



Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Radomir Pachytel¹

Polska. PKN *Orlen* zawarł kontrakt na zakup ropy naftowej z rosyjskim koncernem *Rosneft*. Miesięczny wolumen dostaw w ramach kontraktu wyniesie 300 tys. t surowca. Dotychczasowy kontrakt, obowiązujący do 31 stycznia br., zakładał dostawy ropy na poziomie 5,4–6,6 mln t rocznie. Nowa, dwuletnia umowa przewiduje, że zaopatrzenie do rafinerii PKN wyniesie 3,6 mln t rocznie.

APPEX Global 2021. W formie wydarzenia internetowego, bo jakże inaczej w czasach, w których przyszło nam żyć, odbyły się tegoroczne, jedne z największych w branży, targi poszukiwawczo-koncesyjne APPEX. W czasie czterodniowych prezentacji przedstawiono najciekawsze prospekty węglowodorowe, które firmy wciąż mogą dopisać do swojego portfolio. Najnowsze rundy licencyjne oraz zasady i warunki starań o koncesje nie przysłoniły interesujących informacji geologicznych pojawiających się podczas wystąpień prelegentów.

Wśród najciekawszych znalazła się m.in. oferta Izraelskiego Ministerstwa Energii. Od początku XXI w. na wodach przybrzeżnych znaleziono tam 11 pól gazowych o zasobach 604 mld m³ (2P). Największe złoża Tamar i Lewiatan są eksploatowane odpowiednio od 2013 i 2019 r., natomiast Karish ma zostać oddane do użytkowania na przełomie 2021 i 2022 r. Co ciekawe, w nadchodzącej rundzie koncesyjnej Izrael zdecydował się wystawić aż 26 bloków zgrupowanych w 6 stref – wszystkie w bliskim sąsiedztwie rozpoznanych złóż. W strefie głębokomorskiej celami mogą być podobne do Tamar i Lewiatan złoża oligoceńsko-mioceniczne, znajdujące się na głębokości ok. 5000 m. W strefie skłonu, oprócz perspektyw paleogeńskich (*vide*: Mari), można poszukiwać ropy w osadach jurajskich (przykład Yam-2). Na eksplorację czeka wiele rozpoznanych miocenickich stożków i osadów kanałowych przykrytych grubymi pokładami mussyńskich ewaporatów. Interesująca była również wiadomość o szeregu inwestycji izraelsko-egipskich, mających na celu sprawne połączenie Lewiatana z instalacjami LNG w delcie Nilu.

Kolejną istotną tematyką były złoża brazylijskie. Po uruchomieniu wydobywania z basenów pre-salt (starszych niż dolnokredowe pokłady soli aptu) w roku 2008 produkcja kraju kawy szybowiała w górę, aby przed pandemią osiągnąć ok. 3 mln bbl/d. W roku 2020 aż 69% inwestycji skupiało się na tego typu prowincjach naftowych, dla porównania przeznaczając 28% na morskie baseny post-salt i jedynie 3% na wiercenia na lądzie. Jest to ściśle związane m.in. z wartościami produkcji. Średni przypływ w otworach ze złóż pre-salt, dla których formacją macierzystą są łupki Coqueiros/Itapema lub Lagoa Feia a skałą zbiornic-

kową wapienie grupy Guaratiba, wynosi ok. 17 tys. bbl dziennie. To dziesięciokrotnie więcej niż najlepsze wyniki w złożach post-salt, gdzie wydobywanie prowadzi się głównie z formacji Carapebus (piaskowce eoceńskie), ale również Itanhaem (alb), Itajai-Acu (górnokreda), Piacabucu (oligocen) i Pirarucu (miocen). Ponadto ropy z systemów pre-salt są lekkie (API ~30°) i dobre jakościowo. Obecnie mnóstwo brazylijskich pól naftowych pozostaje niezagospodarowanych. W północnych obszarach Foz do Amazonas, Para-Maranhao, Ceara i Potiguar stosunek potwierdzonych, niezagospodarowanych odkryć do uruchomionych złóż wynosi od 12 do 19. W środkowej części brazylijskiego wybrzeża, na obszarach Sergipe Alagoas, Camamu-Almada i Espirito Santo jest to 16 : 20, natomiast w najlepiej rozpoznanych, południowych basenach Campos i Santos – 76 do 103. Spośród wymienionych 246 złóż tylko 16 jest gazowych, 19 kondensatowych, natomiast pozostałe 211 to złoża ropy.

