

Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Grzegorz Makuch¹



Świat. Międzynarodowa Agencja Energetyczna IEA (*International Energy Agency*) w raporcie z lutego prognozuje, że do 2023 r. światowe zapotrzebowanie na ropę wzrośnie o 6,9 mln b/d i będzie wynosić 104,7 mln b/d. W ocenie agencji znaczący wzrost produkcji ropy zostanie odnotowany głównie w krajach niezrzeszonych w OPEC (*Organization of Petroleum Exporting Countries*).

Przewodniczący IEA Faith Birol powiedział, że „zblży się druga fala amerykańskiej produkcji z łupków” i jest prognozowany duży wzrost popytu na ropę w cenie 60 USD. Amerykańska produkcja w 2019 r. będzie większa od rosyjskiej, a za sprawą produkcji z permskiego basenu w Teksasie i Nowym Meksyku do końca 2023 r. może wzrosnąć do 12,1 mln b/d. Wzrost produkcji ze złóż w formacjach łupkowych jest szybszy niż spadki wydobycia ze złóż konwencjonalnych. A wiele na to wskazuje, że także amerykańska produkcja gazu wzrośnie do 2023 r. o 1 mln BOE/d, osiągając wielkość 4,7 BOE/d. Według prognoz IEA sumaryczna produkcja ropy i gazu w USA wyniesie w 2023 r. prawie 17 mln BOE/d. IEA prognozuje wzrost produkcji ropy także w państwach OPEC, ale znacznie wolniejszy, o wydajności w 2023 r. na poziomie 36,31 mln b/d i spadek udziału w światowym rynku z 40% do 35%. Produkcja państw spoza OPEC ma wzrosnąć do 2023 r. o 5,2 mln b/d, czyli do 63,3 mln b/d.

Jeśli sprawdzą się prognozy IEA, będzie to oznaczać malejącą rolę OPEC i Rosji na rynku ropy. Pod koniec ub. r. państwa zrzeszone w OPEC podjęły decyzję o zmniejszeniu w 2018 r. dziennej produkcji ropy o 1,8 mln b/d, celem zlikwidowania zapasów i podniesienia cen tego surowca. Ceny faktycznie zaczęły rosnąć, co poprawiło perspektywy i produkcję państw niezrzeszonych w OPEC, zwłaszcza USA. W opinii agencji utrzymanie rosnącej produkcji ropy ze złóż niekonwencjonalnych w USA spowoduje ponowny wzrost nadwyżek ropy. Światowy wzrost podaży ma przekroczyć wielkość popytu w 2020 r., głównie za sprawą USA, a także Norwegii, brazylijskich złóż podmorskich i kanadyjskich piasków bitumicznych. Dlatego IEA prognozuje, że w roku 2019 i 2020 państwa OPEC zdecydują się na dalsze cięcia produkcji. Innymi słowy państwa OPEC i Rosja, decydując się w 2017 r. na redukcję wolumenu produkcji, doprowadziły do oddania części rynku państwom niezrzeszonym, w tym USA.

Szef IEA powiedział, że drastyczny spadek zapotrzebowania USA na import ropy „wywrze głęboki wpływ na geopolitykę energetyczną”. W 2017 r. udział saudyjskiej ropy w amerykańskim imporcie wynosił 943 tys. b/d i jest to najniższy wynik od 1988 r., co najlepiej obrazuje skalę przemian geopolitycznych. W ub.r. USA po raz pierwszy

od 1957 r. przeszły również na pozycję eksportera gazu netto. Świadomy zachodzących w świecie zmian król Arabii Saudyjskiej wysłał swego następcę tronu Muhammada ibn Salmana na trzy tygodnie do USA, gdzie księżę spotkał się m.in. z prezydentem Donaldem Trumpem. Warto zaznaczyć, że pierwsze spotkanie prezydenta USA Franklina Roosevelta z królem Arabii Saudyjskiej odbyło się 20 lutego 1945 r. na pokładzie amerykańskiego okrętu wojennego. Wówczas zawieszono sojusz USA i Arabii Saudyjskiej, którego fundamentem są gwarancje wzajemnego bezpieczeństwa energetycznego i militarnego.

