



## Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Radomir Pachytel<sup>1</sup>

**Polska.** Skomplikowana transakcja przejęcia Grupy *Lotos* przez PKN *Orlen* otrzymała od Komisji Europejskiej zgodę na wydłużenie terminu realizacji środków zaradczych. Na mocy aktualnego rozporządzenia nowy *deadline* przypada na 14.11.2021 r. W efekcie tej decyzji, z korzyścią dla wszystkich interesariuszy, możliwa będzie jeszcze bardziej wnikliwa analiza ofert partnerów, z którymi są prowadzone rozmowy dotyczące wdrożenia środków zaradczych. Warto przypomnieć, że w maju br. Ministerstwo Aktywów Państwowych, *Orlen*, PGNiG i *Lotos* potwierdziły strukturę fuzji spółek, wskazując jako wiodący model transakcji przejęcie w trybie art. 492 *Kodeksu spółek handlowych*. W podpisanej czterostronnej umowie przyjęto bezgotówkową formułę połączenia, która gwarantuje stabilną kondycję finansową nowej, silnej firmy i uwzględnia potrzeby akcjonariuszy wszystkich spółek, w tym mniejszościowych.

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo, dzięki dwóm zakończonym odwiertom – Brońsko-31H i Brońsko-32, zwiększy wkrótce wydobywanie gazu ziemnego o 120 mln m<sup>3</sup> rocznie. Otwory te, odwiercone na terenie gminy Śmigiel, zaprojektowano na podstawie wyników powtórnej analizy danych sejsmicznych 3D, które zebrano w 2019 r. Odwiert horyzontalny Brońsko-31H ma 2700 m długości i dotarł na głębokość ponad 2212 m. Odwiert wertykalny Brońsko-32 osiągnął długość 2239 m. W tym roku miną dwie dekady od rozpoczęcia eksploatacji złoża Brońsko, którego zasoby wydobywalne oszacowano na 26,7 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego (drugie największe złożo w Polsce, po złożu Przemyśl; ponad połowa rezerw wciąż pozostaje gotowa do wydobywania), a eksploatacja jest obecnie prowadzona za pomocą 21 odwiertów wydobywczych. W 2020 r. Brońsko dostarczyło do systemu przesyłowego 895 mln m<sup>3</sup> gazu ziemnego.

W połowie lipca 2021 r. członkowie Grupy Kapitałowej *Lotos* debatowali o możliwościach wdrożenia projektów innowacyjnych i inwestycyjnych. Do najważniejszych inwestycji zaliczono 5 projektów: *YME new development* (uruchomienie eksploatacji nowego złoża w Norwegii, które ma dostarczać węglowodory począwszy od 4 kwartału br.); *NOAKA development* (do 2028 r. wydobywanie z norweskiego szelfu kontynentalnego dodatkowych 16 tys. boe/d); zagospodarowanie złóż B4 i B6 (wyzwaniem jest uruchomienie w 2025 r. eksploatacji złóż gazu ziemnego o zasobach wydobywalnych 4,8 mld m<sup>3</sup>, co zwiększy krajowe wydobywanie o 10–13%); zagospodarowanie złoża B8 (zoptymalizowanie wydobywania i systemu przesyłowego złoża, dostarczającego ok. 3500 bbl/d) i *Polish Offshore*

*Wind Service* (usługi inwestycyjne i serwisowe w ramach programu budowy farm wiatrowych). Wśród istotnych projektów inwestycyjnych niższego szczebla można wskazać: poprawę systemu przerobu ropy naftowej, budowę węzła odzysku wodoru z procesów przetwórczych, rozpoczęcie produkcji zielonego wodoru z elektrolizy wody w programie *Lotos Green H2* czy budowę węzła gazowo-parowego CCGT. W agendzie badawczej obowiązującej do roku 2030 możemy znaleźć postulaty rozwoju technologii rafineryjnych, wytwarzania ekologicznych produktów ropopochodnych, wzmocnienia pozycji paliw alternatywnych i biopaliw, a także digitalizację procesów korporacyjnych i produkcyjnych. Spółka poinformowała, że aktualnie w Grupie *Lotos* jest realizowanych ok. 360 projektów o łącznym budżecie 1,4 mld zł na rok 2021, z czego 5 głównych projektów pochłonie ok. 470 mln złotych.

