



## Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Radomir Pachytel<sup>1</sup>

**Polska.** Współpraca PKN Orlen z Polskim Górnictwem Nafty i Gazu niemalże każdego miesiąca wchodzi na wyższy poziom. Z końcem 2020 r. spółki ogłosiły wzajemne partnerstwo w realizacji inwestycji w blok gazowo-parowy elektrowni w Ostrołęce. Podpisana trójstronna umowa gwarantuje Orlenowi i przejętej przez niego Enerdze wiodącą pozycję w pro-

jeckcie, z łącznym pakietem wynoszącym 51% udziałów. Pozostałych 49% udziałów przejmie PGNiG. W ramach budowy bloku energetycznego w technologii zasilania paliwem gazowym oraz przygotowania niezbędnej infrastruktury do jego funkcjonowania najpóźniej w połowie bieżącego roku zostanie powołana nowa spółka, odpowiedzialna za przeprowadzenie inwestycji. Jednocześnie koncerny podpisały aneks do umowy na dostawy gazu, zabezpieczając do końca 2027 r. (z opcją przedłużenia do końca 2028 r.) paliwo do pracy instalacji produkcyjnych Orlenu w Polsce.

Grupa Orlen, po raz pierwszy w historii, uruchomiła własną kopalnię gazu ziemnego Bystrowice. Wydobywanie w ramach testu produkcyjnego wystartowało jeszcze w grudniu 2020 r., a w pierwszym miesiącu dostarczono do systemu przesyłowego ok. 2 mln m<sup>3</sup> surowca. Złoże gazu ziemnego Bystrowice jest wielohoryzontowe – nagromadzenia gazu występują w utworach miocenu oraz w jego podłożu. Po odwierceniu otworu Bystrowice OU-1, o głębokości 2165 m, Orlen oszacował zasoby wydobywalne złoża na 2 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego o zawartości ponad 98% metanu. Kolejne prace poskutkowały wykonaniem dwóch otworów eksploatacyjnych – Bystrowice OU-2 (1719 m) i Bystrowice OU-3 (2125 m) – które umożliwiły lepsze rozpoznanie złoża. Rok 2021 ma przynieść kolejne prace wiertnicze, których wykonanie wpłynie na wzrost wydobycia gazu.

W okresie świąteczno-noworocznym Orlen z uwagą musiał spoglądać na swoje litewskie aktywa. Z terminalu w Butyndze, za pośrednictwem którego ropa naftowa jest transportowana drogą morską do kontrolowanej przez Orlen rafinerii w Możejkach, nastąpił wyciek ropy naftowej. Szczęśliwie początkowe informacje o 2 t ropy w Bałtyku okazały się przesadzone, a zdaniem litewskiego Ministerstwa Środowiska do morza wyciekło ok. 480 l ropy. Nie odnotowano zanieczyszczeń na wodach Litwy ani Łotwy, ale resort środowiska Litwy zapowiedział kontrolę stanu środowiska w okolicy wiosną tego roku. Poprzedni wyciek z terminalu wydarzył się w listopadzie 2001 r., gdy do Morza Bałtyckiego trafiło 59 ton produktów ropopochodnych.

Niezależnie od wspomnianych kwestii środowiskowych Możejki, będące największą litewską firmą odpowiedzialną za 15% wpływów do krajowego budżetu, skupiły na sobie uwagę obserwatorów poprzez uruchomienie nowej linii kolejowej, łączącej rafinerię z Ukrainą. Trasa tej linii biegnie przez terytorium Polski i stanowi przeciwwagę dla odcinka wiodącego przez Białoruś. Aktualnie zakład w Możejkach zapewnia dostawy produktów ropopochodnych na rynki Litwy, Łotwy, Estonii, Ukrainy i Polski.

