



WIADOMOŚCI GOSPODARCZE

Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Grzegorz Makuch¹



Australia. Firma Origin Energy wraz z brytyjską Falcon Oil & Gas rozpoczęły drugi etap prac w formacji łupkowej w basenie Beetaloo na Terytorium Północnym. Po zniesieniu moratorium na szczelinowanie firmy te postanowiły powrócić do prac na nowo odkrytym złożu Amungee i przeznaczyć 65 mln USD na wiercenie jednego otworu pionowego i dwóch poziomych i wykonanie szczelinowania hydraulicznego. Falcon ma 70% udziałów w tej inwestycji, a Origin Energy nabył pozostałe 30% od Sasola, w blokach EP 76, EP 98 i EP 117. Szacuje się, że na australijskim Terytorium Północnym znajdują się siódme pod względem wielkości zasoby gazu ziemnego na świecie i szóste zasoby ropy. Struktura basenu jest podobna do rozpoznanych amerykańskich basenów Marcellus i Barnett Shale. Władze stanu przygotowały pięciopunktową strategię, która ma uczynić z regionu światowe centrum dystrybucji gazu. Plan zakłada zwiększenie produkcji gazu, rozwój branży usług, budowę potencjału badawczego, większą produkcję LNG (który będzie eksportowany z terminalu Darwin) oraz zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego na wschodnim wybrzeżu Australii.

Obok eksportu skroplonego gazu ziemnego drugą możliwością zagospodarowania tego paliwa jest projekt przesyłania go z Terytorium Północnego na południowy wschód – do Nowej Południowej Walii i na Terytorium Wiktorii. Szef rządu Terytorium Północnego Michael Gunner powołał grupę roboczą do spraw rozwoju wydobycia gazu z formacji łupkowej, do której należą: były szef rządu Clare Martin, biznesmen Dick Guit i były premier Paul Tyrrell. Bez względu na to, czy gaz z północy będzie przesyłany na południe, czy eksportowany w postaci LNG, niewątpliwie Terytorium Północne nie jest w stanie zaabsorbować całej wydobywanej ilości surowca i brak rynków zbytu jest obecnie głównym problemem producentów. Z kolei rząd stanu Australia Południowa opracowuje projekt wprowadzenia 10-letniego moratorium na szczelinowanie hydrauliczne na swoim terytorium. Projekt moratorium wysunął poseł niezależny Troy Blair. Australijskie Stowarzyszenie ds. Produkcji i Eksploatacji Ropy Naftowej (*Australian Petroleum Production & Exploration Association* – APPEA) krytycznie odniosło się do propozycji tej ustawy.

Z kolei lider australijskiej opozycyjnej Partii Pracy Bill Shorten przedstawił z początkiem września strategię kontroli eksportu gazu skroplonego. Zakłada ona blokowanie sprzedaży surowca za granicę, jeśli ceny gazu na rynku

wewnętrznym przekroczą punkt określony przez Australijską Komisję Konkurencji i Konsumentów (*Australian Competition & Consumer Commission* – ACCC). W grudniu ub.r. ACCC ustaliła cenę referencyjną za gigadzul między 6,55 USD a 9,93 USD. W opinii APPEA strategia Partii Pracy może prowadzić do odstraszenia inwestorów, co przełoży się na wyższe ceny gazu. Rządząca obecnie w Australii koalicja liberalno-narodowa także wprowadziła mechanizm, który umożliwi rządowi interwencję w przypadku wystąpienia niedoboru gazu ziemnego na rynku krajowym. Tymczasem Kevin Gallagher, dyrektor australijskiej firmy Santos, powiedział, że rozwój skraplania i dystrybucji LNG jest w Australii zagrożony. Jest to wynik wzrostu ryzyka inwestycyjnego i Gallagher przypomina, że biznes węglowodorowy w Australii w dużej mierze zasada się na inwestycjach zewnętrznych. Do tej pory Australia miała opinię kraju stabilnego i przyjaznego dla inwestorów, jednak Gallagher obawia się, że politycy nie poprzestaną na kontroli eksportu czy wprowadzeniu regulacji cen, ale posuną się aż po przymusowe zbycie legalnie nabytych aktywów, co ostatecznie może zachwiać reputacją Australii. Należąca do Gallaghera firma Santos jest operatorem w projekcie Gladstone LNG, udziałowcem w Darwin LNG i posiada 25% udziałów w projekcie Barossa, który ma zapewnić surowiec dla terminali. Na perspektywy inwestycyjne i produkcję węglowodorów w Australii wpłynęła burzliwa zmiana na stanowisku premiera kraju, która dokonała się w sierpniu br. W wyniku wyborów lidera rządzącej partii usunięto z rządu Malcolma Turnbulla, którego zastąpił Scott Morrison. Jest to już szósta osoba na stanowisku premiera Australii w ciągu ostatnich 11 lat.

