

Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Radomir Pachytel¹



Polska. Prezes *PGNiG* Jerzy Kwieciński zaprezentował finansowe wyniki spółki w drugim kwartale i w pierwszym półroczu 2020 r. – określając je jako historyczne – i jednocześnie wyraził nadzieję, iż zostaną one pobite przez multienergetyczny koncern, jaki powstanie po połączeniu *PGNiG* z *Orlenem*.

W pierwszym półroczu 2020 r. sprzedano 16,9 mld m³ gazu ziemnego (+6% względem tego samego okresu w 2019 r.), a przychody ze sprzedaży wyniosły ponad 21 mld zł (–7%). Zysk operacyjny przedsiębiorstwa przed potrąceniem odsetek od zaciągniętych zobowiązań oprocentowanych, podatków, amortyzacji wartości niematerialnych i prawnych (EBITDA) ukształtował się na poziomie 9,352 mld zł. Zysk netto, będący w dużej mierze efektem wygrania sporu z *Gazpromem*, osiągnął 5,92 mld zł. Podkreślono, że po raz pierwszy w historii segment obrotu i magazynowania stał się głównym składnikiem EBITDA (81%). Udział dystrybucji w tym zysku wyniósł 12%, wytwarzania 6%, a poszukiwania i wydobywania 3%. Zdaniem prezesa Kwiecińskiego po połączeniu z *Orlenem* EBITDA powinno się kształtować na poziomie 20 mld zł.

Wydobycie ropy naftowej wzrosło o 7%, tj. do 656 tys. t/d. Przyczyniła się do tego głównie działalność w Norwegii. W 2020 r. tamtejsze projekty (7 złóż udostępnionych na warunkach 28 koncesji) mają dostarczyć ok. 0,5 mld m³ gazu ziemnego, a docelowo mają umożliwić zasilanie *Baltic Pipe* gazem ziemnym w ilości 2,5 mld m³/rok.

W pierwszym półroczu 2020 r. wydobycie gazu ziemnego przez *PGNiG* wyniosło 2,19 mld m³, a wynik ten został osiągnięty w dużej mierze za sprawą intensyfikacji eksploatacji złóż w Pakistanie. Spadki cen węglowodorów wpłynęły jeednak na 29-procentowe zmniejszenie przychodów ze sprzedaży – uzyskano zaledwie 2,121 mld zł. Wzrósł natomiast import LNG – w pierwszym półroczu 2020 r. spółka odebrała aż 21 dostaw skroplonego gazu ziemnego o objętości 2,19 mld m³ (po regazyfikacji). Jako główne kierunki dostaw w nadchodzących latach wskazano Stany Zjednoczone (ok. 9 mld m³ rocznie) i Katar (3 mld m³). W tym samym czasie zwiększono eksport gazu na Ukrainę – do 0,9 mld m³. Prace prowadzone przez *PGNiG* w obszarze złóż krajowych dotyczą nie tylko wydobywania gazu ziemnego, ale również zatłaczania CO₂. Firma planuje też dalszy rozwój w sektorze sprężonego gazu ziemnego, zwłaszcza na potrzeby transportu. Do 2030 r. inkorporacja programu biometanowego ma umożliwić wprowadzenie do sieci przesyłowej 4 mld m³ gazu ziemnego z tego źródła. *PGNiG*

rozwija również projekty wodorowe. Pozyskiwany wodór będzie mieszany (do 8%) z gazem ziemnym w sieci przesyłowej w celu ułatwienia transportu tego surowca.

