

Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Grzegorz Makuch¹



Świat. W 2018 r. odnotowano najwyższy wzrost netto wydobywania gazu ziemnego od 2010 r. – aż o 164 mld m³. Wzrost ten w głównej mierze jest zasługą Ameryki Północnej (71 mld m³) i Bliskiego Wschodu (39 mld m³). Europa zaś była jedynym regionem, w którym w tym czasie nastąpił spadek produkcji gazu.

Według prognoz Rystad Energy średni roczny wzrost produkcji do 2021 r. wyniesie 115 mld m³ i tym samym przekroczy poziom wzrostu z 2011 r. aż o 90%. Zarazem wzrost produkcji po 2018 r. w dalszym ciągu ma być napędzany przez Amerykę Północną. Rystad prognozuje, że możliwy wolumen gazu produkowanego w USA w 2025 r. to 1000 mld m³. Najmniejszy globalny wzrost produkcji gazu odnotowano w latach 2015–2016 – zaledwie o 12 mld m³. Rystad Energy przewiduje także wzrost wydatków na prace w obszarach morskich, zakładając że inwestycje te będą w bieżącym roku droższe od inwestycji na lądzie. Prognozowany wzrost wyniesie 4% i to za sprawą projektów poszukiwawczych. Z kolei branża usług na lądzie, zwłaszcza ta powiązana z produkcją węglowodorów z formacji łupkowych, ma pozostać w tym roku na niezmiennym poziomie. Ponadto Rystad informuje, że cykl życia projektów łupkowych jest krótszy, zatem wzrost inwestycji może przyjść niespodziewanie. I gdy cena ropy naftowej osiągnie 64 USD/baryłkę, inwestycje w projekty łupkowe mogą wzrosnąć o 5%, a gdy wzrośnie do 70 USD, aż o 14%. Za to, jeśli cena baryłki ropy spadnie do 60 USD część inwestorów, może – według Rystad Energy – zamrozić projekty w formacjach łupkowych i dokonać ponownego przeglądu wstrzymanych uprzednio projektów morskich. Ponadto w grudniu ub.r. rynek łupkowy w USA trochę wyhamował. Liczba szczelinowań otworów spadła z 50 do 44 dziennie.

Holandia. Francuski Total sprzedaje swoje morskie pola gazowe należące do Holandii i tym samym zaczyna się wycofywać z inwestycji w tym kraju. W grudniu 2018 r. firma ta wynajęła bank Jefferies, by ten poprowadził proces zbycia udziałów w złożach. W 2017 r. dzienna produkcja Totalu wyniosła 20 tys. boe (*barrel of oil equivalent* – ekwiwalent energii otrzymanej ze spalania jednej baryłki ropy naftowej), co stanowiło spadek w stosunku do 25 tys. boe w roku poprzednim. Firma ta swoją aktywność w Holandii rozpoczęła w 1964 r. i aktualnie ma 24 licencje, z których 20 jest produktywnych, ale w większości są to złoża dojrzałe. Ponadto wiele platform jest już przestarzałych, dlatego Total

podjął decyzję o ich likwidacji i tym samym skorzysta z przysługującej mu ulgi podatkowej. Koncern ten posiada także 55% udziałów w rafinerii w Zeeland i uczestniczy w sprzedaży gazu oraz energii w Holandii. Poza tym, podobnie jak inne duże firmy w ostatnich latach, sprzedaje starzejące się aktywa na Morzu Północnym, które często są skupowane przez mniejsze firmy.