Meksyk. Administracja nowego prezydenta kraju Andresa Manuela Lopeza Obradora dąży do wprowadzenia zmian prawnych dających państwowej firmie Pemex więcej autonomii w doborze partnerów. Za kadencji poprzedniego prezydenta we współpracy z Kanadą dokonano gruntownej przebudowy instytucji regulującej rynek węglowodorowy, która finalnie została zapisana w konstytucji, co w założeniu miało uchronić branżę węglowodorową przed perturbacjami wynikającymi ze zmian politycznych w kraju. Obowiązujące rozwiązania zakładają m.in. publiczny przetarg na partnerstwo, co redukuje ryzyko wystąpienia korupcji. Proces koncesyjny wymaga także współpracy ministerstwa finansów z krajowym organem regulacji rynku ropy, co jest krytykowane przez nową administrację. Warto jednak podkreślić, że w konsekwencji przebudowy systemu regulacji rynku węglowodorów meksykański system został nagrodzony przez Open Contracting Partnership

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

i Natural Resource Governance Institute i uznany za wzorcowy model dla innych państw. Obrador wstrzymał jednak przeprowadzenie kolejnej rundy przetargowej do czasu, aż nowa administracja przeanalizuje pod kątem oznak korupcji 107 dotychczas wydanych koncesji. Umowy zostały zawarte z 35 meksykańskimi firmami i 38 zagranicznymi graczami z 20 różnych krajów i będą obowiązywać od 25 do 35 lat. Analiza tych umów miała trwać do końca br., jednak doradca prezydenta Fluvio Ruiz Alarcon już po miesiącu powiedział, że wszystkie wydane koncesje zostaną utrzymane w mocy. Eksperti podkreślali, że trudno będzie dopatrzeć się nieprawidłowości w wydanych 107 koncesjach i Alarcon podziela tę opinię. Natomiast otwarte pozostaje pytanie, czy i kiedy rundy przetargowe zostaną wznowione. Alarcon podkreślił, że należy przeanalizować dotychczasowy model przyznawania koncesji i dopiero po określeniu modelu najlepszego dla gospodarki zostaną rozpisane kolejne licytacje. Rundy przetargowe pierwotnie zaplanowane w tym roku na wrzesień (koncesje na eksploatację złóż konwencjonalnych) i październik (pierwsze koncesje na bloki w formacjach łupków ilastych) zostały przełożone na 14 lutego 2019 r. Francisco Monaldi z Rice University's Centre for Energy Studies podkreślił, że administracja prezydencka musi postępować bardzo ostrożnie, w przeciwnym razie firmy mogą złożyć pozwy sądowe o naruszenie prawa własności. Analitycy uważają, że za prezydentury Obradora firmy zagraniczne mają większą szansę na eksplorację po zawiązaniu kooperacji z narodowym Pemexem. Co się zaś tyczy formacji niekonwencjonalnych, to prace mogą zostać wstrzymane, bo prezydent Obrador jest przeciwnikiem szczelinowania hydraulicznego. Według prognoz Wood Mackenzie Meksyk będzie importował gaz z USA co najmniej do 2040 r.