W czerwcu 2021 r. rozpoczęto układanie rurociągu *Baltic Pipe* na dnie Morza Bałtyckiego. Na duńskich wodach w pobliżu wyspy Bornholm ze statku *Castorone* położono rury stanowiące początek pierwszego, polskiego, podmorskiego gazociągu. Firma *Gaz-system* obwieściła, że do końca roku planuje zespawać i ułożyć na dnie Bałtyku 275 km rurociągu, który połączy wybrzeża Polski i Danii. Zgodnie z projektem ok. 56 km rurociągu znajdzie się w polskim obszarze morskim, ok. 133 km w duńskim, natomiast ok. 85 km w szwedzkim. W obszarach polskim i duńskim zaplanowano przeprowadzenie ok. 1,6 km gazociągu w mikrotunelach. Inwestycja *Baltic Pipe*, która w 2022 r. ma być uruchomiona z pełną przepustowością, jest gwarantem energetycznego bezpieczeństwa Polski.

Trybunał Sprawiedliwości Unii Europejskiej (TSUE) przyznał rację Polsce, która zaskarżyła decyzję Komisji Europejskiej, zwalniającą gazociąg *OPAL* (lądowe przedłużenie gazociągu *Nord Stream* na terytorium Niemiec) z obowiązku stosowania regulacji unijnych. Zgodnie z orzeczeniem, postępowanie komisji było sprzeczne z zasadą solidarności energetycznej i nie brało pod uwagę interesu wszystkich zainteresowanych państw członkowskich. Orzeczenie TSUE kończy pięcioletni spór z niemieckim rządem, który w argumentacji przed sądem drugiej instancji oznajmił m.in., iż *solidarność energetyczna miała być jedynie deklaracją polityczną, bez szerokiego znaczenia prawnego*. Pomimo niemieckiego wsparcia dla *Gazpromu*, rosyjski koncern od momentu uprawomocnienia wyroku może wykorzystywać na wyłączność maksymalnie połowę przepustowości gazociągu *OPAL*. Taki werdykt może być również argumentem przeciwko zwolnieniu spod unijnego prawa gazociągu *Nord Stream 2*, o które obecnie mocno zabiega *Gazprom*.

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

**Norwegia.** Koncern *Aker BP* i jego partnerzy koncesyjni, *Lukoil*, *Petoro* i *Equinor*, oceniają zasoby gazu ziemnego i perspektywy wydobywcze na obszarze koncesji 858 na Morzu Barentsa, gdzie odkryto niewielkie nagromadzenie węglowodorów. Wydobywalne zasoby tego nagromadzenia wstępnie oszacowano na 1,6–2,1 mln m<sup>3</sup> ekwiwalentu ropy naftowej, co sprawia, że obecnie ich zagospodarowanie jest uważane za nieopłacalne. W odległości ok. 160 km na południe od odkrycia gazu 7435/12-1 (Korpfjell) wykonano odwiert poszukiwawczy 7234/6-1, zakończony w węglanach formacji Ørn na głębokości 4003 m. Celem były skały zbiornikowe późnego karbonu i wczesnego permu, uznane za perspektywiczne pod względem występowania nagromadzeń ropy naftowej. W formacji Ørn natrafiono na kolumnę skał nasyconych gazem ziemnym o łącznej długości 57 m, w której 26 m stanowi dolomit o złych lub przeciętnych właściwościach zbiornikowych. Ponadto rozpoznano ślady gazu ziemnego w kilku cienkich, triasowych warstwach piaskowca formacji Snadd, Kobbe i Havert. W jurajskich piaskowcach Realgrunnen, ocenianych wcześniej jako perspektywiczne pod względem nagromadzeń ropy naftowej, nie stwierdzono jej objawów.

**Meksyk.** Rosyjski koncern *Lukoil* nabył 50% udziałów w meksykańskim projekcie *Area 4*, przejmując spółkę holdingową dotychczasowego operatora. Partnerem projektu (posiadającym pozostałych 50% udziałów) jest spółka naftowo-gazowa *PetroBal*, należąca do meksykańskiego konglomeratu *GrupoBAL*. Wartość transakcji opiewa na 435 mln USD i musi być zatwierdzona przez władze Meksyku. Projekt obejmuje dwa bloki o łącznej powierzchni 58 km<sup>2</sup>, które znajdują się w Zatoce Meksykańskiej w odległości 42 km od wybrzeża kraju. Głębokość morza wynosi w tym miejscu 30–45 m. W blokach tych znajdują się dwa pola naftowe – Ichalkil i Pokoch. Zasoby wydobywalne węglowodorów wynoszą 564 mln boe, z czego ponad 80% stanowi ropa naftowa. Obecnie jest finalizowana budowa instalacji wydobywczych, a rozpoczęcie wydobycia jest planowane na III kwartał 2021 r. Przedsięwzięcie będzie realizowane w trzech fazach, a szczytowe dzienne wydobycie szacuje się na ponad 115 tys. boe.

