



Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Radomir Pachytel¹

Polska. *Lotos* i *Orlen* przedstawiły zintegrowane raporty roczne z 2020 r. Z raportu *Lotosu* wynika, że w ubiegłym roku jego dzienne łączne wydobycie ropy naftowej i gazu ziemnego wynosiło średnio 20,3 tys. boe, co oznacza roczny wolumen na poziomie blisko 1 mln ton ekwiwalentu ropy naftowej. Węglowodory wydobywano ze złóż zlokalizowanych na Morzu Bałtyckim (głównie ropę naftową i niewielkie ilości współwystępującego gazu ziemnego), norweskim szelfie kontynentalnym (gaz i lekką ropę naftową) oraz na Litwie (ropę naftową), przy czym około 71% łącznego wydobycia, tj. 14,4 tys. boe/d, pochodziło ze złóż norweskich. Średnie dzienne wydobycie w Polsce wyniosło 5,3 tys. boe/d.

Na koniec 2020 r. Grupa Kapitałowa *Lotos* dysponowała łącznymi, potwierdzonymi rezerwami ropy naftowej i gazu ziemnego na poziomie 74,8 mln boe, w tym 61 mln boe ropy naftowej i 13,8 mln boe gazu ziemnego. Największymi rezerwami spółka dysponuje w Polsce, a ich wielkość szacuje się na ok. 42 mln boe ropy naftowej i 4 mln boe gazu. Z końcem ubiegłego roku *Lotos* dysponował w Polsce 5 koncesjami na poszukiwanie i rozpoznawanie złóż węglowodorów oraz 4 na wydobywanie węglowodorów (dla porównania PGNiG ma 46 koncesji poszukiwawczych i 189 wydobywczych, a *Orlen* 14 poszukiwawczych i 1 wydobywczą). *Lotos Petrobaltic* samodzielnie prowadzi prace na obszarach koncesji Gotlandia, Leba, Rozewie i Młynary, a wspólnie z PGNiG analizuje potencjał koncesji Górowo Haweckie.

Rafineria *Lotos* w Gdańsku, pomimo trwającej pandemii, przerobiła w ubiegłym roku 10,2 mln ton ropy naftowej – wytworzyła 11 mln ton produktów naftowych (w tym 5,8 mln ton oleju napędowego). Wykorzystanie nominalnych zdolności przerobowych rafinerii kształtowało się na poziomie 96,8%. Dzięki prowadzonym pracom udział *Lotosu* w krajowym rynku paliw wyniósł w 2020 r. 33,2%. Zgodnie z komunikatem zawartym w raporcie, zarząd gdańskiej spółki: *zna strukturę konsolidacji PKN Orlen, PGNiG oraz Grupy Lotos, wie jak docelowo będzie wyglądał połączony koncern multienergetyczny i jaka będzie w nim rola firmy*. Pozostaje mieć nadzieję, że wkrótce owa struktura zostanie szczegółowo przedstawiona światu.

Grupa PKN *Orlen* przez cały ubiegły rok dostarczała ropę naftową do rafinerii w Płocku oraz trzech innych rafinerii należących do grupy, zlokalizowanych w Litwinowie i Kralupach w Czechach oraz litewskich Możejkach. Firma realizowała dwie długoterminowe umowy na dostawy ropy naftowej rurociągiem do rafinerii w Płocku, zawarte z firmami *Rosneft Oil Company* oraz *Tatneft Europe AG*,

oraz jedną umowę na dostawy ropy naftowej drogą morską z *Saudi Arabian Oil Company*. Sumarycznie umowy długoterminowe zapewniały PKN *Orlen* blisko 83% dostaw ropy naftowej. Surowiec dostarczany do Płocka pochodził przede wszystkim z Rosji i Arabii Saudyjskiej, ale zrealizowano również dostawy z Kazachstanu, Nigerii i Norwegii. Do rafinerii w Czechach ropę naftową dostarczano z Rosji, Algierii, Arabii Saudyjskiej, Azerbejdżanu, Kazachstanu, Nigerii, Norwegii oraz Stanów Zjednoczonych. Rafineria w Możejkach była zaopatrywana w ropę rosyjską, ale przyjęto również dostawy z Arabii Saudyjskiej, Kazachstanu i Wielkiej Brytanii. Największe zyski koncernu wygenerował segment energetyki, natomiast straty (spowodowane przez duże nakłady inwestycyjne) poniesiono jedynie w segmencie rafineryjnym. *Orlen* przerobił ok. 29,5 mln ton ropy naftowej. Sprzedał ponad 38 mln ton produktów i towarów rafineryjnych i petrochemicznych, generując przychody na poziomie ponad 86 mld zł. Głównym rynkiem zbytu była Polska, ale także kraje bałtyckie, Czechy i Ukraina. Zysk netto z działalności wyniósł 2,825 mld zł.

