

## Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Grzegorz Makuch<sup>1</sup>



**Prognozy w USA.** Firma analityczna Rystad Energy poinformowała, że w ciągu dekady krajowe wydobycie ropy naftowej z formacji zacieśnionych może osiągnąć poziom 25 mln b/d, a sukces na taką skalę, jak w USA, prawdopodobnie nie zostanie nigdzie powtórzony, mimo występowania na świecie równie dużych basenów węglowodorowych,

których przykładem są m.in. argentyńska formacja Vaca Muerta czy rosyjska Bażenow. Sukces amerykański jest wynikiem bardzo dobrego rozpoznania i doskonałych warunków geologicznych górotworu, w którym ruchy tektoniczne, trwające 200 mln lat, spowodowały liczne spękania. Dobre warunki do eksploatacji węglowodorów w USA zostały stworzone także przez odpowiednie otoczenie prawne i bardzo wysoki poziom akceptacji społecznej. Obecnie wydobycie ropy naftowej z formacji zacieśnionej jest prowadzone głównie w basenie permskim i wynosi 9 mln b/d. Szef firmy analitycznej Rystad Energy zapewnił, że USA mają duży potencjał i zdolność do zwiększania wydobycia węglowodorów poprzez wykonywanie serii dodatkowych wierceń i szczelinowań, które z wielokrotnością dopływ surowca do głównego otworu eksploatacyjnego, co jest dobrą prognozą dla złóż w formacjach łupkowych. W latach 2030–2035 wydobycie węglowodorów ze złóż niekonwencjonalnych w USA ma osiągnąć 27% całkowitej produkcji gazu ziemnego i 23% produkcji ropy naftowej. Fereidun Fesharaki z FACTS Global Energy podsumował tę opinię dwiema konkluzjami: *oznacza to koniec indeksowania cen gazu do ropy i cenę baryłki ropy za 20–30 USD*. W odpowiedzi Rystad zaproponował, by Fesharaki już zaczął pracę nad nową koncepcją wyznaczania cen gazu.

Mniej optymistycznie do prognoz wydobycia w USA podchodzi minister do spraw ropy Arabii Saudyjskiej Khalid A. Al-Falih, który apelował do rodzimej branży, by była gotowa na zbilansowanie przyszłych spadków produkcji, zwłaszcza ropy zacieśnionej, bo jest pewien, że złoża w USA, jak wszędzie na świecie, osiągną szczyt, potem płaską linię na wykresie produkcji, a następnie spadek, jak każdy basen w historii.

Energy Information Administration obwieściła, że produkcja ropy naftowej w USA po raz pierwszy przekroczyła próg 12 mln b/d i w kwietniu br. wyniosła 12,2 mln b/d. Poprzedni rekord padł w sierpniu 2018 r. i wyniósł 11 mln b/d. Sukces ten w dużej mierze jest wynikiem wzrostu wydobycia w Teksasie (4,97 mln b/d), gdzie ponad połowa wydobycia (63%) przypada na basen permski. Wydobycie ropy naftowej w tym stanie wzrosło o 1,1 mln b/d od stycznia 2018 r. do kwietnia br. Oznacza to, że miesięczna produkcja rosła o ok. 100 tys. baryłek. Wzrost wydobycia ropy

naftowej (o 345 tys. b/d) odnotowano także w Nowym Meksyku, gdzie znajduje się część basenu permskiego. Zdaniem EIA produkcja ta wynosi 7,4 mln b/d (to jest 61% całej produkcji USA) i jest generowana głównie z formacji typu zacieśnionej (*tight*). Według prognoz w br. z basenu permskiego będzie wydobywanych 4,4 mln b/d, co oznacza wzrost o 920 tys. b/d w stosunku do średniej z ub.r. Kolejny rekord padł w Zatoce Meksykańskiej, gdzie w kwietniu br. wydobycie osiągnęło wielkość 1,98 mln b/d. Według szacunków w tym roku średnie dzienne wydobycie w zatoce ma wynieść 1,9 mln baryłek, co jest wynikiem uruchomienia eksploatacji 14 nowych złóż w 2018 r. W kwietniu br. także Oklahoma odnotowała rekordowe wydobycie z formacji łupkowej w basenie Scoop Stack – 617 b/d.