Optymistyczna prognoza IEA o rosnącym wydobyciu opiera się na założeniu wzrostu gospodarczego w Azji i odrodzeniu przemysłu petrochemicznego w USA. Jednak decyzja prezydenta Donalda Trumpa o wprowadzeniu ceł na import stali i aluminium może uderzyć w oba przyczynki wzrostu gospodarczego, poprzez negatywny wpływ ceł na handel i zużycie paliw w sektorze morskim i transporcie drogowym. Prezes Pioneer Natural Resources Tim Dove uważa, że duże cło na stal i aluminium będzie mieć negatywny wpływ na produkcję ropy z formacji łupkowych, poprzez utrudniony w USA dostęp do stopów produkowanych w UE, a używanych w branży węglowodorowej. Także Sara Ortwein, prezes XTO Energy, należącej do ExxonMobil, krytycznie wyraziła się o wprowadzonych taryfach, mówiąc, że przemysł naftowy i gazowy jest motorem wzrostu gospodarczego i wszystko, co go ogranicza, nie jest tym, czego ten przemysł potrzebuje. Krótko przed wejściem w życie restrykcji handlowych D. Trump podjął decyzję o czasowym wyłączeniu UE i sześciu innych państw (Kanady, Meksyku, Australii, Argentyny, Brazylii i Korei Południowej) z programu ceł.

Duże znaczenie dla produkcji ropy na świecie ma utrzymanie porozumienia nuklearnego z Iranem z 2015 r. Wprowadzenie kontroli irańskiego programu w zamian za zniesienie sankcji spowodowało obniżkę cen ropy. Warto odnotować, że co do wielkości Iran ma czwarte zasoby ropy naftowej na świecie. Jednak Donald Trump już w trakcie kampanii prezydenckiej w 2016 r. krytykował porozumienie z Teheranem, twierdząc, że należy je naprawić lub zerwać. W połowie stycznia br. D. Trump po raz kolejny i – jak zaznaczył – już ostatni, wstrzymał na 120 dni decyzję o ponownym wprowadzeniu sankcji wobec Iranu, dając zarazem Waszyngtonowi i państwom UE czas na „naprawę porozumienia”. Na dalszy los porozumienia pomiędzy Iranem a USA, Rosją, Wielką Brytanią, Francją, Niemcami oraz Chinami będzie miała wpływ dymisja ze stanowiska sekretarza stanu Rexa Tillersona, który usiłował spełnić oczekiwania prezydenta Trumpa i dokonać zmian w porozumieniu. W opinii wiceministra spraw zagranicznych Iranu Abbasa Aragczego dymisja

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

Tillersona i mianowanie na to stanowisko byłego szefa Centralnej Agencji Wywiadowczej Michaela Pompeo przybliżają USA do decyzji o wycofaniu się z porozumienia i nałożenia sankcji na Teheran. Jednak Wielka Brytania, Francja i Niemcy nie zadeklarowały woli ponownego wprowadzenia sankcji wobec Iranu. Brak spójności działań bez wątpienia zmniejszy rezonans ewentualnej decyzji prezydenta Trumpa. Jeśli porozumienie zostanie utrzymane mimo wycofania się z niego USA, to nadal możliwy będzie eksport ropy naftowej przez Iran.