Wiele basenów brazylijskich i 102 złoża opisane w Trynidadzie i Tobago od dawna sugerowały, że znajdujące się pomiędzy nimi Gujana, Surinam i Gujana Francuska mogą stać się świadkami gorączki naftowej. Dzieje się to na naszych oczach, a w ww. krajach opisano już 26 odkryć na obszarach przybrzeżnych. Niemniej, gdy w wyobraźni odwrócimy ryftowanie i znów połączymy Amerykę Południową z Afryką, to trio znajdzie się na wysokości dzisiejszej Liberii i Sierra Leone, gdzie odkrycia węglowodorów można policzyć na palcach. Wprawdzie niewiele dalej na wschód znajdują się duże złoża w Wybrzeżu Kości Słoniowej, ale są one głównie związane z paleogeńskimi osadami basenu Tano. Czy w takim wypadku możemy się spodziewać również dużych pokładów węglowodorów co przy południowym wybrzeżu Brazylii, w Nigerii, Gabonie lub Angoli, czy zaledwie kilku, jak w przypadku Ghany, Beninu i delty Amazonki? A może to te obszary zostały potraktowane po macoszemu? Niewątpliwie sytuacja poszukiwawcza u wschodnich wybrzeży Ameryki Południowej i zachodnich Afryki, pomimo długiej historii, właśnie teraz, po lekkiej zadyszce, nabiera dużego tempa.

Interesującą formę przybrały również prezentacje nowych prospektów na Morzu Północnym, Republice Południowej Afryki, Australii czy Maroko. Polski system złóż niekonwencjonalnych został przedstawiony przez Pawła Poprawę z Akademii Górniczo-Hutniczej. Co ciekawe, prezentacja argentyńska w mniejszym stopniu skupiła się na basenie Neuquen i łupkach Vaca Muerta, ale, idąc tropem złóż w strefie ekonomicznej kraju, skoncentrowała się na odkryciach w rejonie Malwinów. Pomimo wielkiej sympatii warto byłoby jednak przypomnieć Argentyńczykom, że Falklandy, niezależnie od ich wysiłków, wciąż znajdują się pod administracją brytyjską.

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

EastMed. Eastern Mediterranean (EastMed) to projekt gazociągu o długości 1900 km (1300 km stanowi odcinek podmorski, 600 km lądowy) łączący złoża gazu zlokalizowane we wschodniej części Morza Śródziemnego z Grecją. Instalacja ma dostarczać gaz z Izraela i Cypru (m.in. Basenu Lewantyńskiego) do europejskiej sieci gazowej przez Grecję i Włochy w 2025 r., a ministrowie energetyki Grecji, Izraela i Cypru podpisali ostateczną umowę na projekt rurociągu już ponad rok temu. Rurociąg, o wartości ponad 6,7 mld USD, będzie miał początkową przepustowość umożliwiającą przesyłanie 10 mld m³ rocznie, która w drugiej fazie zostanie zwiększona maksymalnie do 20 mld m³. Uwzględniony w planach Południowego Korytarza Gazowego, poparty przez Parlament Europejski, jako projekt pożytku wspólnego (PCI), i zaaprobowany przez Stany Zjednoczone, wypowiedział sekretarza ds. Energii Dana Brouillaette, EastMed stanowi alternatywę dla rosyjskiego paliwa dostarczanego m.in. gazociągiem *TurkStream*.