Nie wszystkie informacje z USA są równie optymistyczne. Na przykład firma serwisowa Weatherford przygotowuje się do skorzystania z zapisów rozdziału 11 prawa upadłościowego, by uzdrowić swoją sytuację finansową. Prawo to daje firmie czas na reorganizację działalności i struktury, zanim przystąpi ona do wypłacenia swoich zobowiązań. Cały proces odbywa się pod nadzorem sądu i finalnie część majątku przechodzi na rzecz wierzycieli. Jednak nie kończy się to likwidacją firmy i pozwala jej na kontynuowanie działalności. Weatherford ma 8,35 mld USD długu wobec wierzycieli, a według przedłożonego w sądzie projektu ma wyjść z kryzysu z długiem o wartości 2,5 mld USD. Akcje firmy zostaną wymienione na 1% nowych akcji, z trzyletnią gwarancją zakupu ich 10%. Do tego Weatherford wyemituje nowe, niezabezpieczone obligacje na kwotę 1,25 mld USD, z 7-letnim okresem zapadalności. Umowa pomiędzy firmą i wierzycielami zakłada także finansowanie dłużne na kwotę 1,75 mld USD. W dokumentach przedłożonych w sądzie, jako główne przyczyny swoich trudności finansowych, firma wskazała spadek cen ropy i wzrost konkurencji na rynku serwisowym.

**Norwegia.** Amerykański gigant ExxonMobil chce zbyć wszystkie swoje aktywa w Norwegii w celu pozyskania środków na prace w Gujanie, a także w Mozambiku, Brazylii i Papui-Nowej Gwinei. Firma chce sprzedać wszystkie licencje w jednej transakcji. Wydobycie z 12 norweskich pól gazowych, w których ExxonMobil posiada udziały, wynosi 150–160 tys. b/d, co plasuje go na pozycji lidera w Norwegii. W opinii Neivan Boroujerdi z Wood Mackenzie aktywa ExxonMobil to biznes z niskimi kosztami operacyjnymi i generujący duży zysk. Operatorem złóż w przeważającej części tych koncesji jest norweski Equinor, który przygotował plany zwiększenia wydobycia gazu ziemnego. Szacowana wartość pakietu ExxonMobil wynosi 3–4 mld USD – tym samym jest to transakcja adresowana do bardzo wąskiego grona firm. Wśród potencjal-

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

nych kupców jest wymieniany oczywiście Equinor, a także Vaar Energi i Aker BP, wspierane odpowiednio przez Eni i BP. Prywatna firma analityczna Rystad Energy z siedzibą w Oslu szacuje, że wartość amerykańskich licencji może wynieść 3,1 mld USD. Rystad donosi, że najcenniejsze aktywa to udziały w złożu Snorre (17,5%), warte 700 mln USD, ale wymienia także złoża Stattfjord (operatorem obu tych złóż jest Equinor), a także złoża Ormen Lange, gdzie Exxon współpracuje z Shellem. Łączne zasoby w obszarach koncesyjnych, które posiada ExxonMobil, to 530 mln boe.

Dziewięć lat wcześniej, w 2010 r. ExxonMobil sprzedał swoje udziały (9,428%) w spółce Gassled Transportation System, w której portfolio znajduje się podmorska infrastruktura do transportu gazu z szelfu norweskiego. Wartość transakcji wyniosła miliard dolarów i udziały trafiły do prywatnej firmy Point Resources.

Warto przypomnieć, że z prac w Norwegii wycofało się BP, sprzedając swoje aktywa Det Norske Oljeselskap, ale zachowało część udziałów w nowo utworzonej Aker BP. Ponadto Chevron sprzedał swoje udziały i opuścił Norwegię we wrześniu ub.r., a Marathon Oil w 2014 r. sprzedał swoje aktywa Det Norske Oljeselskap za 2,7 mld USD. W Norwegii wciąż operuje amerykański ConocoPhillips.

Ekspertsi podkreślają, że z powodu wysokich kosztów i spadającej produkcji Norwegia nie jest już tak atrakcyjnym miejscem eksploatacji, jak nowe rynki wschodzące w Afryce. Prawdopodobnie także BP sprzeda swoje udziały Aker BP, z aktywów w Norwegii stopniowo wycofują się inne globalne firmy, jak Total i Royal Dutch Shell. Również narodowy czempion – Equinor – intensyfikuje prace poza Norwegią. W marcu dyrektor ds. rozwoju i produkcji Arne Sigve Nylund powiedział, że w związku z niedoborem nowych projektów po 2022 r. Equinor będzie dążył do dalszej akwizycji poza krajem, by rekompensować spadki krajowej produkcji. Na lata 2022–2025 firma ma tylko trzy projekty w Norwegii, w tym projekt Noaka, obejmujący pola Alvheim, Askja i Krafla na Morzu Północnym, który jest przedmiotem ciągnących się od miesięcy sporów z udziałowcem Aker BP. Equinor proponuje inwestowanie w pola Alvheim i Askja, a pole Krafla chciałby połączyć z polem Oseberg, na co nie zgadza się firma Aker BP, dążąca do rozwoju wszystkich trzech składowych projektu Noaka. Equinor wywiercił niedawno z platformy Askepott pozytywny otwór na obszarze koncesji Oseberg i odkrył rentowne złożo ropy, szacowane na 22 mln baryłek. Surowiec zamierza wydobywać przy użyciu bezobsługowej platformy Oseberg H i stąd dążenie firmy do połączenia eksploatacji pola Krafla z nowo odkrytym złożem.