Jednocześnie wciąż kwitną inwestycje PGNiG na obszarze Morza Północnego. Norweska administracja naftowa wydała formalne zgody na przejęcie przez PGNiG *Upstream Norway* udziałów w czterech koncesjach obejmujących złoża Kvitebjørn i Valemon, zwiększając liczbę koncesji, w których koncern posiada udziały, do 32 aktywów. Złoża kupione od *Norske Shell* charakteryzują się wysoką zawartością gazu ziemnego, a dzięki transakcji średnia dzienna produkcja węglowodorów PGNiG w Norwegii wzrosła skokowo o ok. 30%. Zgodnie z prognozą wydobycia, łączna produkcja gazu przez spółkę wyniesie w 2021 r. 0,9 mld m<sup>3</sup> gazu wobec ok. 0,5 mld m<sup>3</sup> w 2020 r. Po uruchomieniu gazociągu *Baltic Pipe*, w latach 2023–2028 oba nowo nabyte złoża będą dostarczać PGNiG *Upstream Norway* średnio ok. 0,2 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie. Operatorem złożeń jest *Equinor*, a polski koncern uzyskał w Kvitebjørn (ok. 184,3 mln boe zasobów wydobywalnych) i Valemon (ok. 29 mln boe) odpowiednio 6,45% i 3,225% udziałów.

**Świat.** Według szacunków *Rystad Energy*, globalne wydobycie gazu ziemnego w 2020 r. spadło o 3,6% (do 3918 mld m<sup>3</sup>), za co agencja obwinia głównie niskie ceny na rynkach surowców naturalnych, w konsekwencji prowadzące do słabszego zaangażowania w poszukiwania i wydobycie. Pandemia wywarła największy wpływ na wydobycie w Ameryce Północnej, które spadło w ubiegłym roku o 47 mld m<sup>3</sup>, tj. do poziomu 1103 mld m<sup>3</sup>. Popyt na gaz, głównie dzięki niskim cenom surowca i jego konkurencyjności w energetyce, nie spadł tak bardzo, jak popyt na ropę naftową. Odnotowano jedynie 2,5% spadek względem szacowanego poziomu 3840 mld m<sup>3</sup>. Za spadki była odpowiedzialna głównie Europa, w której zużycie zmniejszyło się o ok. 40 mld m<sup>3</sup> (–7% względem 2019 r.). Obniżenie popytu o ok. 26 mld m<sup>3</sup> odnotowano również w Afryce, podczas gdy w Azji popyt na gaz pozostał relatywnie silny. Globalny import LNG, pomimo blokad, wzrósł o 3%, czyli do 363 mln ton. Popyt na LNG w Azji wzrósł o 4% rok do roku, głównie za sprawą Chin. Inne państwa w regionie

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

również starały się wykorzystać niskie ceny gazu do zastąpienia węgla w miksie energetycznym.

*Rystad Energy* przedstawiło prognozy dotyczące rynku energetycznego w roku 2040. Zdaniem analityków tej agencji światowa produkcja gazu ziemnego wzrośnie do tego czasu o 24%, tj. do 4857 mld m<sup>3</sup>, przy czym większość przyrostów będzie pochodzić z Ameryki Północnej (+410 mld m<sup>3</sup> w porównaniu z produkcją w 2020 r.), a następnie z Rosji (+190 mld m<sup>3</sup>) i Bliskiego Wschodu (+185 mld m<sup>3</sup>). Wydobycie gazu ziemnego w Stanach Zjednoczonych, napędzane przez odkrycia na obszarze Marcellusa i basenu permskiego, może wkrótce osiągnąć 1194 mld m<sup>3</sup>, ale w dużej mierze będzie zależało od polityki nowego rządu USA, który nie jest przychylny sektorowi węglowodorów. Znaczący wkład mogą wnieść Rosja, Iran i Katar. Europa natomiast będzie jedynym regionem, w którym produkcja spadnie (-74 mld m<sup>3</sup>), ze względu na zmniejszenie działalności w Norwegii i Holandii. Pomimo wzrostu udziału w miksie energetycznym odnawialnych źródeł energii, globalne zapotrzebowanie na gaz ziemny ma wzrosnąć o 26%, czyli do 4867 mld m<sup>3</sup>, a największy przyrost zapotrzebowania jest prognozowany dla rynku azjatyckiego (+537 mld m<sup>3</sup> w porównaniu z 2020 r.). W samej Europie popyt spadnie o ok. 43 mld m<sup>3</sup>, a redukcja ta będzie związana głównie z polityką środowiskową i wzrostem udziału odnawialnych źródeł energii. Popyt w USA jest również zagrożony ze względu na nową politykę środowiskową, która ma zostać ogłoszona przez administrację Bidena. Oczekuje się, że światowa produkcja LNG osiągnie 672 Mt w 2040 r., co będzie stanowić wzrost o 79% w porównaniu z danymi z 2020 r. Pomimo tego trudno będzie sprostać zwiększonemu popytowi, ocenianemu na 736 Mt. Około 30% produkcji powinno pochodzić z USA. Katar pozostanie głównym graczem na rynku LNG, napędzającym eksport na Bliskim Wschodzie, a Mozambik ma szansę stać się eL(NG)dorado Afryki. Największy wzrost popytu będzie napędzany przez gospodarki azjatyckie – Chiny, Indie, Pakistan, Tajlandię i Bangladesz. Import LNG do krajów europejskich może się zmniejszyć, w zależności od realizacji projektów gazociągów transgranicznych.

