



WIADOMOŚCI GOSPODARCZE

Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Grzegorz Makuch¹



Kanada. Firma Pieridae Energy, do której należy terminal Goldboro LNG, budowany obecnie w prowincji Nowa Szkocja na wschodnim wybrzeżu Kanady, z końcem sierpnia br. podpisała wstępną umowę w sprawie kupna firmy produkującej gaz ziemny w Albercie – Ikkuma Resources. Umowa obejmuje także udziały w obszarach produkcyjnych (Alberta Foothills) i zakłada zbycie Ikkuma Resources po 0,86 USD za akcję lub premię w wysokości 188% i zakup akcji po 0,30 USD. Koszt przejścia Ikkuma Resources stanowi mniej niż 1,5% kosztu budowy terminala Goldboro i oznacza istotny krok w kierunku uzyskania ostatecznej decyzji inwestycyjnej w 2018 r. Pieridae Energy zamierza zatrzymać doświadczony zespół pracowników Ikkuma Resources, który w dalszym ciągu będzie kierował projektami wydobywania surowców. Umowę zatwierdził już właściwy urząd w Albercie (Alberta Energy Regulator) i zostanie sfinalizowana w czwartym kwartale br. Projekt terminala Goldboro zakłada produkcję 10 mln t gazu rocznie począwszy od 2023 r. W 2015 r. PKN Orlen kupił Kicking Horse Energy i w ten sposób uzyskał udział 10,7% w Pieridae Energy.

Projekt ropociągu Trans Mountain, który ma zwiększyć możliwości eksportu kanadyjskiej ropy naftowej do Azji i tym samym usunąć problem wąskich gardeł w przesyłce, napotkał kolejne trudności. Pod koniec sierpnia Federalny Sąd Apelacyjny w Kanadzie unieważnił decyzję o rozbudowie ropociągu z powodu niewłaściwego zabezpieczenia przez rząd w Ottawie interesu rdzennej ludności. Sąd uznał, że National Energy Board (NEB) błędnie zawęził ocenę projektu, wykluczając z niej kwestie dotyczące ruchu tankowców. Projekt Trans Mountain zmagał się już wcześniej z protestami rdzennej ludności i oporem rządu Kolumbii Brytyjskiej. Rozwiązaniem problemu miała być decyzja rządu premiera Justin Trudeau z maja tego roku o odkupieniu projektu od amerykańskiej firmy Kinder za kwotę 4,5 mld CAD. Decyzja ta zwiększała prawdopodobieństwo realizacji projektu przez udzielenie mu gwarancji rządowych. Tymczasem decyzja sądu i błędy po stronie NEB sprawiły, że producenci w dalszym ciągu działają w niepewnej sytuacji rynkowej i notują nadpodaż produkcji, co powoduje obniżenie cen surowca na rynku wewnętrznym i spadek wartości giełdowej firm.

Francja. Total zakończył przejście Engie LNG za kwotę 1,5 mld USD. Transakcja obejmuje część floty gazowców, udział w amerykańskim projekcie Cameron

LNG (16,6%) i prawo do 2,5 mln t gazu rocznie, a także 5% udziałów w projekcie Idu LNG w Egipcie. Po przejściu Total będzie posiadał 18 statków do przewozu LNG, w tym 2 statki regazyfikujące (*Floating, Storage, Regasification Unit – FSRU*) – jeden stacjonujący na Wybrzeżu Kości Słoniowej, drugi w Birmie. Przejęcie udziałów Engie LNG przez francuski Total jest elementem zapowiedzianej w czerwcu br. przez prezydenta Francji Emmanuela Macrona prywatyzacji firmy Engie, która jest udziałowcem projektu Nord Stream 2. Do kwietnia 2015 r. Engie było znane jako Gaz de France Suez i Nicola Sarkozy, gdy był prezydentem Francji, zapewniał, że firma nigdy nie zostanie sprywatyzowana.