W 2020 r. *Orlen* wydobył w Polsce 0,4 mln boe gazu ziemnego i dysponował jego zasobami szacowanymi na 10,1 mln boe. W Kanadzie wydobył ok. 6,2 mln boe gazu ziemnego i ropy naftowej, a proporcja wydobycia paliw ciekłych do gazowych wyniosła 46/54. Kanadyjskie aktywa firmy zawierają 163,9 mln boe. Krajowe wydobycie gazu jest prowadzone przez *Orlen* we współpracy z PGNiG S.A. (eksploatacja złóż w projekcie Płotki) oraz samodzielnie (eksploatacja złoża Bystrowice w projekcie Miocen od końca grudnia 2020 r.). Główne prace inwestycyjne w Polsce były prowadzone w trzech prowincjach naftowych – małopolskiej (projekty: Miocen, Karpaty, Bieszczady), wielkopolskiej (Sieraków, Płotki) i pomorskiej (EDGE). W Kanadzie *Orlen Upstream Canada* działał na obszarach: Ferrier (formacja Cardium – rozpoczęto wiercenie 5 otworów, 3 otwory poddano szczelinowaniu i rozpoczęto wydobycie), Kakwa (formacja Montney – rozpoczęto wiercenie 3 otworów, 4 otwory poddano szczelinowaniu i rozpoczęto wydobycie) i Lochend (formacja Cardium – rozpoczęto eksploatację 2 otworów). Pozostałe projekty spółki w Kraju Klonowego Liścia, które będą rozwijane w kolejnych latach, to Kaybob w Albercie, Moncton Sub-basin w Nowym Brunzwicku i Goldboro LNG w Nowej Szkocji. Korzystne parametry złożowe tych aktywów i rozwój działalności w dobrze rozpoznanym już regionie zapewniają niski poziom ryzyka operacyjnego kanadyjskich inwestycji *Orlenu*.

W połowie września raport z działalności w 2020 r. złożyły także Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo.

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

Podkreślono rekordowe wyniki – EBITDA na poziomie 13 mld zł (przychody pomniejszone o koszty operacyjne bez amortyzacji – *earnings before interest, taxes, depreciation and amortization*) i przychód w wysokości 39,2 mld zł. Skonsolidowany zysk netto wyniósł 7,34 mld zł, podczas gdy w 2019 r. – 1,37 mld zł. Spółka wydobyla 4,5 mld m³ gazu ziemnego oraz 1,3 mln t ropy naftowej, kondensatu i LNG, dysponując ponad 200 koncesjami wydobywczymi. PGNiG importowało 14,8 mld m³ gazu, a wolumen sprzedaży na Towarowej Giełdzie Energii S.A. wyniósł ok. 9,7 mld m³. Podkreślono duże znaczenie dla przyszłości firmy wygranego sporu z *Gazpromem*, programu poprawy efektywności energetycznej i nowego programu wodorowego.