Kolejne dwa złoża należące do Equinor to Peon, gdzie firma rozważa użycie bezzałogowej platformy do wydobycia 20 mld m<sup>3</sup> gazu, i projekt Grane Northern Area Development (Grand), zakładający wykonanie 24 otworów i połączenie ich z platformą ustawioną na Morzu Północnym. Projekty te nie zostały jeszcze dopracowane, w związku z czym Equinor skupia się na projekcie Johan Castberg na Morzu Barentsa i drugiej fazie Johan Svedrup na Morzu Północnym. W lipcu zwiększył swoje udziały w projekcie Johan Svedrup (do 42,6%), odkupując od Lundin Petroleum 2,6% udziałów za 910 mln USD. Lundin zachowało 20% udziałów w złożu. Jest to transakcja wiązana, bo Equinor odsprzedał 16% udziałów w Lundin Petroleum (po 28,25 USD za akcję, sumarycznie za 1,56 mld USD), zachowując sobie jednak 4,9% udziałów w firmie. Equinor nabył te udziały od Lundin Petroleum w 2016 r., a teraz prowadzi ofensywną politykę akwizycji w Norwegii.

W tym celu odkupił od francuskiego Total złoża Martin Linge i Garantiana.

W czerwcu br. Equinor podpisał umowę z OMV dotyczącą współpracy w eksploatacji złoża Wisting na Morzu Barentsa (440 mln baryłek), przejmując jednocześnie rolę operatora. OMV będzie odpowiadać za prace na powierzchni i operacje wiertnicze. Formalnie umowa zostanie zatwierdzona w trzecim kwartale br. Dotychczasowy skład konsorcjum zarządzającego tym najbardziej na północ wysuniętym złożem to Equinor (35%), OMV (25%), Petoro (20%) i Idemitsu Petroleum (20%). Produkcja ma być uruchomiona w 2026 r. Aktualna koncepcja eksploatacji złoża zakłada użycie statku typu FPSO, który będzie również magazynem ropy naftowej. Pod koniec czerwca br. Equinor i OMV zawarły także umowę w sprawie złoża Hades-Iris, którego operatorem jest OMV. Obie umowy zostały podpisane przez Arne Sigve Bylun ze strony Equinor i Johanna Pleiningera, reprezentującego OMV.

W ub.r., stosując metodę HPHT, odkryto złożo węglowodorów szacowane na 40–245 mln boe. Znajduje się ono na Morzu Norweskim, w pobliżu złóż Morvin, Kristin, Heidrun i Åsgard, obsługiwanych przez Equinor. W skład konsorcjum wchodzi OMV (30%), Equinor (40%), DNO North Sea (20%) i Spirit Energy Norway (10%).

**Polska.** Lotos Petrobaltic kupił od firmy Maersk platformę wiertniczą, którą zbudowano w Japonii w 1986 r., po czym w 2012 r. poddano modernizacji. Platforma ta będzie operować na Morzu Bałtyckim w celu rekonstrukcji siedmiu odwiertów w złożu B3 – powiedział prezes zarządu Lotos Petrobaltic Grzegorz Strzelczyk. Maersk nie ujawnił kwoty transakcji, ale Bassoe Analytics szacuje koszt zakupu platformy na 7 do 12 mln USD.

PGNiG zakontraktowało kolejną dostawę gazu z USA – 1,5 mln t od firmy Venture Global. Dostawy z terminalu Plaquemines ruszą w 2023 r. Łącznie z uprzednio zakontraktowanym surowcem polska firma będzie kupować 3,5 mln t gazu rocznie (1 mln t z Calcasieu Pass i 2,5 mln t z Plaquemines). Umowy są w formule *Free on Board* (FoB), zatem PGNiG odpowiada za transport surowca i tym samym decyduje o ostatecznej destynacji ładunku.

