

## Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Radomir Pachytel<sup>1</sup>



**Polska.** Koniec roku obfitował w ważne informacje płynące z polskich przedsiębiorstw wydobywczych. PKN Orlen ogłosił kolejne inwestycje w płocką rafinerię, gdzie planuje zbudować instalację visbreakingu, umożliwiającą bardziej efektywny przerób ropy naftowej. Tego typu instalacje z powodzeniem są stosowane w rafineriach Grupy Kapitałowej

Orlen w Czechach i na Litwie. Kilka dni później koncern ten ogłosił wezwanie do kupna 100% akcji Grupy Energa, dzięki czemu możliwa będzie rozbudowa segmentu energetycznego firmy i dywersyfikacja źródeł przychodu. Orlen jest obecnie czwartym producentem energii elektrycznej w Polsce, dysponującym ok. 1,9 GWe zainstalowanych mocy, z czego 1,6 GWe w Polsce, natomiast Energa posiada łącznie ponad 50 aktywów produkujących energię z odnawialnych źródeł – elektrownie wodne, lądowe farmy wiatrowe i farmy fotowoltaiczne. Ponadto, spółka posiada rozbudowaną sieć dystrybucji, o długości 188 tys. km.

Jednocześnie PKN Orlen finalizuje transakcję przejęcia Grupy Lotos, czekając na zgodę Komisji Europejskiej. Celem transakcji jest, zdaniem zarządu PKN Orlen, utworzenie silnego podmiotu o międzynarodowym potencjale, działającego na rzecz zapewnienia bezpieczeństwa paliwo-energetycznego kraju. Tymczasem rada nadzorcza Grupy Lotos zdecydowała o zmianie na stanowisku prezesa spółki, na którym Mateusza Boncę zastąpił Jarosław Wittstock.

PGNiG podpisało z *Energy Resources of Ukraine Management Services* umowę o współpracy w zakresie działalności poszukiwawczo-wydobywczej w zachodniej części Ukrainy, przy granicy z Polską. Sekretarz stanu w Ministerstwie Klimatu Piotr Działo podkreślił, że eksploracja ukraińskich złóż o podobnej strukturze, w okolicach doskonale rozpoznanego polskiego złoża Przemysł, może przynieść korzyści obu stronom porozumienia. *Będziemy mieli możliwość odkryć podobne zasoby. Daje nam to ogromne bezpieczeństwo energetyczne regionu. Nasi partnerzy w oparciu o nasze know-how i ich wiedzę, a także wspólną umowę, zapewnią nam ogromny skok rozwojowy w regionie.* Podobne zdanie wyraził prezes zarządu PGNiG Piotr Woźniak, stwierdzając, że spółka ma mocne podstawy, aby zakładać duży potencjał wydobywczy w tym rejonie, taki jak największego złoża gazu ziemnego w Polsce – złoża Przemysł. Początkowy etap współpracy przewiduje wykonanie odwiertu badawczego o długości do 2500 m oraz przeprowadzenie badań geofizycznych. Zebrane informacje posłużą do przygotowania koncepcji eksploatacji złoża i lokalizacji kolejnych otworów wiertniczych.

*Gaz-System* otrzymał od Regionalnej Dyrekcji Ochrony Środowiska w Szczecinie decyzję środowiskową od-

nośnie gazociągu podmorskiego wchodzącego w skład projektu *Baltic Pipe*. Pozwolenie obejmuje trzy elementy: 1) stację zaworową, która powstanie w rejonie miejscowości Niechorze i Pogorzelica (gmina Rewal); 2) odcinek kończący gazociąg podmorski w rejonie plaż w Niechorzu i Pogorzelic, który ma przebiegać w podziemnym tunelu, dzięki czemu nie będzie ingerować w plażę i wydmy oraz 3) gazociąg ułożony na dnie Morza Bałtyckiego w polskich obszarach morskich o łącznej długości ok. 56 km. Taka decyzja wskazuje, że najbardziej prawdopodobną lokalizacją wyjścia gazociągu na ląd jest strefa na granicy Niechorze–Pogorzelica. Wcześniej uzyskano zgodę na budowę gazociągu na obszarze Danii, a decyzja odnośnie szwedzkich obszarów morskich jest spodziewana w pierwszym kwartale 2020 r. Plan realizacji *Baltic Pipe* zakłada rozpoczęcie prac budowlanych w 2020 r. i pierwsze dostawy gazu ze złóż na norweskim szelfie kontynentalnym do końca 2022 r.