Według *Wood Mackenzie* rok 2021 będzie przełomowy dla branży gazowej i LNG, ponieważ dekarbonizacja gazu ziemnego stanie się strategicznym priorytetem dla wielu państw. Analitycy zidentyfikowali pięć zakresów tematycznych, które będą miały istotny wpływ na branżę w tym roku:

□ Wspieranie zwiększonego popytu na gaz ziemny poprzez politykę państw azjatyckich i europejskich w tzw. okresie przejściowym – obecnie ok. 75% zapotrzebowania na LNG i niemalże 50% emisji dwutlenku węgla jest generowanych przez kraje, które przyjęły politykę dążenia do neutralności klimatycznej. Rozwój rynku gazowego będzie w dużej mierze zależał od przyjętej przez polityków drogi, mającej doprowadzić do zerowej emisji netto. Przyspieszenie przejścia z węgla na gaz jest tematem, który należy bacznie obserwować w Azji, ponieważ węgiel stanowi ponad 50% miks energetyczny tego regionu. W Europie dodatkowe wycofanie się z elektrowni węglowych w Niemczech i Polsce mogłoby w perspektywie średnioterminowej wspomóc większe wykorzystanie gazu, tak jak ma to miejsce w innych krajach europejskich. Ponadto zdecydowana polityka wspierająca CCUS (użyłizację i składowanie dwutlenku węgla) oraz wódor zwiększyłaby popyt na gaz w sektorach trudnych do dekarbonizacji.

□ Ostateczne decyzje inwestycyjne dotyczące wielkoskalowych projektów wodorowych i CCUS w bieżącym i 2022 r. – wiele firm zaanonsowało propozycje rozwoju projektów CCUS na dużą skalę w celu dekarbonizacji klastrów przemysłowych lub też wykorzystanie metody parowego reformingu, tzn. procesu produkcji wodoru z metanu i pary wodnej. CCUS nabiera nowego tempa także w elektrowniach przemysłowych, gdzie koszty wychwytywania CO<sub>2</sub> mogą przekraczać 100 USD/t CO<sub>2</sub>. Wsparcie publiczne i regulacje, a także nowe modele biznesowe były kluczem do wspierania ostatnich zmian w tej dziedzinie.