USA. Plan rozszerzenia zakresu wierceń naftowych na wodach przybrzeżnych USA napotyka na coraz większy opór, szczególnie w stanach nadbrzeżnych, co jest spowodowane protestami społecznymi i niewielkim zainteresowaniem firm, które wybierają mniej kontrowersyjne projekty. Sekretarz spraw wewnętrznych Ryan Zinke odbył rozmowy z gubernatorami i wielu z nich zgłaszało argumenty na rzecz nierozwijania wydobywania. O wyłączenie z programu wierceń ubiegało się 12 stanów, w tym Alabama i Georgia, ale Zinke uwzględnił tylko apel Florydy. Zaproponował także, by jego resort był partnerem firm węglowodorowych, które starają się o koncesje na terenach federalnych. Dodał, że administracja ograniczy przepisy i usprawni inspekcje w celu zwiększenia liczby wierceń. Powiedział, że przewlekłe procedury są nieamerykańskie i wydanie pozwolenia na rozbudowę infrastruktury energetycznej nie powinno trwać dłużej niż dwa lata. Departament spraw wewnętrznych zajmuje się dzierżawą terenów morskich i zarządza 1/5 gruntów USA, zarazem 20% węglowodorów jest produkowanych na terenach podlegających jurysdykcji tego departamentu. Działania R. Zinkego wpisują się w zapowiadaną przez Donalda Trumpa „energetyczną dominację USA w świecie”.

Kolejny sędzia federalny odrzucił wysiłki administracji D. Trumpa, zmierzające do opóźnienia wdrożenia regulacji ograniczających emisję metanu podczas produkcji węglowodorów. Regulacje przyjęte przez administrację poprzedniego prezydenta USA Baracka Obamy mają, w opinii sędziego, zasadnicze znaczenie dla środowiska i zdrowia publicznego. W październiku ub.r. zapadła pierwsza decyzja nakazująca wdrożenie przepisów.

Kanada. Toczące się już od wielu miesięcy renowacja Północnoamerykańskiego Układu Wolnego Handlu (NAFTA) oraz narastająca na rynku ropy i gazu konkurencja pomiędzy USA a Kanadą zaczynają się negatywnie odbijać na inwestycjach w Kraju Klonowego Liścia. Wydatki na tę branżę w br. wyniosą 33,2 mld USD i będą niższe o 12% od ubiegłorocznych. Największe spadki odnotują prowincje: Alberta – o 12% (do 22,5 mld USD), Nowa Funlandia i Labrador – o 31% (do 1,7 mld USD), Kolumbia Brytyjska – o 8,7% (do 4,6 mld USD) i Saskatchewan – o 1% (do 3,9 mld USD). Trend ten w dużej mierze wynika z braku rozwoju infrastruktury przesyłowej, a decyzja o jej rozbudowie należy do rządu Kanady, który jednak odczuwa rosnącą presję Waszyngtonu, także w ramach renowacji NAFTA. Kanadyjski Bank of Nova Scotia alarmuje, że dalsze opóźnienia w konstrukcji rurociągów przesyłowych (Keyston XL, rozbudowa Trans Mountain i Line 3) będą powodować zmniejszenie wpływów do budżetu państwa o 15,6 mld USD rocznie. Straty te mogą być mniejsze (o 7–10 mld USD/r), jeśli zostanie rozwinięty zastępczy transport kolejną. Przesył gazu boryka się z podobnymi problemami. Australijska fir-

ma Woodside wycofała się z projektu Grassy Point LNG na zachodnim wybrzeżu Kanady. Terminal miał eksportować do 20 t gazu rocznie. Firma poinformowała, że skupi się na projekcie Kitimat, w którym udziały posiada także Chevron (50%). Terminal Kitimat ma licencję na eksport 10 t gazu. Jednak współudziałowiec – amerykański Chevron – rozważa możliwość sprzedaży udziałów w terminalu. Brak decyzji o połączeniu odcinków gazociągu w Quebecu i Nowym Brunswiku doprowadził do wstrzymania rozwoju terminali eksportujących LNG także na wschodnim wybrzeżu Kanady. Z kolei brak zgody Kolumbii Brytyjskiej na rozbudowę ropociągu Trans Mountain, mimo pozytywnej decyzji National Energy Board, utrudnia eksport ropy. Rozwój tego ropociągu, łączącego złoża Alberta via Kolumbia Brytyjska z Vancouver, umożliwiłyby potrojenie przesyłanej ilości surowca. W listopadzie 2017 r. sytuację producentów ropy w Kanadzie skomplikowała także awaria ropociągu Keyston w Dakocie Południowej. Wyłączenie tego ropociągu z użytkowania zmusiło prowincję Alberta do pełnego wykorzystania powierzchni magazynowej i w efekcie powstania spreadu pomiędzy baryłką ropy Western Canadian i U.S. Crude na poziomie ponad 30 USD. Duża różnica pomiędzy kursem sprzedaży i kupna narosła mimo decyzji Alberta o wprowadzeniu 20-procentowych cięć w produkcji.