PGNiG zdecydowało o wypowiedzeniu kontraktu zawartego z terminalem *Port Arthur LNG* w Teksasie, należącym do spółki *Sempra LNG*, na zakup 2 mln ton/rok skroplonego gazu ziemnego. Decyzja była podyktowana opóźnieniem w realizacji budowy terminalu *Port Arthur*, z którego PGNiG miał odbierać gaz od 2023 r. Jednocześnie PGNiG i *Sempra LNG* podpisały list intencyjny dotyczący zastąpienia tego kontraktu dostawami gazu pochodzącymi z innych terminali spółki *Sempra LNG*, do których należą m.in. *Cameron LNG* w Luizjanie nad Zatoką Meksykańską czy *Baja California* w Meksyku. Jednocześnie PGNiG zawarło kolejne porozumienie z *Venture Global Plaquemines* oraz *Venture Global Calcasieu Pass*, dotyczące warunków zakupu dodatkowych 2 mln ton skroplonego gazu ziemnego rocznie przez 20 lat. W efekcie łączny wolumen LNG, jaki PGNiG będzie odbierał od *Venture Global LNG*, może wzrosnąć do 5,5 mln ton rocznie.

PGNiG *Upstream Norway* wraz z konsorcjantami, *Neptune Energy*, *Idemitsu Petroleum Norge* oraz *Sval Energi*, uruchomiło wydobycie węglowodorów z gazowo-ropnego złoża *Duva* na norweskim szelfie kontynentalnym (koncesje PL636 i PL636C). Przewiduje się, że za sprawą tej inwestycji roczne wydobycie gazu ziemnego zwiększy się o 0,2 mld m³. Eksploatacja złoża jest prowadzona za pomocą czterech odwiertów – trzech służących do wydobywania ropy naftowej i jednego do pozyskiwania gazu ziemnego. Zasoby wydobywalne tego odkrytego przed pięcioma laty złoża są szacowane na ok. 8,4 mld m³ gazu ziemnego, a polska firma posiada 30% udziałów w koncesjach. Okres eksploatacji ma trwać 10 lat.

Interesujące informacje są również przekazywane odnośnie pola naftowego *Yme* na Morzu Północnym. Eksploatacja tego pola, dokładnie 20 lat temu uznana za nieopłacalną, zostanie wznowiona. Zgodę na rozpoczęcie wydobywania uzyskał od norweskich władz *Repsol*, a swoje udziały w inwestycji ma *Lotos* (20% nabytych w 2008 r.). Łączne inwestycje w pole *Yme* przekroczą 1,35 mld USD – wydobywalne zasoby tego pola wynoszą ok. 63 mln baryłek ropy naftowej.

Z końcem sierpnia PGNiG podpisał z *ERU* istotną umowę w sprawie zakupu pakietu kontrolnego (85%) ukraińskiej spółki *Karpatgazvydobuvannya*, będącej wyłącznym właścicielem koncesji *Byblivska*, zlokalizowanej na zachodniej Ukrainie. Nabyta firma posiada koncesję na poszukiwanie i wydobywanie węglowodorów w zachodniej części obwodu lwowskiego, bezpośrednio przy granicy z Polską, na obszarze zbliżonym pod względem budowy geologicznej do struktur złoża *Przemysł*. Do końca 2021 r. zostaną zrealizowane prace przygotowawcze poprzedzające wiercenie otworu poszukiwawczego (drugie półrocze 2022 r.), a eksploatacja powinna planowo ruszyć w roku 2023.

Spółka PGNiG *Upstream Norway* otrzymała zgodę norweskiej administracji na przejęcie wszystkich aktywów spółki *INEOS Norge*, obejmujących m.in. 21 obszarów koncesyjnych. Dzięki tej transakcji polski concern będzie miał udziały w aż 58 norweskich koncesjach. Szacowana kwota transakcji wyniesie ok. 323 mln USD, co wydaje się dość niską ceną za wspomniane aktywa. Nabyte koncesje obejmują złoża, z których jest już prowadzone wydobycie, takie jak *Ormen Lange* (14%; drugie co do wielkości złożo gazu ziemnego na norweskim szelfie kontynentalnym), *Marulk* (30%) i *Alve* (15%). Firma wchodzi również w posiadanie 8,2% udziałów w terminalu gazowym *Nyhamna*. Szacuje się, że dzięki tej transakcji PGNiG zwiększy wydobycie gazu o 1,5 mld m³ rocznie, a jego zasoby wydobywalne węglowodorów w Norwegii wzrosną do 331 mln boe.