PKN *Orlen* przedstawił wyniki finansowe uzyskane w drugim kwartale 2020 r. Pomimo pandemii przychody koncernu osiągnęły 17 mld zł, a zysk netto spółki wyniósł 4 mld zł, na co istotny wpływ miał zysk z tytułu okazynego nabycia *Grupy Energa*. W tym czasie *Orlen* kontynuował realizację inwestycji i rozwijał procesy akwizycyjne. Na początku trzeciego kwartału rozpoczął prace nad wnioskiem do Komisji Europejskiej w sprawie przejęcia *Grupy PGNiG*, a 18 sierpnia podpisał porozumienie ze Skarbem Państwa i *Grupą Lotos* dotyczące realizacji transakcji nabycia akcji tej grupy, a w konsekwencji przejęcia nad nią kontroli kapitałowej. W ramach porozumienia firmy zobowiązały się do podejmowania niezbędnych czynności organizacyjnych oraz współpracy w celu realizacji postanowień wynegocjowanych z Komisją Europejską.

Z determinacją realizujemy proces przejęcia Grupy Lotos. To dla nas priorytet, a podpisanie porozumienia przez wszystkie zaangażowane strony przybliży nas do sprawnego sfinalizowania transakcji. Powstanie jednego silnego koncernu, do którego należeć będzie nie tylko Lotos, ale też Energa i PGNiG, jest konieczne z punktu widzenia przyszłości biznesowej tych firm i budowania ich wartości dla akcjonariuszy. Skorzysta na tym także polska gospodarka, bo zintegrowany koncern będzie miał większe możliwości rozwoju inwestycyjnego i mocniejszą pozycję negocjacyjną. Silny, multienergetyczny koncern oznacza również wzmocnienie bezpieczeństwa energetycznego Polski – powiedział prezes Zarządu PKN Orlen Daniel Obajtek.

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo poinformowało w ubiegłym miesiącu o rozpoznaniu potencjału złóż objętych koncesjami Mielec–Bojanów i Lubaczów–Zapałów oraz o rozpoczęciu rewitalizacji podkarpackiego złoża gazowego Miocin. Spółka ocenia, że w nowo odkrytym horyzoncie gazonośnym złoża Miocin znajduje się ok. miliarda metrów sześciennych gazu ziemnego i formacja ta zostanie rozwiercona jeszcze w tym roku. Złoże jest eksploatowane od 1962 r., a do tej pory jego zasoby były szacowane na 4,5 mld m³ gazu ziemnego, z czego wydobyto ok. 4,2 mld m³. Władze spółki zakomunikowały, że do eksploatacji nowego horyzontu chcą wykorzystać okoliczne nieczynne odwierty. Do tej pory wykonano w złożu 60 otworów, z których 25 nadal jest eksploatowanych. Część pozostałych odwiertów można zrekonstruować i pogłębić, aby sięgnąć do nowej struktury gazonośnej. Umożliwi to wykorzystanie starej infrastruktury wydobywczej, a dzięki temu włączenie zmodernizowanych odwiertów do systemu wydobywczego nastąpi szybciej i będzie tańsze niż

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

wiercenie nowych otworów. Jednocześnie sukcesem PGNiG zakończyły się podkarpackie wiercenia Zapałów-3K i Korzeniówek-2K. Według szacunków przeprowadzonych na podstawie wyników testów produkcyjnych, pierwszy z tych otworów umożliwi wydobycie ok. 5 mln m³ gazu rocznie; drugi, wraz z sąsiadującym otworem Korzeniówek-1K, eksploatację 24 mln m³ gazu z formacji mioceńskich zapadliska przedkarpackiego.