**Brazylia.** Wydaje się, że cały świat krok po kroku odchodzi od paliw kopalnych, tymczasem wzrok przykuwają takie wyjątki, jak Kraj Kawy. Brazylijski minister kopalń i energii Bento Albuquerque stwierdził, że oczekiwany w tym dziesięcioleciu wzrost wydobycia ropy naftowej sprawi, iż Brazylia stanie się jej piątym eksporterem na świecie. Rząd oczekuje, że wydobycie wzrośnie z obecnych niemalże 3 mln bbl/d do 5,3 mln bbl/d i kraj zbliży się w rankingach światowych eksporterów do prowadzącej Arabii Saudyjskiej, nie forsującej wydobycia ze swoich rezerw. Prognozuje się, że w nadchodzących latach bogate, podmorskie pola naftowe Brazylii staną się jednymi z nielicznych na świecie, które nie należą do OPEC+ i których operatorzy dążą do zwiększenia wydobycia. OPEC ogłosił w czerwcowym raporcie, że Brazylia, podobnie jak Kanada, Chiny i Norwegia, może być głównym motorem wzrostu podaży węglowodorów w 2021 r. Wzrost brazylijskiej podaży ropy naftowej spowodowały odkrycia w formacjach przedsołnych, z których południowoamerykańscy eksploratorzy pozyskują dziennie ok. 2 mln baryłek. Dzięki większemu wydobyciu ropy naftowej eksport Brazylii

osiągnął rekordowy poziom 1,4 mln baryłek/d w 2020 r., co oznacza wzrost o 16,9% rok do roku.

**Rosja.** Według rosyjskiej agencji statystycznej *Rosstat* udział przemysłu naftowego i gazowego w rosyjskiej gospodarce spadł z 21,1% w 2018 r. i 19,2% w 2019 r. do 15% w 2020 r. W zeszłym roku ropa naftowa i gaz ziemny wygenerowały 219 mld USD (16,3 bln rubli rosyjskich) rosyjskiego produktu krajowego brutto (PKB). W USA przemysł ten wytwarza 8% PKB, w Arabii Saudyjskiej – 50%, w Norwegii – 14%, w Kazachstanie – 13,3%, w Zjednoczonych Emiratach Arabskich – 30% i w Kanadzie ok. 10%. W Rosji ocenia się, że sprzedaż węglowodorów odpowiada za około połowę rosyjskiego PKB i jest to bardziej prawdopodobne ze względu na fakt, że paliwa kopalne stanowią około 50–60% całego rosyjskiego eksportu.

Analitycy agencji *Reuters* zwracają uwagę na problem Rosji ze zwiększeniem wydobycia ropy naftowej. W maju bieżącego roku w kraju tym wydobywano dziennie ok. 10,42 mln baryłek ropy naftowej i kondensatów, czyli mniej niż średnia ubiegłoroczna, wynosząca 10,45 mln baryłek. Przyczyną mogą być trudności ze zwiększeniem pozyskiwania ropy naftowej ze starszych pól naftowych. O takich trudnościach mówiło się już w zeszłym roku, kiedy OPEC+, w odpowiedzi na spadek popytu spowodowany pandemią, po raz pierwszy zgodził się na wycofanie z rynku ok. 7,7 mln baryłek dziennie. Odwiert zamknięty na długi czas, m.in. ze względu na zmiany ciśnienia i zawodnienie, nie zawsze wraca do pompowania na tym samym poziomie, co wcześniej.

**Afryka.** Brytyjska firma *SDX Energy* intensyfikuje prace w Egipcie i Maroku. W Egipcie ma 55% udziałów w eksploatowanym polu gazowym South Disouq w delcie Nilu oraz 50% w nieeksploatowanej koncesji West Gharib, która znajduje się na Pustyni Wschodniej, przylegającej do Zatoki Sueskiej. W Maroku *SDX Energy* posiada 75% udziałów w pięciu koncesjach w basenie Gharb. W ramach egipskiej kampanii wiertniczej zostanie wykonany odwiert IY-2, ukierunkowany na pozyskanie węglowodorów z basenu Basal Kafr El Sheikh, wypełnionego głównie przepuszczalnymi piaskowcami. Pod koniec III kwartału 2021 r. ma ruszyć eksploatacja z otworu wierconego na terenie pola naftowego Ibn Yunus, o głębokości ok. 2000 m. Szacuje się, że dzięki IY-2 możliwe będzie utrzymanie wydobycia na poziomie 1,275 mln m<sup>3</sup>/d. Poprzednie prace w rejonie South Disouq skutkowały pięcioma odkryciami w siedmiu wierceniach *SDX Energy*. Drugi odwiert poszukiwawczy kampanii, HA-1X na obszarze koncesji Hanut, ma być wykonany po ukończeniu IY-2. Celem jest rozległa struktura, której zasoby wydobywalne są szacowane na niemalże 4 bln m<sup>3</sup> węglowodorów.

