

Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Radomir Pachytel¹



Polska. Koncern *Lotos* poinformował, że korzystając z platformy *Petro Giant*, należącej do firmy *Lotos Petrobaltic*, rozpoczęto rekonstrukcję odwiertów w bałtyckim złożu B3. Zadaniem jednostki kupionej w czerwcu 2019 r. od firmy *Maersk* jest zwiększenie wydobywania węglowodorów z polskiej strefy ekonomicznej Morza Bałtyckiego. Spółka poinformowała, że prace obejmą rekonstrukcję siedmiu odwiertów: B3-5, B3-6, B3-8, B3-9, B3-13, B3-14 i B3-15, a ich efektem będzie podniesienie parametrów wydobywania oraz zwiększenie wydajności i bezpieczeństwa prac. Realizacja projektu rozpoczęła się od rekonstrukcji otworu B3-9, zlokalizowanego w rejonie obniżenia bałtyckiego w bloku Łeby. Zadanie polega na wymianie w odwiercie, zabezpieczonym zdalnie sterowaną głowicą podwodną, pompy w głębinowej na nowy zestaw pompowy. Głębokość morza wynosi w tym miejscu ok. 80 m, a odległość od lądu 67 km. Otwór B3-9, o głębokości 1532 m, został odwiercony w 1995 r. i uzyskano z niego przyływ ropy naftowej o znaczeniu przemysłowym.

Petro Giant to największa z pięciu jednostek, którymi dysponuje *Lotos Petrobaltic*. Została zbudowana w 1986 r., a w 2012 r. przeszła pełną modernizację. Po szesnastomiesięcznym zakupie przystosowano ją do potrzeb pracy na Bałtyku i pod koniec grudnia przetransportowano na obecne miejsce pracy. Platforma ta jest przystosowana do prowadzenia prac wiertniczych do głębokości 7620 m, przy maksymalnej głębokości akwenu 107 m.

PKN *Orlen* oświadczył, że otrzymał od Komisji Europejskiej informację, o możliwości wznowienia formalnej procedury negocjacyjnej dotyczącej przejęcia kapitałowego grupy *Lotos*. Wcześniejsza decyzja KE o zastosowaniu procedury *stop the clock* wynikała wyłącznie z konieczności zebrania dodatkowych informacji i jest określana jako standardowa praktyka komisji. Prezes Zarządu PKN *Orlen* Daniel Obajtek wydał komunikat prasowy, w którym wyraził nadzieję, że zgodnie z oczekiwaniami, finalna decyzja w sprawie przejęcia kapitałowego *Lotosu* przez *Orlen* zostanie wydana do końca pierwszego półrocza 2020 r. Prezes Grupy *Lotos* Paweł Jan Majewski przedstawia fuzję jako wytworzenie podmiotu, który wzmocni gospodarczą pozycję Polski na arenie europejskiej.

Oddział Operatora Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa w Pakistanie rozpoczął w prowincji Sindh (dystrykt Dadu) wiercenie otworu eksploatacyjnego Rehman-7 w złożu Rehman. Prace prowadzone w Pakistanie pozostają istotnym elementem działalności PGNiG. Ósmy

odwiert spółki w złożu Rehman ma umożliwić zwiększenie wydobywania w tym południowoazjatyckim państwie, z którego w zeszłym roku PGNiG uzyskało niemalże 200 mln m³ gazu ziemnego. Gaz wydobywany w Pakistanie jest sprzedawany na rynku lokalnym, ze względu na duże zapotrzebowanie wewnętrzne i brak ekonomicznie opłacalnych możliwości przesyłu tego surowca do Polski.

PGNiG *Upstream Norway*, spółka zależna PGNiG SA, otrzymała formalną zgodę Norweskiego Dyrektoriatu Ropy Naftowej na rozpoczęcie (w ramach koncesji PL460) wydobywania ropy naftowej i gazu ziemnego ze złoża Skogul na Morzu Północnym, które odkryto w 2010 r. PGNiG SA posiada 35% udziałów w złożu Skogul. Właścicielem pozostałych udziałów i operatorem złoża jest firma *Aker BP*, od której PGNiG kupiło udziały w 2017 r. Przypadające na PGNiG *Upstream Norway* zasoby węglowodorów wynoszą ok. 3,3 mln boe. Skogul jest zlokalizowane w bezpośrednim sąsiedztwie złoża Vilje, w którym PGNiG *Upstream Norway* ma 24,24% udziałów, co umożliwi wykorzystanie infrastruktury i przyczyni się do znacznego zmniejszenia kosztów eksploatacji. Spółka szacuje, że w związku z uruchomieniem wydobywania z nowego złoża przyrost produkcji wyniesie ponad 4 tys. boe dziennie.