Również *Lotos Norge* wzmaga działania na rynku norweskim, składając aplikacje w kolejnej rundzie koncesyjnej. Większość z obszarów, o które wnioskuje, jest zlokalizowana w pobliżu pól, w których spółka ta posiada już swoje udziały i prowadzi działalność poszukiwawczo-wydobywczą, m.in.: *NOAKA* oraz *Sleipner*, natomiast jeden z obszarów, zgłoszony wspólnie z PGNiG *Norway*, znajduje się w części Morza Północnego, gdzie dotychczas *Lotos* nie prowadził aktywnych poszukiwań i wydobywania węglowodorów.

Perspektywy gazowe 2025. Według *GlobalData* w 2025 r., za sprawą uruchomienia nowych projektów morskich, największy udział w światowym wydobyciu gazu ziemnego będzie miała Malezja – wyniesie on około 12% (88 mln m³ gazu ziemnego). Oczekuje się, że w latach 2021–2025 w Malezji zostanie uruchomionych 19 znaczących inwestycji gazowych. Spośród nich kluczowe są *Kasawari*, *Jerun* oraz *B14*. W połowie drugiej dekady tego wieku mają one łącznie dostarczać ok. 50% krajowej produkcji gazu ziemnego. Drugim graczem na rynku gazowym ma być, zdaniem *GlobalData*, Iran. W 2025 r. wydobycie gazu ziemnego przez ten kraj może przekroczyć 76 mln m³, czyli około 11% całkowitej światowej produkcji. Trzecie miejsce w tym rankingu może zająć Katar, z produkcją gazu ziemnego na poziomie 75 mln m³. Wśród firm liderami na świecie będą *Qatar Petroleum*, *National Iranian Oil Company* i *Royal Dutch Shell*, które z nowych aktywów pozyskają w 2025 r. odpowiednio 74 mln m³, 68 mln m³ i 34 mln m³ gazu ziemnego. Złoża gazu ziemnego są cennym źródłem energii w perspektywie krótko- i średnioterminowej. W przemyśle naftowym i gazowym obserwuje się, zdaniem analityków, trendy do zrównoważonego rozwoju rynków energii, wspierane przez rządy na całym świecie, które zmagają się ze skutkami pandemii oraz kwestiami środowiskowymi i ekonomicznymi.

Norwegia. *Lundin Energy AB* ogłosiła, że jej spółka zależna *Lundin Energy Norway AS* pomyślnie zakończyła dwa odwierty rozpoznawcze w *Lille Prinsen* w Norwegii, na północ od złoża *Edvard Grieg*, potwierdzając odkrycie złoża o łącznych zasobach 12–60 mln baryłek ekwiwalentu ropy naftowej. Odkrycie to czeka na usankcjonowanie w ramach realizacji projektów, które mają się rozpocząć w 2022 r.

Kanada. Konzern *Saturn Oil & Gas* rozpoczął program wierceń obejmujący trzy odwierty w środkowo-zachodniej części kanadyjskiej prowincji *Saskatchewan*. Celem będzie lekka ropa naftowa i gaz ziemny formacji

Viking. Obok aktywów Oxbow formacja ta jest jednym z głównych obiektów zainteresowania firmy *Saturn Oil & Gas* w południowo-wschodniej części Saskatchewan. Głównymi obszarami poszukiwań w strefie występowania formacji Viking są Prairiedale, Loverna, Milton, Kerrobert i Plato. Obszary Loverna i Prairiedale charakteryzują się dużym wydobywaniem początkowym i szybkim zyskiem krótkoterminowym, natomiast Milton, Kerrobert i Plato zapewniają stabilne wydobywanie.

Meksyk. Włoski koncern *ENI* natrafił na ropę naftową w sekwencjach górnego miocenu prospektu poszukiwawczego Sayulita w 10 bloku basenu Cuenca Salina Sureste (CSS) u wybrzeży Meksyku. Wstępne szacunki wskazują, że sekwencje te mogą zawierać 150–200 tys. boe surowca. Sayulita-1 jest siódmym odwiertem *ENI* w basenie CSS i drugim w bloku 10. Otwór ten, sięgający 1758 m p.p.t., wykonano na morzu o głębokości 325 m, w odległości ok. 70 km od wybrzeża i 15 km od odkrycia w Saasken, które będzie analizowane w ostatnim kwartale bieżącego roku. W utworach górnego miocenu odkryto dobrej jakości zbiornik (o miąższości 55 m) nasycony ropą naftową. Zdolność produkcyjna odwiertu może wynieść 3000 bbl/d. Operatorem 10 bloku jest *ENI* (65% udziałów), a partnerami *Lukoil* (20%) i *Capricorn* (15%) – spółka zależna *Cairn Energy*. W Meksyku *ENI* wydobywa obecnie z obszaru Area 1 ponad 20 tys. boe/d i przewiduje zwiększenie wydobywania do 65 tys. boe/d w 2022 r. oraz osiągnięcie poziomu 90 tys. boe/d w 2025 r.