□ Postanowienia administracji nowego prezydenta Stanów Zjednoczonych Joe Bidena w sprawie ogłoszenia planu osiągnięcia zerowej emisji netto CO<sub>2</sub> przez USA – podczas kampanii prezydenckiej Biden ogłosił *rewolucję w dziedzinie czystej energii* o wartości 2 bln USD, mającą na celu przyspieszenie transformacji energetycznej w Stanach Zjednoczonych, w tym uzyskanie zerowej emisji dwutlenku węgla netto w sektorze energetycznym do 2035 r., oraz powrót do porozumienia klimatycznego z Paryża (postanowienia te zostały podpisane pierwszego dnia kadencji, podobnie jak blokada budowy rurociągu naftowego *Keystone XL* z Kanady). Zdaniem wiceprezesa *Wood Mackenzie*, Massimo Di Odoardo, zmiana prowadząca do polityki zerowej emisji netto CO<sub>2</sub> w sektorze energetycznym do 2035 r. wymagałaby radykalnej zmiany obecnego środowiska, a wdrożenie tej polityki może mieć długofalowy wpływ na krajobraz energetyczny Stanów Zjednoczonych. Analitycy przewidują, że do 2035 r. produkcja energii skutkująca zerową emisją CO<sub>2</sub> osiągnie 58%, przy silnym udziale źródeł wiatrowych i solarnych.

□ Ustabilizowanie cen LNG na poziomie 5,6 USD/mln btu na rynkach europejskich i 7,6 USD/mln btu na rynkach azjatyckich – w 2020 r. ceny LNG na tych rynkach spadły poniżej 4 USD/mln btu. Obecnie znacząco zależą one od warunków klimatycznych. Wzrost cen LNG w drugiej połowie 2020 r. w dużej mierze był spowodowany szybkim nadejściem jesienno-zimowych chłódów, przerwami w dostawach gazu z powodu braku zdolności żeglugowych oraz opóźnieniami transportowymi na Kanale Panamskim. Przyczynił się do niego również zwiększony popyt na LNG w Azji w czwartym kwartale 2020 r., który powrócił do poziomu sprzed koronawirusa. Mroźny początek roku na półkuli północnej sprawia, że popyt w Azji pozostaje wysoki, a magazyny LNG (zwłaszcza w północnej części Azji) przyjmą latem większą ilość gazu, co z kolei zmniejszy presję na Europę, aby wchłaniać nadmiar surowca.

□ Podpisywanie długoterminowych kontraktów na dostawy LNG, również w relacji do opóźnionego rozwoju katarskiego projektu *North Field East* – oczekuje się, że projekt *North Field East LNG*, rozwijany przez *Qatargas*, spółkę zależną *Qatar Petroleum*, zwiększy moce produkcyjne LNG w Katarze z 77 do 110 mln ton/rok do 2025 r. Druga faza ekspansji, znana jako projekt *North Field South*, spowoduje dalszy wzrost zdolności produkcyjnej LNG w Katarze – do 126 mln ton do 2027 r. Rozwój projektu jest jednak opóźniony, a ostateczne decyzje inwestycyjne powinny zostać podjęte w pierwszej połowie roku, aby uspokoić potencjalnych kupujących, ponieważ w innym wypadku mogą zostać zmuszeni do poszukiwania nowych długoterminowych zobowiązań. Fala niezakontaktowanego LNG trafi na rynek po 2025 r., w tym z *LNG Canada* (14 mln ton) oraz projektów, które przyjęły ostateczne decyzje inwestycyjne w 2019 r. (70 mln ton).

**Rosja.** *Gazprom* i *Wintershall Dea* rozpoczęły wydobycie gaz ziemny i kondensat z formacji Achimov obszaru 4A, zlokalizowanego na lądowym polu Urengoykoye w zachodniej Syberii. Obecnie jest prowadzony rozruch wydobycia, a po jego zakończeniu rozpocznie się wydobycie komercyjne. Obszary 4A i 5A (które zostaną poddane rozpoznaniu w nadchodzących miesiącach) znajdują się na północ od obszaru 1A pola Urengoykoye. Od 2008 r. *Achimgaz*, spółka *joint venture* (50:50) *Wintershall Dea* i *Gazprom Dobycha Urengoy*, prowadzi wydobycie gazu i kondensatu z bloku 1A. Wkrótce jako trzeci konsorcjant ma dołączyć do projektu austriacki koncern *OMV*. Formacja Achimov, wykształcona w postaci głębokowodnych warstw piaszczysto-gliniastych, zalega na głębokości prawie 4000 m p.p.t. i charakteryzuje się bardzo wysokim ciśnieniem złożowym (ponad 60 MPa), co sprawia, że zagospodarowanie złoża jest dla spółek sporym wyzwaniem technologicznym. Mają znacznie bardziej złożoną strukturę geologiczną, niż leżące wyżej osady cenomanu (głębokość 1100–1700 m) i walanżynu (1700–3200 m). Na obszarach 4A i 5A koncerny planują wykonanie 140 otworów wiertniczych.