Sankcje USA wobec Rosji. Pod koniec lutego administracja rządu Donalda Trumpa ogłosiła sankcje wobec rosyjskiej firmy naftowej *Rosneft Trading S.A.*, spółki zależnej od *Rosnieftu*, oskarżonej o wspieranie reżimu Nicolasa Maduro. Sekretarz stanu USA Mike Pompeo powiedział w oświadczeniu, że: *Jako główny pośrednik w globalnych transakcjach sprzedaży i transportu ropy naftowej w Wenezueli, Rosneft Trading wspiera dyktaturę Maduro, umożliwiając mu represje wobec ludności Wenezueli.* Sankcje celują również w członka zarządu *Rosnieftu* – Didiera Casimiro, mianowanego przez dziennikarza głównym europejskim sojusznikiem dyktatury. Przedstawiciel Departamentu Stanu USA ds. Wenezueli Elliott Abrams podkreślił, że żaden pojedynczy krok nie może być szacowany jako element, który położy kres kryzysowi, ale nałożenie sankcji jest znaczącym wydarzeniem, które sprawi, że firmy sektora naftowego z całego świata odejdą od współpracy z *Rosneft Trading*.

Zależna od rosyjskiego giganta naftowego spółka *Rosneft Trading* powstała w 2011 r., aby pomóc w realizacji zagranicznych projektów, włączając w to transport ropy naftowej. W ostatnich latach, w obliczu amerykańskich i europejskich sankcji, rozszerzyła swoją działalność na takie kraje, jak Kuba, Chiny, Egipt i Wietnam. Dwaj jej najwięksi klienci to Chiny i Indie, które potrzebowały nowego

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

źródła dostaw ropy naftowej po nałożeniu przez administrację Trumpa sankcji na Iran.

Ogłoszenie dodatkowych sankcji nastąpiło kilka tygodni po wizycie w Waszyngtonie lidera wenezuelskiej opozycji Juana Guaido, uważanego przez USA i dziesiątki innych krajów za prawowitego przywódcę Wenezueli. Prezydent Donald Trump uznał Juana Guaido i zaprosił na prywatne spotkanie do Białego Domu. Juan Guaido w nowoczesny sposób świętował nowe sankcje, pisząc na Twitterze, że rosyjska firma naftowa została ukarana za współudział w dyktaturze: *Ta wiadomość jest zwycięstwem! Ci, którzy popierają dyktaturę, kimkolwiek są i bez względu na to, skąd pochodzą, będą musieli ponieść konsekwencje. Ci, którzy popierają demokrację, będą mile widziani.* Zarówno Guaido, jak i Pompeo zasugerowali, że nie planują negocjacji z Maduro, który odmawia opuszczenia urzędu.

Zgodnie z sankcjami wszystkie nieruchomości i własności *Rosneft Trading SA* i *Didiera Casimiro*, które znajdują się w Stanach Zjednoczonych, w posiadaniu lub pod kontrolą osób amerykańskich, a także wszelkie podmioty, które są bezpośrednią lub pośrednią własnością, w co najmniej 50% przynależące do wyznaczonej osoby i podmiotu, są zablokowane i muszą zostać zgłoszone do Biura Kontroli Aktywów Zagranicznych. W praktyce zamrożenie aktywów jest jednoznaczne z pozabawieniem możliwości prowadzenia działalności gospodarczej. Konsekwencje mogą być wyciągnięte wobec wszystkich firm współpracujących z podmiotami, których dotknęły sankcje. Jednocześnie poinformowano, że kary zostaną zniesione, gdy *Rosneft* przestanie robić interesy z reżimem Maduro i pozwoli na demokratyczną transformację.