Norwegia. Operatorzy zadeklarowali większą aktywność w 2019 r. i sumaryczny budżet na poszukiwania zwiększył się do 30 mld koron (3,5 mld USD), w stosunku do 25 mld koron w ub.r. W 2018 r. firmy odwierteły 51 otworów rozpoznawczych, w tym roku ich liczba ma być większa. Equinor zadeklarował wykonanie odwiertów w pobliżu pól Fram i Johan Svedrup, a Aker BP w rejonie Alvheim (szacunkowe zasoby to 300 mln boe) i Utsira High (szacunki między 100 a 421 mln boe). Szwedzki Lundin Petroleum wywierci także otwór w rejonie Utsira High, a hiszpański Repsol w złożu Yme (w którym Lotos ma 20% udziałów, OKEA 15% i KUFPEC Norway 10%). Equinor przeprowadzi również prace na Morzu Barentsa, w obszarze złoża Gjokaasen w pobliżu norwesko-rosyjskiej granicy morskiej. Szacuje się, że złożo to zawiera od 26 mln do 1,4 mld boe. W tym roku Equinor będzie również kontynuował eksploatację złoża Korpffjell, mimo niesatysfakcjonujących rezultatów dotychczasowych prac. Spośród wszystkich firm działających w Norwegii to Lundin Norway i Equinor są najaktywniejsze na Morzu Barentsa. Lundin Norway działa w obszarze Alta i Gotha, a Equinor w obszarach koncesji 960 (wraz z Dea Norge 20%, Lundin Norway 20%, Petoro 20%) i 961 (Aker BP 30% i Petoro 20%). Mimo wyjścia z Norwegii dużych firm, jak Chevron, Marathon Oil czy Hess, część podmiotów kontynuuje prace. Francuski Total posiada udziały w dużym złożu Johan Svedrup, angielsko-holenderski Royal-Dutch Shell eksploatuje złożo gazu Ormen Lange, oddział włoskiego Eni i brytyjskiego BP połączyły się z Hitec Vision i Aker, tworząc odpowiednio Vaar Energi i Aker BP.

Tore Gulbrandsoy z norweskiego oddziału Rystad Energy przyznaje, że część głównych graczy ograniczyła swoje działania, czy wręcz wycofała się z prac w Norwegii, podkreśla jednak, że obraz nie jest czarno-biały. Największy udział światowych koncernów w eksploatacji złóż węglowodorów Norwegia notowała w 2005 r. i było to 33%; w 2020 r. wskaźnik ten spadnie do 15%. Tymczasem rośnie zainteresowanie rynkiem norweskim wśród firm azjatyckich – Bangchak Corporation z Tajlandii stała się najwięk-

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

szym udziałowcem Okea. Norweski minister ds. ropy Kjell-Børge Freiberg podkreśla, że rząd stara się zachować różnorodność firm pracujących na norweskim rynku węglowodorowym.

Norweskie Ministerstwo Ropy Naftowej i Energii zwróciło się do Gassco, firmy kontrolowanej przez państwo, która odpowiada za infrastrukturę przesyłową, o zbadanie możliwości rozbudowy rurociągów w rejonie Morza Barentsa. Uprzednio z wnioskiem o zbadanie możliwości eksportu gazu z Morza Barentsa do Europy wystąpiły do Gassco: Equinor, Lundin Petroleum Alker BP, Spirit Energii i Vaar Energi. Firmy te spodziewają się wzrostu zapotrzebowania na gaz i w odpowiedzi na nie zamierzają zwiększyć produkcję błękitnego paliwa po 2030 r. Dyrektor norweskiego stowarzyszenia producentów ropy i gazu (*Norwegian Oil and Gas Association*) Karl-Eirik Schjøtt-Pedersen uważa, że Morze Barentsa może się stać ważnym regionem produkcji gazu, którego potencjał obecnie nie jest w pełni wykorzystywany przez wzgląd na braki w infrastrukturze przesyłowej. Szef norweskiego dyrektariatu naftowego Torgeir Stordal również zwraca uwagę na problem infrastruktury i szacuje, że pod dnem Morza Barentsa mogą się jeszcze znajdować duże zasoby gazu – nawet dwie trzecie tego, co odkryto do tej pory. Akwen ten jest słabo przebadany, dotychczas w dnie Morza Barentsa wykonano 198 otworów, podczas gdy na obszarze Morza Norweskiego – 891, a Morza Północnego – 5348. Szczególnej uwagi wymaga zwłaszcza zachodnia część Morza Barentsa, gdzie w ciągu ostatnich 40 lat wykonano zaledwie 19 odwiertów, podkreśla Sidsel Lindsø z ExploCrowd.