By rozwiązać problem braków infrastruktury przesyłowej rząd Kanady zdecydował się powołać Canadian Energy Regulator, który będzie odpowiadać za rozwój infrastruktury, zwłaszcza spornych konektorów łączących prowincje. Ale na efekty tej decyzji trzeba poczekać kilka lat. Tymczasem amerykańsko-kanadyjskie relacje węglowodorowe utrudnia także decyzja Waszyngtonu z grudnia 2017 r. o obniżce podatku dla przedsiębiorców z 35 do 21%. Na taką decyzję rząd Kanady nie jest gotowy, o czym poinformował minister finansów. Zachęca jednak prowincje do wdrażania programów rozwojowych dla branży ropy i gazu. I tak prowincje Nowa Funlandia i Labrador opublikowały plan, który obejmuje wykonanie 100 otworów poszukiwawczych z zamiarem podwojenia produkcji węglowodorów do 2030 r. Rada Rozwoju Przemysłu Ropy i Gazu, powołana do koordynowania działań prowincji, zapowiedziała, że zamierza rozwinąć poszukiwania, zmodernizować struktury zarządzania, zapewnić globalną konkurencyjność branży, poprawić łańcuch dostaw i wspierać innowacyjność (a wymienione cele zamierza osiągnąć w ciągu 24 miesięcy). W dalszych krokach do 2022 r. rada opracuje szczegółowe plany zagospodarowania złóż węglowodorowych oraz harmonogram rozwoju wydobywania gazu i dywersyfikacji jego eksportu. W perspektywie do 2030 r. postawiono sobie za cel wysoką komercyjną produkcję gazu, rozwój branży serwisowej i stworzenie „światowej klasy klastra energetycznego”. Jednak na dalsze działania rządu prowincji na pewno wpływ będzie miała decyzja ExxonMobil, który sprzeda 19% udziałów w podziemnym złożu Terra Nowa. Znajduje się ono w odległości 350 km na południe od Nowej Funlandii i Labradoru. Operatorem złoża jest zależna od Suncon Energy firma Petro-Canada, posiadająca 39% udziałów. Pozostali akcjonariusze to Husky Oil i Murphy Oil Corporation. Z 30 otworów odwierconych w tym złożu wydobyto już 400 mln baryłek ropy naftowej. Dyrektor ExxonMobil Darren Woods powiedział, że w ciągu najbliższych 5 lat firma zamierza zainwestować w USA 50 mld USD, by skorzystać z wprowadzonej w grudniu ub.r. obniżki podatków.

Rosja. Rosyjska firma Zarubezhneft utworzyła z Fana Energy rosyjsko-irańskie konsorcjum. Jego celem jest zwiększenie wydobycia z dwóch pól gazowych przy granicy z Irakiem. Wartość umowy na produkcję ze złóż Aban i West Paidar ma wynieść 740 mln USD. Z kolei Novatek podpisał umowę (MoU) z Saudi Aramco, dotyczącą: dostaw LNG, wspólnego rozwoju poszukiwań i wydobycia, a także technologii. Novatek eksploatuje gaz i kondensat w Jamalsko-Nienieckim Okręgu Autonomicznym. W grudniu 2017 r. uruchomił pierwszy z trzech planowanych zakładów produkcji LNG, o wydajności 5,5 mln t/r. Przewodniczący zarządu Novateku Leonid Michelson poinformował, że elementem strategii firmy jest szybkie zwiększenie produkcji skroplonego gazu i pozyskanie partnerów międzynarodowych.

