

PREZES PGNiG DLA E24: NIE WYKLUCZAMY KOLEJNYCH AKWIZYCJI NA UKRAINIE [WYWIAD]

Nasze analizy geologiczne wskazują na wysoką perspektywiczność poszukiwań węglowodorów w regionie sąsiadującym bezpośrednio z Polską. W przypadku współpracy z ukraińskimi partnerami mówimy nie tylko o ukraińskim Naftogazie, ale także o ukraińsko-amerykańskiej grupie Energy Resources of Ukraine - mówi Paweł Majewski, prezes PGNiG, w rozmowie z serwisem Energetyka24.

Jakub Kajmowicz: Ostatnie tygodnie przyniosły szereg informacji dotyczących zwiększenia zaangażowania GK PGNiG w Norwegii. Jako szczególnie interesujące jawi się w tym kontekście transakcja związana z Grupą INEOS. Co ona w praktyce oznacza dla PGNiG?

Paweł Majewski: To rzeczywiście bardzo istotna pod względem strategicznym transakcja. Czekamy na jej zatwierdzenie przez norweską administrację naftową. Przed rozpoczęciem procesu tej akwizycji prognozowany na 2021 rok poziom wydobycia PGNiG w Norwegii szacowaliśmy na ok. 0,94 mld m sześć. Norweskie aktywa Grupy INEOS w tym momencie i przez pięć najbliższych lat produkować będą średnio ok. 1,5 mld m sześć. gazu rocznie. Ich przejęcie oznacza, że w takim stopniu może wzrosnąć nasze własne wydobycie gazu na Norweskim Szelfie Kontynentalnym. W ten sposób realizujemy strategiczny cel PGNiG, czyli osiągnięcie rocznie ok. 2,5 mld m sześć. własnej produkcji gazu ziemnego w Norwegii. Ten gaz popłynie za kilka lat do Polski poprzez Baltic Pipe. Nie zatrzymujemy się jednak na tym poziomie. W 2027 roku szacowany peak produkcji z przejmowanych złóż może dać nam ok. 4 mld m sześć. Dzięki transakcji spodziewamy się zwiększenia naszych zasobów wydobywalnych na szelfie o ok. 55 procent, a 94 procent z nich to gaz ziemny. Będziemy mieli udziały w terminalu gazowym Nyhamna, do którego trafia gaz z wydobycia na morzu i skąd gazociągami kierowany jest do Wielkiej Brytanii oraz na kontynent europejski. Nabywamy portfel bardzo obiecujących koncesji poszukiwawczych, w tym udziały w drugim co do wielkości złożu Ormen Lange z perspektywą produkcji wykraczającą poza rok 2045. Jeśli weźmiemy pod uwagę dzienne wydobycie węglowodorów na szelfie, to umacniamy swoją pozycję w Norwegii. Dzięki połączonym aktywom PGNiG i INEOS awansujemy w tej lidze, prześcigając np. hiszpański Repsol.



Gdzie kończy się interes Samsunga, a zaczyna Korei – i vice versa.

Wnikliwa analiza działań jednej z najbardziej tajemniczych i najważniejszych firm na świecie.

Sklep.Defence **24**

Reklama

Jak w perspektywie najbliższych lat będzie wyglądać zaangażowanie GK PGNiG na rynku norweskim? Czy w planach są kolejne przejęcia, czy też priorytetem będzie „organiczna” rozbudowa portfela koncesyjnego?

Trzeba pamiętać, że osiągnięcie rocznie 2,5 mld m sześć. własnego wydobycia oznacza dalszą intensywną pracę w celu utrzymania tego poziomu. Złoża ulegają naturalnemu szczerpaniu, więc prowadzić będziemy dalszą aktywność polegającą na zagospodarowaniu kolejnych złóż i ciągłej odbudowie bazy zasobowej. Wśród przejmowanych aktywów INOES E&P Norge są również koncesje, z których wydobycie nie jest jeszcze prowadzone. Nie wykluczamy jednak dalszych akwizycji i udziału w kolejnych rundach koncesyjnych organizowanych przez norweską administrację naftową.

Niedawno podpisaliście Państwo list intencyjny z Naftogazem, dotyczący współpracy przy poszukiwaniu i eksploatacji ukraińskich zasobów węglowodorów. To temat, który ze względu na bliskość geograficzną budzi tyleż nadziei co dyskusji. Jak będzie wyglądać obecność PGNiG na Ukrainie w najbliższych latach? Czy rozważane są także scenariusze akwizycyjne?

Zależy nam na zwiększaniu własnego wydobycia gazu ziemnego, ale także na otwieraniu nowych możliwości handlu za granicą. Od kilku dekad eksploatujemy w Polsce złoża gazowe Przemyśl, którego struktury geologiczne wykraczają poza granice naszego kraju. Dlatego zachodnia część Ukrainy jest dla nas pod tym względem bardzo obiecującym obszarem. Nasze analizy geologiczne wskazują na wysoką perspektywiczność poszukiwań węglowodorów w regionie sąsiadującym bezpośrednio z Polską. W przypadku współpracy z ukraińskimi partnerami mówimy nie tylko o ukraińskim Naftogazie, ale także o ukraińsko-amerykańskiej grupie Energy Resources of Ukraine. Mamy już też zgody UOKiK i jego ukraińskiego odpowiednika na utworzenie wraz z ERU spółki, która będzie mogła realizować prace na koncesji zlokalizowanej w obwodzie lwowskim. Odkrycie złoża gazu ziemnego o wartości handlowej otworzy szeroki rynek Ukrainy Zachodniej na potencjalne dalsze projekty akwizycyjne.