Wenezuela. Ten południowoamerykański kraj, będący kiedyś jednym z największych producentów ropy naftowej i współzałożycielem OPEC, od lipca 2020 r. nie posiada żadnych działających platform wiertniczych. Po tym, jak amerykański *Chevron*, z powodu sankcji USA nałożonych na reżim Nicolasa Maduro, zawiesił swoją działalność w Wenezueli, również jego podwykonawcy postanowili zaprzestać wszelkich prac na polach naftowych tego państwa, mimo że dysponuje ono największymi na świecie rezerwami ropy naftowej. Jako ostatnia swoją jedyną platformę wycofała firma *Nabors Industries*. Tym samym wenezuelski przemysł naftowy cofnął się o ponad sto lat, do roku 1914, kiedy wykonano tam pierwszy odwiert eksploatacyjny. Wydobycie ropy naftowej w Wenezueli spada od kilku lat, ale sankcje USA wobec przemysłu i eksportu, załamanie popytu i pandemia dodatkowo przyspieszyły ten spadek. Państwowa *Petróleos de Venezuela (PDVSA)* już w czerwcu odnotowała zmniejszenie produkcji o 32%, a wydobycie na początku czerwca spadło do poziomu najniższego od 75 lat, kiedy wynosiło zaledwie 374 tys. baryłek dziennie. Na początku sierpnia wahało się ono w granicach 100–200 tys. bbl/d, a warto przypomnieć, że jeszcze rok temu osiągało 650 tys. bbl/d, natomiast w 2017 r. ponad 2 mln bbl/d. Obecnie Wenezuela jest trzecim najmniejszym producentem wśród 13 członków OPEC, tuż przed Gwineą Równikową i ogarniętą wojną Libią.

Dodatkowe problemy miał terminal eksportowy *PDVSA*. Nie dość, że odnotował najmniejszy eksport od ponad 80 lat, to jeszcze nastąpiły kosztowne opóźnienia. Ich przyczyną była niska jakość ropy tłoczony na tankowce. Do zbiorników dostawały się duże ilości wody i zanieczyszczeń, które znacząco obniżały jakość transportowanych węglowodorów. W związku z tym statki kilkakrotnie przerywały załadunek.

Przemysł naftowy w Wenezueli, z powodu coraz surowszych sankcji amerykańskich, podupadł jeszcze przed pandemią i załamaniem cen ropy naftowej na rynkach światowych. Dochody ze sprzedaży wenezuelskiej ropy to jedyna twarda waluta, jaką otrzymuje Maduro, więc Stany Zjednoczone starają się jak najsilniej ograniczyć handel tym surowcem. Ponadto państwowy koncern *PDVSA* ma poważne problemy z funduszami, przez co od lat nie inwestował w naprawę i konserwację instalacji naftowych oraz rafinerii.

Chociaż spadek wydobycia ropy naftowej do prawie zerowego poziomu jest dla Wenezueli wydarzeniem historycznym, to upadek tego kraju jako producenta będzie miał niewielki wpływ na rynki światowe, biorąc pod uwagę znacznie większe zmiany w światowym popycie i podaży ropy wywołane przez COVID-19 i jego reperkusje. Zważywszy na wielkość rezerw kraju, istnieje możliwość przywrócenia produkcji w przyszłości. Jednak stan infrastruktury w Wenezueli, trwające sankcje USA, trendy zmian rynków energetycznych i niższy globalny popyt sprawiają, że staje się to coraz mniej prawdopodobne.

Sytuację jeszcze bardziej zaognia termin zbliżających się wyborów prezydenckich w USA, ponieważ administracja Trumpa chce wyraźnie zaznaczyć zwycięstwo nad reżimem Maduro i rozważyć nałożenie dodatkowych sankcji na Wenezuelę. Sankcje te miałyby polegać na wstrzymaniu dozwolonej dotychczas przez Departament Skarbu USA wymiany ropy naftowej za paliwo lub żywność. Tylko w sierpniu indyjski *Reliance Industries*, hiszpański *Repsol* i włoska *Eni*, w zamian za dostarczenie oleju napędowego pozyskiwały od Wenezueli ropę naftową. Jednak na początku sierpnia Stany Zjednoczone przejęły zawartość czterech irańskich tankowców przewożących do Wenezueli ponad 1,1 mln baryłek benzyny, które rzekomo miały zostać przeznaczone dla rolników i kierowców ciężarówek przewożących żywność po całym kraju, a zdaniem opozycjonistów wspierać trwający reżim. Im dłużej Maduro pozostaje u władzy, tym gorszy będzie stan wenezuelskiej gospodarki po jego odejściu, a kraj będzie potrzebował znacznie większych środków, aby stanąć na nogi. Fundusze mają zapewnić Stany Zjednoczone, ale wiele wewnętrznych problemów tego kraju i niska cena ropy naftowej mogą sprawić, że nie będzie to pierwszoplanowy cel w wydatkach USA.