Działania w Meksyku wzmaga również rosyjski *Lukoil*, który rozpoczął wiercenie pierwszego odwiertu poszukiwawczego w bloku 12 w południowej części Zatoki Meksykańskiej. Za pomocą półzanurzalnej platformy wykona on otwór Yoti West-1, koncentrując się na celach poszukiwawczych w mioceńskich turbidytach. Dane geologiczne i geofizyczne, uzyskane w czasie wiercenia, znacząco wpłyną na decyzję o dalszej eksploracji bloku 12.

W połowie sierpnia br. dotarły z Meksyku niepokojące wieści o pożarze, który wybuchł podczas prac konserwacyjnych na platformie wiertniczej firmy *Pemex*. W wyniku tego zdarzenia zginęło 5 pracowników, a kolejnych 6 zostało ciężko rannych. Jednostka, na której wybuchł pożar, obsługiwała pole naftowe Ku-Maloob-Zaap w zatoce Campeche. Z powodu tej awarii meksykańska, państwowa spółka *Pemex* zmniejszyła wydobywanie z 719 do 275 bbl/d, tj. o około 444 tys. baryłek dziennie. To drugi pożar na polu Ku-Maloob-Zaap odnotowany w ciągu ostatnich dwóch miesięcy. Pierwszy wybuchł na początku lipca, a jego przyczyną był wyciek z gazociągu i burza. *Pemex* stara się odwrócić ciągły spadek wydobywania, ale zadanie jest trudne, ponieważ pomimo hojnej pomocy rządowej, jest najbardziej zadłużonym producentem ropy naftowej na świecie. Warto przypomnieć, że ostatnio *Pemex* został operatorem największego nowo odkrytego w Meksyku złoża Zama, ale brakuje mu środków na jego zagospodarowanie.

Brazylia. Koncern *Petrobras*, przewodzący konsorcjum utworzonemu w celu eksploatacji bloku Libra (40% udziałów), wraz z partnerami *TotalEnergies* (20%), *Shell* (20%), *CNOOC* (10%) i *CNPC* (10%), podjął ostateczną decyzję inwestycyjną odnośnie czwartej fazy projektu Mero w basenie Santos. Zakontraktowana na ponad dwie dekady jednostka *Alexandre de Gusmão* umożliwi wydobywanie 180 tys. baryłek ropy naftowej dziennie,

przetwarzanie 12 mln m³/d gazu ziemnego i magazynowanie 1,4 mln baryłek surowca. Ta czwarta faza projektu Mero, której start jest planowany na 2025 r., jest kontynuacją trzech poprzednich faz, z których każda umożliwi wydobywanie 180 tys. bbl/d.

Prezydent Jair Bolsonaro powiedział, że Brazylia prowadzi zaawansowane rozmowy z Argentyną na temat budowy gazociągu z argentyńskiej formacji łupkowej Vaca Muerta, wartego niemalże 5 mld USD. *Reuters* szacuje, że na odcinku argentyńskim rurociąg ten może kosztować 3,7 mld USD i kolejne 1,2 mld USD w Brazylii.

W 2020 r. 75% energii elektrycznej wyprodukowanej w Brazylii pochodziło z elektrowni wodnych. W tym roku największa susza spośród notowanych od prawie stulecia sprawiła, że kraj ten musiał importować duże ilości skroplonego gazu ziemnego, ponieważ produkcja energii była zbyt mała, aby dostarczyć prąd do wszystkich gospodarstw domowych. Według brazylijskiego prezydenta gazociąg zaopatrywany w gaz z łupków Vaca Muerta w argentyńskiej prowincji Neuquén może być jedną z opcji dywersyfikacji rynku energii i dobrym sposobem na obniżenie cen gazu ziemnego w Brazylii. Szacuje się, że Vaca Muerta jest drugim na świecie złożem gazu łupkowego – zawiera około 16 mld bbl ropy naftowej i 8,7 bln m³ gazu ziemnego.