**Nord Stream 2.** Szwajcarsko-holenderska firma *Allseas*, odpowiedzialna za układanie podmorskiego rurociągu *Nord Stream 2* z Rosji do Niemiec, w komunikacie z 21.12.2019 r. powiadomiła o wstrzymaniu prac. Sytuacja jest spowodowana oczekiwaniem na uchwalenie przez rząd Stanów Zjednoczonych ustawy *National Defense Authorization Act* (NDAA). Projekt ustawy wzywa administrację USA do zidentyfikowania w ciągu 60 dni firm pracujących nad projektem, celem nałożenia sankcji. Dzień wcześniej prezydent Donald Trump zaakceptował sankcje dotyczące *Nord Stream 2* i *TurkStream*, które mogą zostać naniesione na firmę *Allseas*.

Kilka dni wcześniej rzecznik prezydenta Rosji Dmitrij Pieskow ostro skrytykował sankcje USA wobec *Nord Stream 2*: *Takie działania [możliwe sankcje USA] stanowią bezpośrednie naruszenie prawa międzynarodowego, są idealnym przykładem nieuczciwej konkurencji i rozprzestrzeniają swoją sztuczną dominację na rynkach europejskich, nakładając na europejskich konsumentów droższe i niekonkurencyjne produkty – droższy gaz ziemny.*

*Nord Stream 2* umożliwi Rosji ominięcie państw tranzytowych, Ukrainy, Polski i Białorusi, w celu dostarczenia gazu pod Morzem Bałtyckim do Niemiec. Projekt obejmuje budowę dwóch linii o łącznej przepustowości 55 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie i zaangażował w kooperację rosyjski *Gazprom*, niemieckie firmy *Uniper* i *Wintershall*, austriacki koncern *OMV*, francuski *Engie* oraz holenderski *Shell*.

**Porozumienie Rosji i Ukrainy.** Wiceprezydent Komisji Europejskiej Maros Sefcovic ogłosił, że Rosja i Ukraina na kilka dni przed wygaśnięciem dotychczasowej umowy zawarły zasadnicze porozumienie w sprawie dalszego

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

tranzytu rosyjskiego gazu przez terytorium Ukrainy. Pakt umożliwi przepływ gazu do państw członkowskich Unii Europejskiej, który był często przerywany w wyniku sporów politycznych.

Prezydent Rosji Władimir Putin podczas konferencji prasowej zakomunikował, że mimo nowych projektów infrastrukturalnych, takich jak *Nord Stream*, *Nord Stream 2* i *TurkStream*, Rosja chce utrzymać tranzyt przez Ukrainę. Z uwagi na rosyjskie inwestycje priorytetem Ukrainy było: *podpisanie długoterminowej umowy z określonymi wolumenami transportu gazu, aby zapewnić stabilność na europejskich rynkach energii i niższe ceny dla odbiorców końcowych*, co podkreślało ukraińskie Ministerstwo Energii. Porozumienie jest niezwykle istotne dla Ukrainy również ze względu na własne dostawy gazu w kilku rejonach kraju. Traktat został zawarty pomimo niesłabnącego napięcia na linii Moskwa–Kijów, które nasiliło się po rosyjskiej aneksji Półwyspu Krymskiego w 2014 r. i poparciu ruchów separatystycznych we wschodniej Ukrainie.