Afryka. Afryka Północna była pionierem rynku LNG. Komercyjną produkcję gazu skroplonego jako pierwsza na świecie rozpoczęła Algieria, uruchamiając w 1964 r. terminal w Arzew. Następnie w 1970 r. dołączyła do niej Libia, a w 1996 r. – Nigeria. Po blisko dekadzie zastoju Afryka wraca do czołówki eksporterów skroplonego gazu ziemnego, do grona których zamierzają dołączyć Kamerun, Mozambik, Tanzania, Mauretania i Senegal. Według Międzynarodowej Unii Gazowniczej w 2016 r. 13,5% globalnego eksportu LNG pochodziło z Afryki, przy wykorzystaniu 56% mocy istniejącej infrastruktury. Przyczyną niskiego wolumenu eksportowanego surowca są różne – Libia zmagająca się z niepokojami wewnętrznymi, Angola była zmuszona do częściowej przebudowy terminalu, a w Egipcie wzrósł popyt na rynku wewnętrznym i spadła produkcja w konsekwencji rewolucji w 2011 r. Jednak Egipt już zwiększył produkcję i ma bardzo dobre perspektywy do długotrwałego rozwoju branży gazowej. Po uruchomieniu produkcji ze złoża Zohr, rozbudowie infrastruktury podmorskiego złoża West Nile Delta i zwiększeniu importu z izraelskich złóż Tamar i Lewiatan Egipt może zostać regionalnym centrum gazu ziemnego. Minister ds. ropy Egiptu Tarek El-Molla zapowiedział uruchomienie eksportu gazu w przyszłym roku, a terminale eksportowe w Idku i Damietta wrócą do pełnej aktywności.

W Nigerii po 11 latach oczekiwania Nigerian LNG uruchomi siódmą linię produkcyjną NLNG T7. Nowa linia zwiększy moce przerobowe z obecnych 22 do 30 mln t LNG. Do konsorcjum zarządzającego terminalem LNG

należą: Nigerian National Petroleum Corporation (49%), Shell (25,6%), Total (15%) i Eni (10,4%), a pierwszą linię produkcyjną uruchomiono w 1999 r. Pojawia się informacja, że inwestorem może zostać China National Offshore Oil Corporation (CNOOC), który zainwestował już 14 mld USD w projekty węglowodorowe w Nigerii. We wrześniu br. NNPC i CNOOC podpisały memorandum celem zbadania możliwości wspólnych inwestycji. Firmy podejmą się modernizacji infrastruktury NNPC w Port Harcourt, który znajduje się niedaleko planowanej NLNG T7. Uruchomienie kolejnej linii produkcyjnej wymaga nakładu 4,3 mld USD. Chiński inwestor jest najbardziej prawdopodobny. ChRL w ub.r. zdeklasowała Koreę Południową i stała się po Japonii drugim największym importerem LNG na świecie. Wojna celna z USA, która objęła także skroplony gaz ziemny, zmusza Pekin do szukania nowych dostawców LNG. Nigerią jest zainteresowany także ExxonMobil, który monitoruje rynek sejsmiki 3D w celu nabycia koncesji poszukiwawczych.

W Mozambiku amerykańska firma Anadarko Petroleum zainwestuje 2,5 mld USD w budowę terminalu do skraplania gazu. Planowo zostanie on oddany do użytku w 2023 lub 2024 r. i będzie produkował 12,8 mln t LNG rocznie. Z kolei Senegal, Gambia, Gwinea-Bissau i Gwinea przygotowują się do zintensyfikowania poszukiwań złóż węglowodorów. Norweskie firmy TGS i PGS, wspólnie z angielską GeoPartners, wykonają sejsmikę 3D na wodach na obszarze 11,5 tys. km². Kraje te, obok Kamerunu, Kongo-Brazzaville, Mauretanii, Senegalu i Mozambiku, korzystają na prognozach wzrostu popytu na gaz skroplony, zwłaszcza w Azji. Zarazem Barclays, na bazie danych Cedigaz, prognozuje niedobór LNG w 2021 r., w związku z czym ceny surowca będą dobrą podstawą do inwestycji w rozwój infrastruktury.

Hiszpania. Antonio Brufau, szef hiszpańskiej firmy Repsol poinformował, że gaz ziemny będzie stanowił filar strategii firmy. Podkreślił, że surowiec ten spełnia wszystkie oczekiwania społeczeństwa i kluczowe cele energetyki, do których należą: 1) bezpieczeństwo dostaw, 2) konkurencyjne ceny, 3) produkcja energii charakteryzująca się niskim śladem węglowym i 4) gwarancja powszechnego dostępu do energii. Brufau powiedział, że gaz ziemny jest paliwem czystym i idealnie pasuje do nowej generacji odnawialnych źródeł energii. Dodał, że w przyszłości gaz ziemny – w różnej formie, skroplony i ten słany gazociągami – będzie miał znaczącą rolę w osiągnięciu celów stojących przed firmą Repsol. Ponadto Brufau podkreślił, że pięć lat temu zrozumiał, jak wielką sprawą jest gaz z łupków i wciąż jest pod wrażeniem amerykańskiego dynamizmu w mobilizowaniu kapitału, eksploracji i odkrywaniu nowych jego zasobów, jak i prób uczynienia z USA światowego eksportera gazu.