Gujana i Surinam. *CGX Energy* rozpoczęła wiercenie odwiertu poszukiwawczego Kawa-1 u wybrzeży Gujany. Zakończenie operacji wiertniczych jest planowane na grudzień 2021 r., a całkowita głębokość odwiertu ma wynieść 6685 m. Otwór Kawa-1 zaprojektowano w północno-wschodniej ćwiartce bloku Corentyne, w odległości 200 km od wybrzeża Georgetown, gdzie głębokość wody wynosi około 355 m. Celem poszukiwawczym są zespoły pułapek strukturalno-stratygraficznych w dużych kompleksach utworów górnokredowych. Jako główny cel wymienia się piaskowce santonu. Spółka oczekuje, że wiercenie będzie penetrowało także drugorzędne cele w płyciej zalegających piaskowcach kampanu i spodziewa się, że natrafi na struktury podobne do rozpoznanych w bloku 58. w Surinamie, sąsiadującym z blokiem Corentyne.

Tymczasem *APA Suriname* i *TotalEnergies* ogłosiły sukces odwiertów wykonanych w surinamskim bloku 58., Otworem rozpoznawczym Sapakara South-1, zlokalizowanym na wschodnim krańcu obszaru Sapakara, natrafiono na wypełnione ropą naftową skały zbiornikowe (miąższości 30 m) o dobrej jakości. Strefy perspektywiczne, odrębne i niepowiązane z równowiekowymi strefami zbiornikowymi w regionie Kwaskwasi, rozpoznano w osadach kampanu i mastrychtu. Po wykonaniu otworu Sapakara South-1 statek wiertniczy *Maersk Valiant* rozpocznie prace rozpoznawcze w obszarze poszukiwawczym Bonboni, w odległości ok. 45 km na północ, w celu udokumentowania kolejnych złóż u wybrzeży Ameryki Południowej. Działający w tym obszarze *ExxonMobil* wydał oświadczenie o odkryciu nagromadzenia węglowodorów w bloku Stabroek koło Pinktail na wybrzeżu Gujany. Odwiertem Pinktail natrafiono na strefę piaskowców nasyconych węglowodorami (miąższości 67 m), a odwiertem Turbot-2 na dwie takie strefy (o miąższości 13 i 23 m).

Trynidad i Tobago. W drugiej połowie lipca 2021 r. niderlandzki koncern *Shell* zaczął wydobywać gaz ziemny z bloku 5c w obszarze morskim wschodniego wybrzeża Trynidadu i Tobago. Oczekuje się, że blok 5c, znany jako

Projekt Barracuda, stanie się kamieniem milowym w dostawach LNG na rynek wewnętrzny i międzynarodowy. Początkowo wydobycie ma osiągnąć 25 tys. boe/d, a w szczytowym okresie ponad 40 tys. boe/d. Docelowo mają być wykonane dwa odwierty podmorskie – jeden w złożu Endeavour (do głębokości 6096 m) i jeden w złożu Bounty (4877 m). Teraz *Shell* kieruje swoje siły na realizację projektu Colibri, tj. zagospodarowanie czterech odwiertów w bloku 22 na północnym wybrzeżu Trynidadu i Tobago. Projekt Colibri jest wspólnym przedsięwzięciem z *Heritage Petroleum*, a rozpoczęcie wydobycia gazu ziemnego jest spodziewane w przyszłym roku.

BP uzyskało pierwsze przypiływy gazu ziemnego z obszaru Matapal w Trynidadzie i Tobago. Koncern ten będzie także dostarczać gaz na trynidadzki rynek z odkrytego w 2017 r. złoża Savannah, w którym gaz ziemny występuje w łupkach plioceńsko-plejstocieńskich, natomiast ropa naftowa w późnomiocenijskiej formacji Lower Cruse. Oczekuje się, że początkowo wydobycie wyniesie 7–10 mln m³/d gazu ziemnego. Konsorcjantem *BP* (70%) jest *Repsol* (30%).