W czerwcu br. PGNiG kupiło od Total 22,2% udziałów w koncesji King Lear w norweskiej części Morza Północnego. Operatorem jest Aker BP z pakietem 77,8% udziałów odkupionych od Equinor w 2018 r. Złożo ma zawierać 9,2 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego i 6,5 mln m<sup>3</sup> ropy naftowej. Produkcja ma ruszyć w 2025 r. Z kolei w lipcu PGNiG kupiło od firmy Wellesley Petroleum 20% udziałów z złożu Duva na Morzu Północnym. Złożo to zawiera 88 mln boe, w tym 8,4 mld m<sup>3</sup> gazu. Eksploatacja zostanie uruchomiona w 2020 lub 2021 r. i ma wynosić 0,13 mld m<sup>3</sup>/rok.

Australijska firma Pura Vida zawarła umowę z brytyjskim Gemini Resources i za 6,2 mln USD uzyskała 35% udziałów w dwóch koncesjach na terenie Polski na eksploatację niekonwencjonalnych złóż węglowodorów – Nowa Sól i Góra. Oba złoża zostały odkryte przez Palomar Resources. Na złożo Góra natrafiono w 2012 r. (w odwiercie Siciny-2). Gaz znajduje się w strukturze karbonu. Najlepsze parametry złożowe stwierdzono pod Rawiczem. Rok później w dolomicie cechsztyńskim odkryto złożo Nowa Sól (w odwiercie Jany-C1). Ma ono zawierać 36 mln baryłek ropy naftowej (*tight*). Gemini Resources posiada także koncesje na eksploatację konwencjonalnych złóż węglowodorów, ale Pura Vida zamierza się skupić na zasobach w złożach niekonwencjonalnych. Zapowiedziała, że

wykona ponowne, dwuetapowe szczelinowanie otworów Siciny-2 i Jany-C1, by powtórzyć testy produkcyjne.

**Azja Środkowa.** Turkmengaz podpisał z Gazpromem pięcioletnią umowę na dostawy 5,5 mld m<sup>3</sup> gazu/rok. Jest to drugi kontrakt, poprzedni zakładał krótkoterminową sprzedaż 1,2 mld m<sup>3</sup> turkmeńskiego gazu między kwietniem i czerwcem br. Do 2009 r. Aszchabad eksportował do 50 mld m<sup>3</sup> gazu do Rosji, ale w 2009 r. Kreml jednostronnie zmniejszył import do 11 mld m<sup>3</sup> gazu/rok, a następnie Gazprom domagał się zmiany w kontrakcie, obniżenia ceny oraz zmniejszenia ilości gazu, jaką jest zobowiązany nabywać w ramach klauzuli *take or pay* (z 11 do 4 mld m<sup>3</sup>). Ostatecznie, w wyniku awarii ropociągu w pobliżu granicy z Uzbekistanem, eksport został wstrzymany. Wówczas miejsce Rosji zajęły Chiny. China National Petroleum Corporation objęła udziały w gigantycznym złożu gazu Gałkynysz (2,8 bln m<sup>3</sup>), przy finansowym wsparciu China Development Bank. Po osiągnięciu wydobywania 30 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego/rok firmy przystąpiły do kolejnego etapu, mającego zwiększyć wydobywanie do 60 mld m<sup>3</sup> w 2020 r. W 2009 r. oddano do użytku gazociąg Azja Centralna–Chiny o przepustowości 55 mld m<sup>3</sup>/rok. W 2015 r. przystąpiono do konstruowania gazociągu Turkmenistan–Afganistan–Pakistan–Indie (TAPI) o przepustowości 33 mld m<sup>3</sup>/rok. Ponowny eksport gazu do Rosji jest tylko z pozoru zaskakujący. Na skutek spadków cen gazu Turkmenistan zmagają się z kryzysem gospodarczym, który przekłada się na trudności społeczne i polityczne, likwidację wymiwalności turkmeńskiego manata i szerokich przywilejów socjalnych.