Rosyjski koncern nie do końca jest zainteresowany polityką wewnętrzną i kryzysem humanitarnym w Wenezueli. Rosjanie podjęli ryzyko sankcji, aby odzyskać dług zaciągnięty przez ten południowoamerykański kraj. Wywierają nacisk na reżim Maduro, aby sprzedał *Rosnieftowi* ropę po cenach niższych od cen rynkowych i priorytetowo potraktował spłatę długów wobec spółki. Szacuje się, że w ubiegłym roku Wenezuela spłaciła *Rosnieftowi* dług o wartości 1,8 mld dolarów. Przymuszalnie długi Maduro wobec Rosjan zostaną w pełni spłacone w pierwszym półroczu, a zaistniała sytuacja polityczna może spowodować rezygnację ze wzajemnej współpracy i udzielania kolejnych pożyczek dyktatorowi.

Analitycy przewidują, że rosyjski gigant spróbuje obejść sankcje, tworząc nowe spółki, poprzez które będą zachodzić kolejne transakcje. Już teraz zauważono, że firma zmienia nazwy statków lub wdraża transfery pomiędzy nimi, próbując ukryć wenezuelskie pochodzenie ropy naftowej. Jeszcze w styczniu *Rosneft Trading* był odpowiedzialny za zagospodarowanie około dwóch trzecich dziennego eksportu ropy naftowej z Wenezueli. *Rosneft będzie musiał teraz pomyśleć, ile jest warta Wenezuela z biznesowego punktu widzenia, w porównaniu do kosztów pozostawiania pod sankcjami*, powiedział Francisco Monaldi, ekspert energetyczny z *Rice University*. W oficjalnej odpowiedzi Rosja stwierdziła, że nowe sankcje USA stanowią naruszenie prawa międzynarodowego i nie wpłyną na relacje Moskwy z Caracas.

OPEC kontra Rosja i USA. Epidemia COVID-19, drastyczne spowolnienie chińskiej gospodarki i rozwój

wirusa w innych częściach świata, w tym Europie, wywołały lawinę negocjacji, sporów, a także wojnę cenową producentów ropy naftowej. Pierwszy piątek marca był okazją do spotkania Organizacji Krajów Eksportujących Ropę Naftową oraz przedstawicieli państw współpracujących. Kraje OPEC, chcąc walczyć ze spadkami notowań ropy, przedstawiły propozycję ograniczenia wydobycia tego surowca nawet o kolejne 1,5 mln bbl/d. Rosja, nie będąca członkiem OPEC, nie zgodziła się na zapisy umowy, ogłaszając jednocześnie, że obecne ceny ropy są odpowiednie dla rosyjskiej gospodarki. Tym samym od kwietnia przestaną obowiązywać obecne ograniczenia w produkcji, jakie zainteresowane państwa OPEC+ same na siebie wcześniej nałożyły. Niektórzy eksperci sugerują, że rosyjskie posunięcie ma na celu negatywne oddziaływanie na amerykańskich producentów węglowodorów z łupków i uderzenie w Amerykanów w odwecie za nałożenie sankcji na wykonawców gazociągu *Nord Stream 2*.

Postępowanie Rosji wywołało natychmiastową reakcję Arabii Saudyjskiej. W dniu 8 marca Saudyjczycy obniżyli cenę nierafinowanej ropy dla chińskich konsumentów, a następnie również amerykańskich i europejskich, nawet o 8 USD za baryłkę. Zaplanowali zwiększenie wydobycia ropy naftowej o 2 mln bbl/d, doprowadzając do nadwyżki surowca na rynku. Decyzja ta zszokowała analityków, ponieważ świadczy nie tylko o chęci zdobycia udziałów w rynku, ale stanowi też wyraźny sygnał dla Rosji, że OPEC nie zamierza zgadzać się na wszystkie zażądania Moskwy i może ją skłonić do kolejnych negocjacji. Ceny ropy zanotowały jeden z najbardziej drastycznych spadków w XXI w. – ropa WTI, która w ostatnim tygodniu lutego kosztowała powyżej 51 USD za baryłkę, 9 marca osiągnęła cenę poniżej 28 USD/bbl (spadek o ponad 40%). Postępująca walka polityczna i dalszy rozwój epidemii mogą, zdaniem analityków, doprowadzić do spadku cen ropy poniżej 20 USD/bbl.

