

Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Radomir Pachtyel¹



Polska. Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo z sukcesem zakończyło testy kolejnego odwiertu w złożu Przemysł. Otwór Przemysł-318K wykonano w sąsiedztwie trzech wcześniej odwierconych otworów eksploatacyjnych. Spółka szacuje, że roczne wydobycie z czterech odwiertów wyniesie łącznie ok. 60 mln m³ wysokometanowego gazu ziemnego, co będzie stanowiło ok. 13% łącznego rocznego wydobycia ze złoża Przemysł. Prace związane z podłączeniem nowych odwiertów do sieci zostaną zakończone w I kwartale 2021 r. PGNiG planuje prowadzenie dalszych działań wiertniczych w złożu Przemysł i udostępnienie kolejnych nieeksploatowanych dotychczas horyzontów. Zagospodarowanie tych zasobów umożliwi zwiększenie wydobycia i przedłuży eksploatację złoża o kolejne dekady.

PGNiG *Upstream Norway* poinformowało o rozpoczęciu eksploatacji kolejnego złoża na norweskim szelfie kontynentalnym – jest to usytuowane pod wodami Morza Norweskiego złożo Aerfugl. Spółka wraz z partnerami koncesyjnymi uruchomiła pierwszy odwiert produkcyjny, a rozpoczęcie eksploatacji kolejnych planuje jeszcze w tym roku. Plan zagospodarowania złoża Aerfugl zakłada wykonanie 6 otworów. Uruchomienie wydobycia pomimo trudnych warunków rynkowych, spowodowanych niskimi notowaniami węglowodorów, jest możliwe dzięki wyjątkowej rentowności złoża (już przy cenie ropy powyżej 15 USD za baryłkę). Wynika to m.in. z możliwości podłączenia odwiertów do znajdującej się w pobliżu jednostki produkcyjno-magazynującej FPSO *Skarv*, co w istotny sposób obniża koszty zagospodarowania złoża. Próbną eksploatacja rozpoczęła się w 2013 r., a jej wyniki posłużyły do optymalizacji procesów fazy produkcyjnej. Uruchomienie eksploatacji z wszystkich projektowanych otworów zostanie zrealizowane do końca 2021 r.

Aerfugl to złożo gazowo-kondensatowe, którego zasoby, możliwe do wydobycia, są szacowane na ok. 35 mld m³. Zgodnie z założeniami, w szczytowym roku produkcji wydobycie przypadające na PGNiG wyniesie ok. 0,5 mld m³ gazu ziemnego, który będzie trafiać do gazociągu *Baltic Pipe*. PGNiG *Upstream Norway* posiada 11,92% udziałów w koncesji, której głównym operatorem jest *Aker BP*, a pozostałymi partnerami *Equinor Energy* i *Wintershall DEA*. Spółka wydobywa obecnie ropę naftową i gaz ziemny z 7 złożów na norweskim szelfie kontynentalnym i ma udziały w 31 koncesjach.

PKN *Orlen* sfinalizował przejęcie *Grupy Energa* – nabył 80% akcji gdańskiej firmy i stał się jej formalnym

właścicielem. To największa tego typu transakcja na polskim rynku paliwowo-energetycznym. Po konsolidacji kapitałowej PKN *Orlen* planuje realizację strategicznych inwestycji, m.in. w rozwój wykorzystania odnawialnych źródeł energii oraz digitalizację produkcji, które doprowadzą do dalszego zwiększenia innowacyjności i rentowności spółek *Grupy Energa*.

Naszym priorytetem jest obecnie skuteczne przeprowadzenie integracji obu podmiotów. Przed nami intensywny czas analiz projektów realizowanych przez gdańską spółkę i zaplanowania działań w zgodzie ze strategią obu firm oraz ich ładem korporacyjnym. Formalne przejęcie „Grupy Energa” to ważny krok na drodze budowania silnego, multienergetycznego koncernu, który wzmocni pozycję konkurencyjną i finansową połączonych firm, bezpieczeństwo energetyczne kraju, a przede wszystkim polską gospodarkę – powiedział Daniel Obajtek, prezes Zarządu PKN Orlen.