W lutym br. ExxonMobil ogłosił, że rezygnuje ze współpracy z Rosnieftem w Arktyce. Może to oznaczać koniec projektu Sachalin-1 LNG na Dalekim Wschodzie, w którym udziały mają ExxonMobil (30%), Sakhalin Oil & Gas (30%, Japonia), ONGC Videsh (20%, Indie) i 2 spółki córki Rosnieftu (Sakhalinmorneftegas-shelf i RN-Astra, łącznie 20%). W opinii Samuela Lussaca z Wood Mackenzie decyzja ExxonMobil „stanowi formalny koniec długofalowej strategii ExxonMobil dotyczącej eksploracji Arktyki, która doprowadziła do odkrycia ogromnego złoża Pobeda w 2014 roku”. Na decyzję ExxonMobil raczej niewielki wpływ miało ogłoszenie w styczniu br. przez departament skarbu USA czarnej listy, na której znaleźli się przedstawiciele samostanowionych republik i kilku rosyjskich firm, w tym Surgutnieftegaz. Powodem zakończenia współpracy może być coraz trudniejsza sytuacja Rosnieftu na rosyjskim rynku gazu. Miesiąc temu komitet energetyczny przy rosyjskiej Dumie Państwowej odmówił koncernowi Igora Sieczina wydania zgody na eksport gazu w formie skroplonej z planowanego terminalu LNG Peczora. W świetle tego postanowienia dalsze inwestowanie w instalację do eksportu LNG, w które jest zaangażowany Rosnieft, może nie być najlepszą decyzją biznesową. Nade wszystko jednak relacje Rosji z Europą i USA są coraz bardziej napięte. Rexa Tillersona, byłego szefa ExxonMobil, zastąpił na stanowisku sekretarza stanu USA były szef CIA Mike Pompeo. Warto także przypomnieć, że od września ub.r. we władzach Rosnieftu zasiada były kanclerz Niemiec Gerhard Schröder i o dokooptowaniu go do grona dyrektorów zdecydował raczej Władimir Putin, a nie Igor Sieczin. Konsekwencją wycofania się ExxonMobil ze współpracy będzie strata 200 mln USD i wcześniej zainwestowanych w poszukiwania na Morzu Karskim 700 mln USD.

Ukraina. W grudniu ub.r. Gazprom przegrał z Ukrainą postępowanie przed sądem arbitrażowym w Sztokholmie i został uznany za winnego zawyżania cen gazu i zobligowany do zwrotu 2,56 mld USD. Za niezgodne z prawem trybunał uznał także wpisanie do umowy gazowej klauzuli „bierz lub płać” i obniżył obowiązkową kwotę wykupu gazu przez Kijów do 4 mld m³ gazu rocznie. Prezes Gazpromu Aleksiej Miller na początku marca br. powiedział, że kontrakt w nowym kształcie jest ekonomicznie nieatrakcyjny i odmówił dalszych dostaw gazu Ukrainie. Gazprom zwrócił pieniądze za gaz zamówiony na marzec i poinformował, że rozpoczyna starania mające na celu zakończenie dostawy gazu na Ukrainę. Ciśnienie wejściowe rosyjskiego gazu do magistrali Ukrainy zostało już obniżone poniżej parametrów zapisanych w umowie tranzytowej. Prezydent Ukrainy Petro Poroszenko zapew-

nił Brukselę, że Kijów dostarczy do UE cały zamówiony gaz. Zarazem wprowadzono na Ukrainie ograniczenia dla krajowych odbiorców surowca.

