatnich dwóch lat na Morzu Karskim. Obecnie zasoby gazu możliwe do wydobycia z bloku koncesyjnego Leningradskoye szacuje się na 1,9 bln m³.

W 2019 r. rosyjski koncern odkrył na szelfie Półwyspu Jamalskiego złoża Dinkov i Nyarmeyskoye, a na początku tego roku złożo o nazwie 75 Lat Zwycięstwa. Zasoby wydobywalne (kategoria C1 + C2) złoża Dinkov szacuje się na 390,7 mld m³, podczas gdy kolejnych dwóch odpowiednio na 120,8 mld m³ i 202,4 mld m³. Całe tak zwane jamalskie centrum wydobywcze *Gazpromu* składa się z 32 złóż o łącznych zasobach 25,5 bln m³ gazu ziemnego, 1,6 mld t kondensatu gazowego i 300 mln t ropy naftowej. Oczekuje się, że stanie się ono głównym dostawcą surowca dla rosyjskiego przemysłu gazowego, wytwarzającym rocznie ok. 360 mld m³ gazu.

Lukoil środki zaoszczędzone m.in. w Rumunii zdecydował się przeznaczyć na współpracę z Irakiem i Kazachstanem. Rosyjska delegacja omówiła w Bagdadzie stan zaawansowania projektu West Qurna-2 i zagospodarowania złoża Eridu (blok 10), a także perspektywy współpracy w innych obszarach Iraku. Złożo West Qurna-2, leżące na południu kraju, jest jednym z największych na świecie, a jego początkowe zasoby wydobywalne wynosiły około 12,9 mld boe. Blok 10 jest oddalony o 120 km od West Qurna-2. W 2016 r. *Lukoil* rozpoznał w tym bloku złożo Eridu, będące największym odkryciem w irackim sektorze naftowym w ciągu ostatnich 20 lat.

Przedstawiciele *Lukoil*, oddelegowani na spotkanie z *KazMunayGas (KMG)*, podpisali umowę w sprawie projektu Al-Farabi w kazachskim sektorze Morza Kaspijskiego. Strony zamierzają również podpisać umowę na poszukiwanie i wydobycie węglowodorów, która wejdzie w życie po otrzymaniu koncesji przez *KMG* i sfinalizowaniu umowy wieszczącej utworzenie spółki *joint venture KMG* (z udziałem 50,01%) i *Lukoil* (49,99%). Blok koncesyjny Al-Farabi znajduje się w kazachskim sektorze Morza Kaspijskiego, w odległości 100–130 km od lądu, na wodach o głębokości 150–500 m. Współpraca strategiczna pomiędzy spółkami kwitnie od kilku lat, a *KMG* i *Lukoil* są partnerami w projektach Karachaganak, Tengiz, Kumkol oraz w konsorcjum Caspian Pipeline, zajmującym się transportem ropy naftowej. Obie firmy podpisały również umowę z Ministerstwem Energii Republiki Kazachstanu

na poszukiwanie i wydobycie węglowodorów w morskim bloku Zhenis.

Kolejny z rosyjskich gigantów, *Rosneft*, sprzedał 10% udziałów w projekcie *Vostok Oil* za kwotę 7 mld dolarów. Szwajcarska spółka *Trafigura*, zajmująca się handlem surowcami, nie tylko zapłaciła za udziały, ale również gwarantuje zbyt węglowodorów wydobywanych z pól *Rosneftu* i głównego udziałowca w projekcie, brytyjskiego *BP*. Rosyjskie władze chcą z czasem przyciągnąć do projektu także udziałowców z Chin i Indii, które docelowo mają się stać głównymi nabywcami arktycznej ropy naftowej. *Vostok Oil* to rosyjski projekt dotyczący wydobycia węglowodorów w Arktyce. Spółka szacuje, że posiada zasoby ropy naftowej i gazu ziemnego liczące 6 mld t (44 mld bbl). Stanowi to ok. 20% wszystkich możliwych do odzyskania zasobów ropy naftowej w Rosji. Ciekawe, jak ten gigantyczny projekt wydobywczy zostanie wpisany w zieloną strategię *BP* i tegoroczne ekozapowiedzi spółki.

Boliwia, Argentyna i Brazylia. W związku z prognozowanym spadkiem wydobycia gazu ziemnego w Boliwii w nadchodzących latach błękitne paliwo stanie się surowcem deficytowym na lokalnym rynku, co będzie stanowić wyzwanie dla sąsiadujących gospodarek Argentyny i Brazylii. Największe wydobycie w Boliwii notowano w 2014 r., ale od tego czasu produkcja gwałtownie spada z powodu wyczerpywania się złóż i braku nowych odkryć. Nowe inwestycje nie pojawiają się również w sektorze węglowodorów, a w 2019 r. kraj ten ogłosił znaczną redukcję swoich rezerw gazu ziemnego, do 200 mld m³ z wcześniejszych 280 mld m³.