Norwegia. Wood Mackenzie poinformowało, że po 2020 r. Norwegia zacznie się zmagać ze spadkiem produkcji ropy naftowej. Wynika to z niedostatecznej liczby projektów typu greenfield, co z kolei jest skutkiem niedoinwestowania branży przez ostatnie cztery lata. Zaledwie część nowo odkrytych złóż jest zagospodarowywana i nie rekompensuje to spadku produkcji z dojrzałych złóż. Podczas konferencji zorganizowanej w Stavanger dyrektor ds. badań w Wood Mackenzie Malcolm Dickson powiedział, że zasoby niezagospodarowanych złóż wynoszą ok. 1,1 mld BOE, ale aż 400 mln baryłek przypada na trudno dostępne obszary Morza Barentsa i prowadzenie na nich eksploatacji byłoby kapitałochłonne. Podkreślił także, że sytuacja mogłaby być gorsza, gdyby nie aktywność średniej wielkości graczy, jak Aker BP, Lundin Petroleum, Neptun Energy, Chrysaor, Wintershall, OMV czy Point Resources, które odpowiadają za ok. 80% inwestycji, podczas gdy główni gracze generują zaledwie 20% nowych inwestycji. Norwegian Oil & Gas (Norog) już w grudniu ub.r. informował o luce projektowej, jaka powstanie po 2020 r. w wyniku krytycznego niedoboru zagospodarowania dużych złóż. W opinii dyrektora Norwegian Oil & Gas Karla Eirika Schjott-Pedersena, by zatrzymać niekorzystną tendencję, firmy muszą zintensyfikować poszukiwania, a rząd powinien udostępnić nowe pola koncesyjne i zaoferować konkurencyjne warunki branży. Powinno to skutkować wzrostem udziału procentowego inwestycji na Morzu Barentsa z 4% w 2017 r. do 15% w 2022 r. Norog uwzględnił w prognozach duże, trudne w eksploatacji złoża Wisting Central i Alta-Gohta, należące do OMV i Lundin Petroleum, jednak lobby środowiskowe wzywa do wstrzymania eksploatacji Arktyki, dowodząc, że produkcja będzie nieopłacalna za przyczyną dalszego rozwoju alternatywnych źródeł energii. Norog w swoim raporcie podkreślił, że o bloki koncesyjne na Morzu Barentsa, wystawione w 24

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

rundzie przetargowej, wystąpiło tylko 11 firm, w porównaniu z 26 firmami w 23 rundzie i 36 w 22 rundzie w 2015 r.

Norweski Equinor, by zniwelować spadek wydobycia ze starszych złóż, zamierza zwiększyć wydobycie o 50%. W tym celu, aby przedłużyć żywotność złóż produkcyjnych, będzie wiercił rocznie 120 otworów i dodatkowo 20–30 odwiertów poszukiwawczych. W najbliższych dziesięcioleciach firma chce wykonać 3 tys. otworów, to prawie tyle, co w ciągu ostatnich 50 lat. Obecnie Equinor nie ma w planach do 2022 r. nowych, dużych projektów wydobywczych i jeśli nie przełamie tego niekorzystnego trendu, to nie utrzyma swojej pozycji jako dostawcy gazu. Z kolei niemiecka firma Wintershall zamierza zainwestować do końca 2020 r. 2,3 mld USD w rozwój infrastruktury i badania na norweskim szelfie kontynentalnym. Oznacza to, że aż 1/3 budżetu na eksplorację Wintershall wyda w Norwegii, gdzie firma posiada już ponad 50 koncesji. Dyrektor Wintershall Mario Mehren apelował o lepszą współpracę w Europie, która musi być świadoma swoich mocnych stron i stawić czoło wyzwaniom politycznym i gospodarczym. Tylko dzięki ścisłej współpracy z sąsiadami możemy zagwarantować bezpieczeństwo dostaw gazu dzisiaj i w przyszłości. W opinii Mehrena kluczową rolę do odegrania mają Rosja i Norwegia. Warto przypomnieć, że w grudniu ub.r. niemiecki BASF (właściciel koncernu Wintershall) i rosyjski LetterOne (właściciel DEA) podpisały list intencyjny w sprawie połączenia swoich przedsiębiorstw naftowo-gazowych. Firmy ogłosiły połączenie spółek córek Wintershall Group i DEA Deutsche Erdöl AG. W wyniku tej fuzji powstanie jedna z największych w Europie firm poszukiwawczo-wydobywczych o nazwie Wintershall DEA. W ciągu miesiąca strony mają podpisać kluczowe dokumenty dotyczące połączenia.