Rosja. *Novatek*, największy niezależny producent gazu ziemnego w Rosji, który zajmuje się poszukiwaniem, eksploatacją, przetwarzaniem oraz wprowadzaniem do obrotu gazu ziemnego i płynnych węglowodorów, poinformował o zarejestrowaniu licencji SLH 16637 NR na realizację projektu *Arctic LNG 1*. Projekt ten, obejmujący badania geologiczne, eksplorację i eksploatację złóż węglowodorów w obszarze koncesji Bukharinskiy na półwyspie Gydan, jest ciekawą koncepcją zagospodarowania obszarów arktycznych. Obszar koncesyjny, pozyskany do 2050 r., częściowo zajmuje płytkie wody Zatoki Obskiej oraz Zatoki Tazowskiej u wybrzeży jamalsko-nienieckiego okręgu autonomicznego i znajduje się w niewielkiej odległości od obszarów koncesyjnych Geofizicheskiy i Trekhbugorni, a także pola gazowego Soletskoye–Khanoveiskoye. Jest to największy na świecie obszar wydobywczy gazu ziemnego, o zasobach szacowanych na ok. 1,8 mld m³, z którego pochodzi ok. 80% rosyjskiego wydobycia i ok. 15% światowej produkcji tego surowca. Warto wspomnieć, że nieopodal jest realizowany projekt *Arctic LNG 2*, polegający na wydobywaniu zasobów złoża Salmanovskoye, które zawiera 1,98 bln m³ gazu ziemnego i 105 mln t płynnych węglowodorów.

Zgodnie z rosyjskim systemem klasyfikacji zasoby w obszarze koncesyjnym Bukharinskiy oszacowano na 1,19 bln m³ gazu ziemnego i ok. 8,4 mld boe płynnych węglowodorów. W sezonie poszukiwawczym 2020/2021 *Novatek* zamierza rozpocząć działalność geologiczną i geofizyczną oraz wykonać pierwszy odwiert poszukiwawczy.

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



Ryc. 1. Syberyjskie obszary licencyjne firmy Novatek (na podstawie novatek.ru)

Novatek planuje zwiększenie produkcji LNG w Rosji do 70 mln t w 2030 r. Sam projekt *Arctic LNG 1* ma każdego roku dostarczać spółce 20 mln t ciekłego gazu ziemnego. Rząd federalny zatwierdził skorygowany plan finansowy realizacji projektu przemysłowego i infrastrukturalnego, który obejmuje m.in. budowę terminalu LNG w Utrenneye. Budżet państwa pokryje koszty projektu w wysokości 103,2 mld rubli, a Novatek wyda na ten cel 60,9 mld rubli. Terminal w Utrenneye ma rozpocząć działalność w 2024 r. i będzie stanowił kluczowy element sieci eksportu gazu ziemnego wydobywanego przez Novatek na tym obszarze. Podstawowym zadaniem tego terminalu będzie obsługiwanie projektu *Arctic LNG 2*, jednak kierownictwo firmy Novatek twierdzi, że zaktualizowany w kwietniu plan obejmuje również zdolność do obsługi projektu *Arctic LNG 1*, który ma zostać uruchomiony po roku 2026. Pojemność terminalu w Utrenneye ma wynieść do 43,2 mln t, w tym 39,6 mln t LNG i 3,6 mln kondensatu. Terminal będzie obsługiwał przewoźników, którzy przemieszczają się szlakiem Morza Północnego na rynki w Europie i Azji, a także do dwóch planowanych węzłów przeładunkowych – w Murmańsku i na Kamczatce. Firmami partnerskimi w procesie budowy terminalu w Utrenneye są francuski Total i chińskie CNOOC oraz CNOOC.

Przy okazji warto się przyjrzeć licencjom na poszukiwanie, rozpoznawanie i wydobywanie, udzielonym firmie Novatek przez rząd Federacji Rosyjskiej. Obecnie spółka ta posiada 66 dokumentów poświadczających możliwość prowadzenia prac na obszarach Półwyspu Jamalskiego i Gydńskiego (ryc. 1). Niektóre z koncesji wydają się sięgać bardzo daleko w przyszłość, ponieważ firma ma np. możliwość wieczystego użytkowania licencji North-Chaselskiy oraz pola Chernichnoye do 2101 r., obszaru Utrenniy do 2120 r., natomiast Ust-Yamsoveyskiy do... 2198 r. Niewątpliwie projekty te trzeba uznać za wielopokoleniowe.

Niemcy. Spółka Neptune Energy, operująca na 9 polach gazowych i 6 naftowych w zachodniej części Niemiec, poinformowała o odkryciu dwóch złóż węglowodorów potwierdzonych przez testy w odwiercie gazowym Adorf Z15 i naftowym Ringe 6. Otwór Adorf Z15, w którym do głębokości 3500 m przewiercono formacje karbońskie, znajdu-

je się przy NW granicy Niemiec z Niderlandami. Wydobycie gazu ziemnego z tego otworu ma się rozpocząć pod koniec 2020 r. W oddalonym o kilkanaście kilometrów otworze Ringe 6 na głębokości 1500 m nawiercono roponośne piaskowce formacji Bentheim. Otwór ten został podłączony do infrastruktury, a eksploatację rozpoczęto na początku maja 2020 r. Neptune jest operatorem pól Adorf i Ringe, a partnerem joint venture są Wintershall Dea i BEB. Udział Neptune wynosi 66,7% w złożu Adorf Z15 i 45% w złożu Ringe.