W Stanach Zjednoczonych rosnące wydobycie z basenów łupkowych może znacznie spowolnić. Jest to ściśle związane z ograniczeniem eksportu, zmniejszeniem globalnego zapotrzebowania na gaz i odmową przyjęcia amerykańskich ładunków paliwa na rynkach azjatyckich. Firmy zajmujące się wydobyciem węglowodorów poczyniły natychmiastowe zmiany w prowadzeniu prac. Na przykład teksańska *Diamondback Energy* ograniczyła swoją działalność z dziewięciu do sześciu załóg. Koncern ten, prowadzący wydobycie ze skał łupkowych, zmniejszy również nakłady inwestycyjne, choć nie określił dokładnej kwoty. Zgodnie z oświadczeniem firmy *decyzja spowoduje obniżenie produkcji ropy w 2020 r. poniżej pierwotnie zaplanowanej, ale umożliwi utrzymanie zysków, ochroni bilans i dywidendę*. Bank inwestycyjny *Goldman Sachs* spodziewa się niewielkiego zmniejszenia wydobycia ropy naftowej z amerykańskich łupków w drugim kwartale roku, sugerując spadek o 75 tys. bbl/d w trzecim kwartale i o kolejne 250 tys. bbl/d w czwartym kwartale bieżącego roku. Niektóre źródła mówią o spadkach rzędu 1–2 mln bbl/d, co może zrównoważyć obecną nadwyżkę podaży w wysokości 1,2 mln bbl/d.

Stosunki pomiędzy OPEC i USA zmieniają się diametralnie i ciężko przypuszczać, jak wobec konfliktu z Rosją kartel zachowa się względem Amerykanów. W 2014 r. organizacja próbowała osłabić rozwój eksploatacji z łupków

niskimi cenami ropy, ale plan nie powiódł się – amerykańskie firmy łupkowe były w stanie zacisnąć pas i zastosować ulepszone technologie, aby obniżyć koszty eksploatacji. W 2016 r. OPEC i Rosja zawarły porozumienie o współpracy i ograniczeniu produkcji w celu wsparcia światowych cen ropy. Wyższa cena surowca oznaczała wspieranie droższych, amerykańskich eksploratorów łupków, którzy dalej zmniejszali udział OPEC w rynku. Teraz Rosjanie chcą, aby Stany Zjednoczone zapłaciły za ustanowienie sankcji wobec koncernu naftowego *Rosneft* i firm realizujących projekt *Nord Stream 2* osłabieniem sektora energetyki. Amerykańskie firmy zaangażowane w sektorze eksploatacji niekonwencjonalnych złóż węglowodorów muszą szybko odnaleźć się w niespotykanej wcześniej sytuacji. Koncerny działające od początku rewolucji łupkowej nie miały dotąd do czynienia z tak nagłym i znaczącym spadkiem cen. Podobny spadek cen dotknął rynek amerykański w czasie operacji Pustynna Burza w 1991 r. Firmy muszą dokładnie monitorować i analizować rozwój rynku, zdecydowanie reagując na wszystkie doniesienia.

Wraz z wygaśnięciem OPEC+ pod koniec marca, Arabia Saudyjska może uruchomić maksymalną eksploatację swoich złóż – do 12,5 mln bbl/d. Pomimo floty 41 tankowców należących do państwa, Saudyjczycy zarezerwowali na kwiecień dodatkowe trzy jednostki, które będą w stanie przetransportować 6 mln baryłek ropy. Szejkwowie przygotowują scenariusz finansowy na wypadek cen ropy w przedziale 12–20 USD za baryłkę. Po drugiej stronie Atlantyku wydobywanie z formacji łupkowych staje się nieekonomiczne – jedynie kilka firm jest w stanie prowadzić prace przy cenach ropy poniżej 31 USD/bbl – *Exxon*, *Chevron*, *Occidental* czy *Crownquest*.

W odpowiedzi na działania i zapowiedzi Arabii Saudyjskiej Rosyjskie Ministerstwo Ropy zaanonsowało, że w dwa tygodnie może zwiększyć wydobywanie ropy naftowej o 200–300 tys. bbl/d, a docelowo o 0,5 mln bbl/d. W lutym Rosja wydobyla 11,29 mln bbl/d surowca. Jednocześnie minister Alexander Novak stwierdził, że furka do rozmów z OPEC jest wciąż otwarta, a Rosja może akceptować cenę baryłki ropy w granicach 25–30 USD przez 6–10 lat.