Na niekorzystną tendencję na norweskim rynku węglowodorowym raczej nie wpłynie zmiana na stanowisku ministra ds. ropy naftowej i energii, jaka nastąpiła z końcem sierpnia br. Dotychczas urzędującego Terje Soviknesa zastąpił jego kolega z Partii Postępu – Kjell-Borge Freiberg. Soviknes powróci na swoje poprzednie stanowisko, czyli burmistrza Os w hrabstwie Hordaland. Pełniąc funkcję ministra przez blisko 2 lata Terje Soviknes wspierał starania branży zmierzające do eksploracji Morza Barentsa. Freiberg także pełnił kiedyś funkcję burmistrza. Było to w jednym z miast w archipelagu Lofotów, gdzie dał się poznać jako zwolennik uruchomienia wydobycia węglowodorów z przybrzeżnych wód archipelagu na Morzu Norweskim, o co apeluje teraz branża węglowodorowa. Soviknes także deklarował wolę otwarcia archipelagu na poszukiwania, ale umowa koalicyjna Partii Konserwatywnej i Partii Postępu z mniejszymi ugrupowaniami, w tym Chrześcijańskimi Demokratami i Liberalami, zakazuje prac w tym obszarze (Nordland 6 i 7, Troms 2) na czas obowiązywania koalicji, to jest do 2021 r. Freiberg także nie pozostawia wątpliwości, 31 sierpnia powiedział: *Żadne działania nie zostaną rozpoczęte w blokach Nordland 6 i Nordland 7 podczas kadencji tego parlamentu – jest to częścią umowy koalicyjnej. Mogę jednak zagwarantować, że archipelag Vesterålen i Lofoty pozostaną częścią debaty o ropie naftowej po kadencji parlamentu.*

Kontynuując temat pozyskiwania surowców z Morza Barentsa warto odnotować decyzję premier Erny Solberg z września br., ponieważ w celu rozwoju badań potencjału ropy i gazu na tym obszarze rząd zdecydował się przeznaczyć w przyszłym roku budżetowym 6 mln USD na przygotowanie map koncesyjnych na Morzu Barentsa, w pobliżu

morskiej granicy z Rosją. Premier Solberg powiedziała, że posunięcie to jest bardzo ważne dla ochrony narodowych interesów Norwegii: *Planujemy rozpoczęcie badań geologicznych na obszarach w pobliżu granicy z Rosją, ponieważ wiemy, że oni prowadzą prace poszukiwawcze, a jeśli będą mieć więcej informacji niż my, to będziemy mieli słabszą pozycję, gdy będą dzielone zasoby.* We wrześniu br., bazując na umowie podpisanej w 2010 r., Norwegia i Rosja rozstrzygnęły 40-letni spór dotyczący morskiej granicy na Morzu Barentsa. Umowa sprzed 4 lat zawiera postanowienia o współpracy w branży węglowodorowej na obszarach transgranicznych. Oba kraje podpisały także w 2016 r. porozumienie dotyczące prowadzenia wspólnych badań sejsmicznych. Co ciekawe, spotkanie ówczesnego norweskiego ministra Torda Liena i rosyjskiego Siergieja Donskoja odbyło się na Krymie. W 2016 r. Donskoj spotkał się także z przedstawicielami kontrolowanego przez rząd koncernu Statoil (dzisiaj Equinor) i wyraził wówczas zadowolenie, że firma ta we współpracy z Rosnieftem nie zwalnia tempa prac pomimo sankcji na eksport sprzętu i technologii niezbędnych do eksploatacji Arktyki, głęboko położonych złóż lądowych oraz formacji łupkowych. Oba kraje koncentrują się jednak na ogromnych zasobach Morza Barentsa. Dotychczas rząd w Oslo przyznał trzy koncesje na tym obszarze, co doprowadziło do odkrycia złoża gazu. Przeprowadzono także ograniczone badania sejsmiczne i odwiercono jeden otwór. Uważa się, że Rosja prowadzi znacznie aktywniejsze poszukiwania po swojej stronie. Norweski dyrektoriat ds. ropy szacuje południowo-wschodnią część Morza Barentsa na 1,9 mld BOE (głównie gaz), a północno-wschodnią na 8,8 mld BOE.