Dania. Kontynuowane są prace zmierzające do intensyfikacji wydobycia gazu ziemnego z gigantycznego złoża Tyra na Morzu Północnym. Koszt prac wyniesie 3,3 mld USD. Złoże to zostało odkryte w 1984 r. i po ponad 30 latach produkcji jego infrastruktura wymaga zmian. W tym czasie na skutek wydobycia gazu obniżyło się dno morskie i platformy znajdują się o 5–6 m niżej niż na początku produkcji. Obecnie złoże Tyra jest podzielone na dwa główne centra produkcyjne: Tyra Wschód i Tyra Zachód. Po remoncie dwie platformy zostaną zastąpione jedną. Ze złoża Tyra pochodzi ponad 90% duńskiej produkcji gazu, a przebudowa instalacji ma wydłużyć jego żywotność o 25 lat. Ponadto gaz jest wydobywany także ze złóż satelickich: Harald, Valdemar, Svend i Roar. Eksploatacja złoża Tyra zostanie czasowo wstrzymana w listopadzie 2019 r., by umożliwić renowację urządzeń, usunięcie starych instalacji i montaż nowych. W sumie z Morza Północnego zostanie usuniętych 50 tys. t stali, co stanowi równowartość siedmiu wież Eiffla. Platformy zostaną zdemontowane przez firmę Allseas, przy użyciu największego na świecie statku tego typu – Pioneering Spirit (był wykorzystywany m.in. do budowy Turkish Stream, Nord Stream 2, a także do usunięcia wadliwej platformy ze złoża Yme). Statek ma dotrzeć na miejsce w 2020 r., by usunąć platformy, a także instalacje. Według Pedersena aż 97% materiałów ma być poddanych recyklingowi i w przyszłości ponownie użytych. Amerykański McDermott, główny wykonawca, zamówił już stal (33 tys. t) w Indonezji – zlecenie zostanie zrealizowane w lutym 2020 r. W przebudowie uczestniczą także inne firmy, w tym hiszpański Dragados oraz holenderskie Heerema i Royal Boskalis Westminster. Złoże jest w posiadaniu konsorcjum Danish Underground Consortium (DUC). Total po kupieniu

akcji Mærsk Oil (31,2%) i Chevron (12%) posiada 43,2% w DUC, czyli więcej niż norweskie Noreco (36,8%), które nabyło akcje od Royal Dutch Shell. Pozostałych 20% ma w tym konsorcjum duńskie Nordsøfonden. Dzielne wydobycie w 2018 r. wyniosło 67 tys. b/d. Po wymianie instalacji dzielne moce produkcyjne złoża Tyra wyniosą 60 tys. boe, z czego dwie trzecie będzie stanowił gaz. W sierpniu ub.r. agencja do spraw energii poinformowała, że Dania pozostanie eksporterem gazu do 2035 r., z wyjątkiem lat 2020–2021, w których spodziewany jest spadek produkcji spowodowany przebudową instalacji złoża Tyra. Wydobywanie gazu z tego złoża ponownie zostanie podjęte w 2022 r. W tym samym roku jest planowane uruchomienie gazociągu z Norwegii, przez Danię, do Polski – Baltic Pipe.

Ukraina. Rząd zaprosił przedstawicieli zagranicznych firm do składania ofert na 12 bloków. Koncesje poszukiwawcze będą obowiązywać przez 5 lat, ale rząd poinformował, że po udokumentowaniu zasobów węglowodorów gotów jest podpisać umowy o podziale zysku na okres 50 lat. W toku realizacji prac geologicznych inwestorzy będą zobowiązani do wykonania badań sejsmicznych i wierceń oraz do wydatkowania minimum 16 mln USD w bloku Berestianski i 34 mln USD w blokach Werwinski, Ichianski i Sofijewski. W 2016 r. odwiercono na Ukrainie 98 otworów, rok później 120, a następnie 190. Kijów dąży do poprawy bezpieczeństwa dostaw gazu głównie poprzez zwiększenie wydobywania własnych zasobów. Ukraina wdraża program rozdziału właścicielskiego i buduje elektroniczny system zarządzania odwiertami.