**Norwegia.** *Aker BP*, norweski koncern wydobywczy prowadzący działalność na norweskim szelfie kontynentalnym, poinformował o rozpoczęciu wydobywania ropy naftowej z platformy *Valhall Flank West*. Jednostka operująca na polu naftowym Valhall, 290 km od brzegu, jest miejscem wprowadzania innowacyjnych strategii wiertniczych, wydobywczych i produkcyjnych firmy. Platforma docelowo będzie jednostką bezzałogową, do której energia będzie dostarczana z obszaru lądowego. Została także wyposażona w pierwszą na świecie elektryczną łódź ratunkową, której stan techniczny może być na bieżąco sprawdzany za pomocą systemów komputerowych. Według zarządu *Aker BP* dwa pierwsze odwierty zostały wykonane i przygotowane do produkcji w rekordowo krótkim terminie. W porównaniu z analogicznymi projektami znacznie zredukowano czas i koszty. Po raz pierwszy na obszarze morskim zastosowano technologię stymulacji wydobywania węglowodorów *Single-Trip Multi-Frac*, dzięki której kilka stref może być szczelinowanych w wyniku jednego zapuszczenia oprzyrządowania do odwiertu, wykorzystując zdalnie otwierane i zamykane rękawy (*frac sleeve*), separujące kolejne strefy poddawane działaniu płynów szczelinujących.

Pole naftowe Valhall, odkryte w 1975 r. i oddane do produkcji w 1982 r., umożliwi eksploatację ropy naftowej z późnokredowych węglanowych formacji Tor i Hod znajdujących się na głębokości ok. 2400 m. Dotychczasowa eksploatacja przyniosła ponad miliard boe, a ambicją firm naftowych operujących na tym obszarze jest wydobywanie kolejnego miliarda boe przez najbliższe 40 lat. Zdaniem Kjetela Digre z *Aker BP*, *Valhall Flank West* wniesie blisko 80 mln boe do realizacji tego planu. Założono odwiercenie 9 otworów eksploatacyjnych, z opcją powiększenia koncepcji o kolejne. W projekt zainwestowano 5,5 mld koron norweskich (2,4 mld zł), a cena progowa inwestycji wynosi 28,5 USD za baryłkę.

**Szwecja.** Ministerstwa Środowiska i Finansów Królestwa Szwecji rozpoczęły działania w sprawie wycofania sprzedaży samochodów napędzanych benzyną i olejem napędowym oraz odstąpienia od korzystania z paliw kopalnych. Rząd zamierza przeanalizować możliwość wprowadzenia sprzedaży wyłącznie pojazdów korzystających z energii odnawialnej i elektrycznych pojazdów hybrydowych oraz zakazu sprzedaży samochodów zasilanych paliwami kopalnymi w całej Unii Europejskiej, po czym przedłożyć

niezbędne wnioski ustawodawcze i zaplanować rok, w którym kraj odstąpi od korzystania z ropy naftowej i gazu ziemnego, aby nastąpiło to w najbardziej opłacalny sposób.

W nawiązaniu do raportu i powiadomienia opublikowanego przez szwedzki rząd na początku 2019 r., *nowe samochody napędzane benzyną lub olejem napędowym nie będą sprzedawane po roku 2030, a poszukiwanie i nowa eksploatacja węgla, ropy naftowej i gazu kopalnego będą zabronione*. Minister finansów Per Bolund stwierdził, że: *Szwecja będzie pierwszym na świecie narodem dobrobytu, wolnym od paliw kopalnych. Sektor transportu odpowiada za jedną trzecią szwedzkich emisji gazów cieplarnianych, a zatem ma do odegrania znaczącą rolę w procesie zmiany klimatu*.

Szwecja jest w UE liderem w dziedzinie wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych. Produkuje ponad 54% energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, a do końca 2040 r. planuje generować w ten sposób 100% energii. Według Międzynarodowej Agencji Energii (IEA) zajmuje trzecie miejsce na świecie pod względem udziału w rynku pojazdów elektrycznych, po Norwegii i Islandii. Jednocześnie, z populacją nieco ponad 10 mln mieszkańców, jest małym rynkiem zbytu pojazdów.