Swój sprzeciw względem realizacji inwestycji głośno wyraża Turcja, twierdząc, że wybrana trasa rurociągu omija długą turecką linię brzegową, a projekt ignoruje jej równe prawa do zasobów naturalnych na wodach terytorialnych Cypru. Turcja i Libia zawarły porozumienie morskie w sprawie utworzenia wyłącznej strefy ekonomicznej od południowego wybrzeża Morza Śródziemnego do północno-wschodniego wybrzeża Libii w grudniu 2019 r., które spotkało się ze zdecydowanym sprzeciwem Grecji, Cypru i Izraela. Planowana strefa ekonomiczna staje się zatem kością niezgody, a jednocześnie barierą dla projektu EastMed, który będzie musiał przejść przez ten obszar. Warto przypomnieć, że to właśnie na tym terenie, w cypryjskiej wyłącznej strefie ekonomicznej na Morzu Śródziemnym, Turcy, nie zważając na nielegalny charakter działań, kontynuują wykonywanie odwiertów poszukiwawczych. Rządu w Ankarze nie interesuje, że rurociąg poprawi bezpieczeństwo energetyczne Europy dzięki dywersyfikacji tras i źródeł oraz zapewnieniu bezpośredniego połączenia między polami wydobywczymi. Nie przemawia też argument, że to okazja dla Cypru do połączenia się z europejskim systemem gazowym, co jeszcze bardziej wzmocni handel gazem w regionie Europy Południowo-Wschodniej. Pozostaje postawić pytanie: czy Unia Europejska w tym przypadku będzie się patyczkować z rządem Erdogana i co na to wszystko, będąca aktualnie w dobrych stosunkach z Turcją po *przygodach* w Górskim Karabachu, Rosja? Czy kurorty wschodniej części Morza Śródziemnego, przyjmując spragnionych żaru turystów, będą nieinwazyjnie sąsiadować z istotną infrastrukturą energetyczną, czy rozgrzeją się ogniem konfliktu?

Norwegia. *Equinor* zintensyfikował prace na Morzu Barentsa, w okolicy złoża Johan Castberg. Nowe odkrycie na koncesji PL532 zawiera 31–50 mln bbl zasobów wydobywalnych ropy naftowej. Odwiert poszukiwawczy 7220/7-4, pierwszy z czterech planowanych w tym roku przez firmę na Morzu Barentsa i jedenasty na terenie koncesji, wykonano ok. 10 km na południowy zachód od odkrycia 7220/8-1 (Skrugard) i 210 km na północny zachód od Hammerfest. Głębokość wody w tym miejscu wynosi 351 m, a celem było zbadanie występowania ropy naftowej w skałach zbiornikowych od środkowej do wczesnej jury (formacje Stø i Nordmela). Odwiert, wykonany do głębokości 2080 m, został zakończony we wczesnojurajskiej formacji Tubåen. Napotkał 109-metrową kolumnę ropy w formacjach Stø i Nordmela, z których ok. 90 m stanowił piaskowiec o średniej

lub dobrej jakości złożowej. Kontakt wody i ropy napotkano na głębokości 1897 m.

Sukces na Morzu Barentsa wymaga wytrwałości i długoterminowej perspektywy. To odkrycie wzmacnia naszą wiarę w możliwości, które istnieją, nie tylko w rejonach Castberg, Wisting, Snøhvit i Goliat – powiedział Nick Ashton, wiceprezes Equinor ds. Eksploracji w Norwegii. Operatorem licencji PL532 jest Equinor (50%), natomiast partnerami Vår Energi (30%) i Petoro (20%).

