

## Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Grzegorz Makuch<sup>1</sup>



**OPEC.** Pod koniec ub.r. OPEC i Rosja podjęły decyzję o przedłużeniu cięć produkcji ropy naftowej na 2018 r. Przełożyła się ona na wyższe ceny ropy, które wzmocniły także nowych graczy, w tym USA. W związku z tym w czerwcu br. państwa OPEC i Rosja ponownie rozważą zasadność utrzymania cięć produkcji. Jeśli do tego czasu równowaga

między podażą i popytem zostanie osiągnięta, dalsza redukcja produkcji nie będzie kontynuowana. Arabia Saudyjska liczy na stabilizację cen ropy na poziomie 70 USD, kilka państw, w tym Iran, oczekuje utrzymania ceny 60 USD za baryłkę, która stanowi – w ich opinii – przeszkodę do dalszego wzrostu produkcji z formacji łupkowych. Maklerzy giełdowi przewidują odmienny scenariusz i oczekują w połowie br. decyzji o wydłużeniu cięć produkcji na 2019 r. Równocześnie do tych działań Arabia Saudyjska i Rosja pracują nad długoterminowym, historycznym porozumieniem. Dotychczasowe umowy państw OPEC i Rosji mogą być zastąpione jedną umową na 10–20 lat. Książę Arabii Saudyjskiej, Mohammed bin Salman powiedział, że Rijad i Moskwa osiągnęły konsensus w kwestiach zasadniczych, pozostaje jeszcze doprecyzowanie szczegółów. Ewentualne wieloletnie porozumienie mogłoby przełamać cykle koniunkturalne charakterystyczne dla rynku ropy naftowej. Wieloletnia umowa byłaby także rewolucyjną zmianą geopolityczną – Arabia Saudyjska od lat 40. XX w. jest związana ze Stanami Zjednoczonymi. Waszyngton utrzymywał tym samym dominującą pozycję militarną w regionie Zatoki Perskiej, a Arabia Saudyjska miała status państwa uprzywilejowanego. Rijad w dalszym ciągu chce utrzymania swojej pozycji, dlatego książę Arabii Saudyjskiej w marcu br. złożył wizytę w USA. W jej trakcie podpisano osiem porozumień (MoU) pomiędzy Saudi Aramco i amerykańskimi firmami (Schlumberger, GE, Halliburton, Honeywell, MC Dermott, Weatherford i NABORS). Priorytetowo potraktowano umowę Saudi Aramco i Rowan Companies dotyczącą produkcji i projektowania platform wiertniczych.

**USA.** W 2017 r. dzienny eksport ropy był prawie dwukrotnie większy niż w 2016 r. i wynosił 1,1 mln baryłek. W ubiegłym roku wzrosło także grono odbiorców amerykańskiej ropy – z 27 do 37 państw. Najwięcej ropy kupuje wciąż Kanada, mimo że jej udział w amerykańskim eksporcie spadł z 61% w 2016 r. do 29%. Z kolei eksport do Chin niemal się podwoił – wzrósł do 202 tys. baryłek dziennie i tym samym Państwo Środka zajęło drugie miejsce w rankingu, wyprzedzając Wielką Brytanię i Holandię. USA eksportowało ropę także do Włoch, Francji i Hiszpanii. Indie importowały w 2017 r. 22 tys. baryłek amerykań-

skiej ropy dziennie. Na rosnący eksport wpłynęło zniesienie w 2015 r. ograniczeń handlu i rozwój infrastruktury przesyłowej. W 2017 r. rozbudowano także ropociągi w regionie basenu permskiego na południu kraju.