Dania. Warto odnotować, że obok Norwegii także w Danii zmniejsza się wydobycie węglowodorów. W związku ze spadkiem wydobycia na Morzu Północnym Narodowa Agencja Energetyczna obniżyła długoterminową prognozę dostaw ropy. Tegoroczna średnia dzienna produkcja ropy wyniesie 128 tys. baryłek, podczas gdy w zeszłym roku osiągnęła 138 tys. baryłek. Spadek produkcji wynika z braku odkryć nowych złóż, a ten z małego zakresu prac poszukiwawczych, co z kolei jest pokłosiem dużych opóźnień i niepewności odnośnie rozwoju branży. W konsekwencji pięcioletnia prognoza produkcji została obniżona o 14%, a prognoza długoterminowa o 8%. Dania od 1993 r. jest eksporterem ropy i gazu, ale możliwe, że już w przyszłym roku przejdzie na pozycję importera ropy. Natomiast dzięki przebudowie złoża Tyra eksport gazu ma być utrzymany do 2035 r.

Holandia. Rząd podejmie ostateczną decyzję o maksymalnej wielkości rocznego wydobycia gazu ziemnego ze złoża Groningen, która prawdopodobnie wyniesie 19,4 mld m³. Produkcja na ten rok już została ograniczona do poziomu 21,6 mld m³ w stosunku do poprzedniego pułapu, czyli 24 mld m³. Jednak w związku z występującymi wstrząsami sejsmicznymi w marcu br. Państwo Nadzór Kopalni wezwał rząd do redukcji wydobycia do 12 mld m³. Trzęsienia ziemi mogą być spowodowane obniżeniem ciśnienia w warstwach porowatych piaskowca w wyniku wydobycia gazu. Dyrektor nadzoru Theodor Kockelkoren kilka miesięcy temu powiedział, że nie ma pewności co do zasadności łączenia produkcji gazu ze wstrząsami ziemi. Odkryte w 1959 r. złożo Groningen miało 2,8 bln m³ gazu. Wydobycie prowadzi konsorcjum składające się z Shell i ExxonMobil.

Rosja. Premier Dmitrij Miedwiediew skierował rezolucję do czterech ministrów: energetyki, rozwoju gospodarczego, finansów i transportu. Dotyczy ona przygotowania propozycji przepisów mających na celu zwiększenie ilości gazu sprzedawanego za pośrednictwem giełdy towarowej w Petersburgu i wyrównanie taryf przesyłowych w gazociągach. Oba te zapisy dotyczą kontrolowanego przez państwo Gazpromu i jego licznych oddziałów, a także głównych, niezależnych producentów gazu, jakimi są Novatek i Rosneft. Zapisy te mają na celu liberalizację krajowego rynku gazu. Zgodnie z obowiązującym prawem antymonopolowym władze ustalają cenę, po jakiej Gazprom sprzedaje surowiec gospodarstwom domowym i przemysłowi. Zarazem Gazprom, zgodnie z prawem, może sprzedać rocznie 17,5 mld m³ gazu na giełdzie w Petersburgu. Ministerstwa proponują zwiększenie dopuszczalnego wolumenu gazu sprzedawanego na giełdzie do 25 mld m³ rocznie. Novatek i Rosneft także ignorują wezwania o sprzedaż surowca na giełdzie, twierdząc, że cała produkcja jest dystrybuowana w ramach kontraktów długoterminowych. Tym samym rząd nie jest w stanie uzyskać możliwie obiektywnej informacji odnośnie godziwej ceny gazu na rynku krajowym. Miedwiediew oczekuje także od ministrów wprowadzenia jednolitych dla wszystkich firm taryf za transport gazu siecią, która – zgodnie z prawem z 1997 r. – należy do Gazpromu. Rosyjski gigant, w zamian za monopol na infrastrukturę przesyłową i prawo do eksportu surowca, jest zobowiązany do sprzedaży gazu na rynku krajowym po zaniżonej cenie.

W sierpniu br. Miedwiediew podpisał także rozporządzenie nakazujące Ministerstwu Surowców Naturalnych przekazanie konsorcjum Sevkomneftegaz koncesji Północny Komsomolsk na Zachodniej Syberii. Tym samym firma będzie mogła przejść od fazy rozpoznania do produkcji. Sevkomneftegaz to *joint venture* zawiązane w ub.r. przez rosyjski Rosneft (66,7%) i norweski Equinor (33,3%). Dotychczas firma wykonała dwa odwierty rozpoznawcze w złożu Północny Komsomolsk w ramach umowy poszukiwawczej zawartej w 2013 r. Dotychczasowe testy produkcyjne wykazały przyływ ropy na poziomie 550 b/d, co dało Sevkomneftegaz podstawy do oszacowania zasobów złoża na 110 mln t ropy. Surowcem jest głównie ciężka ropa pochodząca ze stosunkowo cienkiej warstwy z nieznaczną domieszką gazu i wody. Rzecznik norweskiej firmy Equinor powiedział, że współpraca firmy z Rosneftem odbywa się poza ramami amerykańskich i europejskich sankcji nałożonych na Rosję.