Uzbekneftegaz odkrył dwa złoża gazu w dwóch różnych regionach Uzbekistanu. W poszukiwawczym otworze w strukturze Aralyk (autonomiczna Republika Karakałpaka, miasto Mo'ynoq) na głębokości 3900 m uzyskał testowy przyływ gazu ok. 700–800 tys. m<sup>3</sup>/d. Drugie złożo w strukturze Chakar (Region Bucharski, miasto Andizhan) znajduje się na głębokości 1700 m i podczas testów dobowy przyływ gazu wyniósł 300 tys. m<sup>3</sup>. Obu odkryć dokonano w ramach realizacji państwowego programu na lata 2017–2021, który zakłada wykonanie 650 otworów za kwotę 2 mld USD. Projekt jest finansowany przez rosyjski Gazprom Bank i docelowo ma zwiększyć roczną produkcję gazu o 6,4 mld m<sup>3</sup>. Tydzień wcześniej Uzbekneftegaz poinformował o odkryciu gazu na Płaskowyżu Ustiurt, na głębokości 3550 m, w złożu Kushkair o dobowym przyływie 200 tys. m<sup>3</sup> gazu ziemnego. Firma Uzbekneftegaz jest w toku restrukturyzacji. Prezydent dekretem zarządził rozdzielanie działalności dystrybucyjnej od przesyłowej i Uzbekneftegaz będzie musiał sprzedać aktywa nie związane z jego podstawową działalnością. Prezydencki dekret wzywa także firmę do wzmocnienia współpracy z międzynarodowymi koncernami, które będą mogły kupić 49% udziałów w firmie po zakończeniu restrukturyzacji, co ma nastąpić około 2024 r.

Z kolei francuski Total, operujący w Kazachstanie, przystąpił do trzeciej fazy prac w obszarze lądowego złoża Dunga w zachodniej części kraju, celem zwiększenia dziennej produkcji ropy do 20 tys. baryłek w 2022 r. (wzrost o 10%). Projekt wymaga inwestycji 300 mln USD i stworzy 400 miejsc pracy. Pole naftowe jest obsługiwane przez konsorcjum utworzone przez firmy Total (60%), Oman Oil Company (20%) i Partex (20%). W 1994 r. firmy podpisały kolejną umowę o podziale zysków z produkcji, która będzie obowiązywać do 2024 r. i do tego czasu sumarycznie udostępni 70 mln baryłek ropy.

**Rosja.** Nie będzie zmian w zarządzaniu informacją geologiczną w Rosji. Premier Dmitrij Miedwiediew potwierdził w swojej rezolucji, że utworzona w 2011 r. Rosgeologia pozostanie głównym, państwowym narzędziem i beneficjentem finansowym. Natomiast agencja Rosnedra, za sprawą tej samej rezolucji, uzyskała prawo do zawarcia kontraktów z Rosgeologią na kwotę 59 mln USD (3,75 mld RUB). Rosgeologia została powołana w celu lepszej kontroli państwa nad spółkami działającymi w obszarze ropy i gazu i od 2015 r. regularnie otrzymuje kontrakty państwowe. W ciągu ostatnich lat Rosgeologia otrzymała z budżetu Rosji 14–15 mld RUB na prowadzenie prac na lądzie i morzu. Środki te nie są przeznaczane na prace *stricte* poszukiwawcze, ale na pozyskiwanie i interpretację danych sejsmicznych, które następnie są wykorzystywane do przygotowania bloków koncesyjnych oferowanych firmom węglowodorowym. Na początku tego roku dokonano reorganizacji firmy i Romana Panowa zastąpił na stanowisku dyrektora były bankier Jukosu i dyrektor Schlumbergera – Siergiej Gorkow.

Rosyjski Transneft, odpowiadający za tranzyt ropy, oskarża o zanieczyszczenie ropociągu Drużba firmę Rosneft – producenta i dostawcę surowca. Udrożnienie ropociągu nie zakończyło sprawy. W konsekwencji sporu Transneft ograniczył Rosneftowi dostęp do rurociągów i tym samym obniżył wolumen eksportowanej ropy do Niemiec i Polski. Wdrożone przez Transneft limity wynoszą 0,5% dziennej produkcji Rosneft, tj. 81 tys. baryłek z produkowanych 1,62 mln. Transneft poinformował, że w systemie swoich rurociągów posiada 3,5 mln t ropy (26 mln baryłek) i oczekuje od producenta wskazania miejsca dostaw tego surowca. W konsekwencji zanieczyszczenia rurociągu produkcja rosyjskiej ropy spadła na początku lipca br. do poziomu najniższego od trzech lat, tj. 10,8 mln b/d. Co ciekawe, chociaż awaria nastąpiła w kwietniu, Rosneft nie wykazał spadku produkcji w maju. Za to w pierwszym tygodniu lipca odnotował 11-procentowy spadek. I mimo, że od zdarzenia upłynęły już trzy miesiące, to wciąż nie wskazano przyczyny skażenia 36,5 mln baryłek ropy. Transneft oskarża Rosneft i podkreśla, że firma uniemożliwia codzienne pobieranie próbek. Prezes Rosneft Igor Sieczin odpowiada, że Transneft wciąż nie przedstawił odpowiedniego projektu zapobiegania tego typu zdarzeniom.