Wielka Brytania. Urząd ds. Ropy i Gazu (*Oil & Gas Authority* – OGA) wdrożył przepisy liberalizujące dostęp do rdzeni, informacji z odwiertów, badań geofizycznych, danych sejsmicznych i produkcyjnych, modeli komputerowych oraz informacji o infrastrukturze i rurociągach celem intensyfikacji poszukiwań ropy naftowej i gazu ziemnego. OGA podkreśla, że część z tych danych zostanie udostępniona po raz pierwszy, a rozwój branży węglowodorowej powinien przynieść Wielkiej Brytanii do 2035 r. dochód brutto 140 mld GBP. Według prognoz OGA Wielka Bryta-

nia jeszcze w tym roku odnotuje znaczący wzrost liczby nowych projektów węglowodorowych. Urząd zatwierdził już 9 projektów i wyda zgodę na kolejnych 21, powiedział Gunther Newcombe – dyrektor OGA. Wśród inwestycji zatwierdzonych w tym roku są złoża Penguins (Anglo-Dutch Shell), West Brae (Marathon), Garten (Apache, Buzzard), Ballindalloch (Total) i Ganet E (Shell). Z kolei brytyjska Cuadrilla Resources powoli, ale skutecznie, posuwa na przód swój projekt łupkowy. We wrześniu otrzymała zgodę na drugie wiercenie horyzontalne i w październiku wykonała dwa szczelinowania hydrauliczne na obszarze koncesji w Lancashire. W pierwszym kwartale przyszłego roku ma dokonać oceny opłacalności uzyskiwania gazu z formacji łupkowej.

Rosja. Minister energetyki Aleksander Nowak poinformował, że są prowadzone rozmowy dotyczące budowy gazociągu Siła Syberii 2, znanego wcześniej jako Ałtaj. Zakłada on tranzyt 30 mld m³ gazu rocznie ze złóż Zachodniej Syberii do zachodnich Chin. Projekt bazuje na zasobach z okręgu jamalsko-nienieckiego, jego długość będzie wynosić 2700 km na terytorium Rosji i 54 km na terytorium Kazachstanu i Mongolii. Minister Nowak zapewnił o postępie w rozmowach pomiędzy Gazpromem i China National Petroleum Corporation (CNPC). Warunki techniczne konstrukcji rurociągu i dostaw gazu zostały już uzgodnione, ale strony wciąż nie zaakceptowały mechanizmu ustalania cen gazu. Po raz pierwszy publicznie o gazociągu wspomniął Władimir Putin w maju 2006 r., podczas wizyty w Chinach. Z końcem 2019 r. Gazprom ma ukończyć realizację innego gazociągu – Siła Syberii 1. Umożliwi on tranzyt 38 mld m³ gazu rocznie do Chin ze złóż Czajanda i Kowykta we Wschodniej Syberii. W przyszłym roku Gazprom zamierza kontynuować wiercenia w zawierającym gaz i kondensat złożu Kowykta w regionie Irkucka. Dotychczas odwiercił w nim 4 otwory produkcyjne. Złoże Kowykta odkryto w 1987 r. i Gazprom spodziewa się pozyskiwać z niego 25 mld m³ gazu rocznie, a ze złoża Czajanda – 35 mld m³. Analitycy podkreślają, że Siła Syberii 2 (Ałtaj) jest znacznie bardziej atrakcyjny ekonomicznie niż Siła Syberii 1. Trasa gazociągu Ałtaj przebiega w pobliżu wybudowanego już rurociągu z Zachodniej Syberii do Nowosybirsk, co znacząco zredukuje koszty projektu.