**Rynek LNG.** Brytyjsko-holenderski koncern Royal Dutch Shell prognozuje na najbliższe lata niedobór podaży skroplonego gazu ziemnego. Od 2000 r. liczba krajów importujących LNG zwiększyła się czterokrotnie, a liczba eksporterów – dwukrotnie. W 2017 r. popyt na skroplony gaz ziemny wyniósł 293 mln t i w stosunku do ub.r. wzrósł o 29 mln t. Z puli nowego zapotrzebowania aż 17 mln t przypadło na Azję. Największym światowym importerem pozostaje w dalszym ciągu Japonia. W ubiegłym roku liczba spotowych transakcji przekroczyła na świecie 1100 – wzrost ten notowano głównie w USA i Australii. Podczas gdy odbiorcy celują w umowy krótkoterminowe, dostawcy chętnie podpisują umowy długoterminowe. Rynek LNG ewoluuje i odchodzi od projektów politycznych w kierunku czysto handlowych. Dlatego amerykańscy dostawcy, jeśli chcą pozyskać europejskie rynki, będą musieli używać narzędzi ekonomicznych – takie opinie dominowały podczas marcowej konferencji w Waszyngtonie. W opinii Amosa Hochsteina, wiceprezesa Tellurian USA, dalszy wzrost produkcji w basenie permskim na granicy Teksasu i Nowego Meksyku wymaga jednak rozwoju infrastruktury. Dyrektor Magnolia LNG Greg Vesey podkreślił, że ceny amerykańskiego gazu skroplonego będą odzwierciedlać notowane na Henry Hub, co pozwoli skutecznie konkurować na rynku europejskim.

**Nord Stream 2.** Na początku marca międzynarodowa organizacja Atlantic Council zorganizowała konferencję na temat Gazociągu Północnego. W opinii Sandry Oudkirk z Biura Zasobów i Energii w Departamencie Stanu USA gazociąg ten nie zwiększy wolumenu gazu przesyłanego do Europy, ale pozwoli transportować gaz z pominięciem Ukrainy i utrwali zależność od rosyjskiego gazu kilku kluczowych dla USA państw sojuszniczych. Dla Douglasa Hengla z German Marshall Fund oddzielenie aspektu ekonomicznego od geopolitycznego nie jest możliwe i kolejne nitki gazociągu stanowią część większego planu, mającego na celu osłabienie UE. Dodał, że Nord Stream 2 to kwestia europejskiego bezpieczeństwa energetycznego i próba wbicia klina pomiędzy USA i Ukrainę z jednej strony, a Niemcy i europejskich sojuszników z drugiej. W opinii Andersa Åslunda z Atlantic Council's Eurasia Center kolejne nitki Nord Stream to już nie jest element geopolityki, lecz wojny ekonomicznej, której celem jest Ukraina. Kilka dni po tej konferencji 28 republikanów i 11 demokratów w liście do sekretarza skarbu i zastępcy sekretarza stanu USA wezwało administrację prezydencką do zablokowania budowy

<sup>1</sup> Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy Instytut Badawczy, Oddział Karpacki w Krakowie, ul. Skrzatów 1, 31-560 Kraków; grzegorz.makuch@pgi.gov.pl.