Rosja. Od lat kluczowym elementem wizji prezydenta Putina w dziedzinie energetyki pozostaje zapewnienie wiodącej pozycji w eksploracji i zagospodarowaniu ogromnych złóż gazu ziemnego w Arktyce. Dzięki dotychczasowym działaniom, podjętym na tym trudnym terenie przez koncerny państwowe, Rosja radykalnie zwiększyła produkcję skroplonego gazu ziemnego (LNG) i zapewniła sobie status kluczowego dostawcy tego surowca na rynek chiński. Pasma sukcesów w poszukiwaniu błękitnego paliwa doprowadziło do otwarcia działalności sektora naftowego w Arktyce.

W pierwszej połowie lipca 2020 r. rosyjski *Gazprom Neft*, pod względem wydobycia trzecia co do wielkości spółka naftowa w kraju i ramię *Gazpromu*, wysłał do Chin pierwszy ładunek ropy naftowej wydobytej w Arktyce, wykorzystując Północny Szlak Morski (PSM). Dostarczenie pełnego ładunku 144 tys. t słodkiej, lekkiej ropy typu *Novy Port* z Półwyspu Jamalskiego poprzez Murmańsk do chińskiego portu Jantai w zatoce Pohai zajęło 47 dni. Miesiąc później pierwszy transport jamalskiego LNG dotarł do wybrzeży Japonii. Od sierpnia 2018 r., gdy odbył się pierwszy próbny rejs PSM z dalekowschodniego, rosyjskiego portu we Władywostoku przez Morze Wschodniosyberyjskie i Łaptiewów do Sankt Petersburga, droga ta stanowi kluczowy szlak transportowy rosyjskich węglowodorów na linii wschód–zachód. Rosyjskie firmy twierdzą, że wykorzystanie nowoczesnych technologii, sprawdzonych w warunkach arktycznych, pozwala na całoroczny transport węglowodorów tankowcami do Europy, natomiast transport dostaw na rynek wschodni jest opłacalny w miesiącach letnich. Zmieni to zatwierdzona rozbudowa terminalu przeładunkowego na Kamezatce, który umożliwi rozładunek LNG ze specjalistycznej floty tankowców lodowych na tradycyjne statki LNG i zwiększy możliwości konkurencyjnych cenowo całorocznych dostaw LNG do Azji i Pacyfiku.

W 2013 r. *Gazprom Neft* rozpoczął eksport ropy naftowej wydobywanej w rosyjskim regionie arktycznym i od tego czasu dostarczył krajom europejskim ponad 40 mln t

surowca typu *ARCO* (złóże *Prirazlomnoye*) i *Novy Port* (złóże *Novoportovskoye*). *Novoportovskoye*, które zaopatruje tankowce wysyłane do chińskich rafinerii, jest jednym z największych pól kondensatu ropy naftowej (250 mln t) i gazu ziemnego (320 mld m³) w rosyjskich obszarach arktycznych. Otwierając nowe szlaki eksportowe, *Gazprom Neft* dąży do radykalnego zwiększenia ilości ropy naftowej pozyskiwanej z Arktyki, którą może zaoferować na rynkach wschodnich. W ostatnich latach firma nabyła prawa do użytkowania pól *Tazovskoye* (72 mln t ropy, 4,6 mln t kondensatu i 183,3 mld m³ gazu), *Severo-Samburgskoye* (90,5 mln t ropy) i *Vostochno-Messoyakhskoye* (470 mln t ropy i kondensatu, 188 mld m³ gazu). Ponadto zapowiada dalszą ekspansję i rozpoznanie nowych obszarów perspektywicznych, które mają przynieść Moskwie wymierne korzyści ekonomiczne. Rosjanie szacują rozpoznane zasoby w rejonach arktycznych łącznie na 35,7 bln m³ gazu i 2,3 mld t ropy naftowej.