Początek roku przyniósł również obwieszczenia dotyczące nowych działań *Gazpromu*. We współpracy z *Moldovagaz* podpisano dokumenty przedłużające dotychczasowe umowy na dostawy rosyjskiego gazu do Mołdawii i tranzyt tego surowca przez jej terytorium. Od pierwszego stycznia 2021 r. rosyjska spółka rozpoczęła dostawy gazu do Serbii, a także do Bośni i Hercegowiny, nowym szlakiem *Turkstream*, wiodącym przez Turcję i Bułgarię. Ponadto zarząd *Gazpromu* sygnował plany dostaw gazu i rozbudowy infrastruktury gazowej w Rosji na lata 2021–2025, które zostały zawarte z 67 podmiotami wchodzącymi w skład Federacji Rosyjskiej. *Gazprom* będzie odpowiadał za budowę 24 400 km gazociągów (2,5-krotny wzrost w stosunku do poprzedniego pięcioletnia) i stworzenie warunków niezbędnych do dostaw gazu do 3632 miejscowości. Rozszerzony zostanie zakres prac związanych z przebudową i modernizacją techniczną stacji gazowych, co stworzy możliwości dostaw większej ilości gazu do dotychczasowych odbiorców oraz przyłączenia nowych. Planowane jest również realizowanie dostaw gazu poza siecią – z wykorzystaniem skroplonego gazu ziemnego. Szacuje się, że jeśli programy na lata 2021–2025 przebiegną zgodnie z planem, to rosyjski gaz będzie mógł dotrzeć do 74,7% krajowych odbiorców. Ważnym elementem działań *Gazpromu* będzie także rozwój sektora LNG, w którym spółka prowadzi obecnie wiele projektów. Wśród nich jest zintegrowany kompleks przetwarzania i skraplania gazu ziemnego Ust-Ługa w obwodzie leningradzkim, którego roczna produkcja wyniesie 13 mln ton, czyniąc go największą fabryką LNG w północno-zachodniej Europie. Jako istotny dla rozbudowy infrastruktury gazowej i dostarczania gazu rosyjskim odbiorcom jest postrzegany także rozwój segmentu małego LNG, w który *Gazprom* chce zainwestować znaczne fundusze.

Inny z rosyjskich gigantów, *Lukoil*, rozpoczął pilotażową eksploatację złoża kondensatu gazu ziemnego *Khalmerpayutinskoye* w depresji *Bolshekhetskaya* w autonomicznym okręgu jamalsko-nienieckim. Firma wykonała dwa odwierty, otrzymując dzienny przypływ na poziomie 395 tys. m<sup>3</sup> gazu ziemnego i 31 ton kondensatu. Plany *Lukoil* dotyczące pola *Khalmerpayutinskoye* obejmują wykonanie czterech odwiertów, a decyzja o dalszym zago-

spodarowaniu pola zostanie podjęta po uzyskaniu wyników z testów produkcyjnych i zebraniu informacji geologicznej. Spółka rozpoczęła zagospodarowanie złóż w autonomicznym okręgu jamalsko-nienieckim na początku XXI w. W 2005 r. oddano do eksploatacji złożo *Nakhodkinskoye*, a w 2016 r. złożo naftowo-gazowe *Pyakakhinskoye*. Pod koniec 2019 r. rozpoczęto pilotażową eksploatację złoża kondensatu gazowego *Yuzhno-Messoyakhskoye*. Początkowo możliwe do odzyskania rezerwy depresji *Bolshekhetskaya* zostały oszacowane na ok. 1 mld ton.