gazociągu Nord Stream 2 przy użyciu ustawy o sankcjach wobec adwersarzy amerykańki (Countering America's Adversaries Through Sanctions Act – CAATSA). Senatorowie podkreślili, że kolejne nitki gazociągu po dnie Morza Bałtyckiego przeciwdziałają europejskim wysiłkom na rzecz dywersyfikacji źródeł gazu i czynią państwa europejskie bardziej podatnymi na rosyjską presję. Dlatego najlepszym sposobem zagwarantowania stabilnego wzrostu gospodarczego Europy będzie wspieranie inwestycji na rzecz dywersyfikacji źródeł energii, dostawców i tras. Podkreślili, że obowiązująca ustawa CAATSA umożliwia nałożenie sankcji na podmioty wspierające monopolistyczne działania Gazpromu. Sekretarz skarbu Steven Mnuchin 6 kwietnia oświadczył, że *rosyjski rząd angażuje się w wiele złośliwych działań na całym świecie, w tym kontynuuje okupowanie Krymu i podżega do przemocy we wschodniej Ukrainie, dostarcza reżimowi Assada materiałów i broni, [...] próbuje podkopać zachodnie demokracje poprzez złośliwe działania cybernetyczne. Rosyjscy oligarchowie i elity czerpiące zyski z tego skorumpowanego systemu nie będą już więcej separowani od konsekwencji destabilizacyjnych działań ich rządu*. Administracja Donalda Trumpa skorzystała z uprawnień, jakie daje ustawa CAATSA, i wprowadziła 6 kwietnia nowe sankcje, obejmujące 12 spółek, 7 oligarchów i 17 urzędników państwowych. Także osoby spoza USA mogą zostać ukarane za ułatwianie transakcji tych osób lub firm. Na liście znaleźli się m.in.: prezes Gazpromu Aleksiej Miller, dyrektor Surgutnieftgaz Władimir Bogdanow, główny udziałowiec Sibur – Kirill Szamalow, właściciel Rusal – Oleg Deripaska, sekretarz Rady Bezpieczeństwa FR Nikołaj Patruszew, prezes Rosyjskiego Instytutu Studiów Strategicznych Michaił Fradkow oraz dowódca Gwardii Narodowej Wiktor Zołotow. Oprócz sankcji nałożonych na osoby wyznaczono także 12 firm kontrolowanych przez osoby objęte sankcjami, m.in.: B-Finance, Basic Element, Grupa E+, EuroSibEnerg, Rusal, Russian Machines, Grupa GAZ i Agroholding Kuban – wszystkie kojarzone z Deripaską. Gazprom Burenie i NPV Engineering Open – kontrolowane przez Igora Rotenberga (syna Arkadija, przyjaciela Putina), Ladoga Menedzhment – należąca do Shalamowa, Renova Group – kontrolowana przez Wiktora Wekselberga i Rosoborneksport, na której czele stoi Siergiej Czemiezew.

**Rosja.** Sankcje wprowadzone przez USA szybko spowodowały znaczące spadki wartości giełdowej firm, przez co 50 najbogatszych Rosjan, także tych nie znajdujących się na liście, straciło w ciągu tylko jednego dnia 12 mld USD. Kreml, by temu przeciwdziałać, rozważa wykup przez państwowe koncerny części udziałów w prywatnych firmach lub wprowadzenie ulg podatkowych. Brana jest także pod uwagę możliwość stworzenia rajów podatkowych na wyspie Oktiabrskij w obwodzie kaliningradzkim i na wyspie Russkij k. Władywostoku i przeniesienie tam siedzib firm.

Lukoil, drugi co do wielkości producent ropy w Rosji, wyprzedził pod względem wartości rynkowej koncerny Rosnieft i Gazprom. W połowie stycznia akcje Lukoil były warte 69,24 mld USD. Z końcem marca wartość rynkowa tej firmy osiągnęła 3,32 bln rubli (57,6 mld USD). W tym czasie wartość Gazpromu wyceniono na 3,31 bln rubli, a Rosnieftu na 3,24 bln rubli.

Rosyjski Rosnieft i włoski koncern ENI odkryły złożo węglowodorów niedaleko Krymu na szelfie Morza Czarnego, w obszarze koncesji Czarnomorzec Zachód, w której rosyjska spółka ma 66,67% udziałów, a ENI pozostałe.

Wedle pierwszych szacunków złożo zawiera 500 mln t ropy. Włoska firma po wykonaniu odwiertu o głębokości 5265 m wycofała się jednak z dalszej współpracy i odcumowała platformę wiertniczą Scarabeo-9.