Na początku sierpnia ogłoszono utworzenie spółki *joint venture* firmy *Gazprom Neft* i brytyjsko-niderlandzkiej *Royal Dutch Shell*, w której każdy partner będzie posiadać 50% udziałów. Spółka ta skoncentruje się na poszukiwaniu i zagospodarowaniu złóż ropy naftowej i gazu ziemnego wzdłuż Półwyspu Gydańskiego, ze szczególnym uwzględnieniem bloków koncesyjnych *Leskinsky* (100 mln t ropy na obszarze 3000 km²) i *Pukhutsyayakhsky* (35 mln t ropy na obszarze 800 km²). Jak informuje *Gazprom Neft*, dotychczas na obszarze tych dwóch bloków, które znajdują się w znacznej odległości od infrastruktury transportowej oraz naftowo-gazowej, przeprowadzono niewiele prac poszukiwawczych. Badania sejsmiczne 2D obu bloków dały pozytywne wyniki, a wiercenie pierwszego otworu w bloku *Leskinsky* jest planowane na 2020 r.

Inicjowanie współpracy *Shell* z Rosjanami odbywa się pomimo wciąż obowiązujących sankcji USA wobec Rosji, wprowadzonych w odpowiedzi na aneksję Krymu w 2014 r., budowę *Nord Stream 2*, *Turk Stream* i w obliczu narastającej negatywnej retoryki USA dotyczącej rosyjskiej ekspansji na rynku węglowodorów. Co ciekawe, w kwietniu *Shell* wycofał się z innej spółki *joint venture* z firmami *Gazprom Neft* i *Repsol*, wstępnie nazwanej *Meretoyakhneftegaz*. W oświadczeniu poinformował, że opuścił projekt z powodu *trudnego otoczenia zewnętrznego*. Nie było jednak jasne, czy oznaczało to trudne warunki operacyjne, coraz bardziej wrogie nastawienie USA do prowadzenia interesów z Rosją, czy też kombinację tych przyczyn. Warto może wspomnieć, że *Shell* jest jednym z pięciu głównych inwestorów *Nord Stream 2*, obok francuskiego *Engie*, austriackiego *OMV* oraz niemieckich *Uniper* i *Wintershall Dea*. Być może współpraca europejskich koncernów zarówno ze wschodem, jak i z zachodem ma na celu pokazanie niezależności od USA. W Europie Zachodniej na tyle mocno narasta niechęć do tego, co jest uważane za ingerencję Stanów Zjednoczonych w sprawy europejskie, że niemiecki minister spraw zagranicznych Heiko Maas niedawno powiedział: *Administracja USA lekceważy prawo i suwerenność Europy do samodzielnego decydowania o tym, gdzie i jak pozyskujemy energię. Decyzje dotyczące europejskiej polityki energetycznej będą zapadały w Europie, a nie w Waszyngtonie*.

Argentyna. Z powodu zawirowań gospodarczo-ekonomicznych plan zagospodarowania węglowodorów uwię-