Meksyk. Światła, kamera, akcja. Prezydent Meksyku Andres Manuel Lopez Obrador w białym kasku z logo *Pemex* niemalże pod rękę z dyrektorem generalnym *Petroleos Mexicanos* Octavio Romero Oropeza przemierza pole naftowe Quesqui, zatrzymując się we wcześniej przygotowanych miejscach. Tam czekają na nich pracownicy opowiadający o kulisach największego odkrycia ropy od czasu złoża Sen w 1987 r. Materiał jest pokazywany w mediach publicznych i ma być dowodem na niezbadany potencjał węglowodorowy kraju – tak sytuacja wyglądała u schyłku 2019 r. Teraz, po kilkunastu miesiącach oczekiwań, spółka postanowiła udostępnić nowe dane dotyczące możliwości wydobywania w regionie Tabasco. Do niedawno odkrytych złóż gazu i kondensatu Quesqui (900 mln boe) oraz Ixachi (1,9 mld boe), meksykański koncern naftowy dołączył złożo Dzimpona-1. Początkowo wielkość nowego odkrycia oszacowano na 500–600 mln boe, ale infrastruktura wydobywcza może przynieść zdecydowanie więcej węglowodorów. Dzimpona znajduje się bowiem w bezpośrednim sąsiedztwie pól Valeriana i Racemosa, łącznie zaopatrujących kraj w 900–1200 mln boe ropy. Ponadto nieopodal eksplorowane są złoża Popte i Tiribish. Przewiduje się, że w latach 2021–2023 w kompleksie zostanie wykonanych 65 odwiertów, co pozwoli na produkcję 138 tys. bbl ropy i ponad 38 tys. m³ gazu dziennie. W porównaniu z innymi nowymi złożami, w Dzimpona ilość gazu przewyższa zawartość ropy naftowej ropy, co jest bardzo obiecujące dla przyszłej produkcji błękitnego paliwa. Oropeza podkreślił, że zagospodarowanie nowych złóż dostarcza Meksykowi 160 tys. bbl ropy dziennie, a na koniec tego roku ma osiągnąć 465 tys. bbl. W przypadku gazu do końca 2023 r. ma nastąpić wzrost wydobywania o 120 tys. m³/d. Dyrektor *Pemexu* zapowiedział również, że wbrew międzynarodowym spekulacjom jego spółka nie ma nic do ukrycia i, co jest bezprecedensowym wydarzeniem w firmie, zacznie publikować miesięczny raport wyszczególniający wszystkich dostawców i wykonawców, którzy mają podpisane umowy z *Petroleos Mexicanos*, oczywiście z wyłączeniem umów posiadających klauzulę tajności (czyli nie wszystkich!).

Państwowe przedsiębiorstwo potrzebuje szybkich sukcesów eksploracyjnych, obecnie znajdując się w najgorszej sytuacji w swojej 83-letniej historii. Produkcja od początku stulecia gwałtownie spada, a zadłużenie wynoszące 113 mld USD jest najwyższe spośród wszystkich dużych koncernów naftowych. *Pemex* jest pod presją, aby udowodnić, że firma zwiększa produkcję pod rządami prezydenta Obradora, który wycofał liberalizujące reformy energetyczne swojego poprzednika, *de facto* uniemożliwiając prywatnym inwestorom eksplorację głębokomorskich złóż Meksyku. Aktualnie oceny agencji Moody's, a także Fitch Ratings zrównują nowe strategie *Pemexu* z poziomem gruntu. Dyrektor generalny Oropeza, były samorządowiec związany z partią rządzącą, komplementując postępowanie głowy państwa, chwali się, że *Pemex* w dobie pandemii ani na chwilę nie zaprzestał wydobywania. Biorąc pod uwagę spadek popytu, opóźnienie płatności od kontrahentów,

a także ponad 27 tys. zakażonych i pół tysiąca ofiar Covid-19 wśród pracowników spółki (jeden z największych stopni śmiertelności spośród światowych firm bez względu na sektor działania), nie jestem przekonany, czy jest to powód do dumy. Tak czy inaczej, gdy meksykańska produkcja chwilowo wzrośnie, a kolejne złoża zaczną dostarczać płyny rurociągami do rafinerii, mimo braku rozwiązań systemowych i ogólnoświatowej konsternacji, możemy liczyć na kolejne filmy, sesje, uśmiechy i piękne gesty na linii najważniejsza osoba w państwie – szef największego koncernu wydobywczego. Mam nieodparte wrażenie, że nie jest to na świecie schemat unikatowy.