W związku z trudnościami w uzyskaniu od Gazpromu nadpłaconych kwot za gaz placówki dyplomatyczne Ukrainy dostały polecenie określenia aktywów rosyjskiej spółki za granicą celem konfiskaty jej majątku. Aktywa rosyjskiej firmy na Ukrainie, o wartości 3,8 mln USD, już zostały zajęte. Równoległe do tych wydarzeń toczy się w Brukseli i Waszyngtonie dyskusja nad kolejnymi nitkami Gazociągu Północnego. Rzeczniczka Departamentu Stanu Heather Nauert oświadczyła, że USA są przeciwne budowie gazociągu Nord Stream 2, a firmy związane z tym projektem mogą być „wystawione na amerykańskie sankcje”. Zarazem administracja prezydenta Trumpa tłumaczy powolne tempo wdrażania ustawy o przeciwstawianiu się wrogom Ameryki poprzez sankcje (CAATSA) protestami państw UE, w tym Niemiec i Austrii. Stanowisko USA pojawiło się dwa tygodnie po prezentacji wiceprzewodniczącego KE Marusza Szeftzowicza, który podczas konferencji CERAWEEK w Houston bronił decyzji Niemiec i UE w sprawie gazociągu OPAL, odnogi Nord Stream. Powiedział, że decyzja o przyznaniu Gazpromowi prawa do 80% przepustowości jest zgodna z prawem unijnym. Szeftzowicz przypomniał również, że PGNiG i polski rząd zaskarżyły tę decyzję do Europejskiego Trybunału w Luksemburgu i decyzja może zapaść w marcu lub kwietniu.

Niemcy. Firma Wintershall ogłosiła plan rozszerzenia działalności podmorskiej w Brazylii. Jej dyrektor Mario Mehren zapowiedział, że po połączeniu z rosyjskim DEA firmy będą wspólnie występować w przyszłych rundach licencyjnych. Dodał, że celem jego firmy jest pozyskanie kolejnego ważnego obszaru po Norwegii, a brazylijska linia brzegowa jest postrzegana jako jeden z najbardziej obiecujących regionów naftowych na świecie. Wintershall jest także otwarty na współpracę z ExxonMobil i Statoil. Obecnie firma posiada zasoby w Libii, na Morzu Północnym i w rosyjskiej części Arktyki.

Morze Śródziemne. W połowie lutego na Morzu Egejskim doszło do incydentu. Grecki statek straży przybrzeżnej został uszkodzony przez turecką łódź patrolową, której załoga próbowała wypchnąć greckie statki z wód okalających kilka niezamieszkałych wysepek na wodach spornych. Turcja blokuje również prace włoskiej firmy Eni, uniemożliwiając jej transport platformy wiertniczej na miejsce planowanego wiercenia. W tym celu Ankara przeprowadza morskie manewry wojskowe. Turecki minister energetyki zapowiedział, że rząd nie pozwoli na jednostronną decyzję o wydobyciu węgłowodorów na południowym wschodzie wyspy. Dodał, że eksploatacja nie będzie możliwa aż do czasu zjednoczenia podzielonego etnicznie Cypru. Szef Eni rozważa możliwość wstrzymania prac do czasu wycofania przez Turcję okrętów wojennych i transport platformy wiertniczej do Maroka, „dając dyplomacji czas na działanie”. Z kolei prezydent Cypru zapowiedział, że prace będą kontynuowane z pożytkiem dla wszystkich mieszkańców wyspy. Środki finansowe pozyskane z wydobycia surowców mają być wpłacone na fundusz i rozdysponowane po zjednoczeniu Cypru.

Grecja. Energean Oil&Gas będzie rozwijać prace w greckiej strefie morskiej. Postawi m.in. dwie platformy i wykona 25 odwiertów na obszarze złóż Prinos, Prinos North

i Epsilon. Inwestycje będą warte ok. 180 mln USD. Energean poinformowała, że wydłużenie porozumienia z odbiorcą ropy BP Oil International o cztery lata, czyli do 2025 r., zapewni niezbędne środki finansowe na prace. Energean rozbuduje także infrastrukturę do eksploatacji złoża Katakolon. Wiercenia mają się rozpocząć w tym lub najpóźniej w przyszłym roku.