**Morze Północne.** W ciągu 12 miesięcy firmy zainwestują 5 mld funtów w nowe projekty węglowodorowe na Morzu Północnym. Perspektywy dla nowych projektów wydają się być najlepsze od 2013 r. Utrzymująca się przez kilka lat niska cena ropy wymusiła poprawę wydajności. Spowodowało to spadek jednostkowych kosztów operacyjnych o połowę w stosunku do 2014 r. Zarazem firmy generują najwyższe od kilku lat przepływy finansowe. Eksploatacja brytyjskiego szelfu kontynentalnego wytworzyła w 2017 r. przepływy pieniężne o wartości ok. 5,5 mld GBP. W 2018 r. wydobywanie węglowodorów z basenu Morza Północnego ma wzrosnąć o 5%, a w ciągu ostatnich 5 lat zwiększyło się o 20%. Niższe koszty produkcji i jej rosnąca wielkość sprawią, że wpływy podatkowe za ten rok wyniosą 1 mld GBP. Jednym z największych projektów rozwojowych będzie złożo Penguins, należące do Royal Dutch Shell, znajdujące się na północny wschód od Szetlandów. Prezes Oil & Gas UK Deirdre Michie przestrzega przed zbyt dużym optymizmem i podkreśla, że branża potrzebuje więcej odwiertów poszukiwawczych.

Amerykańska firma Apache udokumentowała złożo ropy naftowej na Morzu Północnym. Produkcja z tego złoża ma ruszyć w przyszłym roku. Ropa znajduje się w jurajskim piaskowcu, w bloku 9 i jest już czwartym odkryciem firmy w morskim obszarze Beryl w ciągu ostatnich 3 lat. Strategia Apache zakłada eksplorację i rozwój produkcji w pobliżu już obsługiwanych złóż, co pozwala redukować czas niezbędny do uruchomienia projektów. Andy Samuel z urzędu ds. ropy i gazu podkreślił, że konsekwentny rozwój badań 3D pozwala firmie Apache odkrywać nowe złoża i zarazem pełniej wykorzystać potencjał brytyjskiego szelfu.

W pobliżu pól Morvin i Åsgard na Morzu Norweskim, gdzie istnieje infrastruktura przesyłowa, austriackie OMV odkryło zasoby gazu i kondensatu w obszarach dwóch pól – Hades i Iris. Według wstępnych danych złożo Hades zawiera 20–115 mln BOE, a Iris 20–130 mln BOE. Jest to pierwszy projekt OMV zrealizowany według założeń HPHT (High Pressure High Temperature – wysokie ciśnienie, wysoka temperatura). Koncesja należy do konsorcjum OMV (30%), Statoil (30%), Faroe Petroleum Norge (20%) i Spirit Energy Norge (20%). Z kolei niemiecki Wintershall 115 km na południowy zachód od złoża Aasta Hansteen odkrył trzy kolumny gazu przedzielone strefami piaskowców. Wedle wstępnych szacunków zasoby złoża wynoszą 7–19 mld m<sup>3</sup> gazu i 1–3 mln m<sup>3</sup> kondensatu. Głębokość wody w miejscu odwiertu wynosi 1219 m, a długość otworu 3819 m.

**Morze Śródziemne.** Royal Dutch Shell negocjuje z Delek Drilling 15-letni kontrakt na zakup 6 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie ze złoża Afrodyta (Grecja). Obie firmy posiadają udziały w złożu, wynoszące odpowiednio 35% i 30%, pozostałe należą do Houston Noble Energy. Koszt rozbudowy infrastruktury wydobywczej i przesyłowej wyniesie od 2,5 do 3,5 mld USD. Delek ma także 45,3% udziałów w złożu Lewiatan (Izrael), z których 39,7% należy do Noble Energy, a pozostała część do Ratio Oil Exploration. Surowicz z tego złoża może być elementem transakcji. Shell kupuje gaz dla swojej instalacji eksportującej LNG w Idku.

