

Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Radomir Pachytel¹



Polska. Na początku marca br. do terminalu w Świnoujściu dotarł pierwszy gazowiec z floty budowanej na potrzeby Grupy Orlen. Statek *Lech Kaczyński*, rozpoczynając służbę dla polskiego koncernu, dostarczył 70 tys. ton skroplonego gazu ziemnego ze Stanów Zjednoczonych. Do końca 2025 r. Orlen zamierza dysponować ośmioma statkami do przewozu LNG, co znacząco zwiększy efektywność transportu gazu. W 2023 r. do użytku ma być oddany jeszcze jeden gazowiec, nazwany *Grażyna Gęsicka*. Każda z jednostek będzie mogła transportować ok. 70 tys. ton LNG, co odpowiada ok. 97 mln m³ gazu ziemnego w stanie lotnym. Obecnie dostawy LNG pokrywają jedną trzecią rocznego zapotrzebowania Polski na gaz ziemny, a udział dostaw z tego źródła ma wzrastać w nadchodzących latach. Rok 2022 wymusił zmianę kierunków krajowego importu. W kwietniu 2022 r. całkowicie wstrzymano dostawy rosyjskiego gazu ziemnego. Skuteczną dywersyfikację źródeł dostaw i utrzymanie gazowego bezpieczeństwa Polski zapewniono poprzez zwiększenie możliwości odbioru LNG w terminalu w Świnoujściu oraz otwarcie nowych połączeń transgranicznych, w tym *Baltic Pipe*.

Orlen zakomunikował, że wydobycie gazu ziemnego przez zrzeszone w nim spółki wzrosło w ubiegłym roku, łącznie w kraju i za granicą, do 7,7 mld m³. Biorąc pod uwagę znaczny spadek zużycia gazu ziemnego w Polsce, które wg Operatora Systemu Przesyłowego *Gaz-System* w 2022 r. kształtowało się na poziomie 16,6 mld m³, złoża *Orlenu* dostarczyły niemal połowę potrzebnego surowca. Prognozy *Gaz-Systemu* sugerują, że tegoroczne zapotrzebowanie może być jeszcze mniejsze (poniżej 15 mld m³) i zwiększy się dopiero w 2024 r. Spadki zużycia gazu ziemnego, kształtowane przez rosnące ceny, nasiliły się w drugiej połowie roku. Od sierpnia 2022 r. najwięksi odbiorcy przyłączeni do sieci przesyłowej (elektrownie, elektrociepłownie, rafinerie czy zakłady chemiczne) wykorzystali o 40% mniej gazu aniżeli w tym samym okresie 2021 r. Zużycie gazu przez mniejsze przedsiębiorstwa i gospodarstwa domowe zmniejszyło się o ok. 15%, jednak spadek tek był mocno odczuwalny. Prognozy wskazują, że ograniczanie wykorzystania gazu ziemnego będzie się pogłębiać, ponieważ wielu przedsiębiorców może nie wytrzymać kilkukrotnie wyższych rachunków aniżeli kilka lat temu. Łagodna zima oszczędziła odbiorców, ale przyszłość błękitnego paliwa nie jest klarowna. Z jednej strony inwestujemy w infrastrukturę odbioru i przesyłu gazu ziemnego, uznanego za paliwo przejściowe, z drugiej strony Komisja Europejska i Parlament Europejski przygotowują kolejne przepisy uderzające w możliwości wykorzystywania tego surowca, jak np. zakaz montowania pieców na paliwa kopalne (w tym gaz ziemny) w nowych budynkach od 2030 r. lub zakaz dotowania zakupu pieców na paliwa kopalne już od 2024 r. Pamiętając o stale zwiększającym udziale odnawialnych źródeł energii w miksie energetycznym, rozwoju technologii

i wzroście energetycznej efektywności instalacji zasilanych paliwem gazowym, a także postępującej termomodernizacji budynków, zużycie gazu w Polsce może w najbliższych latach na stałe zakotwiczyć na poziomie poniżej 15 mld m³.