Libia. Total odkupił od Marathon Oil udziały w libijskim złożu Waha w basenie Sirte. Francuska firma ma 16,33%, pozostali udziałowcy to libijski National Oil Corp (59,18%), ConocoPhillips (16,33%) i Hess (8,1%). Konsorcjum zamierza zwiększyć dzienną produkcję z 30 do 40 tys. BOE/d w 2020 r. Libia wciąż nie powróciła do produkcji sprzed 2011 r., z dziennym wydobywaniem na poziomie 1,6 mln BOE. Total posiada także udziały w podmorskiej koncesji Al Jurf (37,5%), w Block ex-NC 115 (15%) i w Block ex-NC 186 (12%). Dzienna produkcja Total w Libii wyniosła w zeszłym roku 31,5 tys. BOE.

Izrael. Amerykańska firma Noble Energy podpisała umowę na sprzedaż 42 mld m³ gazu z izraelskich pól Tamara i Leviatan, których jest operatorem. Odbiorca gazu Dolhinus Energy dostarczy surowiec do branży przemysłowej i chemicznej. Dostawy gazu rozpoczną się z końcem 2019 r., umowa będzie obowiązywać 10 lat, a jej wartość wyniesie 15 mld USD.

Arabia Saudyjska. Mimo hucznie dyskutowanych planów sprzedaży 5% udziałów w Saudi Aramco na jednej z dużych światowych giełd (rozważano giełdy w Nowym Jorku, Londynie, Hong Kongu, Singapurze i Tokio), Arabia Saudyjska prawdopodobnie ograniczy się do emisji akcji tylko na giełdzie Tadawul. Ostateczna decyzja jeszcze nie zapadła, ale na jej korzyść przemawiają chęć zredukowania ryzyka prawnego i rosnąca cena baryłki ropy, która niweluje presję ekonomiczną. Część administracji i pracowników Aramco wciąż optuje za równoległym notowaniem akcji na jednej z zagranicznych giełd. Ponoć brane są pod uwagę giełdy w Nowym Jorku, Londynie i – najbardziej prawdopodobna – w Hong Kongu. Do sprawy sprzedaży części udziałów w Aramco odniósł się krótko dyrektor firmy Amin Nasser. Podczas CERAWEEK powiedział, że to rząd zdecyduje, kiedy i gdzie nastąpi sprzedaż udziałów. Termin wprowadzenia Aramco na giełdę przesunięto o rok, tj. na 2019 r. Środki pozyskane z aukcji mają zasilić fundusz, który będzie budżetem dla planu transformacji gospodarki „Wizja 2030”. Zakłada on dywersyfikację źródeł dochodu kraju uzależnionego obecnie od eksportu ropy naftowej. Podczas konferencji w Houston Amin Nasser powiedział również, że w ciągu najbliższych 25 lat światowy przemysł naftowo-gazowy będzie potrzebował 20 bln USD, aby sprostać zapotrzebowaniu na węglowodory i zwiększyć współczynnik zastąpienia rezerw. Dodał, że nowe inwestycje pojawią się, gdy ropa będzie mogła konkurować z alternatywnymi źródłami energii na tym samym poziomie i według tych samych reguł. Zauważył, że obecnie ok. 99% pojazdów pasażerskich używa silników spalinowych, dlatego trzeba kwestionować błędne założenie dotyczące tempa, w jakim alternatywne technologie przejmą rynek. I mimo wzrostu liczby pojazdów elektrycznych rynki petrochemiczne w najbliższych dwóch dekadach będą wymagały znaczących inwestycji, by zapewnić zapotrzebowanie na ropę.