Z kolei rosyjska Rosnedra opublikowała dane dotyczące trzech koncesji poszukiwawczych w blokach w okręgu jamało-nienieckim na Zachodniej Syberii. Bloki Erkutajatsi, Południowy Jamał i Tolawejski mogą zawierać 681 mld m³ gazu. Największe z tych złóż – Erkutajatsi, jak i mniejsze Południowy Jamał, znajdują się w okolicy złoża Bowanenkowo, ogromnego zasobu gazu zagospodarowanego przez Gazprom. Z kolei złożo Tolawejski znajduje się na Półwyspie Gydan, gdzie brakuje rozwiniętej infrastruktury. Atrakcyjność bloków koncesyjnych obniża planowana reforma systemu podatkowego, która zakłada zniesienie opłaty eksportowej w zamian za stopniowe podnoszenie podatku od wydobycia, starając się tym samym poprawić atrakcyjność krajowego rynku.

Nord Stream 2. Strojgazmontaż, generalny wykonawca mostu łączącego Rosję z Krymem, otrzymał od Gazpro-

mu kolejne zlecenie, tym razem na budowę 320 km gazociągu lądowego w północno-zachodniej Rosji, który będzie doprowadzał gaz do planowanego Nord Stream 2. Gazprom planuje zakończyć budowę Nord Stream 2 do końca 2019 r., kiedy to wygasa umowa na tranzyt gazu z Rosji przez Ukrainę, a także kończy się polsko-rosyjska umowa na przesył gazu gazociągiem Jamał-Europa. Umowa na dostawy surowca do Polski obowiązuje do 2022 r., zatem umowa na tranzyt gazu wygasa o 3 lata wcześniej. Warto odnotować, że właścicielem Strojgazmontaż jest przyjaciel prezydenta Władimira Putina i jego sparringpartner w sztukach walki Arkadij Rotenberg. W czasie prezydentury Putina Arkadij i Borys Rotenbergowie zbili majątek (wyceniany obecnie na ok. 5,5 mld USD) na zamówieniach publicznych. Należące do nich spółki otrzymywały najbardziej intratne kontrakty od spółek państwowych, w tym przede wszystkim Gazpromu.

5 września statek Solitaire, należący do Allseas, rozpoczął układanie rur w Zatoce Fińskiej. Solitaire będzie wspierany przez wiele statków dostarczających mu 12-metrowych, 24-tonowych odcinków rur, które są magazynowane w portach Kotka i Hanko. Konsorcjum Nord Stream rozpoczęło budowę gazociągu mimo braku kompletu dokumentów – Dania wciąż nie wydała decyzji środowiskowej.

Temat Nord Stream 2 był także poruszany podczas spotkania prezydenta Andrzeja Dudy i Donalda Trumpa w Waszyngtonie. W trakcie konferencji prasowej na pytanie dziennikarza dotyczące nałożenia amerykańskich sankcji na firmy zaangażowane w rosyjsko-niemiecki projekt Nord Stream 2, Trump odparł: *Nie chcemy tego robić. Uważamy tylko, że jest to bardzo niefortunne dla obywateli Niemiec, że Niemcy płacą Rosji za energię miliardy dolarów rocznie. I mogę wam powiedzieć, że obywatelom Niemiec się to nie podoba.* Z kolei prezes banku Intesa Antonio Fallico, w wywiadzie udzielonym rosyjskiej agencji TASS, podczas Wschodniego Forum Ekonomicznego we Władystoku powiedział, że: *Intesa chce finansować Nord Stream 2, tak jak finansowała Nord Stream 1. Wierzymy, że projekt zostanie zrealizowany bez przeszkód i mamy podstawy do optymizmu.*