Po pozytywnym efekcie próbnego wydobywania, uruchomionego w 2015 r., Rosneft przygotowuje szeroko zakrojony plan komercyjnej eksploatacji złoża ropy Północne Danilowskoje w Irkucku. Początkowo zasoby złoża szacowano na 550 mln baryłek ropy i 35 mld m<sup>3</sup> gazu, obecnie ocenia się je na 2,3 mld baryłek ropy naftowej i firma zamierza wykonać kolejne odwierty poszukiwawcze. Plan zakłada odwiercenie 95 otworów, zbudowanie generatorów na gaz oraz infrastruktury drogowej i rurociągowej. Operatorem jest firma Verkhnechonskneftegaz, przejęta przez Rosneft w 2013 r. od TNK-BP. Złożo to jest jednym z czterech eksploatowanych przez firmę w tym regionie, obok złóż Południowe Danilowskoje, Lisowskoje i Górne Iczerkoje. Wszystkie cztery złoża będą połączone rurociągami ze złożem Górne Czonskoje, które jest eksploatowane od 2008 r. i ma połączenie z ropociągiem Wschodnia Syberia–Ocean Pacyficzny, używanym do pompowania ropy do Chin.

Z kolei na Półwyspie Gydańskim (Syberia Zachodnia) Ministerstwo Zasobów Naturalnych przeprowadzi aukcję na koncesje obejmujące eksploatację złoża Solecko–Khanawejkoje. Resort został do tego zachęcony rezolucją premiera Dmitrija Miedwiediewa, która zawiera także

początkową cenę licytacji (38 mln USD) i zapis, że całość produkcji musi trafić na eksport w postaci skroplonej. Ten drugi punkt ogranicza przetarg do jednego prywatnego producenta gazu, Novateku, który posiada zakład LNG Sabetta na sąsiednim Półwyspie Jamał. Novatek planuje także uruchomienie kolejnego terminalu w 2023 r., właśnie na Półwyspie Gydańskim. Złoże Solecko–Khanawejskoje znajduje się w pobliżu bloku Geofizycznego, które należy do firmy Arctic LNG 1, w pełni zależnej od Novateku. Na podstawie danych z odwiertów wykonanych jeszcze w czasach sowieckich zasoby złoża szacuje się na 155 mld m<sup>3</sup> gazu, ale prognozy sięgają nawet 1,8 bln m<sup>3</sup>. W kwietniu br. prezes Novateku Leonid Michelson sugerował rosyjskiemu rządowi, by ten poparł wieloletni plan budowy na Półwyspie Gydańskim kilku terminali do eksportu LNG o łącznej przepustowości 140 mln t/rok. Szefostwo Gazpromu skrytykowało jednak ten pomysł, przypominając, że od 2017 r., gdy Novatek uruchomił Jamał LNG, dostarczył kilka ładunków gazu na rynek europejski, konkurując tym samym z Gazpromem, który dostarcza surowiec rurami. Z kolei Michelson podkreślił, że Jamał LNG jest gotów dostarczyć ładunek LNG do Europy, jeśli dojdzie do przerwania dostaw gazu w wyniku wygaśnięcia umowy na tranzyt gazu przez terytorium Ukrainy.

Tymczasem, w opinii szefowej GazpromExport Jeleny Burmistrzowej, zmiany w ukraińskim rządzie i przedterminowe wybory parlamentarne pozostawiły kwestię rosyjskiego tranzytu przez Ukrainę bez strony do rozmów. W obecnej sytuacji Gazprom rozważa krótko- lub co najwyżej średnioterminowy kontrakt, przy czym Burmistrzowa powiedziała, że oczekuje wznowienia bezpośrednich zakupów rosyjskiego gazu przez Ukrainę. Z kolei ukraiński Naftogaz ponoć oczekuje gwarancji ze strony Gazpromu, że przez dziesięć lat będzie transportował co najmniej 60 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie. Dyrektor Naftogazu Juri Witrenko powiedział, że firma może przejąć ryzyko związane z tranzytem gazu i proponują umowę swapową: Gazprom dostarcza gaz Naftogazowi do granicy rosyjsko-ukraińskiej, a Naftogaz zwraca taką samą ilość na granicy Ukrainy z Polską, Słowacją, Węgrami i Rumunią.