Firma Ukrtransgaz, będąca własnością państwa, planuje 10-letni program modernizacji i konserwacji infrastruktury przesyłowej, który będzie kosztował 2,1 mld USD. Celem prac jest unowocześnienie i dostosowanie infrastruktury do zachodnich standardów, także pod względem efektywności energetycznej i bezpieczeństwa tranzytu. Ukrtransgaz chciałby utrzymać możliwości przesyłania gazu na poziomie co najmniej 100 mld m³ rocznie. Po zakończeniu modernizacji okres eksploatacji urządzeń przesyłowych ma być wydłużony o 25–30 lat. Szacuje się, że przesyłanie gazu generuje rocznie zyski na poziomie 3 mld USD. Możliwe jednak, że w styczniu 2020 r. Gazprom mocno zmniejszy lub nawet wstrzyma tranzyt gazu przez Ukrainę.

Nord Stream 2. Ambasador USA w Berlinie Richard Grenell ostrzegł niemieckie firmy przed zaangażowaniem w projekt Nord Stream 2 i poinformował o możliwości nałożenia przez Waszyngton sankcji. Odpowiedział mu Heiko Maas, szef MSZ Niemiec, twierdząc, że ewentualne sankcje USA i tak nie zatrzymają budowy gazociągu. Z kolei w UE wciąż toczy się gra o nowelizację dyrektywy gazowej. Zwolennicy Nord Stream 2 chcą, by nie obejmowała ona podmorskich odcinków tego gazociągu regulacjami prawa UE, a co za tym idzie przepisami trzeciego pakietu energetycznego. Tekst nowelizacji dyrektywy gazowej przygotowany podczas rumuńskiej prezydencji ma być – według nieoficjalnych informacji – bliższy pierwotnej propozycji KE niż propozycjom rewizji, które powstały podczas prezydencji bułgarskiej i austriackiej. Kraje te dążyły do nieobjęmania projektu Nord Stream 2 prawodawstwem UE, a także opóźniały prace nad przyjęciem dyrektywy. Nowelizacja musi być uzgodniona najpóźniej

na sześć tygodni przed zakończeniem kadencji Parlamentu Europejskiego, by zdołano ją przetłumaczyć i aby europosłowie mogli ją przegłosować. W przypadku, gdyby to się nie udało i nowelizacja nie weszłaby w życie przed zakończeniem budowy Nord Stream 2 – podobnie jak stało się to z Nord Stream 1 – to gazociąg ten nie będzie podlegał regulacjom trzeciego pakietu energetycznego. Języckimi uwagami mogą być Włochy i Hiszpania. Kraje te są zainteresowane tym tematem przez wzgląd na ewentualny wpływ dyrektywy na projekty rurociągów łączące je z krajami Afryki.

Turkish Stream. 19 listopada 2018 r. Gazprom zakończył budowę pierwszej nitki Turkish Stream (z Rosji przez Morze Czarne do Turcji) o przepustowości 15,75 mld m³. Docelowo mają powstać dwie nitki gazociągu o tej samej przepustowości, przy czym druga rura zostanie poprowadzona do brzegu Bułgarii. Gaz słany pierwszą nitką będzie dedykowany na rynek turecki, a drugą dla Europy Południowej i Środkowej. Obie nitki Tureckiego Potoku mają być gotowe pod koniec 2019 r. W styczniu br. Władimir Putin złożył wizytę w Serbii, gdzie zadeklarował gotowość wydania 1,4 mld USD na budowę przedłużenia Turkish Stream. Odnoga do Serbii ma być gotowa w 2019 r. Odcinek (od granicy serbsko-bułgarskiej do serbsko-węgierskiej) wyniesie 401 km. Eksport gazu do Serbii ma wzrosnąć z 3 do 3,5 mld m³ w 2019 r. i do 5 mld m³ w najbliższych latach. Warto przypomnieć, że w maju ub.r., podczas Międzynarodowego Forum Ekonomicznego w Petersburgu, szef Gazpromu Aleksiej Miller odbył wiele spotkań, m.in. z ministrem górnictwa i energetyki Serbii Aleksandrem Antićem. Rosyjski koncern poinformował wówczas, że strony omówiły rozwój sektora energetycznego w południowo-wschodniej Europie, uwzględniając rosnące zapotrzebowanie na gaz. Miller spotkał się także z przedstawicielem Edison, z którym omówił postęp prac nad gazociągiem Posejdon (z Grecji do Włoch), który będzie zaopatrywany w gaz z Turkish Stream. Odbyło się również spotkanie szefa Gazpromu z szefem MSZ Węgier Peterem Szijarto. Tematem rozmów była współpraca w sektorze gazu, w tym dostawy surowca na Węgry, jak i kierunki rozwoju węgierskiej infrastruktury przesyłowej. Jest to spójne z projektem gazociągów Eastring. Na stronie projektu Eastring, promowanego przez byłego premiera Mirka Topolanka, trasa wiedzie z Bułgarii przez Rumunię na Słowację, a po uwzględnieniu projektowanych gazociągów i interkonektorów możliwe będzie rozszerzenie jej o Polskę, Czechy, Austrię, Węgry, Serbię i – zamykającą pierścień – Bułgarię.