Chiny. *China National Offshore Oil Corporation*, trzeci co do wielkości koncern naftowy w Państwie Środka, poinformował o rozpoczęciu wydobywania węglowodorów z dwóch nowych odwiertów w zatoce Pohaj na Morzu Żółtym – Luda 6-2, Luda 29-1 – oraz z otworu Liuhua 21-2 na Morzu Południowochińskim. Łącznie w zatoce Pohaj planuje się wykonanie 38 odwiertów, w tym 29 produkcyjnych. Oczekuje się, że szczyt wydobycia ropy naftowej z otworu Luda 6-2 (ok. 10 tys. bbl/d) nastąpi w 2022 r., natomiast z Luda 29-1 (ok. 4440 bbl/d) w roku bieżącym. Otwór Liuhua 21-2 szczytową produkcję ropy naftowej (ponad 15 tys. bbl/d) osiągnie w 2023 r.

Indie. Radżastan, a dokładniej region Barmer, gdzie znajduje się największe w kraju lądowe złożo ropy naftowej i gazu ziemnego, odnotował znaczący spadek wydobycia węglowodorów. Z powodu pandemii, która ograniczyła popyt i przyczyniła się do spadku cen ropy naftowej, w ciągu ostatnich dwóch lat jej produkcja zmniejszyła się o 40%. Pomimo kryzysu wywołanego przez Covid-19 indyjskie firmy nie zrezygnowały z inwestycji w regionie. Kontrolowana przez państwo spółka *Oil India* będzie inwestowała w poszukiwania, a po rozpoczęciu wydobycia będzie planowo generować przychody do budżetu w wysokości 12,5% z ropy naftowej i 10% z gazu ziemnego.

Egipt. *SDX Energy* po udanej kampanii wiertniczej, polegającej na wykonaniu otworu IY-2, odwiertowało otwór poszukiwawczy Hanut-1 (HA-1X) na polu gazowym South Disouq w egipskiej delcie Nilu. HA-1X jest drugim obiecującym odwiertem w egipskiej kampanii firmy, zaplanowanej na 2021 r. w obszarze Hanut – udokumentowano dzięki niemu 23,2 mln boe.

Działalność w Egipcie kontynuuje *Kuwait Energy*. Firma wykonała i przetestowała odwiert Al Jahraa-8 w obszarze licencyjnym Abu Sennan na Pustyni Zachodniej. Celem koncernu były baseny Abu Roash i Bahariya w nieodwodnionej części pola Al Jahraa. Głównym celem odwiertu, zakończono na głębokości 4314 m, była dolna część formacji dolna Bahariya. Natężenie dziennego przypiływu do otworu przekracza 2 tys. bbl ropy naftowej i 100 tys. m³ gazu ziemnego. W najbliższym czasie planuje się pogłębienie tego otworu.

Libia. Eksport ropy naftowej jest głównym i prawie wyłącznym źródłem zagranicznych dochodów tego północnoafrykańskiego państwa. W przyszłym roku Libia będzie musiała zwiększyć wydobycie i eksport ropy naftowej o 40%, aby pokryć swoje wydatki i rozpocząć odbudowę gospodarki sparaliżowanej przez 10 lat wojny domowej. Obecnie w kraju tym dziennie jest wydobywanych ok. 1,3 mln baryłek ropy naftowej, ale po zwolnieniu z cięć OPEC+ Libia powinna dążyć do zwiększenia dostaw w 2022 r. do 1,8 mln baryłek dziennie. Taki stabilny poziom produkcji ropy naftowej, wobec średniej ceny 60 USD za baryłkę, może w 2022 r. wygenerować 35 mld dolarów przychodów tego państwa. W roku bieżącym, jeśli wydobycie pozostanie stabilne, przychody z czarnego złota sięgną 25 mld USD, co stanowi znaczną poprawę względem fatalnego roku 2020, gdy kraj pozyskał w ten sposób jedynie 3,6 mld USD. Wówczas wydobycie ropy zostało poważnie zakłócone przez osiem miesięcy blokady największego libijskiego portu, rozpoczętej w styczniu 2020 r. Nawet we wrześniu br., po zniesieniu blokady, wydobycie w Libii nie było stabilne, częściowo z powodu strajku Straży Zakładów Naftowych. Zdaniem ministra ropy naftowej Mohameda Ouna, jeśli Libia otrzyma niezbędne fundusze na odbudowę i utrzymanie infrastruktury, i gdy nie nastąpią inne zakłócenia, kraj może realnie liczyć na zwiększenie wydobycia do 1,6 mln bbl/d w połowie 2022 r. Stabilność produkcji nie jest jednak mocną stroną libijskiego przemysłu – ostatnie zakłócenie, wynikające z nieszczerłego rurociągu, odłączyło dostawę 70 tys. baryłek dziennie do systemu.