Pewna swoich działań Arabia Saudyjska doprowadziła do odwołania spotkania komitetu technicznego państw OPEC i współpracujących, które było zaplanowane na 18 marca. Tym samym upadła szansa na dalsze negocjacje w najbliższym oczekiwanym przez analityków terminie. Amin Nasser, jeden z dyrektorów *Saudi Aramco*, 16 marca zapewnił, że zwiększone wydobywanie ropy będzie kontynuowane przynajmniej do końca maja, jednocześnie podkreślając, że królestwo czuje się komfortowo przy cenach surowca oscylujących w granicach 30 USD. *Aramco* podkreśliło stały rozwój firmy, raportując profity w wysokości 88,2 mld USD za rok 2019 (spadek w porównaniu do 111,1 mld USD w 2018 r.) i wyrażając nadzieję na duże zyski w roku bieżącym.

Wojujące mocarstwa nie patrzą (a może wręcz przeciwnie?) na inne kraje, których gospodarki mogą runąć w obliczu kryzysu. Znacząco może ucierpieć Nigeria, której funkcjonowanie w dużej mierze zależy od przemysłu wydobywczego. Kłopoty mogą osiągnąć Irak, Oman, Angolę, Surinam czy Gabon. Projekty meksykańskiego *Pemexu* mogą zostać czasowo wstrzymane, zważywszy na to, że ekonomia południowego sąsiada USA bazuje na wymianie handlowej ze Stanami Zjednoczonymi. Kanada ma bar-

dziej zróżnicowaną gospodarkę, ale recesja znacząco odbije się cięciem wydatków przeznaczonych na eksploatację węglowodorów, np. w prowincji Alberta.

Sytuacja jest płynna, ale jej przejrzystość bardziej przypomina nierafinowaną ropę naftową niż wodę destylowaną. Czy Saudyjczycy znajdą nić porozumienia z Rosją, czy miesiącami będą pompować ogromne ilości ropy, śląc kolejne tankowce na rynek azjatycki i amerykański? Zaskakującym rezultatem wojny cenowej może być całkowite odwrócenie tego, co wydawało się być pewne, aby zrekompensować spadek popytu spowodowany wybuchem wirusa COVID-19 – zwiększenie zamiast ograniczenia wydobywania. Rynki będą uważnie śledzić prawdopodobnie najciekawszą wojnę cenową w tym stuleciu i niewiele osób może przewidzieć, co wydarzy się następnego dnia.

Arabia Saudyjska. *Saudi Aramco*, potentat naftowy i gazowy Arabii Saudyjskiej, otrzymał zezwolenie na rozpoczęcie zagospodarowania złoża gazu łupkowego w Jafurah, które stanie się największym przedsięwzięciem łupkowym poza USA. Oficjalnym powodem jest zwiększenie krajowych dostaw gazu i zakończenie spalania ropy naftowej w państwowych elektrowniach. O ile pierwszy powód, będący prostym truizmem, jest prawdziwy, na drugi z nich analitycy patrzą z przymrużeniem oka. Spalanie ropy naftowej może być ograniczone, ale ze względu na uwarunkowania historyczne i infrastrukturę jest mało prawdopodobne, aby Saudyjczycy zrezygnowali z wykorzystywania tego paliwa do produkcji energii. Wydaje się jednak, że gaz z Jafurah będzie w niedalekiej przyszłości potrzebny królestwu. Trudno jest bowiem realnie określić zasoby ropy naftowej na Półwyspie Arabskim. W 1989 r. Arabia Saudyjska zgłosiła udokumentowane zasoby na poziomie 170 mld baryłek, aby rok później, bez odkrycia nowych złóż, podnieść je do 257 mld, a następnie do 266 mld baryłek. Zasoby ropy naftowej Arabii Saudyjskiej od lat utrzymują się na takim samym poziomie, bazując na tych samych złożach, podczas gdy w trakcie prawie 50 lat eksploatacji wydobyto z nich ok. 150 mld baryłek surowca.

Saudyjczycy, aby stać się trzecim producentem gazu ziemnego do 2030 r., po USA i Rosji, przeznaczają na projekty łupkowe 110 mld USD. Nie brakuje amerykańskich firm chcących zaoferować *Aramco* technologię szczelinowania i usługi inżynierskie – są to te same firmy, których rozwój królestwo chciało zniszczyć w latach 2014–2016. Najbardziej problematyczne wydają się dostawy wody do zabiegów szczelinowania, więc już teraz analizuje się możliwość wykorzystania do ich wykonywania odsolonej wody morskiej. Prowadzone od kilku lat testy uwzględniały zróżnicowane ciśnienia, typy płynów zabiegowych, materiały podszkawkowe, wzajemne odległości kolejnych klastrów perforacji i zmienne technologie, spośród których *Aramco* stara się wyłonić najbardziej optymalne do intensyfikacji przyływu węglowodorów z tamtejszych skał łupkowych. Zasoby gazu ziemnego w formacjach łupkowych są zlokalizowane we wschodniej (Jafurah, Ghawar, Rub al-Khali) oraz północnej części kraju (Nafud, North SA).