Iran. Kraj ten dysponuje zasobami ropy naftowej i gazu ziemnego plasującymi go odpowiednio na czwartym i drugim miejscu na świecie. Kilka największych złóż ropy, to Marun (22 mld baryłek), Ahwaz (18 mld baryłek) i Aghajari (17 mld baryłek). Bilansowe zasoby ropy Iranu wynoszą ok. 154 mld baryłek, co stanowi blisko 10% światowych zasobów. Szacunkowe zasoby gazu wynoszą 33,6 bln m³, na które składają się zasoby gigantycznego złoża South Pars, a także Kish, Tabnak, Forouz, Kangan i Ferdowsi. Ponadto Iran wciąż dokumentuje nowe złoża – w 2011 r. odkryto Kayyam, Forouz, Madar i Sadare. Złoże South Pars-North Field, które znajduje się na morskim pograniczu irańsko-katarskim, zostało odkryte w 1976 r. i jest eksploatowane przez oba kraje. Infrastruktura wydobywcza irańskiego

złoża jest rozwijana przez firmę Pars Oil & Gas Company (POGC), która rozpoczęła w tym roku 14 fazę prac na tym złożu (planowanych jest 25 faz). Prace te mają być ukończone zimą 2020 r. Nowa platforma wiertnicza jest budowana w irańskiej stoczni przez Iran Shipbuilding and Offshore Industries (ISOICO). W połowie stycznia dyrektor POGC Mohammad Meshkinfam ogłosił, że firma przejęła od National Iranian Oil Co. (NIOC) zarządzanie eksploatacją złoża Kish. Docelowo planuje się uzyskiwanie z tego złoża 85 mln m³ gazu dziennie. Dyrektor National Iranian Drilling Co. Mehdi Arshian poinformował natomiast, że w nadchodzącym roku (wg irańskiego kalendarza rozpoczynającym się 21 marca 2019 r.) firma podda konserwacji 8 lądowych platform wiertniczych. W styczniu br. minister ds. ropy Bijan Zangeneh poinformował o odkryciu nowego złoża lekkiej i słodkiej ropy w południowo-zachodnim Iranie, w prowincji Chuzestan. Złoże to występuje na głębokości 3770 m i jest pierwszym odkryciem w miejscowości Abadan. Zangeneh zapowiedział dalsze prace mające na celu oszacowanie zasobów złoża.

