



## Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Radomir Pachytel<sup>1</sup>

**Polska.** *Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo*, biorąc pod uwagę sytuację geopolityczną i brak dostaw gazu ziemnego z Rosji, wyraźnie zintensyfikowało działalność terminalu LNG w Świnoujściu. Już pod koniec sierpnia firma ta mogła się pochwalić większą liczbą odebranych transportów aniżeli w całym 2021 r. Możliwości importu poprawiły się, dzięki zwiększeniu mocy regazyfikacyjnych polskiego gazoportu, w którym PGNiG ma zarezerwowaną pełną przepustowość. Obecnie umożliwia on import 6,2 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego rocznie. Ponadto PGNiG przyjmuje dostawy LNG z terminalu w litewskiej Kłajpedzie.

Niepowodzeniem zakończyły się prace PGNiG *Upstream Norway* na obszarze koncesji 1017 na Morzu Norweskim. Odwiert 6608/1-1S, wykonany we współpracy z *Longboat Energy* i *Equinor*, osiągnął głębokość końcową 2400 m. Jego celem były potencjalne nagromadzenia węgłowodorów w plioceńsko-plejstocenijskich formacjach basenu Vøring, jednak nie uzyskano przyływu gazu do otworu.

PKN *Orlen* podpisał kolejne umowy związane z rozwojem polityki wodorowej płockiego koncernu. Do 2030 r. na realizację projektów wodorowych planuje przeznaczyć 7,4 mld zł. Najnowsza koncepcja strategiczna firmy obejmuje działania na rzecz dostaw paliwa do zasilania zeroemisyjnych autobusów miejskich i budowę ogólnodostępnych stacji tankowania wodoru. Na autobusy zasilane wodorem produkowanym przez *Orlen* zdecydowały się już Kraków i Poznań, a kolejne miasta zgłaszają gotowość do wdrożenia floty wodorowej. PKN *Orlen* ma zamiar zbudować ogólnodostępne stacje tankowania wodoru w Bielsku-Białej, Gorzowie Wielkopolskim, Krakowie, Warszawie i Pile. Strategia firmy ma na celu przeistoczenie krajowego transportu, uzależnionego od benzyny i oleju napędowego produkowanego przez spółkę, w transport wodorowy z analogicznym udziałem *Orlenu* jako dostawcy paliwa.

*Gaz-system* ogłosił zakończenie budowy nowego interkonektora gazowego Polska–Słowacja, który rozpocznie komercyjną działalność w październiku 2022 r. Rurociąg umożliwi transport 5,7 mld m<sup>3</sup>/rok gazu ziemnego w kierunku Polski oraz 4,7 mld m<sup>3</sup>/rok w kierunku Słowacji. Oddanie do eksploatacji interkonektora o długości 61,3 km finalizuje polskie inwestycje w gazowy Korytarz Północ–Południe, składający się z 15 gazociągów o łącznej długości ponad 860 km, wężła gazowego w Strachocinie i tłoczni w Kędzierzynie-Koźlu. Dzięki połączeniu gazowemu ze Słowacją nasi południowi sąsiedzi będą mogli pozyskać surowiec sprowadzany do Polski gazociągiem *Baltic Pipe*, a także dostarczany do terminalu LNG w

Świnoujściu czy terminalu LNG w Kłajpedzie. Nasz kraj, poprzez połączenie z chorwackim terminalem na Adriatyku, uzyskał dostęp do gazu ziemnego ze źródeł zlokalizowanych w krajach Europy Południowej, Afryki Północnej oraz Kaukazu.

Prezes Urzędu Regulacji Energetyki ponownie powierzył pełnienie obowiązków operatora na polskim odcinku Gazociągu Jamalskiego firmie przesyłowej *Gaz-System* i wydał decyzję w sprawie zawarcia przez nią kolejnej umowy z *EuRoPol GAZ*. Nowy dokument, który precyzuje zasady działalności operatorskiej *Gaz-System*, będzie obowiązywał do 6.12.2068 r.

*PERN* poinformował, że budowa strategicznego rurociągu paliwowego Boronów–Trzebinia, który ma zwiększyć bezpieczeństwo dostaw paliw na Śląsk, weszła w końcową fazę realizacji. We wrześniu zakończono ostatnie prace związane z bezwykopowymi przekroczeniami rzek, torów kolejowych i dróg szybkiego ruchu. Ich realizacja pozwala na wykonanie finalnych prób ciśnieniowych rurociągu, który jeszcze w tym roku ma być oddany do eksploatacji.