Książę Abdulaziz bin Salman, minister ropy Królestwa Arabii Saudyjskiej, poinformował, że zasoby gazu pola Jafurah są szacowane na ok. 5,7 bln m³. Planowane rozpoczęcie produkcji (2024 r.) ma przynieść wydobywanie na poziomie 62 mln m³/d do 2036 r. Aktualnie *Aramco* w całym kraju wydobywa dziennie ok. 252 mln m³ gazu

ziemnego. Patrząc na wyliczenia dotyczące pola Jafurah należy jednak pamiętać, że może ono być jedynie prelude do eksploatacji kolejnych, większych złóż gazu, kryjących się w arabskich formacjach łupkowych.

Wielka Brytania. Firma *Angus Energy* planuje wznowienie wydobycia gazu ziemnego ze złoża Saltfleetby w hrabstwie East Lincolnshire między październikiem 2020 r. a styczniem 2021 r. Według raportów firmy konsultingowej *Oilfield International* złożo to, stanowiące dawniej największe lądowe pole gazowe Wielkiej Brytanii, w strefie koncesji *Angus Energy* ma udowodnione i prawdopodobne zasoby 453 mln m³ gazu i 97 tys. bbl kondensatu, które firma może eksploatować przez 10–12 lat. Głównym poziomem zbiornikowym są karbońskie piaskowce pensylwanu, ułożone na głębokości większej niż 2300 m. Kontakt gaz–woda został rozpoznany na głębokości 2338 m.

Licencja PEDL005 na eksploatację bloku L47/16 South Cockerington obejmuje powierzchnię 52,53 km². Wydobycie rozpocznie się z wykorzystaniem dwóch odwiertów – SF2 i SF4, do których w pierwszej połowie 2021 r. dołączy horyzontalny odwiert boczny, wykonany z otworu SF5. Jako główne elementy ryzyka *Angus Energy* wskazuje niepewność analizy wolumetrycznej na podstawie danych sejsmicznych 3D o niskiej i średniej jakości, niejednoznaczna interpretacja geofizyki otworowej, skomplikowaną tektonikę ośrodka oraz niepewność co do jakości i wydajności zbiornika.

Tunezja. *Panoro Energy ASA*, norweska firma z siedzibą w Londynie, planuje zwiększenie działalności wiertniczej w Tunezji. Wraz z tunezyjskim państwowym koncernem naftowym *Enterprise Tunisienne d'Activites Petrolières* zatwierdziła wywiercenie otworu drenażowego i wydobywczego w złożu ropy naftowej Guebiba we wschodniej części kraju, w okolicy miasta Safakis. Będzie to pierwsze wiercenie w rejonie od 2015 r. Jako wykonawcę zakontraktowano tunezyjskie *Compagnie Tunisienne de Forage's (CTF)*.

Po wierceniu w złożu Guebiba urządzenie zostanie przetransportowane, aby wykonać odwiert poszukiwawczy Salloum West. Celem tych prac jest pocięta seria uskoków formacja Bireno, znajdująca się na głębokości 3600 m, a otwór ma umożliwić udostępnienie zasobów zachodniej części pola naftowego. Wraz z trzema innymi odwiertami, które udostępnią złożo w pierwszej połowie roku, ma zwiększyć potencjał produkcyjny flagowego projektu spółki *Thyna Production Services (TPS)* do ok. 5000 bbl/d. Inne działania mające na celu zwiększenie dziennej wydajności są na zaawansowanym etapie planowania, a ich wdrożenie jest spodziewane w ciągu najbliższych kilku miesięcy. Dla przykładu, niedawna stymulacja wydobycia z jednego z odwiertów na polu Rhemoura, należącego do aktywów eksploatowanych przez TPS, przyczyniła się do czterokrotnego wzrostu produkcji. W rezultacie partnerzy *joint venture* planują kampanię podobnych stymulacji w kilku innych obszarach TPS. Aktywa TPS obejmują pięć koncesji na eksploatację złóż ropy naftowej – Cercina, Cercina Sud, Rhemoura, El Ain (Gremda) i El Hajeb (Guebiba) – w lądowych rejonach przybrzeżnych i płytkich wodach morskiej strefy ekonomicznej Tunezji.