W Maroku *SDX Energy* wykonała trzy odwierty w basenie Gharb z pięciu planowanych na bieżący rok. Pierwszy odwiert, OYF-3, zakończono na głębokości 1183 m. W formacji Guebbas natrafiono na duże nagromadzenie gazu ziemnego. Drugi odwiert, KSR-17, osiągnął głębokość 1848 m – rozwiercono piaskowiec o doskonałych właściwościach zbiornikowych. Oba otwory przetestowano i połączono – ocenia się, że dostarczą one co najmniej 23 mln m<sup>3</sup> węglowodorów. Trzeci odwiert, KSR-18, odwiercono do głębokości 1905 m. Oceniono, że zagwarantuje on wydobycie ponad 21 mln m<sup>3</sup> gazu ziemnego.

Firma *Reconnaissance Energy Africa* wykonała odwiert 6-1 w basenie sedimentacyjnym Kavango na pustyni Kalahari w północno-wschodniej Namibii. Jest to drugi odwiert z trzech zaplanowanych do oceny konwencjonalnego systemu węglowodorowego. Natrafiono na 134-metrową kolumnę skał z przyływem lekkiej ropy naftowej i gazu ziemnego. Podobne wyniki uzyskano w pierwszym odwiercie 6-2. Potwierdzają one obecność postulowanego, konwencjonalnego systemu naftowego. Dane z tych dwóch odwiertów (w tym wyniki analiz pobranych rdzeni bocznych) wraz z rezultatami planowanych badań sejsmicznych 2D umożliwią pierwszą, regionalną interpretację całego basenu.

Koncern *TotalEnergies SE* podpisał z konsorcjum *McDermott* i *Sinopec* kontrakt o wartości ok. 2 mld USD na zagospodarowanie obszaru lądowej koncesji Tilenga w dorzeczu jeziora Alberta w Ugandzie, która obejmuje aż sześć pól naftowych. Planowane jest wykonanie 31 otworów wiertniczych i połączenie ich z zakładem przetwarzania za pomocą podziemnych linii przesyłowych. W czasie maksymalnego wydobycia system ten będzie łączyć 426 odwiertów, generujących dziennie do 200 tys. baryłek ropy naftowej.

Firma *Decklar Resources* kupiła od *Purion Energy* udziały w polu naftowym Asaramatoru w delcie Nigru w Nigerii. Dwa historyczne otwory znajdujące się na tym polu – AST-1 i AST-2 – mają krótkoterminowy potencjał produkcyjny. Pole Asaramatoru odkryto w 1973 r., gdy wierząc otwór AST-1, natrafiono na 10 formacji z przyływem węglowodorów. W 1989 r. koncern *Shell* wykonał otwór AST-2, ujawniając złożę ropy naftowej w oddzielnym bloku uskokowym. W 1996 r. ten holenderski koncern opłacił wykonanie badań sejsmicznych 3D, których wyniki uściśliły wiedzę o budowie geologicznej obszaru. Po licznych perturbacjach w 2004 r. rząd federalny Nigerii przyznał koncesję wydobywczą firmom *Prime* i *Suffolk*, które dopiero po kolejnej dekadzie wzmożły aktywność, rozpoczynając testy produkcyjne. Przez trzy lata z otworów AST-1 i AST-2 pozyskiwano średnio 2700 baryłek ropy naftowej dziennie. Porzuceno je w 2018 r. Według obecnego planu zagospodarowania, przedstawionego przez firmę *Decklar*, wydobycie ma wynosić 20 tys. bbl/d ropy naftowej, która będzie transportowana do terminalu Bonny.