*Lukoil* poinformował również o wydobyciu przeszło 35 mln ton ropy naftowej na polach *Jurija Korczagina* i *Władimira Filanowskiego* w północnej części Morza Kaspijskiego. Projekty kontynuowane w roku ubiegłym, wzbogacone o kolejne odwierty i metody intensyfikacji przypływu, zaopatrzyły spółkę w ponad 7 mln ton węglowodorów. Już wkrótce będzie do nich przylegać trzeci duży projekt kaspijski, obejmujący złożo *Valery Grayfer* (szacowany poziom wydobycia to 1 mln ton rocznie), którego infrastruktura jest obecnie kompletowana. Firma kontynuuje również prace poszukiwawcze w strukturach *Khazri* i *Titonskaya* w rejonie środkowego Morza Kaspijskiego, a w drugiej połowie 2020 r. wykonała odwiert poszukiwawczy w potencjalnej strukturze *Severo-Rakushechnaya* na północ od pola *Valery Grayfer*.

*Taas-Yuryakh Neftegazodobycha*, przedsiębiorstwo produkcyjne *Rosneftu*, po wykonaniu odwiertu rozpoznawczego na obszarze koncesji *Nizhnedzherbinsky* odkryło duże pole gazowo-kondensatowe. Potwierdzając komercyjne zasoby gazu i wysoką produktywność złoża, a także duże możliwości dalszej eksploracji, w Państwowej Komisji Rezerw zarejestrowano ponad 75 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego i 1,4 mln ton kondensatu ropno-gazowego. *Rosneft*, za pośrednictwem swojej zależnej spółki, prowadzi na terenie Republiki Sakha (Jakucja) prace poszukiwawcze zakrojone na szeroką skalę i osiąga wysoką efektywność – w ciągu dwóch lat odkrył trzy złoża. Spółka *Taas-Yuryakh* odpowiada za zagospodarowanie 10 bloków koncesyjnych zlokalizowanych w Jakucji, a obecnie jest zaangażowana w prace prowadzone głównie w blokach centralnym i *Kurunga* pola naftowo-gazowego *Srednebotubinskoye*, które jest jednym z największych aktywów *Rosneftu* we wschodniej Syberii.

**Egipt.** *ENI* zaanonsowało dalsze zainteresowanie prowadzeniem wydobycia ropy naftowej z obszaru koncesji *Meleiha* na Saharze Zachodniej w Egipcie. Zgodnie z informacją spółki, uzyskuje się z niego 10 tys. baryłek ropy dziennie. Złożo to odkryto po odwierceniu otworu *Arcadia 9*, zlokalizowanego w strukturze *Arcadia South*, 1,5 km na południe od głównego eksploatowanego pola *Arkadia*. Natrafiono w nim na 26-metrową kolumnę ropy naftowej w piaskowcach kredowych formacji *Alam El Bueib 3G*. Odwiert osiągnął ustabilizowaną wydajność 5500 bbl ropy naftowej na dobę. Dzięki temu znalezisku firma postanowiła odwiercić dwa kolejne otwory w formacji *Alam El Bueib 3G*, *Arcadia 10* i *Arcadia 11*. Pierwszy przewiercił kolumnę ropy naftowej o wysokości 7,5 m, natomiast drugi – 24 m. Ponadto *Arcadia 11* napotkał 6 m ropy naftowej w leżącej płycie formacji *Alam El Bueib 3D*. *ENI*, poprzez swoją spółkę zależną *IEOC*, posiada 38% udziałów w koncesji *Meleiha*. *Lukoil* jest właścicielem 12%, natomiast 50% należy do państwowego koncernu *Egyptian General Petroleum Corp.*

Tymczasem konsorcjum *Total* (35%), *Shell* (30%), *Kuwait Foreign Petroleum Exploration Company* (25%) i *Tarwa* (10%) podpisało z *Egyptian Natural Gas Holding* umowę w sprawie poszukiwań i wydobycia w obszarze bloku North Ras Kanayis Offshore w basenie Herodotus u wybrzeży Egiptu. Blok o powierzchni 4550 km<sup>2</sup> rozciąga się na odległość 5–150 km od brzegu; w akwenie o głębokości 50–3200 m. Basen ten nie był dotąd badany, a umowa obejmuje kampanię sejsmiczną 3D w ciągu pierwszych 3 lat. Firmy podejrzewają, że poszukiwania te mogą zaowocować kolejnymi odkryciami znaczących złóż węglowodorów na Morzu Śródziemnym.