Premier Rosji Dmitrij Miedwiediew zobowiązał ministrów energetyki, rozwoju gospodarczego, finansów i transportu do przygotowania propozycji zaangażowania państwa w budowę terminalu przeładunkowego LNG na Półwyspie Kamczackim, który jest realizowany przez prywatną firmę Novatek. Z kolei Novatek ma przedstawić studium wykonalności terminalu. Na początku września Novatek i rząd podpisały umowę, zgodnie z którą firma zainwestuje 996 mln USD. Rząd – jak zapewnił Miedwiediew – rozważy możliwość przyznania ulg podatkowych. Moce przerobowe terminalu mają wynieść 20 mln t/r, a prace zostaną ukończone w 2022 lub 2023 r. Surowiec w pierwszej kolejności ma trafiać do Japonii i Korei Południowej.

Gazprom i Shell opóźniają ostateczną decyzję inwestycyjną dotyczącą projektu Sachalin 2, ponieważ wciąż nierozwiązana pozostaje kwestia zagwarantowania dostaw gazu. W 2013 r. pojawiła się informacja, że Rosja może zamrozić inwestycję w złożu gazowe Sztokman na Morzu Barentsa (szacowane nawet na 4 bln m³), ponieważ w

pobliżu Sachalina odkryto równie gigantyczne złożo, lecz łatwiejsze w eksploatacji. Czas jednak pokazał, że eksploatacja złoża Sztokman nie jest możliwa (ze względów technicznych lub ekonomicznych), a owo gigantyczne nowo odkryte złożo również nie zapewni surowca kolejnemu terminalowi eksportowemu, co może być spowodowane sankcjami nałożonymi na Rosję po aneksji Krymu.

Novatek pracuje nad rozwojem terminalu do eksportu gazu skroplonego Arctic LNG 2, który będzie bazował na zasobach złoża Utrenneje z Półwyspu Gydańskiego (Arctic LNG wykorzystuje zasoby złoża Południowy Tambej na półwyspie Jamał). Novatek wykona 245–260 otworów w złożu Utrenneje, by zapewnić produkcję minimum 30 mld m³ gazu rocznie przez 15 lat. W maju br. Novatek zawarł umowę sprzedaży 10% udziałów francuskiemu Total. Transakcja zostanie zamknięta 31 marca 2019 r. By przyspieszyć prace nad projektem, Novatek zlecił już duńskiej firmie Ramboll przeprowadzenie badań odnośnie wpływu oddziaływania na środowisko budowanego terminalu Arctic LNG 2. Projekt będzie realizowany przez konsorcjum, do którego należą: rosyjskie Nipogaz i TechnipFMC oraz niemiecki Linde (dostarczające technologii), a także włoski Saipem i amerykański Kellogg, Brown and Root Corporation (odpowiedzialne za infrastrukturę).

Warto odnotować, że firma Ramboll jest też zaangażowana w dywersyfikujący źródła gazu do Polski projekt budowy podmorskiego gazociągu Baltic Pipe – poprzez podpisanie 3 sierpnia 2017 r. umowy z Gaz-System na wykonanie prac analitycznych, badawczych i projektowych, niezbędnych do uzyskania wymaganych pozwoleń na budowę tej linii. Trzeba mieć nadzieję, że współpraca z firmą Ramboll będzie się lepiej układać niż z włoską firmą Saipem – głównym wykonawcą terminalu LNG w Świnoujściu, który zakończył budowę ze znacznym opóźnieniem, a media podkreślały wówczas bogatą historię współpracy Saipem z rosyjskimi firmami w ramach konstrukcji gazociągu Blue Stream, Nord Stream czy terminalu LNG na Sachalinie. Ramboll przygotował też ocenę oddziaływania na środowisko projektu Nord Stream 1. Nie zgadzała się z nią Estonia i także Szwecja wносиła zastrzeżenia.