Rystad Energy szacuje, że popyt na gaz ziemny w Argentynie w 2020 r. wyniesie 52,5 mld m³, a w Brazylii ok. 24 mld m³. Łączny popyt tych dwóch krajów ma w 2025 r. wzrosnąć do 90 mld m³, tj. do ok. 60 mld m³ w Argentynie i 29,6 mld m³ w Brazylii. Krajowe dostawy pozostają w tyle za potrzebami tych dwóch największych państw Ameryki Południowej. Obecnie Argentyna uzyskuje z krajowych źródeł 42,2 mld m³ gazu ziemnego, natomiast Brazylia 20,1 mld m³. W 2025 r. łączna podaż gazu ziemnego obu państw wzrośnie do 72 mld m³, tworząc zapotrzebowanie na import w wysokości 18 mld m³. Umowa Boliwii na dostawy minimum 9 mld m³ gazu do *Petrobras* wygasła w grudniu 2019 r., a przedłużenie na rok 2020 gwarantuje jedynie 3,6 mld m³. Argentyna importuje gaz za pomocą rurociągów, a kontrakt pomiędzy państwami wygasza w 2026 r. Obecnie eksport gazu ziemnego z Boliwii do obu sąsiadujących krajów szacuje się na 9 mld m³, jednak zmniejszające się zasoby i zwiększenie krajowego popytu wróżą spadek eksportu do poziomu 3 mld m³ w 2025 r. Oznacza to deficyt rzędu 15 mld m³, który te dwie największe południowoamerykańskie gospodarki będą musiały wyrównać, prawdopodobnie sprowadzając LNG.

Zarówno Brazylia, jak i Argentyna dysponują dużymi zasobami gazu ziemnego – w złożach morskich (Brazylia) i w łupkowych formacjach Vaca Muerta (Argentyna). Jednak zagospodarowanie tych złóż wymaga czasu, zwłaszcza biorąc pod uwagę ograniczoną infrastrukturę i wysokie koszty prac tego typu. W obecnych realiach rynkowych, biorąc pod uwagę infrastrukturę importową, która dobrze funkcjonuje w regionie, LNG jest tańszym zamiennikiem gazu ziemnego.

Brazylia wykorzystuje obecnie trzy terminale LNG o łącznej zdolności regazyfikacyjnej ok. 15 mld m³/rok, która zostanie dwukrotnie zwiększona w wyniku realizacji trzech nowych projektów. Spośród tych projektów terminal *Sergipe* pracuje od początku 2020 r., a budowany terminal *Acu Port* ma zostać uruchomiony do 2021 r. Trzeci projekt dotyczy zwiększenia przepustowości terminalu LNG w Rio de Janeiro z 7 do 11 mld m³ (ma zostać ukończony jeszcze w tym roku). Także Argentyna chce zwiększyć swoje zdolności importowe LNG, rozbudowując możliwości regazyfikacyjne terminali *Bahia Blanca* i *GNL Escobar* o 6 mld m³. Również Chile i Urugwaj budują w tym regionie terminale regazyfikacyjne, które mają być uruchomione w najbliższej przyszłości. Decyzję o ich budowie podjęto w związku z planowanym zmniejszeniem zależności od importu gazu ziemnego z Argentyny, która dotychczas nie potrafiła zapewnić stabilnych, nieprzerwanych dostaw.

Co warto podkreślić, w Ameryce Łacińskiej ceny LNG stały się konkurencyjne w porównaniu z cenami gazu ziemnego sprowadzanego rurociągami. Od 2019 r. ceny LNG importowanego do Brazylii są niższe od cen gazu ziemnego wydobywanego w kraju, a także importowanego z Boliwii. W 2019 r. gaz ziemny sprowadzany z Boliwii kosztował średnio 8 USD/Mcf = 0,28 USD/m³, podczas gdy koszty importu LNG wynosiły średnio 5,50 USD/Mcf = 0,19 USD/m³. W tym roku, gdy ceny LNG pikowały poniżej 4 USD/Mcf = 0,14 USD/m³, boliwijski gaz znalazł się pod presją, ponieważ kosztował dwukrotnie więcej. Chociaż oczekuje się, że ceny LNG wzrosną wraz z ożywieniem światowego popytu po pandemii, prawdopodobnie będą one znacznie niższe od cen importowanego gazu boliwijskiego – prognozuje *Rystad*.