**Brazylia.** Koncern naftowy *Petrobras*, którego głównym udziałowcem jest brazylijski rząd, ogłosił swój najnowszy, pięcioletni plan strategiczny, zakładający w najbliższym okresie mniejsze wydobywanie ropy naftowej niż oczekiwano. Oszacowanie poziomu wydobywania na zaledwie 2,2 mln bbl/d w roku 2020 jest tylko o 2% wyższe niż średnia w 2019 r. i niższe niż prognozowane przez szwajcarski bank inwestycyjny *Credit Suisse* (2,4 mln bbl/d). Rokowania zaskakują, biorąc pod uwagę nowe inwestycje firmy, m.in. planowane oddanie zaawansowanej technologicznie infrastruktury wspomagającej magazynowanie i łańcuch dostaw na polu naftowym Atapu w basenie Santos. Obawy mogą być spowodowane pracami konserwacyjnymi i prognozowanym krótkoterminowym spadkiem produkcji w basenie Campos, gdzie uruchomienie nowych systemów doprowadzi do zwiększenia produkcji począwszy od 2021 r. Zgodnie z planem ujawnionym przez *Petrobras* w 2024 r. tempo wydobywania ropy ma wynieść 2,9 mln bbl/d. Firma zapowiada, że na prace związane z poszukiwaniem, rozpoznaniem i wydobywaniem przeznaczy ok. 64,5 mld USD, jednakże w latach 2013–2018 nakłady zawsze były niższe niż pierwotnie zakładano.

Warto przypomnieć, że w wyniku skandalu korupcyjnego *Lava Jato* koncern *Petrobras* został obciążony długiem o wartości ponad 100 mld USD. W trzech pierwszych kwartałach 2019 r. dług ten udało się zmniejszyć o ok. 21 mld USD, a głównym celem firmy pozostaje całkowita likwidacja zadłużenia. *Petrobras* przewiduje zmniejszenie długu brutto do 60 mld USD w 2021 r. W latach 2020–2024 firma planuje zbycie aktywów wartych 20–30 mld USD, sprzedaż kilku głównych gazociągów i pozbycie się 50% aktywów w rafineriach.

Jednocześnie Brazylia jest kuszona przez państwa Organizacji Krajów Eksportujących Ropę Naftową, aby dołączyć do grona 14 krajów członkowskich. Podczas gdy prezydent Jair Bolsonaro przyjął nieformalne zaproszenie do OPEC, dyrektor zarządzający *Petrobras*, Roberto Castello Branco, negatywnie wypowiedział się na temat ewentualnego dołączenia do organizacji: *Jestem zwolennikiem wolnego rynku. Jestem przeciwko kartelom. Brazylię stać na więcej*. Branco, ekonomista i zwolennik prywatyzacji, jest przeciwny ingerencji krajów OPEC w tempo wydobywania brazy-

lijskiej ropy naftowej. Uważa, że szybki wzrost eksploatacji, szczególnie na obszarach morskich, pozytywnie wpływa na rozwój gospodarki i zwiększa siłę kraju na rynku globalnym. Ponadto zwiększanie otwarcia gospodarki krajowej na inwestorów zagranicznych i inwestycje w sektor naftowy, będące jednym z najważniejszych punktów programu gospodarczego kraju, stoi w wyraźnej sprzeczności z polityką OPEC, polegającą na dążeniu do ograniczania wydobycia ropy. Ewentualne przystąpienie do skonfliktowanej wewnętrznie organizacji byłoby również wyraźnym sygnałem od rządu Brazylii, że dryfuje raczej w kierunku porozumienia z Arabią Saudyjską i Rosją aniżeli Stanami Zjednoczonymi, które dość chłodno wypowiadają się na temat OPEC.