Sytuacja związana z tranzytem staje się coraz bardziej napięta, bo obowiązujący kontrakt wygasa z końcem br. Gazprom zwiększył zapasy gazu w europejskich magazynach, by zminimalizować ryzyko spadków dostaw gazu do Europy w styczniu 2020 r. Z tego samego powodu Węgry zapełniły już swoje magazyny gazu. Z kolei prezes Gazpromu Aleksiej Miller powtórzył po raz kolejny, że celem firmy jest rozpoczęcie dostaw gazu do Europy przez Nord Stream 2 w styczniu 2020 r. Oczekuje, że gazociąg zostanie oddany do użytku w terminie, mimo braku zgody Danii na konstrukcję odcinka gazociągu o długości 130 km. Prezes odmówił odpowiedzi na pytanie, jakie kroki podejmie, jeśli gazociąg nie zostanie oddany w terminie, a umowa tranzytowa z Ukrainą wygaśnie. Dodał tylko, że musi zostać przywrócona równowaga handlowa, zanim rozpocznie się dalsza współpraca między obiema firmami i podobnie jak Burmistrzowa, zaapelował o wznowienie bezpośrednich zakupów gazu z Rosji – w przeciwnym razie firma podejmie decyzję o demontażu kompresorów na granicy z Ukrainą. Ponadto po uruchomieniu kolejnych nitek gazociągu Nord Stream Ukraina może mieć trudność z zakontraktowaniem gazu także przez swoją zachodnią granicę. Gazprom poszukuje możliwości zwiększenia zasobów gazu w Europie, docelowo do 11,4 mld m<sup>3</sup> w tym roku (w ub. 5 mld m<sup>3</sup>). Miller dodał, że spodziewa się noworocznej zabawy 1 stycznia, ale nie będzie się angażował w rozmowy w ostatniej chwili.

Wcześniej Gazprom odmówił wykonania decyzji sądu arbitrażowego w Sztokholmie, który zasądził na korzyść Naftogazu odszkodowanie w wysokości 2,6 mld USD.

**Chiny.** Pekin pozytywnie odpowiedział na apel branży węglowodorowej i z końcem czerwca Ministerstwo Finansów poinformowało, że wprowadzi subsydia na wydobycie gazu zacieśnionego (*tight*) w celu zwiększenia produkcji z krajowych złóż niekonwencjonalnych. Ciekawa jest zaproponowana forma wsparcia – będzie ono tym większe, im więcej dana firma wydobędzie gazu w porównaniu z rokiem 2017. Ministerstwo będzie jednocześnie nakładać dodatkowe opłaty na firmy, których produkcja gazu będzie niższa niż w roku ubiegłym – i ten zapis dotyczy także gazu z formacji łupkowych i w pokładach węgla. Dotychczas obowiązywała tylko dopłata do każdego metra gazu z węgla (0,3 juana) i z łupków (0,2 juana), ale ten program wygaśnie z końcem przyszłego roku i zastąpi go ujednolicona stawka dopłat w wysokości 0,2 juana. W 2017 r. Chiny miały wydobyć 48,9 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego, w tym 35 mld m<sup>3</sup> ze złóż gazu zacieśnionego, 9 mld m<sup>3</sup> z łupków i 4,9 mld m<sup>3</sup> z pokładów węgla.

Według Ministerstwa Zasobów Chiny mają w złożach 285 bln m<sup>3</sup> zasobów gazu ziemnego, w tym 22 bln m<sup>3</sup> w formacjach zacieśnionych, 80 bln m<sup>3</sup> w formacji łupkowej, 30 bln m<sup>3</sup> w pokładach węgla (CBM) i 153 bln m<sup>3</sup> w hydratách gazowych. Ale tylko 5,5 bln m<sup>3</sup> to zasoby wydobywalne. W 2020 r. Pekin zamierza zwiększyć wydobycie gazu do 63 mld m<sup>3</sup> (39 mld m<sup>3</sup> ze złóż gazu zacieśnionego, 18 mld m<sup>3</sup> z łupków, 6 mld m<sup>3</sup> z CBM) i do 113 mld m<sup>3</sup> w 2030 r. (odpowiednio 43 mld m<sup>3</sup>, 45 mld m<sup>3</sup> i 25 mld m<sup>3</sup>).