**Arabia Saudyjska.** W marcu br. rozpoczęto produkcję gazu z łupków. Khalid Al Abdulqader, odpowiedzialny w Aramco za pion surowców niekonwencjonalnych, zapowiedział, że produkcja w basenie North Arabia osiągnie docelowy poziom z końcem tego roku. Depozyt gazu ma być porównywalny z amerykańskim Eagle Ford. Aramco wykonuje odwierty także w niekonwencjonalnych złożach gazu South Ghawar i Jafurah. Eksperci podkreślają, że Aramco stoi przed wieloma wyzwaniami. W USA prace nad technologią szczelinowania hydraulicznego trwały wiele lat, nim dostosowano ją do tamtejszych warunków geologicznych. Produkcja jest rozwijana także przez znaczącą liczbę firm, co wymusza konkurencję i procentuje dzisiaj niższymi kosztami serwisowania. Tymczasem minęło już 10–15 lat od rozpoczęcia współpracy Saudi Aramco z firmami ExxonMobil, Chevron, Eni, Repsol, Total, Shell oraz Lukoil i część z nich wycofała się z prowadzenia dalszych prac. Kolejnym problemem może być ograniczony dostęp do wody potrzebnej do szczelinowania. Aczkolwiek Bahrajn każdego dnia wstrzykuje 15 mln baryłek odsalanej wody, by wyprodukować 10 mln baryłek ropy. Do prac serwisowych wynajęto koncerny Schlumberger, Baker Hughes i Weatherford. Produkcja gazu pozwoliłaby Arabii Saudyjskiej zmniejszyć krajowe zużycie ropy i tym samym zwiększyć jej eksport lub rozwinąć sektor petrochemiczny. W ciągu 10 lat Arabia Saudyjska zainwestuje 300 mld USD w wydobycie gazu ziemnego.

**Bahrajn.** Na szelfie morskim odkryto największe w historii kraju złożo ropy naftowej (o zasobach 80 mld baryłek) i głęboko położone złożo gazu (40 mld m<sup>3</sup>). Serwisujący prace Halliburton uzyskał zgodę na kolejne dwa odwierty. National Oil & Gas Authority oczekuje, że produkcja zostanie uruchomiona w ciągu 5 lat.

**Irak.** Ministerstwo do spraw ropy chce przyciągnąć do kraju zagraniczne firmy poszukiwawczo-wydobywcze. W tym celu ogłosiło przetarg na 11 bloków w pobliżu granicy z Iranem i Kuwejtem. Podczas konferencji, w której wzięło udział 13 firm międzynarodowych, ministerstwo przedstawiło interesariuszom wprowadzone zmiany prawne. Rząd w Bagdadzie chce zwiększyć wydobycie ropy naftowej z 4,35 do 5 mln b/d. Dochody z wydobycia ropy naftowej generują 90% przychodów do budżetu państwa. W 2017 r. minister ds. ropy Jabbar Luaiby poinformował o wzroście potwierdzonych rezerw ropy ze 143,1 mld baryłek do 153 mld baryłek.

W marcu japoński Itochu odkupił od Royal Dutch Shell spółkę córkę Shell Iraq za 550 mln USD. Shell Iraq posiada 19,6% udziałów w złożu naftowym West Qurna, które produkuje 400 tys. baryłek ropy dziennie. Pozostałe udziały w konsorcjum posiadają ExxonMobil (32,7%), PetroChina (32,7%), Petramina (10%) i Oil Exploration (5%).

**Indie.** Od lipca ub.r. Indie rozwijają program tzw. przetargu inwestorskiego. Zgodnie z jego zasadami firma może w dowolnym momencie złożyć wniosek na wybrany przez siebie blok koncesyjny na obszarze nieobjętym poszukiwaniem lub wydobyciem. Za zebranie wniosków koncesyjnych odpowiada Generalna Dyrekcja ds. Węglowodorów (Directorate General of Hydrocarbon – DGH), podlegająca ministerstwu ropy naftowej i gazu ziemnego. DGH dwa razy do roku ogłasza przetarg. Następnie koncesje trafiają do firm, które złożyły wniosek, chyba że w trakcie postępowania przetargowego inna firma uzyskała 5-punktową

przewagę nad firmą inicjującą. Na punktację składają się m.in. proponowany zakres prac poszukiwawczych, w tym sejsmika 2D i 3D, liczba dekladowanych otworów i zaferowany państwu procentowy udział w wydobywanym surowcu. Celem wdrożenia przetargu inwestorskiego jest zbadanie ogromnego, nierozpoznanego obszaru i doprowadzenie do zwiększenia produkcji węglowodorów. Premier Indii Narendra Modi za cel obrał obniżenie importu ropy z 80% do 67% w 2022 r. i o połowę do 2030 r. Do końca marca br. do Generalnej Dyrekcji ds. Węglowodorów trafiły wnioski na 55 bloków, obejmujących 59,2 tys. km<sup>2</sup>, w tym 41 wniosków złożyły państwowa firma Oil and Natural Gas Corporation i prywatna Cairn India.