Wyniki tych dwóch udanych odwiertów podkreślają ogromny potencjał regionu w wydobywaniu ropy naftowej i gazu ziemnego i pozwolą nam znacznie zwiększyć naszą produkcję – stwierdził Andreas Scheck, dyrektor zarządzający Neptune Energy w Niemczech.

Wydobywana przez Neptune Energy ropa naftowa jest przesyłana rurociągiem do rafinerii BP w Lingen. Gaz ziemny jest wprowadzany do sieci Erdgas Münster i odprzedawany. W 2019 r. udział spółki w wydobywaniu gazu ziemnego wyniósł 372 tys. boe. Produkcja netto ropy naftowej wyniosła 630 tys. boe. Najbardziej wydajnymi złożami w portfolio spółki są Bramberge, Ringe, Adorf/Scheerhorn i Itterbeck. Od rozpoczęcia eksploatacji złoża Bramberge wydobyto z niego ponad 142 mln boe.

Norwegia. Norweski państwowy fundusz emerytalny Oljefondet, utworzony dzięki zyskom z wydobywania ropy naftowej w królestwie, po raz pierwszy zostanie znacznie uszczuplony względem rocznych przychodów, które w tym roku szacuje się na ok. 258 mld koron. Norwegia planuje wydać 420 mld koron (ok. 176 mld PLN) na pakiet anty-kryzysowy i wsparcie gospodarki, stąd konieczność sięgnięcia po środki zgromadzone dzięki sprzedaży ropy naftowej. Na łatanie dziury budżetowej Norwegia przeznacza rocznie nie więcej niż 3% wartości funduszu, chyba że zaistnieje wyjątkowa sytuacja. Na taki krok zdecydowano się po raz pierwszy od kryzysu finansowego w 2009 r. Tym razem kryzys jest podwójny – pandemia koronawirusa kroczy wraz z niskimi cenami ropy.

Norweski fundusz Oljefondet rozpoczął działalność w 1996 r. Jest największym na świecie państwowym funduszem inwestycyjno-oszczędnościowym – po funduszu

emiratu Abu Dhabi. Posiada niemalże 1,5% wszystkich akcji notowanych na światowych giełdach. Strategia opracowana przez norweskie Ministerstwo Finansów zakłada lokowanie 60% środków w akcje, 35–40% w obligacje i do 5% w nieruchomości. Wszystkie środki funduszu są inwestowane na rynkach zagranicznych, w ponad 9000 firm w 74 krajach. Pod koniec października 2019 r. wartość środków zgromadzonych w tym funduszu przekroczyła 10 bln koron norweskich (4,2 bln PLN).

Irak. Norweski operator *DNO ASA*, skupiający swoje działania na Bliskim Wschodzie i Morzu Północnym, poinformował o wynikach testów próbnej eksploatacji otworu Baeshiq-2 w irackim Kurdystanie, które świadczą o występowaniu złóż ropy naftowej i gazu ziemnego w trzech oddzielnych interwałach triasu. Prace zostały rozpoczęte w lutym 2019 r. i po przewierceniu niemalże kilometra spękanych węglanów ze słabymi oraz znacznymi objawami ropy naftowej odwiert uzyskał końcową głębokość 3204 m. Testom poddano wówczas płytsze zbiorniki jurajskie, ale nie zastosowano metod stymulacji (np. kwasowania) i w związku z tym wyniki były niejednoznaczne.

W listopadzie 2019 r. firma *DNO* zawiadomiła o odkryciu złoża węglowodorów, ponieważ podczas pierwszej fazy testów nastąpił ich wypływ z górnej części triasu. Złoże dostarczało dziennie 900–3500 bbl ropy naftowej o ciężarze 40–52° API. W marcu 2020 r. podjęto decyzję o modyfikacji planu i stymulacji kwasem trzech zbiorników triasowych. Po przeprowadzeniu zabiegów strefa Kurra Chine A umożliwiła eksploatację 950–3100 bbl/d ropy o ciężarze właściwym 30–34° API z interwału o miąższości 70 m. Dolna Kurra Chine B dostarczała 600–3500 bbl/d lżejszej ropy, o ciężarze 47–55° API, z interwału ok. 150 m (zaobserwowano przepływ pomiędzy dolną i górną częścią strefy). Kurra Chine C, znajdująca się najgłębiej i obejmująca 34 m przetestowanego zbiornika o przypuszczalnej miąższości powyżej 200 m, umożliwiła wydobycie 200–1200 bbl/d surowca o ciężarze 52° API. W trakcie eksploatacji z trzech interwałów uzyskiwano 272–782 tys. m³ kwaśnego gazu ziemnego.