### Pozostałe odkrycia i decyzje przełomu lat 2020/2021.

*ConocoPhillips* we współpracy z *Pandion Energy* odkrył nagromadzenie ropy naftowej na obszarze koncesji PL 891 w prospekcie Slagugle, 22 km na północny wschód od pola Heidrun na Morzu Norweskim. Zasoby wydobywalne tego złoża wstępnie oszacowano na 75 do 200 mln boe. Odwiert poszukiwawczy wykonano za pomocą platformy *Leiv Eiriksson* na morzu o głębokości 355 m. Osiągnął on głębokość końcową 2179 m.

*Petrobras* potwierdził obecność ropy naftowej w odwiercie 9-BUZ-48D-RJS na północno-zachodnim krańcu pola Búzios w basenie Santos, 186 km od Rio de Janeiro. Otwór wykonano na morzu o głębokości 1850 m, dowiercając się do głębokości 5540 m, co umożliwiło uzyskanie dopływu ropy o doskonałej jakości. Brazylijski koncern planuje zainstalować cztery nowe pływające statki produkcyjne, magazynowe i rozładownicze w Búzios oraz wykonać ok. 100 nowych otworów za kwotę 55 mld USD.

*Total* i *Apache* odkryły znaczące zasoby ropy naftowej i gazu ziemnego w odwiercie Keskesi East-1 w bloku 58 u wybrzeży Surinamu. Jest to czwarte odkrycie w rejonie po sukcesach operatorów w Maka Central, Sapakara West i Kwaskwasi. Odwiert wykonano na morzu o głębokości ok. 725 m. Nagromadzenia węglowodorów napotkano w formacjach kampanu i santonu (górną kreda). Płytszy interwał kampaniowski obejmuje 58 m netto ropy naftowej, węglowodorów lotnych i kondensatu, natomiast santonowski ok. 5 m netto ropy i węglowodorów lotnych. Próbkę surowca mają gęstość API 27–28° w kampanie i 35–37° w santonie. Trwają prace wiertnicze w celu znalezienia złóż w głębiej usytuowanych utworach neokomskich (dolnokredowych).

*ExxonMobil* prowadzi odwiert Bulletwood-1 w celu rozpoznania bloku Canje w morskiej strefie ekonomicznej Gujany. Canje znajduje się w sąsiedztwie bloku Starboek, którego rozpoznanie przyniosło znaczące odkrycia węglowodorów. Przewiduje się, że Bulletwood-1 ma potencjał wydobywczy rzędu 500 mln bbl ropy naftowej, a jako cel wiercenia przedstawiono kompleks osadów kampanu.

Koncerny *Wintershall Dea* i *Gazprom*, poprzez spółkę *joint venture Wintershall Noordzee*, rozpoczęły wydobycie z odwiertu D12-B3, usytuowanego nieopodal odkrycia Silimanite South. Platforma D12-B znajduje się w pobliżu granicy angielsko-holenderskiej, na holenderskich wodach terytorialnych. Gaz ziemny wydobywany za pomocą platformy produkcyjnej D15-A, obsługiwanej przez *Neptune Energy*, będzie transportowany na ląd. Pole gazowe Silimanite rozciąga się na terenie Wielkiej Brytanii (blok 44/19a) i holenderskiego szelfu kontynentalnego (bloki

D12a i D12b). Gaz ziemny znajduje się w piaskowcach karbońskich zalegających na głębokości ok. 3700 m.