Chiny. China National Petroleum Corporation (CNPC), największy dostawca gazu ziemnego do Chin, podjął decyzję o wstrzymaniu zakupów gazu skroplonego z USA po tym, jak import został obłożony 25-procentowym cłem. Rystad Energy prognozuje, że spór handlowy może doprowadzić do utraty przez amerykańskie firmy czołowej pozycji wśród dostawców LNG i obniżyć atrakcyjność inwestycyjną projektów gazowych w USA. Carlos Torres z Rystad Energy podkreślił, że wojna handlowa nastąpiła w najgorszym momencie dla amerykańskich przedsiębiorców, gdy wielu z nich było gotowych do zawarcia długoterminowych kontraktów z chińskimi nabywcami gazu. Finalnie może to skutkować podniesieniem cen ropy na Henry Hub, do których odnoszą się ceny gazu w kontraktach zagranicznych. Jednak dyrektor Sempra Energy nie traci optymizmu i wciąż spodziewa się podpisania kontraktu na eksport znaczącego wolumenu gazu do Chin. Mimo że kontrakt Cheniere z Petro China (spółką zależną od CNPC), który obowiązuje do 2043 r., nie jest obecnie realizowany.

Chińskie firmy, dążąc do zniwelowania luki w bilansie, prowadziły rozmowy z firmami eksportującymi LNG

z Australii oraz Kataru i 10 września podpisały kontrakt z Quatargas. Umowa sprzedaży 3,4 mln t gazu rocznie będzie obowiązywać przez 22 lata. Pierwszy ładunek LNG został dostarczony do Chin jeszcze we wrześniu. Chiński import LNG może wzrosnąć do 2020 r. do 65 mln t, czyli o 70%, podała firma konsultingowa SIA Energy. Z kolei PetroChina intensyfikuje prace i rozszerza program wierceń w formacji łupkowej w basenie syczańskim, by zwiększyć komercyjny przepływ gazu. Do połowy sierpnia br. firma wykonała 162 otwory, czyli ponad cztery razy więcej niż w roku ubiegłym. Z 38 wykonanych w tym roku otworów uzyskano komercyjny przyływ gazu. Do 2020 r. firma zamierza wykonywać w basenie syczańskim 330 otworów rocznie, w tym celu umieściła tam już 125 wiertni. Docelowo od 2020 r. PetroChina zamierza pozyskiwać rocznie 10 mld m³ gazu. W 2025 r. produkcja ma wynieść 20 mld m³ i 40 mld m³ w dziesięć lat później. Według publikowanych szacunków w basenie syczańskim może się znajdować 9 bln m³ gazu w formacji łupkowej. Inna chińska firma – Sinopec – zamierza do 2020 r. pozyskiwać 10 mld m³ gazu rocznie i w tym celu wspólnie z PetroChina kończy budowę 13 padów wiertniczych, a w planie ma konstrukcję kolejnych 6. Z kolei China National Petroleum Corporation apeluje do rządu w Pekinie o podniesienie opłaty za metr sześcienny gazu o 5,8 centa, co umożliwiłoby zwiększenie produkcji gazu zacieśnionego (*tight gas*) w basenie Ordos do 50 mld m³ rocznie. Szacuje się też, że wzrost cen o 8,7 centa spowodowałby wzrost produkcji do 60 mld m³ rocznie. Obecne prognozy dotyczące rocznej produkcji gazu do 2020 r. i 2030 r. są następujące: 40 mld m³ gazu zacieśnionego, 18 mld m³ gazu z formacji łupkowych i 6 mld m³ metanu z pokładów węgla (CBM) i 10 lat później: 43 mld m³ gazu zacieśnionego, 45 mld m³ gazu z łupków i 25 mld m³ gazu z pokładów węgla. W ub.r. Chiny wyprodukowały 49 mld m³ gazu ze złóż niekonwencjonalnych, w tym 35 mld m³ gazu zacieśnionego, 9 mld m³ z łupków i 4,9 mld m³ z węgla. Większość zasobów gazu znajduje się w trzech basenach: Ordos, Syczuan i Tarim. Produkcja CNPC ze złoża Changqing w basenie Ordos stanowi ok. 80% chińskiej produkcji.

PETROCHEMIA

Kanada. Firma North West Redwater Partnership (NWRP) ukończyła pierwszą linię produkcyjną (80 tys. b/d) z planowanych trzech linii w rafinerii w Sturgeon, oddalonej o 45 km od Edmonton. Jedna linia umożliwi przetworzenie 240 tys. b/d ropy pochodzącej z kanadyjskich piasków bitumicznych, m.in. do formy diesla.