zionych w formacji łupkowej *Vaca Muerta*, największej rozpoznanej dotąd w Ameryce Południowej, może ulec co najmniej częściowej destrukcji. Formacja ta, zalegająca głęboko pod patagońskimi stepami, była przez ostatnie lata uznawana za gwarancję przyszłego dobrobytu i rozwiązania problemów gospodarczych kraju. Amerykańska *Energy Information Administration* szacuje, że zawiera ona 16 mld baryłek ropy naftowej i 8,7 bln m³ gazu ziemnego, których wydobycie jest technicznie możliwe. Zatem pod względem zasobów jest drugim złożem gazu z łupków na świecie. W 2012 r. problemy podatkowe argentyńskiego rządu skłoniły administrację prezydent *Cristiny Fernandez de Kirchner* do przejścia od hiszpańskiego koncernu *Repsol* większościowego pakietu udziałów w *Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF)*, które jest największym argentyńskim producentem ropy naftowej. Oficjalnym powodem nacjonalizacji było niewykorzystanie przez *Repsol* znacznego bogactwa formacji *Vaca Muerta*, które mogłoby posłużyć do zażegnania deficytu energetycznego i kryzysu finansowego Argentyny. Wydarzenie to zaalarmowało społeczność międzynarodową i wywołało represje ze strony Hiszpanii. W konsekwencji zmniejszył się napływ inwestycji zagranicznych, przyspieszając ograniczenie wydobycia ropy naftowej i gazu ziemnego, kluczowych dla wyjścia z kolejnego kryzysu gospodarczego. Nie otrzymawszy od zagranicznych firm naftowych wymaganego kapitału i technologii, państwo nie było w stanie wykorzystać całego potencjału formacji *Vaca Muerta*. Do 2017 r. wydobycie ropy w Argentynie spadło do poziomu najniższego od kilku dekad, poniżej 500 tys. bbl dziennie.

Wybór *Mauricia Maciriego* na prezydenta Argentyny w 2015 r. przyciągnął uwagę zagranicznych koncernów energetycznych, w tym *ExxonMobil*, *Chevron* i *Royal Dutch Shell*, a także wielu mniejszych poszukiwaczy i producentów ropy naftowej. To zapoczątkowało transfer do Argentyny technologii i kapitału potrzebnego do eksploatacji znacznych, niekonwencjonalnych złóż ropy naftowej. W 2018 r. wartość inwestycji zagranicznych wzrosła do 11,9 mld USD (ponad 4 mld USD przeznaczono na *Vaca Muerta*), podkreślając pojawienie się rosnącego *boomu* na niekonwencjonalne wydobycie ropy naftowej. Dzięki znaczącym odkryciom niekonwencjonalnych złóż węglowodorów zasoby ropy naftowej wzrosły do końca 2018 r. do 3,4 mld bbl, plasując Argentynę pod tym względem na czwartym miejscu w Ameryce Południowej – za Wenezuelą, Brazylią i Ekwadorem. W 2019 r. wydobycie węglowodorów wyniosło aż 1,4 mln boe dziennie.

Argentyński przemysł naftowy, pomimo dużego potencjału, jeszcze przed załamaniem cen ropy w marcu 2020 r. popadł w kłopoty spowodowane kolejnym kryzysem gospodarczym, napędzanym szybko rosnącym zadłużeniem, spiralną deprecjacją peso i gwałtownym spadkiem PKB kraju. Wybory prezydenckie w październiku 2019 r. wygrał *Alberto Fernandez*. Na swego zastępcę mianował byłą prezydent *Cristinę Fernández de Kirchner*. Inwestycje zagraniczne spadły o połowę, a potem nadeszło załamanie cen ropy. Największe firmy energetyczne na całym świecie zmniejszyły swoje wydatki, w tym kluczowi inwestorzy w *Vaca Muerta*. *Shell* i *Exxon* zlikwidowały inwestycje w Argentynie, a *Chevron* zmniejszył je o 2 mld USD. Nawet argentyński *YPF* zdecydował się na 20-procentowe cięcie kosztów inwestycyjnych. W kwietniu 2020 r. drugie co do wielkości pole naftowe Argentyny – *Loma Campana* w