**Chiny.** W 2017 r. produkcja gazu w Chinach wyniosła 147 mld m<sup>3</sup> i była większa o 8,5% w stosunku do 2016 r. Zużycie gazu wzrosło o 15%, czyli do 237 mld m<sup>3</sup>/rok. Szacuje się, że w tym roku produkcja gazu wzrośnie o kolejne 8%, czyli o 12 mld m<sup>3</sup>, przy jednoczesnym wzroście zapotrzebowania o 12,5% – do poziomu 270 mld m<sup>3</sup>. W ubiegłym roku wzrósł także import gazu i to o 28%, w tym 38 mln t w formie skroplonej. Tym samym ChRL w światowym rankingu importerów gazu skroplonego uplasowała się na drugim miejscu, wyprzedzając Koreę Południową. ChRL posiada 13 terminali do importu LNG. W latach 2013–2016 wskaźnik ich wykorzystania wynosił ok. 50%, w 2017 r. wzrósł do 69%. W 2020 r. zostanie uruchomiony gazociąg Siła Syberii z Rosji do Chin, o przepustowości 38 mld m<sup>3</sup>/rocznie. Chiny mają bardzo małe możliwości magazynowania gazu (na poziomie zaledwie 3% całkowitego zużycia surowca), co rekompensują importem skroplonego gazu ziemnego i własnym wydobyciem. Obecnie trzy największe baseny gazowe Chin, czyli Ordos na północy, Tarim na północnym zachodzie i Syczuan na południowym zachodzie, zapewniają 90% produkcji kraju. Państwowa firma PetroChina zwiększyła produkcję z pola Changding (basen Ordos) do 36,9 mld m<sup>3</sup>, ale nastąpiło to po 18 latach prac. Basen Tarim ma największe zasoby, jednak boryka się z problemami dużej głębokości i brakiem wody. W Syczuanie wydobycie prowadzi Sinopec ze złoża Puguang i amerykański Chevron z Luojiazhai, ale gaz z obu złóż wymaga odsiarczania. Złożo w Fuing, na południowy zachód od Chongquin, znajduje się w formacji łupkowej o najlepszych parametrach. Operatorem złoża jest Sinopec i planuje zwiększyć wydobycie z 6 do 10 mld m<sup>3</sup> w 2020 r. Wzrost produkcji gazu z formacji łupkowych wiceprezes firmy Ma Yongsheng warunkuje przyznaniem przez rząd celowego wsparcia finansowego. Rosnące zapotrzebowanie na gaz w ChRL wynika w dużej mierze z polityki Pekinu, dążącego do redukcji zużycia węgla i zastąpienia go gazem. W chłodniejszych, północnych prowincjach rośnie zastosowanie gazu także do celów grzewczych, co ma na celu redukcję zanieczyszczenia powietrza.

Podczas marcowej sesji parlament Chin zamierzał powołać Ministerstwo Energii, które miało zastąpić obecny Państwowy Urząd do spraw Energii, podległy Państwowej Komisji Rozwoju i Reform. Jednak nie doszło do utworzenia nowej instytucji, mimo że była to już kolejna próba powołania ministerstwa – ze znaczącym budżetem i zasobami ludzkimi. Planowane ministerstwo miało nadzorować strukturę chińskiej energetyki, zwłaszcza proces redukcji węgla w miksie energetycznym, który dziś odpowiada za 60% produkowanej energii.