**Chiny.** *China National Offshore Oil Corp. (CNOOC)* poinformowała o postępie prac w dwóch istotnych projektach wydobywczych. Pole naftowe Weizhou 11-2 w zatoce Beibu na Morzu Południowochińskim (głębokość wody ok. 40 m), w którym *CNOOC* ma 100% udziałów, weszło w drugą fazę produkcji. Na jego obszarze jest planowane wykonanie 13 odwiertów, w tym 7 produkcyjnych i 6 zatłaczających. Oczekuje się, że szczytowe wydobycie, wynoszące ok. 6000 baryłek ropy naftowej dziennie, nastąpi w 2022 r. Wydobycie wystartowało również ze złoża gazu ziemnego Lingshui 17-2. Znajduje się ono w północnej części basenu Qiongdongnan, pod powierzchnią morza o głębokości ok. 1560 m. Jest to pierwsze w Chinach złożo na obszarze głębokowodnym. Lingshui 17-2 było pierwszym, dużym odkryciem gazu ziemnego, o zasobach geologicznych przekraczających 100 mld m<sup>3</sup>, świadczącym o ogromnym potencjale głębinowych obszarów Morza Południowochińskiego. Planuje się 11 odwiertów produkcyjnych, których szczytowe wydobycie, przekraczające

dziennie 9 mln m<sup>3</sup> gazu ziemnego i 6751 baryłek kondensatu, zostanie osiągnięte w 2022 r. i utrzymane w 10-letnim okresie produkcji. Będzie ono istotnym źródłem dostaw gazu ziemnego dla obszaru Guangdong–Hong Kong–Hainan. *CNOOC Limited* posiada 100% udziałów w złożu Lingshui 17-2. Jak podkreślił prezes spółki Wang Dongjin, rozpoczynając eksploatację tego złoża, firma zrobiła krok w kierunku pozyskiwania gazu ziemnego z obszarów ultragłębokowodnych, gdzie wysokość słupa wody przekracza 1500 m.

**Stany Zjednoczone.** *Schlumberger*, największe na świecie przedsiębiorstwo świadczące usługi serwisowe związane z obsługą pól naftowych, ogłosiło plan dążenia do zeroemisyjności firmy w 2050 r. Kolejnymi przystankami w tym planie mają być rok 2025 (30% redukcji emisji operacyjnych i klientów względem roku 2019) i rok 2030 (50%). *Schlumberger* zobowiązał się do redukcji emisji gazów cieplarnianych i, aby przyspieszyć drogę do spełnienia celów zawartych w porozumieniu paryskim, wprowadził portfolio technologii przejściowych (PTP). PTP zostało podzielone na pięć tematów: emisje nieplanowane – pomiar, monitorowanie i ocena operacji serwisowych w celu zminimalizowania wycieków i nieregularnych wpływów gazów cieplarnianych do środowiska; minimalizacja śladu węglowego podczas prac wiertniczych i serwisowych; zmniejszenie i eliminacja flarowania; rozwój technologii przyjaznych środowisku i elektryfikacja infrastruktury. *Schlumberger* już teraz chwali się, że dzięki wydobyciu bez flarowania i zastosowaniu technologii *RapidX* w omańskim projekcie Khazzan ograniczył emisję CO<sub>2</sub> o 80 tys. t.

Według serwisu *Bloomberg* sekretarz skarbu USA Janet Yellen jest gotowa zebrać szefów banków rozwoju, aby przekonać ich do zaprzestania finansowania projektów polegających na pozyskiwaniu paliw kopalnych. Yellen pragnie, aby banki dostosowały swoje portfele do porozumienia paryskiego i celów zeroemisyjności tak szybko, jak to możliwe. Wprawdzie tego typu instytucje nigdy nie przeznaczały dużych kwot na projekty związane z paliwami kopalnymi, ale zmianę trendów widać już teraz. Od początku pandemii banki rozwoju przeznaczyły zaledwie 3 mld USD na pozyskiwanie ropy naftowej i gazu ziemnego, po raz pierwszy w historii nie przyznając ani centa na projekty węglowe, wydały natomiast 12 mld USD na projekty związane z czystą energią. Uwadze decydentów umknęło chyba, że właśnie projekty związane z gazem ziemnym pozwolą wielu krajom (w tym Polsce) na szybkie i skuteczne odejście od węgla. Warto przypomnieć, że pełniąc funkcję sekretarza skarbu i przewodniczącej Rady Nadzoru Stabilności Finansowej USA Janet Yellen, będąca zagozonym zwolennikiem ochrony środowiska i bardzo krytycznie oceniająca rolę, jaką paliwa kopalne odgrywają w emisji gazów cieplarnianych, przed mianowaniem posiadała wiele akcji spółek zajmujących się wydobyciem węglowodorów. Po ujawnieniu tej informacji publicznie zobowiązała się je sprzedać.

*Źródła:* *Aker BP, CNOOC, Decklar Resources, Gaz-system, Lotos, Lukoil, Oil and gas journal, Oilprice, Orlen, PetroleumAfrica, PGNiG, Reconnaissance Energy, Reuters, Rosstat, Schlumberger, SDX Energy, TotalEnergies.*