basenie Vaca Muerta – zmniejszyło wydobycie o połowę. Według danych *Baker Hughes* pod koniec czerwca 2020 r. w całej Argentynie tylko sześć platform wiertniczych było czynnych (z 68 działających pod koniec tego samego okresu w zeszłym roku). Taki bilans wskazuje na załamanie działalności wiertniczej. W czerwcu wydobycie ropy naftowej i gazu ziemnego przez *YPF* spadło do 426 527 boe/d. Sytuacja ta w znacznym stopniu obciąża finanse rządowe i system fiskalny, które chwieją się już z powodu ekstremalnego zadłużenia, szalejącej inflacji i mocno zdewaluowanej waluty. W celu wzmocnienia argentyńskiego przemysłu naftowego ustalono minimalną krajową cenę sprzedaży ropy Brent na 45 USD za baryłkę oraz zmniejszono do zera podatki eksportowe od ropy naftowej i produktów rafinowanych, jednak środki te nie przynoszą oczekiwanych efektów. Zagraniczni inwestorzy czekają, obserwując podejście i poczynania rządu, który nie może sobie poradzić bez pieniędzy płynących ze sprzedaży węglowodorów. Czasem wierzyliście rzucają koło ratunkowe, np. w postaci porozumienia w sprawie restrukturyzacji długu państwowego, ale sytuacja wciąż jest niekorzystna. Wydaje się, że rząd w Buenos Aires swoje dotychczasowe wizje o łupkowym Eldorado musi odłożyć na pewien czas na półkę, a najlepiej 3000 m pod powierzchnię ziemi, gdzieś pomiędzy skały formacji jurajsko-kredowej.

Izrael. Tegoroczny spadek cen gazu ziemnego znacznie wyciszył szum wokół ostatnich odkryć we wschodniej części basenu Morza Śródziemnego, w Egipcie, Izraelu i na Cyprze. Pierwszym z krajów, który postanowił zagospodarować te morskie złoża, był Izrael, który dokonał naprawdę imponujących odkryć w basenach Lewiatan i Tamar. Jednak w obecnej sytuacji decyzje o eksploracji kolejnych obszarów zostały wstrzymane, a zeszłoroczne plany utworzenia centrum gazowego w basenie lewantyńskim wydają się znacznie mniej przekonujące. Pomimo tego Izrael poczynił postępy w realizacji swojego głównego celu, tj. zaspokojenia potrzeb wewnętrznych. Znaczna część infrastruktury jest już gotowa (lub jej realizacja zostanie zakończona w najbliższych miesiącach) stąd przygotowania do kolejnej rundy licencyjnej. Na przykład grecki koncern *Energean* zakończył właśnie prace nad połączeniem z łądem pól gazowych Karish (zasoby ok. 85 mld m³) i Tanin (23 mld m³). Dzięki temu przedsięwzięciu 8 mld m³ gazu rocznie będzie transportowanych 80-kilometrowym rurociągiem do izraelskiego brzegu. Co ciekawe, podmorski gazociąg został ułożony przez statek *Solitaire*, przekierowany z Morza Bałtyckiego, gdzie pracował nad tworzeniem *Nord Stream 2*. Kolejne złoża na Morzu Śródziemnym zostaną połączone z izraelskim systemem przesyłowym w pierwszym kwartale 2021 r.

Odkrycia znacznych złóż gazu ziemnego we wschodniej części Morza Śródziemnego zostały zapoczątkowane w 2009 r. (283 mld m³), a w kolejnych latach do bilansu dopisano kolejne złoża – w 2010 r. Lewiatan (623 mld m³), a w latach 2012–2013 wspomniane wcześniej Tanin i Karish. Nadchodząca dekada miała się stać najlepszym ekonomicznie czasem dla izraelskiego wybrzeża, co zostało szumnie zapoczątkowane 31.12.2019 r. uruchomieniem wydobycia z największego pola Lewiatan. Już 1.01.2020 r. Izrael rozpoczął eksport gazu do Jordanii, a 15 dni później do Egiptu. Pomimo początkowego sukcesu działalność Lewiatana była utrudniona z powodu rozlicznych awarii,

których w pierwszych pięciu miesiącach odnotowano aż 35. Z racji tego, że większość z nich wymagała spalania gazu, rząd wystosował wiele skarg wobec operatora o naruszenie zezwoleń emisyjnych. W związku z naruszeniami decyzji środowiskowych Ministerstwo Ochrony Środowiska nakazało operatorowi złoża Lewiatan, by zaprzestał wykorzystywać turbodoładowania, co spowodowało zmniejszenie wydobycia. Obecnie organy rządowe pracują nad wydaniem opinii dotyczącej dalszego zagospodarowania złoża.