**Meksyk.** Wzrasta wydobywanie węglowodorów w rejonie Zatoki Meksykańskiej. W trakcie trzeciej rundy przetargowej przyznano 12 z 16 wytypowanych koncesji. Bloki znajdują się w basenach Burgos, Tampico-Misantla i Veracruz. W sumie obejmują one powierzchnię 26 300 km<sup>2</sup>. Kryteriami przetargu koncesyjnego były procent zysku operacyjnego oferowanego państwu, zakres prac i dodatkowa premia gotówkowa. Przyjęto, że gdy oferenci wykonają 9 otworów, państwo otrzyma premię w kwocie 124 mln USD, a procent operacyjnego zysku może wynieść 8,6 mld USD. Biorąc pod uwagę opłaty koncesyjne i podatki od wydobycia surowców, państwo otrzyma 72% wartości projektów. Umowy przewidują także progresywną strukturę fiskalną i w przypadku wysokich cen surowców szacowany zysk państwa wzrośnie do 78%. Koncesje uzyskały m.in. Lukoil, Eni (blok 28), Pemex (blok 29), DEA, Premier Oil, Sapua Exploration (blok 30), Pan American (blok 31), Total i Pemex (bloki 32, 33), Total, BP i Pan American (blok 34), Shel i Pemex (blok 35), Capricon Energy i Citla Energy (blok 15), Pemex, DEA, CEPESA (bloki 16, 17), Pemex i CEPESA (blok 18), Repsol (bloki 5, 12) oraz Premier Oil (bloki 11, 13).

Meksyk rozwija także poszukiwania gazu z łupków. Meksykański koncern Petróleos Mexicanos i amerykański Lewis Energy podpisały umowę na poszukiwanie gazu w formacjach łupkowych złoża Olmos w stanie Coahuila na północy Meksyku. Firmy zakładają, że odkryją kontynuację basenu Eagle Ford, zawierającego jedno z największych złóż gazu łupkowego w Stanach Zjednoczonych. Do 2021 r. nakłady inwestycyjne mają wynieść 617 mln USD.

W marcu odbyła się też kolejna runda przetargowa na bloki koncesyjne w amerykańskiej części Zatoki Meksykańskiej. O koncesje na wodach federalnych wystąpiły 33 firmy. Najwięcej ofert zgłosiły BP (27 ofert), Chevron (24) i Shell (16). Bureau of Ocean Energy Management poinformowało, że zysk z przetargu wyniósł prawie 125 mln USD. Był to już drugi przetarg zrealizowany w ramach programu rozwoju wydobycia ropy i gazu z szelfu na lata 2017–2022. Zakłada on przeprowadzanie corocznie 2 rund przetargowych przez 5 lat.

**Argentyna.** Inwestorzy zagraniczni są zachęceni do aktywności w sektorze węglowodorów niekonwencjonalnych. W tym celu rząd usiłuje poprawić transparentność i przewidywalność biznesu. Wprowadzono system dopłat do rozwoju eksploatacji złóż niekonwencjonalnych i zarazem zaprzestano dopłat dla konsumentów gazu, co spowoduje wzrost cen surowca. Rząd w Buenos Aires podkreśla, że zasoby gazu w formacjach łupkowych ustępują tylko amerykańskim. Duże złoża znajdują się w prowincji Neuquen w formacji Vaca Muerta i na ich bazie do 2025 r. produkcja węglowodorów ma się potroić. Obecnie trwa rozbudowa infrastruktury wydobywczej z 3 złóż w prowincji Neuquen, a niebawem obejmie ona kolejne 4 złoża.