**Niemcy.** Rząd Niemiec umieścił pod zarządem powierniczym niemieckie spółki zależne od koncernu *Rosneft* (tj. *Rosneft Deutschland GmbH* oraz *RN Refining & Marketing GmbH*). Skutkuje to przejściem kontroli nad rafineriami *Rosneft Deutschland* w Schwedt, Karlsruhe i Vohburgu przez *Bundesnetzagentur* – krajowego regulatora branży gazowej i elektrycznej. Do tej pory rosyjska spółka posiadała łącznie około 12% niemieckich zdolności rafinacji ropy naftowej, co czyniło ją jedną z największych firm zajmujących się przetwórstwem ropy naftowej w Niemczech. Decyzję o zarządzie powierniczym wydało Federalne Ministerstwo Gospodarki i Działania na rzecz Klimatu. Początkowo będzie ona obowiązywać 6 miesięcy. Rafineria PCK *Schwedt* (Brandenburgia) przetwarza rocznie 11,6 mln t surowca, zakład *MiRo* w Karlsruhe (Badenia-Wirtembergia) aż 14,9 mln t, natomiast *Bayernoil* w Vohburgu (Bawaria) 10,3 mln t. Łącznie potencjał przetwórczy tych rafinerii wynosi 36,8 mln ton ropy naftowej. Zaspokoi on 38,5% niemieckiego zapotrzebowania na produkty naftowe.

**Rosja.** Na początku września *Gazprom* zapowiedział, że wstrzymuje dostawy gazu ziemnego do Niemiec gazociągiem *Nord Stream 1*, czego powodem miało być wykrycie wycieku podczas planowej konserwacji kompresora gazu. Informacja o rozpoznaniu usterki pojawiła się zaledwie kilka godzin po tym, jak ministrowie finansów państw grupy G7 zgodzili się na nałożenie limitu na ceny rosyjskiej

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

ropy naftowej, aby zahamować skoki jej cen i zmniejszyć dochody Moskwy, ograniczając poprzez straty gospodarcze zdolność Rosji do kontynuowania wojny na Ukrainie. Jak można zauważyć, usterek i prace konserwacyjne, nawet w obliczu obowiązującego kontraktu przesyłowego pomiędzy krajami, mogą być zależne od decyzji politycznych Niemiec. Warto przypomnieć, że od czerwca 2022 r. nitka *Nord Stream 1*, o przepustowości 55 mld m<sup>3</sup>/rok, dostarcza zaledwie 20% projektowanej objętości gazu.

Rosja może wkrótce znaleźć nowego importera jej produktów naftowych. Zainteresowanie kupnem rosyjskiej ropy wykazuje bowiem Brazylia, w której kilka miesięcy temu nasiliły się braki dostaw paliw, a w obliczu nadchodzących wyborów prezydenckich nie mogły przejść bez echa. Moskwa szuka rynków zbytu dla wydobywanych przez nią węglowodorów, które dotychczas były transportowane do Europy, gdzie pokrywały aż 60% zapotrzebowania. Brazylia może więc stać się beneficjentem na wąskim rynku dostaw.

**Europa.** Odchodząc od paliw z Rosji, Europejczycy z konieczności coraz śmielej spoglądają na handel prowadzony na rynkach azjatyckich. Jednak warto zadać pytanie, czy odcinając się od Moskwy, chcą popaść w uzależnienie surowcowe od Pekinu? W tej trudnej sytuacji nie można spodziewać się pomocy z Bliskiego Wschodu. Z wyraźnymi problemami boryka się w tym regionie Irak, gdzie wyciek ropy naftowej wymusił wstrzymanie całego jej eksportu z portu Basra (3,3 mln bbl/d). Państwa OPEC chcą windować ceny za baryłkę, w związku z tym jedyną, realną nadzieją w nadchodzących miesiącach pozostaje odpowiednie zagospodarowanie złóż w Afryce oraz na północy Ameryki Południowej.

*Neptune Energy Norge*, współdziałając z konsorcjantami na obszarze licencji 929 na Morzu Północnym w Norwegii, poinformowała o sukcesie odwiertu 35/6-3S. Otworem tym, wierconym do głębokości 2742 m, celowano w dolnokredowe skały zbiornikowe formacji Agat, perspektywnie dla wydobywania ropy naftowej. Przewiercono warstwę piaskowców nasyconych ropą naftową, o miąższości 73 m i umiarkowanych właściwościach zbiornikowych. Zasoby wydobywalne odkrytego złoża wstępnie oszacowano na 2,5–6,2 mln m<sup>3</sup>. Do ich wydobywania można wykorzystać infrastrukturę złoża Gjoa, znajdującego się w odległości 14 km na południe.