Iran. Prezydent Hassan Rouhani złożył deklarację o utrzymaniu wielkości eksportu ropy naftowej mimo sankcji nałożonych przez USA. Dodał, że ropa jest na pierwszej linii konfrontacji i oporu. Mimo to eksport ropy spadł we wrześniu do 1,6 mln b/d w stosunku do 2,5 mln b/d w kwietniu br. Kraj zmaga się także z kryzysem walutowym, który doprowadził do protestów. Parlament zaczął kwestionować skład członków zespołu gospodarczego Rouhaniego. Tymczasem problemy gospodarcze mogą dopiero nadejść, bo w listopadzie br. USA przeszły do drugiej fazy sankcji, dążąc do redukcji eksportu Iranu do poziomu zerowego. Szef National Iranian Oil Company Ali Kador zapewnił jednak, że wszelkie próby redukcji eksportu ropy do zera są tylko blefem Donalda Trumpa, który doskonale wie, że jest to nieosiągalne. Kador dodał, że NIOC otrzymuje opłatę za ropę, a w razie trudności zgodzi się na płatności w euro. Minister spraw zagranicznych Iranu Javad Zarif poinformował, że Iran w dalszym ciągu wysyła ropę do Indii i transakcje z tym krajem są rozliczane w rupiach – za które to Teheran kupuje produkty, w tym żywność, od Delhi. Z kolei Pakistan potwierdził swoje

zainteresowanie budową gazociągu łączącego oba kraje. Także państwa UE próbują utrzymać współpracę gospodarczą z Iranem. Francja, Niemcy i Wielka Brytania, które są sygnatariuszami porozumienia w sprawie irańskiego programu nuklearnego, dążą do utrzymania w mocy porozumienia i zarazem chcą uniknąć amerykańskich sankcji. Ministrowie finansów tych państw podjęli decyzję o powołaniu instytucji finansowej – spółki celowej, która nie będzie bazowała na środkach publicznych, a jej zadaniem będzie obsługiwanie płatności w transakcjach z Teheranem. Inicjatywa powołania takiej spółki celowej miała wyjść z Paryża, a instytucja ta będzie dostępna dla przedsiębiorstw z wszystkich państw UE. Tradycyjne banki unikają angażowania się w interesy z Iranem, ponieważ obawiają się reakcji Stanów Zjednoczonych. Sytuację dodatkowo komplikują oskarżenia USA pod adresem Iranu o przeprowadzenie zamachu na konsulat w Basrze i ambasadę w Bagdadzie na początku września. Z kolei w drugiej połowie miesiąca doszło do ataku terrorystycznego w Teheranie, w wyniku którego zginęło 29 osób. Zastępca dowódcy Korpusu Strażników Rewolucji Islamskiej ostrzegł USA i Izrael, by spodziewały się odpowiedzi Iranu.

Katar. Państwo to jest niekwestionowanym liderem w produkcji skroplonego gazu ziemnego i dąży do ugruntowania swojej dominacji na rynku eksporterów tego paliwa. W związku z tym zamierza zwiększyć produkcję LNG z obecnych 77 do 100 mln t/r od 2023 r. O prawo kupna udziałów w planowanej rozbudowie infrastruktury ubiegają się Royal Dutch Shell i francuski Total, a także Exxon-Mobil i ConocoPhillips, które przez ostatnie dwie dekady współpracowały z Qatar Petroleum nad rozbudową infrastruktury gigantycznego złoża gazu North Field. Dzisiaj uzyskuje się z niego małym kosztem dużą produkcję gazu, co daje Katarowi bardzo mocną pozycję na rynku. USA ani Australia nie będą w stanie konkurować z Katarom przez wzgląd na niskie koszty produkcji gazu. Wyzwaniem mógłby być Iran, który jest właścicielem części złoża North Field – w Iranie nazywanym South Pars – ale w związku z sankcjami nałożonymi przez prezydenta Trumpa Teheran ma ograniczone możliwości wydobywania i eksportu węgłowodorów.

Oman. Ten drugi co do wielkości producent skroplonego gazu ziemnego na Bliskim Wschodzie rozpoczął rozbudowę terminalu do eksportu LNG, by utrzymać rosnącą krzywą eksploatacji ze złoża Khazzan. Obecnie produkcja LNG wynosi 10 mln t rocznie i ma być zwiększona o ok. 10% do 2021 r. Terminal Oman LNG należy w 51% do rządu, pozostałe udziały posiadają British Royal Dutch Shell, Total, portugalski Partex, a także firmy z Japonii i Korei Południowej. Za produkcję odpowiadają BP i Oman Oil Company Exploration & Production.