Kiedy rozmawiamy o skroplonym gazie ziemnym w Polsce, to przed oczami mamy zwykle terminal w Świnoujściu i być może stacje regazyfikacyjne. Tymczasem w tej układance jest

jeszcze jeden element -stacja przeładunkowa w Kłajpedzie. W jaki sposób wpisuje się ona w strategię Grupy dot. rozwoju tego segmentu?

Nie zapominajmy jeszcze o LNG, który produkujemy w naszych zakładach w Grodzisku Wielkopolskim i Odolanowie. Rocznie sprzedajemy stamtąd ok. 20 tys. ton LNG. W przypadku sprzedaży skroplonego gazu ziemnego przyptywającego do nas i przeładowanego na autocysterny to z terminalu w Świnoujściu wyjechało w ubiegłym roku ok. 60 tys. ton. To wszystko składa się na pozycję PGNiG na rynku LNG małej skali. W przypadku Świnoujścia obserwujemy dużą dynamikę sprzedaży. W ciągu pierwszych pięciu miesięcy tego roku załadowaliśmy tyle cystern LNG, co w całym 2019 roku. W przypadku Kłajpedy i tamtejszej stacji przeładunkowej te wolumeny nie są jeszcze imponujące, ale nasza tam obecność stanowi przyczółek do dalszej ekspansji na Litwie i Łotwie. Odbiorcom skroplonego gazu w północno-wschodniej Polsce, gdzie LNG trafia choćby do stacji regazyfikacyjnych, możemy dzięki bliskiej odległości do Kłajpedy zaoferować konkurencyjne ceny w związku z niższymi kosztami transportu. Po prostu na Podlasie jest bliżej z Kłajpedy niż ze Świnoujścia. Sama stacja w Kłajpedzie daje też możliwości bunkrowania statków, co daje potencjał dalszego rozwoju.

Rozpoczęliście przygotowania do wiercenia pierwszego otworu poszukiwawczego w Zjednoczonych Emiratach Arabskich. Jaki będzie następny krok, zakładając, że wyniki prac spełnią oczekiwania? Pytam zarówno w kontekście koncesji w Ras al-Chajma, jak i ewentualnych nowych.

Od poszukiwań do rozpoczęcia wydobycia mija kilka lat. Nieważne, czy projekt ma miejsce w Polsce czy za granicą. Podobnie dzieje się w Emiratach. W przypadku koncesji w Ras al-Chajma jesteśmy na początku przygotowań do wiercenia otworu poszukiwawczego. Weszliśmy w etap uzgodnień projektowych i lokalizacji dla otworu – to kluczowe, bo od odpowiedniej lokalizacji zależy pozytywny wynik prac wiertniczych. Badania sejsmiczne dały obiecujące wyniki. Zadaniem otworu poszukiwawczego jest potwierdzenie występowania węglowodorów na terenie koncesji. W przypadku odkrycia następuje reewaluacja zasobów oraz aktualizacja założeń ekonomicznych i przystępuje się do fazy rozpoznania a następnie zagospodarowania złoża. Na razie skupiamy się na przygotowaniu wiercenia otworu poszukiwawczego. Koncesja zakłada możliwość wydobycia przez okres 30 lat.

19 maja ogłosiliście Państwo objęcie udziałów w bloku koncesyjnym Musakhel w środkowej części Pakistanu. Mało osób wie jednak, że to nie jest jedyna aktywność Grupy na tym obszarze. Czy mógłbym prosić o rozwinięcie tego wątku?

To prawda, w Pakistanie PGNiG działa już od prawie ćwierć wieku. To bardzo perspektywiczny rynek i bardzo ciekawy. Pakistan ma ogromne zasoby gazu i ogromne na gaz zapotrzebowanie, ale większość złóż leży w terenach trudno dostępnych i niebezpiecznych. Dlatego Pakistańczykom – poza tym że sprowadzają gaz w formie LNG – zależy na rozwoju własnego wydobycia, by zaspokoić własne potrzeby energetyczne. W Pakistanie istnieje bardzo dobry klimat inwestycyjny, przepisy są bardzo przyjazne dla firm naftowych. PGNiG dzieli koncesje z pakistańskimi partnerami. Obecnie mamy tam udziały w dwóch koncesjach poszukiwawczych i dwie koncesje wydobywcze. Wyszliśmy tam w produkcji tzw. tight gas, który objęty jest korzystniejszą taryfą niż w przypadku gazu ze złóż konwencjonalnych. Po prostu więcej na nim zarabiamy. Całość wydobywanego tam gazu sprzedajemy na miejscu. Produkcja rośnie – w ubiegłym roku wzrost naszego wydobycia wyniósł ponad 50 proc. w porównaniu z 2019 rokiem. Udziały w kolejnej koncesji, o której Pan wspomniał, pozwolą nam na dalszy rozwój w Pakistanie. Badania sejsmiczne na bloku Musakhel operator koncesji zaplanował na przyszły rok. Dopiero na podstawie ich wyników zaprojektowane zostaną prace wiertnicze. A jeśli mowa o wierceniu i innych aktywnościach Grupy PGNiG w Pakistanie – prace wiertnicze wykonuje tam Exalo Drilling, a Geofizyka Toruń przetwarza dane sejsmiczne dla firm naftowych z Pakistanu. Na ten rok zaplanowaliśmy tam podłączenia kolejnych otworów eksploatacyjnych i rozbudowę instalacji wytwórczych.