Firma *Tailwind Energy* wydała komunikat o rozpoczęciu wydobywania ropy naftowej i gazu ziemnego ze złoża Evelyn w Brytyjskiej części Morza Północnego. Eksploatacja będzie prowadzona w bloku 21/30f przez pływającą jednostkę produkcyjno-magazynującą *Triton*. Oczekuje się, że zagospodarowanie złóż Evelyn i Gannet-E (do tej pory wywiercono 3 odwierty i zbudowano sieć produkcyjną ze złoża Gannet-E) zwiększy wydobywanie koncernu o ponad 10 000 boe/d.

*Eni* i *TotalEnergies* (po 50% udziałów w konsorcjum) powiadomiły opinię publiczną o szacowanych zasobach złoża węglowodorów, które odkryto w maju bieżącego roku, wierząc otwór Cronos-1 u wybrzeży Cypru. Formacje węglanowe miocenu i kredy o miąższości ponad 260 m, jakie występują w profilu tego wiercenia, wykazują doskonałe właściwości zbiornikowe oraz objawy występowania gazu ziemnego. Zasoby wydobywalne złoża oceniono na 71 mld m<sup>3</sup>. Pozytywne wyniki prac u wybrzeży Cypru mogą uruchomić potencjał tego państwa do dostaw gazu ziemnego do kontynentalnej części Europy.

**USA.** Konsorcjum australijskiego koncernu *Santos* z firmą *Repsol* ogłosiło, że podjęło ostateczną decyzję inwestycyjną w sprawie realizacji projektu naftowego Pikka Phase 1 na Alasce, o wartości 2,6 mld USD. Oczekuje się, że pierwsza faza projektu umożliwi pozyskiwanie 80 tys. baryłek ropy naftowej dziennie, a dostawy surowca rozpoczną się w 2026 r. Roczne wydatki operacyjne mogą osiągnąć 150 mln USD, a cena wydobytej ropy naftowej powinna oscylować w granicach 40 USD za baryłkę. Zasoby złoża są szacowane na 397 mln baryłek ropy naftowej.

Spółka *88 Energy* wyceniła, że zasoby złoża Icewine na północnych krańcach Alaski są większe niż dotychczas sądzono. W strefie tej udokumentowano ponad 1 mld bbl ropy naftowej – w większości lekkiej i słodkiej. Szacunki przeprowadzono na podstawie danych sejsmicznych, analizy wyników wiercenia Icewine-1 i informacji z odwiertów przylegających do koncesji.

**Chiny.** Chińska spółka *Sinopec* po odwierceniu otworu Pengzhou 5-1D na polu gazowym Zachodniego Syczuanu uzyskała przyływ gazu ziemnego o wydajności 950 tys. m<sup>3</sup>/d. Pole gazowe Zachodniego Syczuanu leży na zachodnim krańcu równiny Chengdu i zajmuje powierzchnię 139 km<sup>2</sup>. Zasoby złóż gazu ziemnego udokumentowane na tym polu przekraczają 100 mld m<sup>3</sup>. Główny zbiornik gazu znajduje się na głębokości ok. 5700–6200 m. Oczekuje się, że eksploatacja złoża rozpocznie się we wrześniu 2023 r. i rocznie będzie dostarczać ok. 2 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego.

Koncern *China National Offshore Oil Corporation (CNOOC)* rozpoczął eksploatację złoża węglowodorów na obszarze koncesji Kenli 10-1 North Block na polu naftowym Kenli 6-1 na południu zatoki Pohaj (Morze Żółte). Złoże to jest nazywane pierwszym 100-milionowym polem naftowym (zawiera ponad 100 mln ton zasobów wydobywalnych). Zostało ono odkryte przez *CNOOC* na północ od zatoki Laizhou. Firma planuje wykonanie 25 odwiertów (16 wydobywczych i 9 iniekcyjnych), dzięki którym szczytowe wydobywanie w 2023 r. ma przekroczyć 7100 bbl/d.

*Sinopec* poinformował o sukcesie odwiertu Xinye Well-1 o głębokości 5756 m, rozwiercającego w Chinach formację łupkowe pasa Xinchang South–Dongxi–Dingshan–Lintanchang. Wydobywanie gazu ziemnego z tego odwiertu wynosi 530 tys. m<sup>3</sup>/d. Szacuje się, że zasoby węglowodorów w samej strukturze Xinchang wynoszą 100 mld m<sup>3</sup>, a w całym pasie formacji łupkowych nawet 1,19 bln m<sup>3</sup>. Pod względem zasobów węglowodorów jest to drugi basen łupkowy w Chinach, po złożu Fulling w południowo-zachodniej części kraju.