Arabia Saudyjska. Zrezygnowano z wprowadzenia krajowego giganta naftowego Saudi Aramco na giełdę i rozwiązano zespół doradców pracujących nad przygotowaniem oferty. Plan sprzedaży 5% udziałów ogłosił w 2016 r. książę i następca króla Mohammed ibn Salman ibn Abd al-Aziz Al Su'ud. Udziały, poza giełdą w Tadawul, miały być notowane także na jednej z giełd międzynarodowych (rywalizowały giełdy w Nowym Jorku, Londynie i Hong Kongu). Jednak minister energii Khalid al-Falih zdemento-

wał informacje o odwołaniu sprzedaży i zapewnił, że rząd pozostaje zaangażowany w pierwszą ofertę publiczną Saudi Aramco i dokona transakcji w wybranym przez siebie momencie, gdy warunki będą optymalne. Aramco miało wejść na giełdę celem pozyskania środków i zasilenia budżetu kraju, nadszarpniętego niską ceną baryłki ropy, która w 2016 r. wynosiła 35 USD, a dziś oscyluje w okolicach 80 USD, co daje Saudom spory margines budżetowej elastyczności. Ważne jest także, że środki pozyskane ze sprzedaży udziałów miały być w części przeznaczone na innowacyjny program autorstwa księcia Mohammeda *Wizja 2030*, który zakłada dywersyfikację gospodarki, odejście od uzależnienia od petrodolarów, a także transformację energetyczną.

Wydaje się, że po zawieszeniu wprowadzenia Aramco na giełdę rodzina królewska i elita rządząca odetchnęły z ulgą, bo sprzedaż udziałów wiązałaby się z udostępnieniem sporego pakietu informacji, jak np. wielkości zasobów ropy naftowej, co od samego początku nastroczało najwięcej kłopotów, a także systemu prowizji dla członków rodziny i elity rządzącej. A rodzina Saudów jest równie tajemnicza jak całe królestwo. Dlatego media sugerują, że za utraceniem pomysłu wprowadzenia Aramco na giełdę stali bankierzy, wyżsi przedstawiciele Aramco, doradcy króla, rodzina i przeciwnicy obozu reformatorskiego, którzy obawiali się zapędów 33-letniego księcia Mohammeda. Jest wysoce prawdopodobne, że bez dostępu do środków finansowych planowane reformy i wdrożenie *Wizji 2030* również zostaną odłożone na półkę.

Trudności przysparzał także wybór giełdy – Donald Trump lobbował u króla Salmana za giełdą nowojorską, z kolei Aramco preferowało giełdę w Londynie, obawiając się ewentualnie kryzysu w związku z rzekomym powiązaniem Saudów z zamachem terrorystycznym z 11 września 2001 r. Jednak dwuletnia dyskusja nad wprowadzeniem Saudi Aramco na giełdę może skutkować obniżeniem zaufania do tego koncernu, jak i kraju. Na to nakłada się brutalne morderstwo saudyjskiego dziennikarza (posiadającego status rezydenta w USA), który był krytyczny wobec Rijadu, a zwłaszcza księcia Mohammeda ibn Salmana, dokonane w konsulacie Arabii Saudyjskiej w Turcji.

Schlumberger. Firma Schearwater GeoServices, notowana na giełdzie w Oslo, podpisała umowę kupna WesternGeco, zależnej od Schlumbergera. Schearwater zapłaci 600 mln USD za 10 wysokiej klasy statków sejsmicznych, 12 kompletnych zestawów do krakowania parowego i 2 statki zbiornikowe. Umowa obejmuje także technologię sejsmiczną i infrastrukturę w Norwegii i Malezji. W ramach transakcji Schlumberger otrzyma także 15% udziałów w Schearwater. W styczniu br. Schlumberger ogłosił, że zamierza wyjść z branży akwizycji danych sejsmicznych ze względu na jej słabe wyniki. Po zakończeniu transakcji Schearwater będzie mieć flotę 14 statków wraz z oprzyrządowaniem do wykonywania badań sejsmicznych 3D i 4D.

Źródło: Oil & Gas Journal, Oil & Gas 360, Journal of Petroleum Technology, Oil and Gas Newsletter, Wood Mackenzie, EnerCom, Norwegian Oil & Gas, APPEA, ACCC, Santos, Gaz-System, Gazprom, Jens Hovsgaard – Szpiedzy których przyniosło ocieplenie