Gaz-System rozwija działalność w sektorze wodorowym. Do pierwszej wodorowej listy projektów wspólnego zainteresowania Unii Europejskiej (PCI – *Project of Common Interest*) spółka ta zgłosiła wnioski o przyznanie priorytetowego statusu dla Nordycko-Bałtyckiego Korytarza Wodorowego, Krajowego Szkieletu Wodorowego oraz magazynu wodoru w Damasławku. Po rozpatrzeniu zgłoszeń Komisja Europejska opublikuje listę wodorową PCI jesienią bieżącego roku. *Gaz-System*, jeśli KE uwzględni jego wniosek, będzie mógł się starać o dofinansowanie projektów wodorowych z instrumentu *Łącząc Europę* (CEF).

PERN rozbudowuje infrastrukturę magazynową. Spółka poinformowała o znacznych postępach prac w Boronowie i Rejowcu. W tym roku do eksploatacji ma trafić 8 nowych zbiorników o łącznej pojemności 256 tys. m³ ropy naftowej. Obecnie firma dysponuje 19 bazami paliwowymi w całym kraju (o pojemności ok. 2,4 mln m³ produktów naftowych) oraz czterema bazami ropy naftowej (o łącznej pojemności ponad 4,1 mln m³).

Norwegia. *Equinor Energy AS*, operator koncesji wydobywczej 827 S na Morzu Północnym, poinformował o pozytywnych wynikach wiercenia 35/10-9 (1794 m) w rejonie wiercenia Heisenberg. Celem odwiertu było potwierdzenie obecności ropy naftowej w piaskowcach paleogeńskiej grupy Hordaland. Odwiertem natrafiono na 6-metrową strefę występowania gazu ziemnego oraz 8-metrową strefę skał nasyconych ropą naftową. Piaskowce mają umiarkowane właściwości zbiornikowe. Według wstępnych szacunków zasoby wydobywalne odkrycia mieszczą się w przedziale od 3,8 do 13,3 mln m³ ropy naftowej. Jest to drugi odwiert poszukiwawczy na obszarze koncesji 827 S, przyznanej podczas APA2015.

Vår Energi poinformowała o zakończeniu wiercenia 7122/8-1 S na obszarze koncesji 229 w norweskim sektorze Morza Barentsa. Odwiert wykonano w odległości ok. 13 km na NE od złoża Goliat. Głównym celem wiercenia były piaskowce środkowotriasowej formacji Kobbe, w której natrafiono na strefy gazo- i roponośne o łącznej miąższości 240 m. W celu drugorzędny, dolno- i środkowojurajskiej formacji Realgrunnen, odkryto warstwę piaskowców nasyconych ropą naftową o miąższości 13 m. Według wstępnych szacunków zasoby wydobywalne nowo odkrytego złoża wynoszą od 0,5 do 2,1 mln ekwiwalentu ropy naftowej (boe). Zasobność pozostałych segmentów może być porównywalna lub większa. Infrastrukturę tego złoża można podłączyć do sieci obsługującej pole Goliat. Jest to dziewiąty odwiert poszukiwawczy na obszarze koncesji wydobywczej 229, która została przyznana w ramach Projektu Morze Barentsa w 1997 r.

Aker BP zakończyła wiercenie otworu 25/4-15 (2410 m) w obszarze koncesji wydobywczej 919, ok. 5 km na zachód

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

od złoża Vilje na Morzu Północnym. Wierceniem tym w paleoceńskiej formacji Heimdal (187 m) udokumentowano obecność piaskowca o dobrych parametrach złożowych (29 m miąższości). Według wstępnych obliczeń wielkość zasobów wydobywalnych odkrytego złoża mieści się w przedziale od 0,5 do 0,8 mln m³ gazu ziemnego. *Aker BP* (80% udziałów) wraz z *ConocoPhillips* (20%) planują kolejne wiercenia w rejonie złoża, po czym podejmą decyzję o dalszym zagospodarowaniu obszaru.