W wyniku nałożenia przez prezydenta USA Donalda Trumpa sankcji na Iran eksport ropy naftowej z tego kraju spadł z 2,7 mln b/d do ok. 1 mln b/d. Przedstawiciel Departamentu Stanu Stanów Zjednoczonych ds. Iranu Brian Hook w styczniu br. poinformował, że 80% przychodów Iranu z eksportu pochodzi ze sprzedaży ropy naftowej, a środki te są wykorzystywane do destabilizacji Bliskiego Wschodu. Hook podkreślił, że decyzja o usunięciu irańskiej ropy z rynku była podyktowana także potrzebą utrzymania pożądanej ceny baryłki ropy. Na koniec dodał, że postawa Waszyngtonu wobec Teheranu jest wynikiową równoważenia amerykańskich interesów bezpieczeństwa i gospodarczych. Dlatego Waszyngton dąży do dalszej redukcji eksportu ropy przez Iran. W tym celu administracja amerykańska stopniowo wycofuje pozwolenia na import ropy z Iranu. Spośród 8 państw (Chiny, Turcja, Korea Południowa, Indie, Włochy, Grecja, Japonia i Tajwan), które w listopadzie ub.r. uzyskały zgodę Waszyngtonu na dalszy import ropy z Iranu, tylko 5 w dalszym ciągu ją kupuje, podkreślił Brian Hook, jednak nie wymienił tych państw. Hook powiedział, że celem sankcji jest ograniczenie dochodów Islamskiej Republiki Iranu poprzez pełne zablokowanie eksportu ropy. Z kolei minister spraw zagranicznych Iranu Javad Zarif podkreśla w swojej odpowiedzi, że jest to nierealny cel, ponieważ Teheran współpracuje z tradycyjnymi partnerami, w tym Chinami, Rosją i Indiami. W styczniu br. import ropy z Iranu wznowiła Turcja, z możliwością zakupu 3 mln t rocznie. W listopadzie Ankara wstrzymała zakup ropy, ale już w grudniu kupowała średnio 54 tys. baryłek dziennie. W styczniu minister ds. ropy Iranu Bijan Zangeneh poinformował, że surowiec ten będzie także trafiał do Iraku (region Kurdystanu). Indyjski Bharat Petroleum w lutym ma sprowadzić 1 mln baryłek ropy, a transakcja będzie rozliczana w rupiach. Także dwie japońskie firmy, JXTG Holding i Cosmo Oil, wznowią import ropy. Prezes JXTG Tsutomu Sugimori powiedział, że Iran jest ważnym dostawcą surowców i firmy japońskie będą wnioskować do USA o przedłużenie na kolejnych 180 dni prawa do importu ropy. Z kolei prezes Cosmo Oil Shunichi Tanaka wstrzymywał się z dokonaniem transakcji, oczekując wpieryw jej ostatecznej akceptacji przez japońskie banki. Do końca stycznia Cosmo sprowadził z Iranu 1,8 mln baryłek ropy. Również

południowokoreańska firma w styczniu br. kupiła 2 mln baryłek irańskiego kondensatu. Pierwszy ładunek (960 tys.) trafił do portu Incheon w połowie miesiąca. Szef MSZ Iranu Javad Zarif powiedział, że dotychczasowe prace zmierzające do powołania przez UE spółki specjalnego przeznaczenia (*Special Purpose Vehicle* – SPV) postępują wolniej niż oczekiwano. Dodał, że Teheran kontynuuje wspólne działania z Brukselą, zmierzające do powołania spółki, ale zarazem nie będą beczynnie czekać i szukają współpracy z innymi państwami. W kontekście SPV ambasador Iranu w Warszawie Masud Edrisi Kermanszahi, w wywiadzie udzielonym *Rzeczpospolitej*, powiedział: *obiecivano, a nic nie zrobiono [...] Europejczycy starają się przykryć to, że nic nie mogą*. Zarazem szwajcarskie ministerstwo handlu ogłosiło, że pracuje nad ustanowieniem niezależnego systemu płatniczego (*Financial Action Task Force* – FATF), który ma umożliwić Iranowi handel. W tym celu szwajcarskie banki będą pośredniczyć w transferze środków płatniczych z krajów trzecich do Iranu. Cały proces odbywa się za zgodą USA (Departamentu Skarbu) i dotyczy np. transakcji sprzedaży ropy do państw, które uzyskały czasową zgodę na handel. Z kolei rzecznik komisji parlamentarnej ds. energii Asadullah Gharekhani poinformował, że budżet na najbliższy rok będzie elastyczny przez wzgląd na sankcje USA i limity na eksport ropy. Brane będą pod uwagę różne scenariusze dotyczące wolumenu eksportowanej ropy wobec ceny 54 USD za baryłkę.