**Mongolia.** *TMK Energy* poinformowała, że odwiertem Snow Leopard-4 w Mongolii, na głębokości 287–327 m, przecięto pokład węgla gazonośnych o miąższości 40 m. Zawartość gazu ziemnego w węglach tego pokładu wynosi 5–10 m<sup>3</sup> na tonę skały. Podobne wyniki uzyskano, wierząc pierwsze trzy odwierty Snow Leopard. W płytszych warstwach udokumentowano pokład węgla nasyconych gazem o miąższości 16 m. W rejonie wiercenia Leopard-4 potencjalne złoże znajduje się zdecydowanie płycej niż w okolicy odwierconego wcześniej otworu Snow Leopard-2. Spółka przekazała również wyniki badań desorpcji węgla z wierceń SL-2 i SL-3. Ich średnia przepuszczalność wynosi 47–760 mD, a średnia zawartość gazu ziemnego 9,5–9,8 m<sup>3</sup> na tonę skały. Zawartość gazu ziemnego w

węgłu z otworu SL-1 wynosi ok. 13,2 m<sup>3</sup>/t. W jego składzie ok. 96% stanowi metan. Projekt realizowany przez australijską *TMK Energy* jest postrzegany jako istotna szansa zwiększenia wydobycia gazu ziemnego z pokładów węgla południowego Gobi.

**Turkmenistan.** Pracownicy koncernu *Turkmengas* prowadzą wiercenia na trzech polach naftowych na terenie obwodu maryjskiego. Na polu gazowym Sherepli uzyskano komercyjny przyływ gazu ziemnego do otworu rozpoznawczego numer 1. Głębokość odwiertu wyniosła 2600 m, a dzienny przyływ gazu do odwiertu uzyskano ze strefy na głębokości ok. 2330 m (695 000 m<sup>3</sup> gazu ziemnego, o dużej zawartości metanu, bez siarkowodoru). Obecnie postępują prace rozpoznawcze na polach gazowych Kelelli i Yylan. W najbliższym czasie jest planowane rozpoczęcie wiercenia drugiego odwiertu w złożu Sherepli. Spółka *Turkmengas* z dużą nadzieją patrzy na dotychczasowe wyniki prac poszukiwawczych, sugerując możliwość znacznego zwiększenia wydobycia dzięki nowo zagospodarowanym strukturom.

**Kazachstan.** Dużym sukcesem zakończyła się lipcowa aukcja koncesyjna. Nabywców znalazło aż 16 bloków spośród 17 wystawionych. Łączne przychody z ich sprzedaży szacuje się na 45 mln USD. Niemal 20% tej kwoty uzyskano dzięki ofercie na pole Kamenistoje w prowincji Mangi-laui.

**Demokratyczna Republika Konga.** Pod koniec lipca nastąpiło otwarcie rundy koncesyjnej na zakup 30 bloków węglowodorowych. DRK wystawiła na aukcję 27 koncesji na wydobywanie ropy naftowej i 3 na wydobywanie gazu ziemnego. Do bloków naftowych należą: 3 bloki w basenie przybrzeżnym prowincji Kongo Central, 9 w Cuvette Centrale, 11 w pobliżu jeziora Tanganika i 4 w pobliżu jeziora Alberta. Bloki gazowe znajdują się w rejonie jeziora Kivu. Początkowo planowano wystawić jedynie 16 bloków, ale zdecydowano się na zwiększenie ich liczby, ponieważ rząd w Kinszasie zamierza wzmocnić rozwój przemysłu naftowego, który przez lata notował wydobycie na poziomie 25 tys. bbl dziennie. Aukcja budzi sprzeciw wielu organizacji proekologicznych, ponieważ wiele obszarów koncesyjnych pokrywa się z obszarami chronionymi, głównie lasami deszczowymi oraz torfowiskami.

**Nigeria.** Koncern *ML99* (40%), współpracujący z państwową firmą *Nigerian National Petroleum Corporation* (60%), ogłosił rozpoczęcie eksploatacji nigeryjskiego złoża węglowodorów Ikike. Platforma wydobywcza jest zlokalizowana w odległości ok. 20 km od wybrzeża kraju. Szczytowa produkcja ma nastąpić pod koniec 2022 r. i osiągnąć dziennie 50 tys. baryłek ekwiwalentu ropy naftowej. Firmy wykorzystują do eksploatacji złoża istniejącą infrastrukturę i stosują nowoczesne technologie pracy, dzięki czemu emisja gazów cieplarnianych kształtuje się poniżej 4 kg CO<sub>2</sub> na baryłkę.