**Rebranding.** Norweski Statoil zmieni nazwę na Equinor. Nowa nazwa składa się z dwóch członów – *equality* (symbolizującego równość) i *nor* (odwołującego się do norweskich korzeni firmy). Zmiana nazwy jest zewnętrznym przejawem nowej strategii. Statoil zamierza zwiększyć inwestycje w alternatywne źródła energii do poziomu 15–20% w 2030 r. Akcjonariusze będą głosować nad zmianą nazwy firmy w maju br., ale największy udział

łowiec, rząd Norwegii, już wyraził zgodę. Statoil od wielu lat stanowi gospodarczy fundament Norwegii. Około 20% norweskiego PKB pochodzi z wydobycia i sprzedaży ropy naftowej i gazu ziemnego spod dna morskiego. Produkcję węglowodorów uruchomiono na początku lat 70. XX w., wraz z rozwojem techniki podmorskich wierceń. Na bazie ekonomicznego sukcesu branży węglowodorowej Statoil zbudował fundusz narodowy, który przekroczył już kwotę 1 bln USD. Gwarantuje on stabilny rozwój gospodarki i dobrobyt przyszłych pokoleń. W listopadzie ub.r. fundusz ogłosił chęć sprzedaży wszystkich swoich aktywów węglowodorowych, wycenianych na 35 mld USD. Argumentem na rzecz zbycia udziałów ma być zbyt duża zależność kraju i funduszu od surowców i zmiennych cen ropy.

Statoil nie jest pierwszą firmą energetyczną, która zdecydowała się na zmianę strategii i nazwy. W ubiegłym roku duńska firma Danish Oil and Natural Gas (Dong Energy) zmieniła nazwę na Ørsted, rezygnując z konotacji z ropą i gazem. Firma zdecydowała się wzmocnić rozwój energii z farm wiatrowych.

Na początku 2016 r. niemiecki E.ON, w wyniku zmian na rynku energii, spowodowanych transformacją energetyczną Energiewende, wydzielił aktywa związane z wytwarzaniem energii (elektrownie jądrowe, węglowe, gazowe, wodne) w ramach spółki Uniper. Szef E.ON Johannes Teysen deklarował, że firma skupi się na alternatywnych źródłach energii, dystrybucji (Nord Stream 2) i produktach końcowych. Pomysł oddzielenia aktywów energetyki konwencjonalnej od źródeł alternatywnych i dystrybucji skopiował drugi niemiecki koncern RWE, który zmienił nazwę na Innogy. W 2015 r. również Gaz de France Suez zmienił nazwę na Engie. I tym razem firma informowała, że zmiana nazwy jest podyktowana wdrożeniem nowej filozofii firmy, która wynika z zachodzących zmian w branży energetycznej. Dyrektor firmy Gérard Mestrallet powoływał się wówczas na dekarbonizację, rozwój odnawialnych źródeł energii i wzrost efektywności energetycznej. Wschodzące słońce w logo firmy ma symbolizować nowy dzień w świecie energii.

Sięgając dalej, w 2001 r. firma British Petroleum zmieniła nazwę na Beyond Petroleum i logo na zielono-żółte słońce z odchodzącymi od niego promieniami. Tym razem rebranding nie zakończył się sukcesem, ponieważ po kilku latach promocji alternatywnych źródeł energii firma sprzedała aktywa w energetyce wiatrowej i powróciła w 2011 r. do nazwy BP. Firma ta sięga korzeniami aż do 1908 r. i Anglo-Persian Oil Company, przemianowanego w 1935 r. na Anglo-Iranian Oil Company i dopiero w 1954 r. na British Petroleum.

Jeszcze dłuższą historię ma ExxonMobil. W 1909 r. w wyniku pozwu złożonego w ramach antymonopolowej ustawy Shermana firma Standard Oil, należąca do rodziny Rockefellerów, została podzielona na mniejsze spółki. Z biegiem lat stały się one podwaliną pod firmy będące dziś potentatami rynku ropy i gazu. I tak Standard Oil of New Jersey został przemianowany na Exxon, a Standard Oil of New York to późniejsze Socony, a następnie Mobil. Dzisiejszy Chevron również sięga korzeniami do „córek” potentata na rynku ropy, do Standard Oil of California i Standard Oil Kentucky.

*Źródła: Oil & Gas, Reuters, Penn Energy, BOE Report, OSW, Federal Energy Regulatory Commission, Department Skarbu USA, Atlantic Council, Bloomberg, Apache, Shell, Dziennik Gazeta Prawna, Arab News*