Gruzja. Firma naftowa *Block Energy*, prowadząc wstępne prace w rejonie złoża West Rustavi–Krtsanisi, odkryła nagromadzenie ropy naftowej i gazu ziemnego. Odwiertem WR-B01Za celowano w piaskowce środkowego eocenu, zinterpretowane w badaniu sejsmicznym 3D jako reprezentujące produktywne *sweet-spoty* z dużą ilością spekań wypełnionych węglowodorami. Z powodów technicznych dolną sekcję odwiertu trzeba będzie wykonać powtórnie, mimo tego zdołano zaobserwować wyraźne objawy obecności węglowodorów. *Block Energy* dokonuje przeglądu danych zebranych podczas wiercenia i testowania WR-B01Za w celu optymalizacji programu wiercenia drugiego odwiertu – KRT-45ST.

Austria. Koncern *ADX Energy* otrzymał od austriackiego Ministerstwa Finansów licencję na zagospodarowanie eoceńskiego pola naftowego Anshof na obszarze koncesji poszukiwawczej ADX-AT-II w Górnej Austrii. Regulacje umożliwiają odwiercenie otworów Anshof-2 i Anshof-1 w trzecim kwartale 2023 r. Dotychczas z odwiertu Anshof-3 wydobyto 10 tys. baryłek ropy naftowej. W drugim kwartale br. wydobyte ma osiągnąć 150 bbl/d. Ropa naftowa z Anshof ma wysoką jakość – jest słodka i zawiera mało siarki. Zasoby złoża wynoszą 5,2 mln boe.

Brazylia. Firma *Karooon Energy* potwierdziła obecność roponośnych piaskowców w północnej części pola Neon w południowym basenie Santos. Odwiertem Neon-2 (2357 m), usytuowanym na NNE od wcześniejszego odkrycia w Echidna-1, rozwiercono jednostki paleoceńskie. Odwiertem tym, podobnie jak Neon-1, udokumentowano nagromadzenie ropy naftowej w piaskowcach o miąższości 148 m. Na podstawie wyników wstępnych analiz stwierdzono, że właściwości petrofizyczne skał zbiornikowych oraz gradient ciśnienia ropy naftowej są podobne lub lepsze niż w rejonie otworów Echidna-1 i Neon-1. Odwiertem Neon-2 przetestowano również formacje kredowe (mastrycht), jednak okazało się, że nie są one perspektywiczne. W ciągu kilku najbliższych miesięcy dane z wierceń Neon-1 oraz Neon-2 zostaną w pełni przeanalizowane, co umożliwi aktualizację szacunków zasobów pola Neon. Obecnie ocenia się je na 55 mln bbl.

Kolejnym sukcesem *Karooon Energy* jest rozpoczęcie pozyskiwania ropy naftowej z odwiertów PAT-1 i PAT-2 na polu naftowym Patola (licencja BM-S-40). Oczekuje się, że wydajność tych dwóch odwiertów ustabilizuje się na poziomie ok. 10–15 tys. bbl/dobę, co zwiększy całkowite wydobyte z obszaru koncesji do ponad 30 tys. bbl/d. Pole Patola odkryte w 2011 r. Ropa naftowa o API 38° występuje na nim w takich samych oligoceńskich piaskowcach turbidytowych, jakie są znane z pól naftowych Bauna i Piracaba. Odwierty PAT-1 i PAT-2 umożliwią zwiększenie wydobywania z koncesji BM-S-40 do 16,4 mln baryłek/rok.

Firma *Enauta Participacoes* podłączyła odwiert 5H na polu Atlanta w basenie Santos do jednostki FPSO. Obecnie z 5H uzyskuje się dziennie 9700 baryłek ropy naftowej, ale

spodziewane jest zwiększenie wydobywania. Z całego pola Atlanta otrzymuje się ok. 16,1 tys. bbl/d. Do końca 2023 r. do FPSO Atlanta zostaną podłączone kolejne dwa odwierty. Zasoby złoża są szacowane na ok. 155 mln bbl ropy naftowej.