**Surinam.** Duże odkrycia w Wenezueli i Gujanie zaowocowały zwiększeniem nakładów i postępem prac geologicznych, geofizycznych i wiertniczych w sąsiednim Surinamie. Basen gujańsko-surinamski, uznany za znaczącą prowincję naftową i lustrzane odbicie ryftowych basenów zachodnioafrykańskich, znajduje się na pasywnej krawędzi kontynentalnej w północno-wschodniej części Ameryki Południowej. Jest pełen pułapek strukturalnych, stanowiących akumulacje węglowodorów na różnych poziomach kredowych i kenozoicznych.

Rozpoznaniem możliwości eksploatacyjnych w Surinamie jako pierwsze zajęły się: krajowy potentat *Staatsolie* i amerykański gigant *Apache*. *Staatsolie* w ostatnim kwartale 2019 r. ukończył projekt wierceń przybrzeżnych, w ramach którego wykonano 6 odwiertów poszukiwawczych na wodach o głębokości 8–25 m. Głębokość otworów wynosiła od 1000 do 3000 m, a objawy węglowodorów zaobserwowano w 4 z nich. Firma ogłosiła, że pomimo braku komercyjnych odkryć uzyskano wiele cennych danych. Teraz zostaną one przeanalizowane w celu zbadania potencjału formacji perspektywicznych na obszarze, który dotychczas pozostawał nierozpoznany.

W większej odległości od wybrzeża Surinamu (blok 58) prace prowadzi firma *Apache*. Statek wiertniczy *Noble Sam Croft* umożliwił wykonanie 2 z 3 zakontraktowanych odwiertów. W otworze Maka-1 po osiągnięciu głębokości ok. 6200 m firma zdecydowała się na przeprowadzenie zestawu badań testowych w dwóch różnych typach formacji górnokredowych, a następnie na wznowienie prac wiertniczych z nowym celem. Trzecia z formacji ma zostać przeanalizowana po osiągnięciu głębokości końcowej (6900 m). Analitycy *KeyBanc Capital Markets*, spoglądający uważnie na prace *Apache*, sugerują, że przejście do głębszej strefy, połączone z brakiem komunikatów o odkryciach, może oznaczać niepowodzenia w dwóch pierwszych. Pomimo to informacje z otworu Maka-1 są wśród najbardziej oczekiwanych przez analityków i firmy naftowe. W drugiej połowie grudnia zgodę na współpracę z *Apache* w obszarze bloku 58 otrzymał francuski *Total*. Oprócz *Staatsolie*, *Apache* i *Total* koncesje poszukiwawcze w Surinamie posiadają m.in. *Chevron*, *Exxon Mobil*, *Equinor*, *Tullow* czy *Kosmos Energy*.

**Odkrycia.** W 2019 r. ogłoszono kilka spektakularnych odkryć w branży związanej z wydobyciem węglowodorów. Spośród nich największym wydaje się być dokonane przez rosyjski *Gazprom* na szelfie jamalskim. Ukryte pod wodami Morza Karskiego pola naftowe *Dinkov* i *Nyarmeyskoye* zawierają ponad 500 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego.

Dzięki wysiłkom amerykańskiego giganta *Exxon Mobil* oraz, w mniejszym stopniu, afrykańskiej firmy *Tullow Oil*

na mapie złóż węglowodorów zagościła Gujana. W wyniku serii kilkunastu odkryć, ogłaszanych w tym roku z częstotliwością niespotykaną w innych rejonach świata, zasoby ropy w Gujanie są obecnie szacowane na ponad 6 mld bbl i wciąż rosną. Prognozy wskazują, że produkcja w ciągu najbliższych 5 lat osiągnie 750 tys. bbl/d, co oznacza wydobycie 1 baryłki ropy dziennie na każdego mieszkańca kraju. Drzemiąca moc wydobywca Gujany jest ogromna, choć potencjalnych inwestorów może odstraszać niestabilna sytuacja polityczna w regionie, problematyczna granica morska z Wenezuelą i nadchodzące wybory parlamentarne. W drugiej połowie grudnia 2019 r. udało się wydobyć pierwsze baryłki w ramach projektu *Liza Phase 1* w bloku *Starboek*. Wyniki produkcji będą kluczowe dla kolejnych decyzji odnośnie finansowania prac wiertniczych w blokach *Starboek*, *Kaieteur* i *Canje*.