Jesteśmy niezmiernie zadowoleni z tego, że zakontraktowaliśmy urządzenie CTF 06. Zanim zostanie ono wykorzystane w naszym otworze Salloum West, posłużymy do

wiercenia w złożu lądowym w Guebiba. Nasze tunezyjskie aktywa weszły w bezprecedensowo intensywną fazę poszukiwawczą i spodziewamy się, że przyniesie to znaczny wzrost wydobycia w pierwszej połowie 2020 r. – powiedział John Hamilton, dyrektor generalny *Panoro*. Po uspokojeniu sytuacji politycznej w kraju kolejne firmy z rosnącą nadzieją patrzą na tunezyjskie złoża węglowodorów.

Bahamy. Spółka *Bahamas Petroleum Co.* pragnie otworzyć nowy rozdział w historii tego wyspiarskiego kraju na Karaibach. Rząd przyznał firmie autoryzację środowiskową w sprawie wiercenia pierwszego morskiego otworu poszukiwawczego *Perserverance 1*, który zostanie ulokowany na obszarze koncesji Cooper (segment B-North) – jednej z ośmiu koncesji zarządzanych przez *Bahamas Petroleum* (100% udziałów) w morskiej strefie ekonomicznej kraju. Prace rozpoczną się w kwietniu br., a zgodnie z zapowiedziami firmy celem są perspektywiczne zasoby ropy naftowej o objętości od 700 tys. do 1,4 mld baryłek. Zdaniem analityków tak duża różnica w ocenie potencjalnej objętości złóż może świadczyć o niedoskonałym rozpoznaniu i niepewności dotyczącej jakości zbiorników naftowych.

Pierwszy odwiert jest zapowiadany jako znaczące narzędzie badawcze, służące do pozyskania serii informacji przydatnych w dalszym rozpoznaniu basenu. Podczas wiercenia będą używane narzędzia na bieżąco rejestrujące i mierzące właściwości skał i zostanie zaaplikowane pełne spektrum badań geofizyki otworowej. Planuje się regularny pobór próbek płynów złożowych i rdzeni bocznych. Szacowana głębokość odwiertu to 4800–6600 m, jego wykonanie zajmie 45–60 dni kosztem 25–35 mln USD.

Antarktyda. Na potencjalne zasoby węglowodorów ukryte pod lodami Antarktydy z nadzieją patrzą Rosjanie. Państwowa spółka *Rosgeologia* przeprowadziła na początku roku badania sejsmiczne na Morzu Riiser-Larsena u wybrzeży Ziemi Królowej Maud. Wykonano profile o długości 4400 km, które miały na celu ocenę możliwości wydobycia ropy naftowej i gazu ziemnego z zastosowaniem najnowszych technologii. Geolodzy *Rosgeologii* twierdzą, że w rejonie badań można odzyskać co najmniej 513 mld boe, a ograniczone testy ujawniły ogromny potencjał złożowy.

Warto przypomnieć, że zgodnie z *Traktatem antarktycznym* z 1959 r. zasoby mineralne Antarktydy, w tym węglowodory, są chronione. Badania naukowe w regionie może prowadzić tylko siedem krajów – Argentyna, Australia, Chile, Francja, Nowa Zelandia, Norwegia i Wielka Brytania lub inne państwa na mocy współpracy z wymienionymi. Zdaniem społeczności narodowej zakaz działalności wydobywczej do 2048 r. sprawi, że przynajmniej przez najbliższych kilkanaście lat rząd w Moskwie nie sięgnie po bogactwa mineralne znajdujące się za południowym kołem polarnym. Dodajmy, że ta sama społeczność międzynarodowa nie wierzyła w rozpoczęcie eksploracji Arktyki, mającej przynieść Rosji do roku 2050 aż 20–30% rocznej produkcji ropy, czy też w możliwość zmiany statusu Morza Kaspijskiego z jeziora na morze w celu uzyskania dochodów z eksploatacji morskiej strefy ekonomicznej.

Źródła: Angusenergy, Bloomberg, bpcplc, cnbc, cnn, IEA, Goldman Sachs, Investors, Lotos, MarketScreener, Oil&GasJournal, Oilprice, Orlen, PGNiG, Resource-world, The New York Times, wnp