*ExxonMobil* poinformował o odnowieniu głębokomorskich koncesji wydobywczych 133 i 138 w blokach Erha i Usan. Przez kolejnych 20 lat działań w obszarze tych koncesji partnerem amerykańskiego koncernu ma być *Nigerian National Petroleum Company*. Historia amerykańskiej

działalności w bloku Erha sięga 1993 r., gdy firma *Esso* postanowiła kupić pierwszą koncesję poszukiwawczą. Wydobycie ropy naftowej trwa od pierwszej połowy 2006 r., a tempo wydobycia z wód o głębokości ok. 1750 m oscyluje w granicach 165 tys. baryłek na dzień. Złoża są zlokalizowane w odległości niemal 100 km od nigeryjskiej linii brzegowej i eksploatowane za pomocą FPSO (jednostek, których zadaniem jest wydobywanie, wstępne oczyszczenie, przechowywanie oraz przeładunek ropy naftowej i gazu ze złóż podmorskich).

**Wybrzeże Kości Słoniowej.** *Eni* poinformowała o sukcesie wiercenia Baleine East 1X na wodach przybrzeżnych tego kraju. Jest to pierwszy odwiert poszukiwawczy w bloku CI-802 i drugie odkrycie w strukturze Baleine. Zasoby pola szacuje się wstępnie na 2,5 mld bbl ropy naftowej i 93 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego. Odwiert osiągnął głębokość 3165 m, a strefa nasycona węglowodorami ma miąższość 48 m. Potwierdzono potencjał do wydobywania co najmniej 12 tys. bbl/d ropy naftowej i 400 m<sup>3</sup>/d towarzyszącego jej gazu ziemnego. *Eni*, oprócz bloków CI-101 i CI-802 na polu naftowym Baleine, posiada udziały w pięciu innych koncesjach na głębokich wodach Wybrzeża Kości Słoniowej: CI-205, CI-501, CI-504, CI-401 i CI-801 – wszystkie dzieli z *Petroci Holding*.

**Gujana.** *ExxonMobil* odkrył w tym roku dwa złoża węglodorów w bloku Stabroek u wybrzeży Gujany, na południowy wschód od złóż Liza i Payara. Są to złoża Seabob i Kiru-Kiru – szóste i siódme spośród tegorocznych odkryć w Gujanie, których łączna liczba przekroczyła już 25. Odwiertem Seabob-1 natrafiono na warstwę piaskowca nasyconego węglowodorami, o miąższości ok. 40 m, natomiast odwiertem Kiru-Kiru-1 na warstwę o podobnej litologii i takim samym nasyceniu, miąższości ok. 30 m. Władze firmy poinformowały, że operujące u wybrzeży Gujany stłoki wiertnicze *Liza Destiny* i *Liza Unity* przekroczyły docelowy poziom produkcji w tym roku, wynoszący 340 000 boe/d. Oczekuje się, że za sprawą eksploatacji złóż Payara i Yellowtail do sumarycznego wydobycia spółki u wybrzeży Ameryki Południowej można będzie dodać odpowiednio 220 tys. i 250 tys. bbl/d. Ponadto *Exxon* zaanonsował projekt nowej kampanii wiertniczej, obejmującej wykonanie 35 odwiertów w bloku Stabroek od połowy 2023 do końca 2028 r., potwierdzając zainteresowanie pozyskiwaniem aktywów w tym regionie.

**Surinam.** Firma *APA* ogłosiła kolejne odkrycie zasobów ropy naftowej w morskiej strefie Surinamu. Dane z odwiertu Baja-1 w bloku 53 potwierdziły szacunki firmy wynikające z wyników wcześniejszych wierceń w bloku 58 w Gujanie. Zasoby bloku 58 (podobnego do bloku 53) oszacowano na 100 mln bbl w formacjach górnego kampanu i 80 mln bbl w skałach dolnego kampanu. Zasoby bloku 53 nie zostały jeszcze policzone. Firma poinformowała, że wierceniem Baja-1 natrafiono na warstwę skał nasyconych węglowodorami o miąższości 32 m.

*Źródła:* 88 Energy, APA, CNOOC, Eni, Gaz-system, Oil & Gas Journal, Orlen, PERN, PGNiG, Santos, Shell, Sinopec, Tailwind Energy, TMK Energy, Turkmengas, Upstreamonline, YPF.