Prospekty. W połowie marca na łamach serwisu Oilprice pojawiła się ciekawa, alternatywna lista najciekawszych perspektyw wydobywczych na rok 2021. Wśród nich znalazły się Venus-1 (Namibia), Jaca-1 (Wyspy Tomasa i Książęca), Dois Irmaos (Brazylia), Silverback (USA) i Ondjaba (Angola). Tym samym w rankingu pominięto najbardziej oczywiste Gujanę, Surinam czy syberyjskie projekty Rosji. Warto jednak bliżej przyjrzeć się miejscom, które zostały wytypowane.

Namibijskie Venus jest projektem francuskiego koncernu *Total*, którego rozpoznanie planowane jest na trzeci kwartał. Perspektywę Venus często porównuje się z brazylijskim basenem Campos, niemniej u wybrzeży Afryki firma będzie musiała pracować na wodach o głębokości 2,5–3 km. Wstępne szacunki dotyczące zasobów wydobywalnych ropy naftowej wahają się od 1,5 do 2 mld bbl. Potwierdzenie komercyjnego przyływu w otworze Venus-1 prawdopodobnie spowoduje ustanowienie kolejnego, po niedawnym odkryciu Brulpadda, pola naftowego w południowej części Afryki.

Portugalska firma naftowa *Galp* i jej holenderski partner *Shell* w drugiej połowie 2021 r. rozpoczną eksplorację wód przybrzeżnych Wysp Tomasa i Książęcej otworem Jaca-1. Odwiert znajdujący się w morskim bloku 06 zostanie wykonany pod powierzchnią morza o głębokości 2500 m. Tandem konsorcjantów posadowienie wiercenia wyznaczył na podstawie szeroko zakrojonych badań sejsmicznych 3D. Biorąc pod uwagę znaczne, udokumentowane złoża w sąsiednich Nigerii, Gabonie i Gwinei Równikowej, jest wiele powodów, aby przypuszczać, że działania koncernów nie są wyrzucaniem pieniędzy w ocean.

Blok Dois Irmaos cieszył się największym powodzeniem podczas czwartej rundy koncesyjnej na złoża pre-salt w Brazylii. Ostatecznie funkcję operatora otrzymał narodowy *Petrobras* (40%), a na pozostałe udziały założyły się *Equinor* (25%) i *BP* (20%). Firmy naftowe działające w obszarze przybrzeżnym kraju kawy ze szczególnym zainteresowaniem przyglądają się Vaz Lobo-1, pierwszemu od dłuższego czasu głębokomorskiemu odwiertowi w basenie Campos, który jest postrzegany jako papierek lakmusowy dla dalszych brazylijskich perspektyw w regionie, takich jak Itaimbezinho (1,9 mld bbl). Zakładane zasoby bloku koncesyjnego Dois Irmaos o powierzchni ~137 km² to 2,4 mld bbl w zbiornikach kredowych, na które składają się prospekty Pedra Branca (2,14 mld bbl), Pedra do Arpoador (120 mln bbl) i Pedra Bonita (137 mln bbl).

Silverback w bloku Mississippi Canyon 35 może otworzyć głębsze, dotychczas niewykorzystane pokłady Zatoki Meksykańskiej. Obszar Kanionu Missisipi znajduje się w morskim przedłużeniu delty rzeki Missisipi, która rocznie dostarcza do Zatoki Meksykańskiej ok. 860 mln t osadów. Wiele dobrze wysortowanych osadów dociera do głębokomorskiego zbczoza Kanionu, tworząc serię perspek-

tywnych facji progradacyjnych. Wiercenie *Chevrona* na wodach o głębokości ok. 1100 m będzie pierwszym z trzy-nastu otworów, na których wykonanie w połowie ub.r. zostało wydane zezwolenie. Znaczną problem pojawi się, jeśli potencjalne odkrycia ściągają inwestorów, którzy będą zmuszeni do zderzenia się z nieprzychylną koncernom naftowym administracją nowego prezydenta USA.