Wybrzeże Kości Słoniowej. Firma *ENI* poinformowała o odkryciu dużego złoża ropy naftowej w bloku CI-101 na przybrzeżnych wodach Wybrzeża Kości Słoniowej. Testy odwiertu Baleine-1x, zlokalizowanego na podstawie kompleksowej analizy danych sejsmicznych 3D oraz badań regionalnych w basenie sedimentacyjnym, potwierdziły występowanie lekkiej ropy naftowej w formacjach santonu, cenomanu i albu. Zasoby są wstępnie szacowane na 1,5–2 mld baryłek ropy naftowej i 51–68 mld m³ towarzyszącego jej gazu ziemnego.

Angola. Firma *ENI* zaczęła wydobywać ropę naftową z pola Cuica w bloku 15/06 na głębokich wodach wyłącznej strefy ekonomicznej Angoli. Pole udokumentowano w marcu 2021 r., wierząc odwiert poszukiwawczy Cuica 1. Partnerami *ENI* (36,84%) w tym przedsięwzięciu są *Sonangol Pesquisa e Produção* (36,84%) i *SSI Fifteen Ltd.* (26,32%). Wydobycie będzie prowadzone z zastosowaniem pływającego systemu *Olombendo*, który ma zdolność produkcyjną do 100 tys. bbl/d i poza Cuicą odbiera i przetwarza węglowodory z pól Cabaça, Cabaça South East i UM8. W drugiej połowie września spółka poinformowała również o rozpoczęciu eksploatacji pola Cabaça North w bloku 15/06 na głębokich wodach u wybrzeża Angoli. Maksymalne dzienne wydobycie z piaskowców mioceńskich w Cabaça North powinno osiągnąć 15 tys. bbl ropy naftowej.

Namibia. Koncern *Reconnaissance Energy Africa* (*ReconAfrica*) planuje dodatkowe odwierty w basenie Kavango w północno-wschodniej Namibii. Dane z odwiertów Mbambi 6-1 i 6-2 potwierdziły funkcjonowanie konwencjonalnego systemu węglowodorów w pierwszym z pięciu potencjalnych subbasenów. Firma *ReconAfrica* wykorzystuje dane wiertnicze i sejsmiczne 2D do planowania lokalizacji

przyszłych odwiertów. Po analizie danych sejsmicznych jeszcze w tym roku zostaną wykonane jeden lub dwa dodatkowe odwierty, a w pierwszej połowie 2022 r. kolejne dwa do czterech. Mbambi 6-1 odwiercono do głębokości 2780 m i natrafiono nim na 7 stref węglowodorów o łącznej miąższości ponad 350 m, natomiast Mbambi 6-2 odwiercono do głębokości 2294 m, dokumentując profil 250 m skał nasyconych ropą naftową i gazem

ziemnym, rozlokowanych w trzech jednostkach litostratigraficznych.

Źródła: APA, Bloomberg, Businessinsider, CGX, CNOOC, Drilling Contractor, ENI, ExxonMobil, GlobalData, Kuwait Energy, Lotos, Lundin Energy, Lukoil, Oil and Gas Journal, Oilprice, Orlen, Pemex, Petrobras, PGNiG, Reconnaissance Energy, Reuters, Saturn Oil & Gas, SDX Energy, Shell, Total-Energies.