DNO posiada 32% udziałów w polu Baeshiq (od 2017 r.). Partnerami są *ExxonMobil* (32%), *Turkish Energy Co.* (16%) i rząd Kurdystanu (20%). Wiercenie kolejnego otworu poszukiwawczego, Zartik-1, ruszyło w drugiej połowie maja. Wyniki testów Baeshiq-2 i Zartik-1 umożliwią kolejne kroki w kierunku oceny złożowej i ekonomicznej.

Meksyk. *Repsol* dokonał dwóch znaczących odkryć ropy naftowej na wodach meksykańskich – w odwiertach poszukiwawczych Polok-1 i Chinwol-1 w bloku 29 basenu Salina. Wyniki obu wierceń potwierdziły występowanie zbiorników o doskonałych właściwościach złożowych. Dzięki tym odkryciom hiszpańska spółka utrzymała w tym roku 100-procentową skuteczność, publikując wiadomości o kolejnych sukcesach w Stanach Zjednoczonych, Meksyku i Kolumbii. Tym samym firma ta zwiększyła swoje zasoby brutto ropy naftowej o ponad 650 mln boe.

Odkrycia w bloku 29 znajdują się na wodach o głębokości ok. 600 m i są oddalone od siebie o zaledwie 12 km,

a od meksykańskiego wybrzeża Tabasco o 88 km. Odwiert poszukiwawczy Polok-1 przeciął dwie strefy roponośne w dolnym miocenie, o łącznej miąższości ponad 200 m, i osiągnął głębokość 2620 m. W otworze Chinwol-1 o głębokości 1850 m w trzech strefach dolnego pliocenu przewiercono ponad 150 m skał roponośnych. Wyniki badań przeprowadzonych w obu odwiertach wskazują na duży przyływ mediów złożowych w wielu strefach miocenijskich i pliocenijskich.

Repsol otrzymał niedawno zgodę meksykańskiego organu ds. węglowodorów (*Comisión Nacional de Hidrocarburos – CNH*) na wiercenie trzeciego odwiertu do eksploatacji głębokich wód Meksyku, zlokalizowanego w bloku 10, który w najbliższych dniach zostanie wykonany za pomocą statku wiertniczego *Maersk Deep Water Valiant*.

Konsorcjum firm – *Repsol* (30% udziałów – główny operator), *PC Carigali Mexico Operations* (28,33% – meksykańska spółka zależna od *Petronas*), *Wintershall DEA* (25%) i *PTTEP México E&P Limited* (16,67%) – oceni w najbliższym czasie wszystkie dane pochodzące z odwiertów, celem przygotowania planu oceny złóż, który zostanie przedłożony *CNH* przed końcem roku.

Brazylia. Dwa nowe odkrycia w diachronicznych seriach formacji geologicznych na brazylijskim szelfie kontynentalnym zanotował koncern *Petrobras*. W wyłącznej strefie ekonomicznej tego kraju przeprowadzono dwa wiercenia – Buzios i Albacora – wskazujące na obecność węglowodorów.

Odwiert poszukiwawczy Buzios znajduje się w południowo-wschodniej części złoża Buzios (w basenie Santos), w odległości 210 km od Rio de Janeiro, na morzu o głębokości 2108 m. Według komunikatu spółki jeszcze przed zakończeniem wiercenia w profilu tego otworu zidentyfikowano warstwę złożową o miąższości 208 m z wysokiej jakości ropą naftową. Testy produkcyjne przeprowadzono na głębokości 5400 m.

Odwiert Albacora znajduje się w Plano de Avaliacao de Descoberta na obszarze Forno (basen Campos), w odległości 184 km od Macae, na wodach o głębokości 450 m. Na głębokości 4630 m odkryto w nim skały roponośne o miąższości ok. 214 m, charakteryzujące się przyływem lekkiej ropy naftowej.

Petrobras jest jedynym właścicielem złoża Albacora, a w obszarze Buzios posiada 90% udziałów, tworząc konsorcjum z chińskimi *CNOOC* (5%) i *CNODC* (5%). Baseny Campos i Santos to największe aktywa brazylijskiego koncernu naftowego w obszarze należącym do stanu Rio de Janeiro. Ponadto spółka prowadzi poszukiwania i wydobycie w basenach Espirito Santo (stan Espirito Santo), Sergipe i Alagoas (Sergipe), Potiguar (Rio Grande do Norte), Solimoes (Amazonas), Reconcavo (Bahia), Tucano (Bahia), Jequitinhonha (Minas Gerais) i Camamu-Almada (Bahia).

Źródła: *DNO*, *Energia*, *NBIM*, *Neptune Energy*, *Norwegian Petroleum Directorate*, *Novatek*, *Oil and Gas Journal*, *Orlen*, *Petrobras*, *PGNiG*, *Repsol*, *The Barents Observer*, *WNP*.