Chiny. *China National Offshore Oil Corporation (CNOOC)* ogłosiła, że odkryła pole naftowe Bozhong 26-6 w Zatoce Pohaj na Morzu Żółtym o zasobach wydobywalnych 100 mln ton ropy naftowej. Średnia głębokość akwenu w rejonie odkrycia wynosi 22 m. Formacje złożowe występują w utworach archaiku i są pogrzebane na głębokości ponad 4000 m. Odwiert BZ26-6-2 przewiercił ponad 321 m formacji roponośnych, a w trakcie testów produkcyjnych w ciągu doby uzyskano przyływ 2040 bbl ropy naftowej i 325 tys. m³ gazu ziemnego. Firma planuje dalsze zagospodarowanie złoża.

W styczniu br. wydobyte ropy naftowej z pola naftowego Pohai, największego w Chinach, przekroczyło 90 tys. ton/dobę. *CNOOC* oświadczyła, że ten nowy rekord wydobywania odpowiada jednej szóstej dziennej produkcji ropy naftowej w całym kraju. Kierownictwo *CNOOC* wyraża nadzieję, że w ciągu najbliższych dwóch lat wydobyte ropy naftowej i gazu ziemnego z Pohai przekroczy 100 tys. ton dziennie.

Trynidad i Tobago. Firma *Touchstone Exploration*, wierząc otwór Royston-1X w bloku Ortoire, znalazła nagromadzenie węglowodorów. Wiercenie kierunkowe wykonane w pobliżu wcześniejszego otworu Royston-1 zostało zaprojektowane w celu eksploracji grubej sekwencji piaskowców Herrera. Odwiert Royston-1X przewiercił pakiety osadów turbidytowych o znacznej miąższości (505 m) i osiągnął 3450 m długości. Strefa piaskowców nasyconych ropą naftową ma ok. 233 m miąższości. Koncern *Touchstone*, który jest operatorem złoża, ma 80% udziałów w bloku Ortoire, a pozostałych 20% udziałów należy do Heritage Petroleum.

Irak. *Lukoil* wraz z japońską spółką *Impex*, po uzyskaniu zgody irackiej państwowej firmy *Thi-Qar Oil*, będą eksploatować pole naftowe Eridu. Celem obu firm jest zwiększenie wydobywania z bloku 10 do 250 tys. baryłek/dobę. Badania geologiczne rozpoczęto tu w 2012 r., prowadząc prace sejsmiczne 2D i 3D oraz wykonując 9 odwiertów. Pole naftowe Eridu obejmuje skały formacji Mishrif, należącej do środkowej kredy, które skrywają zasoby ok. 12,9 mld baryłek ropy naftowej. W marcu 2019 r. *Lukoil* poinformował, że z piątego odwiertu na polu naftowym płynęło ponad 9000 bbl/d.

Egipt. Na mocy koncesji Geisum i Tawila West *Cheiron Energy* rozpoczęła eksploatację złoża GNN w Zatoce Sueskiej. Odwiert GNN-6, dostarczający dziennie ok. 4200 bbl ropy naftowej, podłączono do sieci dystrybucyjnej w pierwszej kolejności. W najbliższych tygodniach dołączą do niego GNN-3 i GNN-8. Następnie firma planuje wykonać 4 kolejne odwierty. Wydobyte ma wówczas osiągnąć 25 tys. bbl/d. Odkryte w 2019 r. złożo GNN zawiera ponad 300 mln baryłek ropy naftowej.

Źródła: *ADX Energy, Aker BP, Block Energy, Cheiron Energy, CNOOC, Enauta, Equinor, Gaz-System, Impex, Karoon Energy, Markets Insider, NPD, Oil & Gas Journal, Orlen, PERN, Recon Africa, Shell, Touchstone Exploration, Vår Energi*