Zjednoczone Emiraty Arabskie. Za zgodą Najwyższej Rady ds. Ropy Naftowej Włoskie Eni nabyło na początku marca od Abu Dhabi National Oil Company (ADNOC) 10% udziałów w Umm Shaig & Nasr (za 575 mln USD) oraz 5% w Lower Zakum (za 300 mln USD). Równolegle podpisało drugą umowę, na mocy której Eni odsprzedało 10% udziałów w egipskiej koncesji Shorouk firmie Mubadala Investment za 934 mln USD. Tydzień później francuski Total podpisał 40-letnią umowę z Najwyższą Radą ds. Ropy Naftowej Zjednoczonych Emiratów Arabskich i za kwotę 1,4 mld USD otrzymał 20% udziałów w złożu gazu Umm Shaig & Nasr i 5% w Lower Zakum. W tym ostatnim udziale mają jeszcze indyjski ONGV Videsh i japoński INPEX. Nasr produkuje 300 tys. b ropy/d – wraz z Umm Shaig potencjał może wzrosnąć do 460 tys. b/d. W złożu tym znajdują się także duże zasoby kondensatu.

Zjednoczone Emiraty Arabskie i Katar rozszerzyły wspólną koncesję al-Bunduq w Zatoce Perskiej. Złoże to, zlokalizowane 200 km na północny zachód od Abu Dhabi i 100 km na wschód od Dohy, jest eksploatowane od 1975 r. W 2012 r. dzienne wydobywanie wynosiło 12 tys. baryłek. Infrastrukturę wydobywczą rozbuduje konsorcjum składające się z japońskich firm United Petroleum Development (spółka córka Cosmo Energy Exploration & Production), JX Nippon Oil & Gas i Mitsui Oil Exploration. Surowiec trafia na rynki azjatyckie, głównie do Japonii. Wspólna decyzja o przedłużeniu koncesji jest warta podkreślenia, bo Katar od miesięcy jest bojkotowany przez Bahrajn, Egipt, Arabię Saudyjską i Zjednoczone Emiraty Arabskie. Kraje te wstrzymały wymianę handlową i zamknęły transport drogami lądowymi, morskimi i powietrznymi, łączącymi z Katar. Sąsiednie państwa zarzucają katarskiemu rządowi utrzymywanie zbyt bliskich relacji z Iranem i wspieranie ekstremistów muzułmańskich, w tym Bractwa Muzułmańskiego. Mimo sporu Katar nie zdecydował się na wyłączenie podmorskiego rurociągu gazu, którym dostarcza surowiec do Zjednoczonych Emiratów Arabskich.

Indie. Oil & Natural Gas Corp. uruchamia wydobywanie gazu z pokładów węgla w zagłębiu węglowym Bokaro w stanie Jharkhand. W pierwszej fazie prac firma zamierza wykonać 30 odwiertów, w tym 8 kierunkowych. Otwory poziome zostaną wykonane na głębokości 400–1400 m. W planie zagospodarowania złoża założono wykonanie 140 odwiertów. W trzech blokach w stanie Jharkhand (Bokaro, Jharia i North Karanpura) ONGC wykona łącznie 350 otworów.

Pakistan. OMV sprzeda swoje aktywa w Pakistanie firmie Dragon Prime Hongkong za 157 mln EUR. OMV Pakistan posiada udziały w pięciu blokach: Sawan, Miano, Latif, Gambat oraz Mehar, i jest operatorem czterech z nich. Dzienna produkcja firmy w Pakistanie wynosi 4,81 mln m³.

Bangladesz. Planowane jest wykonanie trzech odwiertów poszukiwawczych na lądzie. W tym celu firma Bangladesh Exploration & Production Co. Ltd. (Bapex) podjęła współpracę z amerykańską firmą Socar. Socar posiada 51% udziałów w projekcie, pozostałe należą do Bapex.

Źródło: Oil and Gas, Penn Energy, BOE, Enercom, Energy Information Administration, Express News Line, Rzeczpospolita, Bloomberg, Reuters, Financial Times