

Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Grzegorz Makuch¹



Bliski Wschód. Cypryjski minister ds. energii, handlu, przemysłu i turystyki Yiorgos Lakkotrypis poinformował o sukcesie firm Eni i Total, które odkryły duże złożo gazu na Morzu Śródziemnym. Występuje ono w utworach miocenu i kredy, na głębokości 3800 m. Struktura geologiczna złoża przypomina gigantyczne egipskie złożo Zohr, odkryte przez Eni w 2015 r. Minister Lakkotrypis zapowiedział, że do dokładnego oszacowania zasobów złoża niezbędne jest wykonanie większej liczby wierceń. Dodał też, że odkrycie to jest dobrym prognostykiem dla planowanych prac ExxonMobil i Qatar Petroleum, które posiadają koncesję sąsiadującą od południa z nowo odkrytym złożem.

Prezydent Turcji Recep Tayyip Erdogan przestrzegł Grecję, Cypr i firmy międzynarodowe, żeby nie przekraczały cienkiej linii i nie naruszały interesów Ankarę. W ten sposób prezydent odniósł się do prac poszukiwawczych prowadzonych w rejonie Cypru, który od 1974 r. jest podzielony na część turecką i grecką. Od tego czasu utrzymuje się napięcie pomiędzy Ankarą i Atenami, przybierające czasami groźną formę, a od kilku miesięcy tureckie okręty wojskowe uniemożliwiają wykonanie odwiertu poszukiwawczego.

Z kolei minister energetyki Libanu Cesar Abi Khalil zapowiedział kontynuowanie podmorskich prac na obszarze koncesji w pobliżu morskiej granicy Izraela mimo roszczeń, które zgłasza do tego obszaru Izrael. Dzień wcześniej izraelski minister obrony określił działania poszukiwawcze w tym rejonie mianem bardzo prowokujących. Minister Abi Khalil powiedział, że Bejrut poinformował o sprawie ONZ, podając lokalizację libańską granicy morskiej i współrzędne koncesji. Dodał też, że wiercenia rozpoczną się w 2019 r. Koncesję na sporny blok mają Eni, Total i Novatek.

Europa. Holenderski Państwowy Nadzór Kopalni wezwał rząd do redukcji wydobycia gazu ze złoża Groningen, z planowanych na ten rok 24 mld m³ do 12 mld, co ma zmniejszyć ryzyko wystąpienia kolejnych wstrząsów sejsmicznych, które nawiedziły ostatnio ten kraj. Wstrząsy te mogły być spowodowane przez obniżenie ciśnienia w warstwach porowatych piaskowca w wyniku wydobycia gazu. Dyrektor nadzoru Theodor Kockelkoren poinformował, że nie ma pewności co do zasadności łączenia cięć w produkcji gazu ze spadkiem częstotliwości i intensywności wstrząsów sejsmicznych, ale potrzebna jest zdecydowana interwencja, by zmniejszyć skalę uszkodzeń budynków w Gronin-

gen. W związku z tym nadzór opowiedział się za cięciami produkcji. Do wypłacenia rekompensaty finansowej za szkody spowodowane wstrząsami są zobowiązane Royal Dutch Shell i ExxonMobil, eksploatujące złożo Groningen. Około 90% Holendrów używa gazu do ogrzewania domów, ponadto wciąż obowiązują umowy na eksport tego surowca, w związku z czym kolejne drastyczne cięcia produkcji są trudną decyzją dla rządu. Ogromne złożo Groningen, zawierające 2,8 bln m³ gazu, zostało odkryte w 1959 r. przez konsorcjum Nederlandse Aardolie Maatschappij, w którym udziały mają Shell i Esso (dziś ExxonMobil). Produkcja generuje znaczące wpływy do budżetu państwa. W 2016 r. firmy zapłaciły rządowi Holandii 3 mld euro, zarabiając na wydobyciu 526 mln euro.

Wintershall rozwija eksploatację ze złoża leżącego w Dolnej Saksonii na granicy niemiecko-holenderskiej. Dyrektor Wintershall Andreas Scheck powiedział, że sejsmika 3D ujawniła dodatkowe zasoby ropy naftowej. W ciągu ostatnich 70 lat wydobyto z tego złoża 10 mln t ropy, a z zastosowaniem metod intensyfikujących wydobycie można będzie uzyskać jeszcze 500 tys. t ropy. Obszar wydobycia znajduje się po obu stronach granicy i obejmuje 37 km².

Brytyjsko-holenderski Royal Dutch Shell postawił nową instalację na złożu Penguins na Morzu Północnym, 150 mil od Sztetlandów. Złożo to było odkryte w 1974 r. i eksploatowane przez Shell i ExxonMobil od 2002 r. Teraz Shell podjął decyzję o rewitalizacji złoża i zastąpieniu starej platformy Brent Charlie przez statek typu FPSO (Floating, Production, Storage, