



Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Radomir Pachytel¹

Polska. Ostatnim aktem fuzji *Orlenu* z *Lotosem* stało się zamieszczenie 1.08.2022 r. wpisu w rejestrze przedsiębiorców Krajowego Rejestru Sądowego przez Sąd Rejonowy dla Łodzi-Śródmieścia. Zgodnie z komunikatami spółek dzień ten stanie się punktem zwrotnym dla krajowej energetyki. Zdaniem władz PKN *Orlen* transakcja ta otwiera drogę

do uwolnienia synergii wynikających z wykorzystania potencjału obu koncernów i umożliwi umocnienie wiodącej roli w branży paliwowo-energetycznej w Europie Środkowo-Wschodniej. Wzrosną nakłady inwestycyjne, zostanie przyspieszona realizacja najbardziej dochodowych projektów, zwiększy się niezależność energetyczna Polski, a dostawy paliw staną się bardziej stabilne. Tworzący się polski koncern multienergetyczny, docelowo wchłaniający także *Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo* (PGNiG), będzie kroczyc ścieżką transformacji systemu energetycznego jako niepodważalny lider, inwestując w nisko- i zeroemisyjne źródła wytwarzania energii – morskie i lądowe farmy wiatrowe, fotowoltaikę, paliwa alternatywne, energetykę jądrową oraz biomateriały, aby zmniejszać uzależnienie krajowej gospodarki od paliw kopalnych.

PGNiG, trzeci z elementów multienergetycznej układki lub czwarty (licząc przejętą wcześniej grupę *Energa*), z końcem lipca uzgodniło i podpisało pakt połączenia z *Orlenem*, które nastąpi poprzez przeniesienie majątku PGNiG do płockiej spółki. Transakcja powinna zostać zakończona w bieżącym półroczu. Obecnie PGNiG realizuje nowe inwestycje w sektorze ropy naftowej. Ruszyły prace mające na celu modernizację i rozbudowę Kopalni Ropy Naftowej i Gazu Ziemnego *Lubiatów* – drugiej co do wielkości w Polsce. Efektem podłączenia nowego odwiertu eksploatacyjnego w złożu Międzychód, rozbudowy i modernizacji instalacji oraz budowy 21-kilometrowego gazociągu *Lubiatów–Grodzisk*, będzie zwiększenie możliwości produkcyjnych do ok. 55 tys. m³/h azotowego gazu ziemnego. Wszystkie prace, zaplanowane na 24 miesiące, mają umożliwić w latach 2024–2043 wydobycie dodatkowych 3,4 mld m³ gazu ziemnego oraz 510 tys. ton ropy naftowej. Kopalnia Ropy Naftowej i Gazu Ziemnego *Lubiatów* obsługuje eksploatację złóż *Lubiatów*, *Międzychód* i *Grotów*, których zasoby wydobywalne oszacowano na 7,3 mln ton ropy naftowej i 7,3 mld m³ azotowego gazu ziemnego (do tej pory wyeksploatowano 2,86 mln ton ropy naftowej i 2,34 mld m³ gazu ziemnego). Oprócz tego produkuje siarkę oraz energię elektryczną. Sukcesem zakończyły się również poszukiwania węglowodorów prowadzone przez PGNiG w Wielkopolsce. W miejscowości *Sierosław*

w utworach czerwonego spągowca zidentyfikowano złożo o zasobach szacowanych na 650 mln m³ azotowego gazu ziemnego. Odkrycia dokonano, wierząc otwór poszukiwawczy *Sierosław-2H* o głębokości ponad 3640 m, z którego po podłączeniu do eksploatacji będzie można uzyskać ok. 40 mln m³ gazu ziemnego rocznie. Na podstawie analizy zebranych danych spółka szacuje, że zawartość metanu oscyluje w granicach 80%.

W północnej części Morza Norweskiego w obszarze koncesji 941 w prospekcie *Newt* odkryto złożo ropy naftowej i gazu ziemnego o zasobach wydobywalnych szacowanych wstępnie na 11–36 mln boe. Operatorem koncesji są *Aker BP* (80% udziałów) i *PGNiG Upstream Norway* (20%). PGNiG planuje wkrótce przeprowadzić dodatkowe wiercenia na tym obszarze, ponieważ władze spółki są przekonane, że w pobliżu mogą się znajdować kolejne złoża. Prospekt *Newt* jest oddalony o 14 km na północny wschód od dobrze rozwiniętego obszaru wydobywczego *Skarv*, stanowiącego główny ośrodek działalności PGNiG na norweskim szelfie kontynentalnym.

Spółka *Gaz-System* podała do publicznej wiadomości, że wraz z duńską firmą *Energinet* zakończyła kluczowy etap montażu podmorskiego gazociągu *Baltic Pipe*, przyłączając go do polskiego systemu przesyłowego. Udało się zintegrować sieci gazowe Polski i Danii, tworząc nowy korytarz dostaw gazu ziemnego do Europy Środkowo-Wschodniej. Konsorcjantów czekają teraz prace rozruchowe, nagonowanie i finalne uruchomienie przesyłu z początkiem października bieżącego roku. Warto dodać, że na początku sierpnia *Gaz-System* z sukcesem dokonał odbioru technicznego wszystkich trzech tłoczni *Baltic Pipe* w Polsce (Goleńiowie, Gustorzynie i Odolanowie). Dzięki wybudowanej infrastrukturze gaz dostarczany z Danii będzie mógł trafiać do odbiorców w całej Polsce.

Inwestycje w infrastrukturę gazową, oprócz wspomnianego *Baltic Pipe* czy terminalu LNG w Świnoujściu, obejmują również gdański projekt instalacji do magazynowania i regazyfikacji FSRU (*floating storage regasification unit*). Wojewoda pomorski wydał pozwolenie na budowę gazociągu *Kolnik–Gdańsk*, jednego z trzech odcinków gazociągów lądowych, wchodzących w skład projektu FSRU (długość ok. 35 km, ciśnienie 8,4 MPa). Instalacja ta ma umożliwić przesyłanie gazu z nad morza w rejon centralnej Polski. Budowa FSRU będzie stanowiła kolejny, istotny element dywersyfikacji dostaw gazu do naszego kraju.

Przedsiębiorstwo *PERN* poinformowało o postępie rozbudowy baz surowcowych i paliwowych, realizowanej przez spółkę w ramach Programu *Megainwestycje*. Zbudowano już 20 nowych zbiorników o pojemności 574 tys. m³, a pod koniec czerwca ruszyła budowa kolejnych 8, które umożliwią magazynowanie dodatkowych 256 tys. m³

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

paliw. Kluczowym elementem inwestycji jest rozbudowa terminalu w Dębogórze, który umożliwi dywersyfikację dróg zaopatrzenia Polski w paliwa płynne drogą morską. Ponadto zwiększeniu ulegną zdolności magazynowe baz w Nowej Wsi Wielkiej, Rejowcu i Boronowie. *PERN* dysponuje obecnie 19 bazami paliwowymi w całym kraju, których potencjał po rozbudowie wynosi ok. 2,4 mln m³ produktów naftowych, oraz czterema bazami ropy naftowej o łącznej pojemności ponad 4,1 mln m³.

Świat. *Eni* i *Sonatrach* ogłosiły kolejne odkrycie na obszarze koncesji Sif Fatima II, należącej do północnego basenu Berkine na pustynnych obszarach Algierii. Rhourde Oulad Djemaa Ouest-1 (RODO-1) jest trzecim odwiertem w kampanii poszukiwawczej, którym natrafiono na węglowodory w triasowych piaskowcach formacji Tagi. Podczas testu z odwiertu uzyskano 1300 baryłek ropy naftowej na dobę i ok. 57 tys. m³/d gazu towarzyszącego. Odkrycie RODO-1 nastąpiło po znaczącym odkryciu HDLE-1 w Zemlet el Arbi, ogłoszonym w marcu 2022 r., oraz udanej ocenie odwiertu HDLS-1 w sąsiednim Sif Fatima II. *Eni* jest wiodącą, międzynarodową firmą wydobywcą w 30% należąca do rządu włoskiego. W Algierii wydobywa dziennie 100 tys. boe.

Koncern naftowy *Eni* wyraził również zadowolenie z wyników prac na obszarze koncesji Offshore Block 2 Abu Dhabi w Zjednoczonych Emiratach Arabskich. Pierwszym odwiertem rozpoznawczym już wcześniej przewiercono tu strefę o potencjale 70–100 mld m³, a pogłębienie wiercenia umożliwiło udokumentowanie dodatkowych 28–42 mld m³ gazu ziemnego. Testy produkcyjne wykazały doskonałą wydajność przyływu węglowodorów do odwiertu, a firma planuje przyspieszenie zagospodarowania złoża. *Eni* ma 70% udziałów w bloku. Partnerem włoskiej firmy jest *PTTEP* (30%).

BP wspólnie z *ENI* powołały spółkę *joint venture Azule Energy*, która z miejsca stała się największym, niezależnym producentem węglowodorów w Angoli. Spółka posiada 2 mld boe zasobów i dziennie wydobywa 250 tys. boe. Ponadto *Azule* przejęła udziały w *Angola LNG*, spółce solarnej *Solenova* i *Rafinerii Luanda*. Proces tworzenia firmy przebiegał w ścisłej współpracy z rządem Angoli, który swoimi decyzjami ma wspierać włosko-brytyjskie inwestycje w kraju.

Norwegia. *Equinor* zakończył wiercenie otworu Wildcat 7220/8-2 S na obszarze koncesji 532 na Morzu Barentsa. Wcześniej wykonał odwiert 7220/8-1 na polu naftowym Johan Castberg, którym przewiercił wczesnojurajskie i późnotriasowe formacje Tubåen, Nordmela i Fruholmen, natrafiając na dwie warstwy z ropą naftową w formacji Tubåen o miąższości 81 i 13 m, 20-metrową warstwę z ropą w piaskowcach formacji Nordmela i 14-metrową w formacji Fruholmen. Wstępne obliczenia wskazują, że zasoby wydobywalne odkrycia mieszczą się w zakresie od 6 do 8 mln m³. Ponadto odwiertem 7220/8-3 na Morzu Barentsa *Equinor* natrafił na osady nasycone gazem ziemnym (3 m) i ropą naftową (43 m) w górnej części piaskowców formacji Sto. Otwór ma głębokość 1309 m i został zakończony w późnotriasowej formacji Fruholmen. Jest to trzynasty odwiert poszukiwawczy na obszarze koncesji wydobywczej 532, który może zostać podłączony do infrastruktury czerpiącej węglowodory ze złoża Johan Castberg. Zasoby odkrycia wstępnie oszacowano na 0,8–1,6 mln m³ ekwiwalentu ropy naftowej (boe).

Na polu Sleipner na Morzu Północnym *Equinor* napotkał problemy związane z wyciekami gazu ziemnego. W oświadczeniu spółka zaraportowała, że nastąpiło szybkie zamknięcie części pola, a problem błyskawicznie rozwiązano. Jednakże podczas wznowiania procesu wydobycia nastąpił dodatkowy wyciek gazu na platformie. Nikt z personelu nie został ranny w żadnym z incydentów. Oba będą dalej badane w celu określenia związków przyczynowo-skutkowych. Władze i opinia publiczna zostały powiadomione o tym, że awaria ta będzie skutkować zmniejszeniem przepływu gazu ziemnego z obsługiwanego przez *Gassco* zakładu przetwórczego *Nyhamna* do terminali odbiorczych Eastington w Wielkiej Brytanii i Zeebrugge w Belgii.

Koncern *ConocoPhillips* zakończył wiercenie otworu rozpoznawczego 6507/5-11 w obszarze odkrycia ropy naftowej 6507/5-10 S (Slagugle) na Morzu Norweskim, gdzie jest operatorem koncesji produkcyjnej 891. Głównym celem poszukiwań były warstwy piaskowców dolnojurajskiej formacji Åre i górnortriasowej formacji Grey Beds, o łącznej miąższości 122 m i bardzo dobrych właściwościach zbiornikowych. Odkryto w nich od 6 do 13 mln m³ boe. W drugorzędym celu poszukiwań – formacji Tang – nie znaleziono węglowodorów. Odwiert 6507/5-11, o głębokości 2273 m, jest drugim otworem wywierconym na obszarze koncesji 891.

Aker BP ogłosił odkrycie nagromadzenia węglowodorów w piaskowcach dolnego i środkowego pliocenu formacji Nordland na Morzu Północnym, które były głównym celem poszukiwawczym odwiertu 2/8-19. Przewiercono 9-metrową warstwę osadów nasyconych ropą naftową i 15-metrową osadów zawierających gaz ziemny. Wedle wstępnych szacunków złożo to zawiera od 0,6 do 1,9 mln boe. Odwiert był wiercony na morzu o głębokości 69 m do głębokości końcowej 806 m. Jest to pierwszy odwiert poszukiwawczy na obszarze koncesji wydobywczej 1085, przyznanej w ramach APA 2020. *Aker BP* jest operatorem koncesji 1085 (55% udziałów), a współudziałowcami *DNO Norge* (25%) i *Petoro* (20%).

Drugim niedawnym sukcesem *Aker BP* jest odkrycie gazu ziemnego w kilku formacjach geologicznych na obszarze koncesji Storjo 261 na Morzu Norweskim, w okolicach pola Skarv. Zasoby tego nowo odkrytego złoża wstępnie oceniono na 25–80 mln bbl ropy naftowej. Dalsze prace w regionie zostały zaplanowane na 2023 r. *Aker BP* jest operatorem złoża i ma 70% udziałów w jego eksploatacji, pozostałych 30% udziałów należy do *Wintershall Dea*.

Odkrycie trzeciego złoża gazu ziemnego *Aker BP* ogłosił po odwierceniu otworu 6507/2-6 (4904 m) na obszarze koncesji 261. Głównym celem poszukiwawczym była środkowojurajska formacja Garn, której piaskowce o miąższości 50 m wykazały słabe właściwości zbiornikowe. Podrzedne cele stanowiły środkowo- i dolnojurajskie skały formacji Ile i Tilje oraz górnokredowe formacji Lysing. Zasoby wydobywalne szacuje się na 3,6–10,8 mln m³ boe w formacjach jurajskich i 1,2–1,8 mln m³ boe w kredowych. Ponadto rozwiercona dolnokredowa formacja Lange umożliwiła analizę 12 m piaskowca z wystąpieniami ropy naftowej o średnich i dobrych właściwościach zbiornikowych. Wiercenie zakończono w dolnojurajskiej formacji Åre.

Źródła: *Aker BP*, *ConocoPhillips*, *Equinor*, *Eni*, *ExxonMobil*, *Gaz-system*, *Lotos*, *NPD*, *Oil & Gas Journal*, *Orlen*, *PERN*, *PGNiG*, *Sinopec*, *TotalEnergies*, *Upstreamonline*