W lutym 2019 r. *Exxon*, działający m.in. w basenie Morza Śródziemnego, odkrył u wybrzeży Cypru duże złoża gazu ziemnego. Ich zasoby szacuje się nawet na 230 mld m<sup>3</sup>. Uruchomienie eksploatacji cypryjskich złóż stworzyłoby szansę na dywersyfikację dostaw gazu na rynki Unii Europejskiej i zredukowanie rosyjskiej dominacji w regionie. Największy problem stanowi stosunek do odkrycia prezentowany przez sąsiednią Turcję – prezydent Recep Erdogan otwarcie stwierdził, że teren znajduje się poza jurysdykcją Cypru i złoża są własnością turecką.

*Shell*, operujący w konsorcjum z firmami *Chevron*, *Equinor* i *Repsol*, zanotował odkrycie złoża dużej rangi w Zatoce Meksykańskiej. W odwiercie eksploatacyjnym *Blacktip*, usytuowanym 400 km na południe od Houston, natrafił na strefę występowania ropy naftowej o miąższości ponad 120 m, cechującą się dobrymi właściwościami zbiornikowymi i przepływu płynów złożowych. Jest to już drugie duże złożo rozpoznane w strefie *Perdido Corridor*. Otwór jest pogłębiany i w najbliższym czasie złożo zostanie oddane do eksploatacji.

Ponadto nowe odkrycia ogłaszały m.in.: *Aker Energy* – ropa naftowa w bloku *DWT-CTP*, Ghana; *Beach Energy* – gaz ziemny w basenie *North Perth*, Australia; *Cooper Energy* – gaz ziemny w basenie *Otway*, Australia; *Ecopectrol* – ropa naftowa w basenie *Middle Magdalena*, region *Santander*, Hiszpania; *Eni* – ropa naftowa w Zatoce Sueskiej, złoża gazowo-kondensatowe w delcie *Nigru*, większe zasoby złoża ropy naftowej *Agogo* w Angoli, złożo gazowo-kondensatowe w basenie *Song Hong* w Wietnamie, lekka ropa w bloku *15/06* w Angoli; *Equinor* – większe zasoby złoża *Troll-Fram* na Morzu Północnym, lekka ropa naftowa na Morzu *Barentsa*, złożo gazowo-kondensatowe na południe od pola *Kristin* na Morzu Norweskim; *GeoPark* – ropa naftowa w bloku *Llanos 34* w Kolumbii; *KUFPEC* – gaz ziemny w *Central Luconia Gas Province*, Sarawak w Malezji; *Lundin Petroleum* – ropa naftowa na Morzu Północnym; *Novatek* – pole gazowe *Urengoy* w regionie *Tyumen* w Rosji; *OGDCL* – ropa naftowa i gaz ziemny w dystrykcie *Saghar*, prowincja *Sindh* w Pakistanie; *Repsol* – gaz ziemny w *Sakakemang* w Indonezji; *SDX* – ciężka ropa w mioceńskich formacjach *Yusr* i *Bakr* w Egipcie czy *Strike Energy* – gaz ziemny w basenie *North Perth* w Australii.

*Źródła:* *Aker-BP*, *Bloomberg*, *EIA*, *Gazprom*, *Gaz-System*, *IEA*, *Lotos*, *Oil & Gas 360*, *Offshore Technology*, *Offshore Eenergy Today*, *Oil & Gas Journal*, *Oil Price*, *Orlen*, *Petroleum Economist*, *PGNiG*, *Reuters*, *Schlumberger*, *Seeking Alpha*, *Shell*, *Staatsolie*, *Subsea World News*, *Swedish Government*, *TASS*, *World Oil*