Kolejną zmianą, jaka zaszła w chińskim systemie regulacyjnym, jest większe otwarcie na firmy zagraniczne. Nie będą one zobligowane do szukania lokalnych partnerów do współpracy w sektorze poszukiwawczo-wydobywczym. Krajowa komisja ds. rozwoju i reform, a także ministerstwo finansów złagodziły regulacje i wydały wspólne oświadczenie o możliwości prowadzenia samodzielnych prac przez firmy zagraniczne. Dotychczas inwestorzy byli zobowiązani do powoływania konsorcjów z China National Petroleum Corporation (CNPC), Sinopec lub China National Offshore Oil Corporation (CNOOC). Nie jest wciąż jednak jasne, czy Ministerstwo Zasobów Naturalnych dopuści firmy do przetargów, czy też tylko do danych celem rozpoczęcia negocjacji. CNOOC oferuje wiele bloków morskich potencjalnym inwestorom zagranicznym, zastrzegając sobie jednak 51% udziałów. CNPC oferowało z kolei lądowe bloki w obszarze Tarim, ale ExxonMobil opuścił je z powodu braku sukcesów. W ostatnich latach CNPC i Sinopec oferowały także obszary w formacjach łupkowych. W kwietniu br. brytyjski BP był ostatnią firmą zagraniczną, która opuściła chiński sektor łupkowy.

Analitycy prognozują, że większość koncesji, jaka zostanie przyznana w nowych postępowaniach, przypadnie na baseny Tarim, Jungar, Turpan–Hami, Syczuan, Qaidam i Ordos. Do końca 2017 r. Ministerstwo Zasobów Naturalnych wydało 941 koncesji poszukiwawczych chińskim firmom, głównie CNPC, CNOOC i Sinopec, obejmujących 3,3 mln km<sup>2</sup>. Konsorcjom z udziałem kapitału zagranicznego przypadły 33 koncesje. Na razie to chińskie firmy tworzą konsorcja, jak CNOOC i Sinopec, by poprawić wyniki prac poszukiwawczych. Będą one wspólnie operować w Zatoce Tonkińskiej, na Morzu Żółtym i w prowincji Jiangu. W sumie w ciągu trzech lat wykonają one prace w 81 blokach o łącznej powierzchni 305 tys. km<sup>2</sup>.

Dążenie Pekinu do wzrostu krajowego wydobycia węglowodorów wynika z chęci osiągnięcia samowystarczalności energetycznej. Chińska Republika Ludowa posiada 57 aktywnych platform wiertniczych i plasuje się pod tym względem na pierwszym miejscu na świecie – przed Arabią Saudyjską (55 platform), USA (27) i Norwegią (23). Chińskie firmy zamierzają w tym roku wydać 80 mld USD, by zwiększyć krajowe wydobycie ropy naftowej o 50%, tj. z 4 do 6 mln b/d. Znacząca część tego wzrostu ma pochodzić ze złóż morskich. Aż 80% chińskich platform pracuje na wodach krajowych. China Oilfield Services – największa chińska firma serwisowa – w ciągu kilku ostatnich lat przenosiła swoje urządzenia do kraju. W czasie zaledwie roku liczba platform w Chinach wzrosła o 25, a w 2020 r. firma chce dodać kolejnych 15 platform. Przy czym chińskie firmy operują także na Bliskim Wschodzie, w Afryce i na Morzu Północnym. Szukają możliwości współpracy z doświadczonymi firmami zagranicznymi i nie unikają niekonwencjonalnych działań, jak publikacja w meksykańskiej prasie ogłoszenia o naborze wniosków firm świadczących zintegrowane usługi serwisowe. W 2016 r. CNOOC zdobył koncesje na eksploatację dwóch głębo-

kowodnych bloków w Zatoce Meksykańskiej. Wspólnie z włoskim Eni chiński CNPC prowadzi prace na Morzu Południowochińskim. Obszar ten od lat pozostaje sporny, ale w tym roku Pekin otworzył się na dialog i zaproponował kodeks postępowania na spornych wodach mogących zawierać perspektywiczne zasoby ropy i gazu. Stowarzyszenie Narodów Azji Południowo-Wschodniej (ASEAN) poinformowało, że prace nad kodeksem mogą zostać ukończone jeszcze w tym roku. Na początku lipca przywódcy państw ASEAN spotkali się w Bangkoku i wydali wspólny apel do wszystkich stron o powściągliwość i unikanie działań mogących komplikować sytuację na Morzu Południowochińskim, które jest terenem spornym pomiędzy Chinami, Filipinami, Wietnamem, Malezją i Brunei. Kodeks może utorować drogę do wspólnych przedsięwzięć poszukiwawczo-wydobywczych w tym regionie.

*Źródło: Oil&Gas Journal, WorldOil, OilPrice, LNG World News, Bloomberg, Rzeczpospolita, Reuters, Rystad Energy, Wood Mackenzie, ICIS, OSW, Gazprom Neft, Lukoil, Rosneft, Shell, Total, Equinor, ExxonMobil, PGNiG*