*Cue Energy Resources* rozpoczęła wraz z partnerami *joint venture* komercyjną produkcję z lądowego pola naftowego PB w Indonezji. Wydobycie jest prowadzone dzięki wykorzystaniu odwiertu PB-1 o wydajności ok. 600 bbl ropy naftowej dziennie. Spółka ogłosiła, że sąsiadujący odwiert poszukiwawczy PB-2 przejdzie rekonstrukcję w celu rozpoczęcia wydobycia, a jeszcze w pierwszym kwartale rozpocznie się wiercenie trzech kolejnych otworów eksploatacyjnych. Rozciągający się na ponad 5600 km<sup>2</sup> obszar koncesyjny Mahato PSC, na którym są prowadzone prace, znajduje się w basenie środkowej Sumatry, w pobliżu wcześniej rozpoznanych pól naftowych. Warto wspomnieć, że jeszcze w grudniu 2018 r. *Cue Energy Resources* poinformowała o odkryciu gazu w odwiercie poszukiwawczym Paus Biru-1, zlokalizowanym na wschodnim wybrzeżu Jawy w cieśninie Madura, który miał się stać sztandarowym projektem firmy.

Rumuński koncern naftowy *OMV Petrom* rozpoczął nową kampanię wiertniczą, o wartości 32 mln euro, w bloku Istria na płytkich wodach Morza Czarnego u wybrzeży Rumunii. W ramach programu wykona on dwa odwierty. Prace są prowadzone na głębokości ponad 2500 m poniżej dna morskiego, na wodach o głębokości ok. 60 m. Dotychczasowe wydobycie ropy naftowej i gazu ziemnego przez spółkę zależną *OMV* z morskiego bloku Istrii wynosi prawie 25 tys. boe dziennie. Morze Czarne ma strategiczne znaczenie dla Rumunii – wydobycie gazu ziemnego z tego obszaru pokrywa obecnie prawie 10% rocznego krajowego zużycia tego surowca. Istotne jest, aby zaznaczyć, że *OMV Petrom* jest również aktywna w bloku Neptun Deep w głębokowodnych obszarach Morza Czarnego, gdzie prowadzi poszukiwania wspólnie z *ExxonMobil*. Aby skoncentrować się na działalności w regionie Morza Czarnego, rok 2020 *OMV* zakończyła podpisaniem umowy z *Magnetic Oil*, w ramach której zbyła swoje aktywa produkcyjne w Kazachstanie.

Australijska spółka *88 Energy* przejęła aktywa pola naftowego Umiat na północy Alaski. Zakupiona koncesja leży na południe od innego projektu koncernu, *Peregrine*, oraz na zachód od obszaru objętego projektem *Icewine*. Zasoby złoża odkrytego ok. 80 lat temu są szacowane na ok. 124 mln bbl, a odwierty wykonane w latach 2013–2014 przez firmę *Linc Energy* uzyskiwały ciągły przyrwył ok. 200 bbl/d przy maksymalnej wartości 800 bbl/d. Wydaje się, że z takim potencjałem Umiat nie będzie stanowił samodzielnego projektu, a jedynie zostanie dołączony do projektów sąsiadujących.

*Energiean* podjął ostateczną decyzję inwestycyjną dotyczącą zagospodarowania pola gazowego Karish North na izraelskich wodach terytorialnych. Firma spodziewa się, że pierwsze wydobycie w ramach projektu gazowego Karish North nastąpi w drugiej połowie 2023 r. Oczekuje się, że pierwszy odwiert w morskim złożu w basenie Lewantyńskim będzie dostarczać do 3 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego rocznie. Według szacunków udostępniane pole gazowe zawiera 32 mld m<sup>3</sup> gazu i 34 mln bbl kondensatu.

Źródła: *Apache, ConocoPhillips, Cue Energy Resources, Energiean, Gazprom, Lukoil, NS Energy Business, OMV Petrom, Orlen, Petrobras, PGNiG, Rosneft, Rystad Energy, Total, Wintershall DEA, Wood Mackenzie.*