Korea Południowa. W 2021 r. ma być oddana do użytku rafineria w porcie Ulsan w południowo-wschodniej części kraju. Firmy PolyMirae i LyondellBassel Industries, zapewniające technologię, zawiązały *joint venture* (udziały 50:50). Rafineria zostanie oddana do użytku w 2021 r. i ma produkować rocznie 400 tys. t polipropylenu. PolyMirae obsługuje już rafinerię w Yousu na południu kraju, której cztery linie produkcyjne już wytwarzają rocznie 700 tys. t polipropylenu.

Chiny. Firma Shandong Wonfull Petrochemical podpisała umowę licencyjną z Honeywell na wykorzystanie technologii produkcji propylenu w rafinerii Shandong, przetwarzającej rocznie 5,8 mln t ropy naftowej. Honey-

well zapewni technologię i usługi niezbędne do rozruchu rafinerii, a także sprzęt i szkolenia dla załogi. Po ukończeniu budowy zakład ten będzie produkować do 250 tys. t/r polipropylenu.

Mongolia. W kooperacji z Indiami w ajmaku wschodniogobijskim w południowo-wschodniej części kraju rozpoczęto budowę rafinerii. Nowe Delhi otworzyło dla Ułan Bator linię kredytową w wysokości 1 mld USD. Rafineria ma uniezależnić Mongolię od dostaw paliw z Rosji. Do ich produkcji ma być wykorzystany rodzimy surowiec z formacji łupkowej, obecnie wywożony do Chin i tam przetwarzany. Rafineria będzie oddana do użytku za 4 lata. Projekt zakłada także budowę linii elektrycznej, kolejowej i drogowej do zakładu. Rafineria może generować dodatkowe 10% przychodów do budżetu Mongolii. Roczne moce przerobowe rafinerii będą wynosić 1,5 mln t paliw, w tym 560 tys. t/r benzyny, 670 tys. t/r oleju napędowego i 107 tys. t/r gazu skroplonego.

Uzbekistan. JSC Uzbekneftegaz zawiązało *joint venture* z Gazpromem i powołało spółkę Jizzakh Petroleum, która w miejscowości Dżyzak we wschodniej części kraju wybuduje rafinerię o rocznej mocy przerobowej 5 mln t. Firma Honeywell dostarczy niezbędne licencje i zapewni obsługę inżynierską procesów parowania, krakingu i destylacji. Rafineria będzie produkować benzynę, olej napędowy, paliwo lotnicze, by zapewnić Uzbekistanowi niezależność od importu, a w przyszłości umożliwić eksport.

Uzbecka firma Surhan Gas Chemical Operating z Wood Group w Aberdeen zawarła także umowę na przygotowanie studium wykonalności zagospodarowania złoża gazu *25 lat niepodległości*. Złoże zawiera 100 mld m³ gazu z dużą zawartością siarki i dwutlenku węgla. Roczna produkcja będzie wynosić 4 mld m³ gazu. Oczyszczony gaz będzie oferowany w sprzedaży detalicznej, a pozostała jego ilość zostanie wykorzystana do produkcji polietylenu i polipropylenu.

Azerbejdżan. State Oil Company of Azerbaijan Republic (SOCAR) uruchomi pierwszą w kraju linię produkcyjną polipropylenu w Sumgait, 30 km na północ od Baku. Roczna produkcja polipropylenu wyniesie 180 tys. t/r w technologii zapewniającej obniżony wpływ na środowisko. Wsparcie technologiczne zapewnią firmy Tecnimont SPA i KT – Kinetics Technology SPA, które kończą projekt budowy linii technologicznej do produkcji 120 tys. t/r polietylenu w tej samej rafinerii. Koszt zwiększenia produkcji polipropylenu i polietylenu wyniesie ok. 500 mln USD.

Arabia Saudyjska. Firma Saudi Arabia Basic Industries (SABIC) podpisała umowę z John Wood z Aberdeen na serwis petrochemiczny w rafinerii SABIC UK Petrochemicals Teesside, mieszczącej się w Wilton, w North Yorkshire. Rafineria produkuje 855 tys. t/r benzyny i SABIC zamierza przestawić produkcję na gaz, bazując na surowcu z USA. SABIC odkupił rafinerię od Huntsman Petrochemicals w 2007 r.

Źródło: Oil & Gas Journal, Oil & Gas 360, Journal of Petroleum Technology, Oil and Gas Newsletter, Rystad Energy, Wood Mackenzie, EnerCom, Norwegian Oil & Gas, OSW, Pteridae Energy, Dagens Naeringsliv, Whitehouse.gov, TASS