Na początku czerwca władze Izraela rozpoczęły trzecią rundę koncesyjną, obejmującą zaledwie jeden blok eksploacyjny. Blok ten został przyznany w 2009 r. firmie *Noble Energy*, która nie wypełniła swoich zobowiązań i nie przeprowadziła rozpoznania za pomocą prac wiertniczych. Poprzednia runda koncesyjna zakończyła się w lipcu ubiegłego roku, skutkując przyznaniem 12 koncesji poszukiwawczych. Wśród firm, które otrzymały koncesje, nie było międzynarodowych gigantów. Konsorcjum firm *Cairn Energy*, *SOCO International* i *Ratio Oil Exploration* otrzymało 8 bloków, natomiast konsorcjum *Energean* i *Israel Opportunity Energy Resources* – 4 bloki. Czołowym kandydatem do eksploatacji złóż węglowodorów na izraelskich wodach jest koncern *Energean*, który wykonuje prace wiertnicze w kooperacji ze *Stena Drilling*. Spółka ma obecnie 7 dodatkowych odwiertów do uruchomienia. Założono, że jeden z najbardziej oczekiwanych odwiertów, Zeus-1, znajdujący się w bloku 12 (między polami gazu Tanin i Karish), zostanie wykonany w tym roku, ale ze względu na pandemię prace przełożono na 2021 r.

Egipt. Spółka europejskich tuzów branży naftowej, złożona z firm *ENI*, *BP* i *Total*, z powodzeniem przetestowała nowe odkrycie gazu ziemnego na płytkich wodach egipskich w delcie Nilu. Na podstawie wyników testów produkcyjnych, w trakcie których uzyskano wydajność 0,9 mln m³/d, szacuje się, że po rozpoczęciu eksploatacji odwiert Bashrush będzie rocznie dostarczać ok. 2,8 mln m³ gazu ziemnego i 800 baryłek kondensatu ropy naftowej. Otwór ten znajduje się na obszarze koncesji North El Hammad, a wstępne wyniki produkcyjne z nowego złoża zwiększają i tak już znaczne zasoby gazu ziemnego w Egipcie. Zagospodarowanie złoża nie będzie wymagać dużych nakładów finansowych, ponieważ można je szybko połączyć z istniejącą infrastrukturą.

Egipskie złoża znajdują się we wschodniej części Morza Śródziemnego, która od kilku lat jest dotknięta „gorączką gazu ziemnego”. Warto przypomnieć, że w 2015 r. *ENI* odkryła rozległe złożo gazu ziemnego Zohr, uznane przez włoski koncern za największe w historii odkrycie na Morzu Śródziemnym. W 2018 r., po uruchomieniu eksploatacji złoża Zohr, Egipt stał się kluczowym graczem na rynku węglowodorów w obszarze Morza Śródziemnego i zredukował import LNG na użytek krajowy. *Eni* posiada 50% udziałów w bloku Shorouk, gdzie znajduje się złożo *Zohr*, i jest operatorem tego złoża. Pozostałymi konsorcjantami są *Rosneft* (30%), *BP* (10%) i *Mubadala Petroleum* (10%). Koncern *Eni* jest obecny w Egipcie od 1954 r., gdzie działa poprzez *IEOC Production*. Obecnie produkcja *IEOC* przekracza 300 tys. boe/d.

Źródła: *Baker Hughes*, *EIA*, *Energean*, *ENI*, *Gazprom*, *Lotos*, *Oil and gas journal*, *Oilprice*, *Orlen*, *PGNiG*, *Shell*