Na drugi kwartał roku *Total* planuje wykonanie odwiertu Ondjaba-1 u wybrzeży Angoli. Perspektywiczny otwór będzie wiercony na rekordowych głębokościach wynoszących ponad 3600 m. Ondjaba będzie również pierwszym wierceniem uruchomionym w Bloku 48, uważanym przez francuski koncern za najlepszy z angolskich prospektów firmy. Wstępne szacunki wskazują, że zasoby Ondjaby sięgają 0,82 mld bbl, jednak państwowy *NOC Sonangol* sugeruje kolejne 1,2–1,3 mld bbl na obszarze koncesji.

Jaki jest prawdziwy potencjał opisanych projektów będzie można ocenić dopiero za kilkanaście miesięcy, jednak, obserwując politykę największych koncernów naftowych, największą obietnicę dużego wydobycia zdaje się roztaczać projekt Dois Irmaos. Aktywność największych graczy u wybrzeży Brazylii jest znaczna, a trio *Petrobras*, *Equinor* i *BP* w komunikatach dotyczących basenu Campos zdaje się epatować spokojem. Możemy jedynie trzymać kciuki za Vaz Lobo, którego dobre wyniki mogą znacząco wpłynąć na intensyfikację prac wydobywczych przy wschodnich brzegach Ameryki Południowej.

Azja południowo-wschodnia. Szereg prac eksploracyjnych przyczynił się do wielu nowych odkryć w rejonie Malezji, Indonezji i Chin. Malezyjski *Petronas*, wierząc otwór Hidayat-1 na wschodnim wybrzeżu Jawy w Indonezji, natrafił na złoża ropy naftowej w węglanowej formacji Ngimbang. Pierwsze testy produkcyjne odwiertu wykonanego na koncesji North Madura II PSC do głębokości końcowej 2739 m udowodniły przyływ lekkiej ropy o wydajności 2100 bbl/d. Sukcesem firma zakończyła również prace na płytkich wodach prowincji Baram, ok. 90 kilometrów od wybrzeża prowincji Sarawak w Malezji. Odwiert Dokong-1, o głębokości 3810 m, osiągnął mierzącą ponad 80 m serię terygenicznych skał gazonońnych miocenu. *Petronas* planuje dalszą eksplorację obszaru, poszerzając koncesyjne portfolio i zwiększając zakres poszukiwań.

W sąsiadującym z Sarawakiem regionie Sabah postępy w realizacji prac na obszarze Malikai odnotował *Shell*. Druga faza rozwoju malezyjskiego projektu ma za zadanie zwiększyć eksploatację na złożach Kinarut i Kamunsu-2, które do tej pory dostarczały maksymalnie 60 tys. bbl/d. Prac rozpoznawczych nie porzucają też Chiny, które 3500 km na północ od Borneo, pod wodami zatoki Pohaj na Morzu Żółtym odkryły węglowodory w otworze Bozhong 13-2. Odwiert państwowej *China National Offshore Oil Corporation* został ukończony na głębokości 5223 m, dokumentując strefy występowania ropy o łącznej miąższości 346 m. Podczas testów odnotowano przyływ ropy w ilości 1980 bbl/d i ok. 150 tys. m³/d gazu ziemnego. Ponadto CNOOC rozpoczęła wydobycie z pola naftowego Caofeidian 6-4. W ramach projektu, na wodach o średniej głębokości 20 m, spółka chce wykonać 42 odwierty, w tym 30 eksploatacyjnych. Projekt ma osiągnąć szczytowe wydobycie 15 tys. bbl/d w 2023 r.

Źródła: *anp, APPEX, CNOOC, Equinor, Oil & Gas Journal, Oilprice, Orlen, Pemex, Petronas, Shell, WorldOil*