Zjednoczone Emiraty Arabskie. Konferencja *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition Conference* (ADIPEC), zorganizowana w formie wirtualnej, zaowocowała kilkoma znaczącymi komunikatami firm działających w Zatoce Perskiej. Prym wiodła w tym miejscowa *Abu Dhabi National Oil Company* (ADNOC), przedstawiając wiele strategicznych ogłoszeń podkreślających jej dążenie do rozbudowy sieci aktywów w ramach swojego portfolio i budowania długoterminowej strategii. Kamieniem milowym w działaniach spółki ma być zapewnienie gazowej samowystarczalności Zjednoczonych Emiratów Arabskich (ZEA) dzięki uruchomieniu wydobywania gazu ziemnego z niekonwencjonalnego złoża na obszarze koncesji Ruwais Diyab, w odległości 200 km na zachód od stolicy kraju. Koncern ADNOC, we współpracy z firmą *Total*, już zagospodarował to złożo i rozpoczął jego eksploatację. Pierwsze dostawy gazu popłynęły po zaledwie dwóch latach od otrzymania przez ADNOC i *Total* pierwszej w regionie, historycznej koncesji na eksploatację złoża niekonwencjonalnego i w nieco ponad rok po ogłoszeniu przez Najwyższą Radę Ropy Naftowej Abu Zabi odkrycia 4,5 bln m³ wydobywalnych zasobów gazu ziemnego w regionie. W 2030 r. Ruwais Diyab ma dostarczać 28 mln m³ gazu ziemnego dziennie.

Total i ADNOC podpisały również umowę o uruchomieniu programu poszukiwań niekonwencjonalnych złóż gazu ziemnego w rejonie złoża Diyab, obejmującym ponad 6000 km². Oprócz tego ADNOC pragnie wykorzystać zasoby koncesji Ghasha i gigantycznych czap gazowych w Abu

Zabi, a także inne akumulacje gazu ziemnego, które nadal będą oceniane i rozwiercane w miarę prowadzenia przez firmę działalności poszukiwawczej. Aby aspektem środowiskowym stało się zadość, niemalże równoległe ogłoszono podpisanie umowy odnośnie wspólnych badań oraz rozwoju wdrażania redukcji emisji CO₂, a także jego wychwytywania, utylizacji i składowania. ADNOC ogłosił inaugurację działalności zakładu *Al Reyadah*, pierwszego zakładu do wychwytu, utylizacji i składowania CO₂ na skalę komercyjną na Bliskim Wschodzie. Obecnie ma on zdolność do wychwytywania 800 tys. t CO₂ rocznie. Poprzez wychwytywanie CO₂ z własnych gazowni firma planuje 6-krotne zwiększenie wydajności. Do 2030 r. zamierza osiągnąć zdolność do wychwytywania 5 mln t CO₂ każdego roku, co odpowiada rocznej zdolności wychwytywania dwutlenku węgla przez ponad 20 tys. km² lasów.

Total współpracuje obecnie z ADNOC w na wszystkich polach działalności firmy – od eksploracji oraz wydobywania ropy naftowej i gazu ziemnego na morzu i lądzie po przetwarzanie i skraplanie gazu, marketing, badania i ochronę środowiska.

Cieszymy się, że możemy wzmocnić nasze partnerstwo i sojusz z Total, pracując na rzecz niskoemisyjnej przyszłości. Umowa dotyczy naszego celu w zakresie zrównoważonego rozwoju, jakim jest zmniejszenie do 2030 r. intensywności emisji gazów cieplarnianych o 25% i wzmocnienia zaangażowanie ADNOC w odpowiedzialną produkcję ropy naftowej i gazu ziemnego w ramach naszej strategii inteligentnego wzrostu do 2030 roku. – oświadczył dyrektor generalny ADNOC Sultan Al Jaber.

Sudan. Niejednoznaczna sytuacja geopolityczna w Sudanie, która zniechęciła koncerny naftowe do podejmowania jakichkolwiek działań na jego obszarze, ma być przełamana w nadchodzących miesiącach. Wydobywanie ropy naftowej znacząco spadło w 2011 r., kiedy Sudan Południowy oderwał się od Sudanu, ujmując wydobywanie ok. 350 tys. baryłek ropy naftowej dziennie. Oba kraje, pomimo wojny o granicę przebiegającą przez obszary roponośne, są od siebie uzależnione, ponieważ na południu znalazło się ponad 75% rezerw ropy naftowej, podczas gdy na północy jedyna droga jej transportu na rynki międzynarodowe.

Secesja Sudanu Południowego doprowadziła do gwałtownego spadku eksportu ropy naftowej i dochodów budżetowych Sudanu, którego gospodarka nigdy nie podniosła się po tym ciosie. Spadek dochodów ze sprzedaży ropy naftowej zmusił w tym roku zwaśnione kraje do podpisania porozumienia, na mocy którego Sudan pomoże Sudanowi Południowemu wznowić wydobywanie z bloku 5A i zapewni pomoc techniczną w eksploatacji bloków 03 i 07, znajdujących się na granicy między państwami. Ponadto rząd Sudanu, w drodze globalnej oferty, planuje zaofiarować inwestorom zagranicznym koncesje na 27 bloków naftowych. Kraj, w którym zeszłoroczne wydobywanie ze starzejących się pól wyniosło 72 tys. baryłek dziennie, dąży do przyciągnięcia inwestorów poprzez obietnicę dostępu do nowoczesnych technologii w oferowanych blokach, z których trzy znajdują się na morzu, a 24 na lądzie.

Źródła: ADNOC, Energy Industry Review, Gaz System, Gazprom, Lotos, Lukoil, Oil and Gas Journal, Oilprice, PGNiG, Reuters, Rystad Energy.