Zjednoczone Emiraty Arabskie. Z prac w Iranie zrezygnowało PGNiG i przeniosło swoje biuro do Zjednoczonych Emiratów Arabskich. Jednocześnie w grudniu ub.r. PGNiG wygrało konkurs na prace w emiracie Ras Al Khaimah i w styczniu br. podpisało umowę z Al Khaimah Petroleum Authority i Rak Gas LLC. Blok licencyjny obejmuje obszar 619 km². Umowa o podziale zysków i kosztów zakłada trzy 2-letnie okresy poszukiwań, a następnie 30-letnią produkcję. Według danych OPEC Zjednoczone Emiraty Arabskie mają zasoby 98 mld baryłek ropy naftowej (dziennie wydobywają 3 mln baryłek) i 6 bln m³ gazu ziemnego (z których w ub.r. uzyskały 54 mld m³).

Chiny. W 2012 r. Ministerstwo Zasobów Naturalnych przyznało 19 bloków koncesyjnych 16 prywatnym firmom i zapowiedziało przeprowadzenie w 2017 r. przeglądu postępu prac w obszarach tych koncesji. Ponieważ aktywność prywatnych firm została uznana za niewystarczającą,

ministerstwo podjęło decyzję o przyznaniu wszystkim koncesjodawcom dodatkowych 12 miesięcy na dalsze prace. Na początku br. zostanie wykonany kolejny przegląd wyników prac, ale już wiadomo, że żadna z prywatnych firm nie wywiązała się z zadeklarowanego w koncesji programu. Dlatego ministerstwo zasobów naturalnych podjęło decyzję o zmniejszeniu rozmiarów bloków koncesyjnych na gaz w formacji łupkowej. Obszar koncesyjny zostanie zmniejszony proporcjonalnie do wykonanych prac i zainwestowanych środków: minimum zostało określone na poziomie 2 otworów na każde 500 km² i 4,4 tys. USD na każde km². Z kolei firmy nieoficjalnie podnoszą zarzut, że najlepsze bloki koncesyjne dostały firmy państwowe, PetroChina i Sinopec, a obszary przyznane prywatnym firmom mają najślabsze prognozy. W 2018 r. produkcja gazu z łupków miała wynosić 9 mld m³, jednak dane te wciąż nie zostały potwierdzone.

EKSPORT LNG

Australia. W 2018 r. eksport LNG wyniósł 69,5 mln t (wzrost o 23% w stosunku do roku 2017, gdy osiągnął 56,5 mln t). Największymi nabywcami australijskiego LNG były: Japonia (29,8 mln t), Chiny (23,6 mln t) i Korea Południowa (8 mln t). Przychody z eksportu LNG w 2018 r. wyniosły 31,3 mld USD (wzrosły o 67,8% w stosunku do 2017 r., co w większej mierze jest skutkiem wzrostu cen niż wolumenu).

USA. Cheniere wystąpiło z wnioskiem o zgodę na budowę drugiego zakładu w terminalu LNG w Corpus Christi. Docelowo ma powstać terminal przetwarzający 22,5 mln t LNG rocznie (PGNiG ma kontrakt z Cheniere na dostawy LNG).

Kanada. ExxonMobil wycofał swój wniosek o ocenę oddziaływania na środowisko projektu terminalu do eksportu LNG w prowincji Kolumbia Brytyjska. Terminal ten miał eksportować rocznie 15 mln t gazu (z możliwością rozbudowy do 30 mln t). OOS była prowadzona od 2015 r., ale w 2016 r. Exxon nie przekazał żadnych dokumentów, a 5 grudnia 2018 r. złożył wniosek o wycofanie procedury.

Źródła: Oil & Gas Journal, Upstream Online, Norwegian Petroleum Directorate, IranOilGas, Gazprom, Eastring, Nordsøfonden, Rystad Energy, Business Wire, Euractiv, PAP, Reuters, Rzeczpospolita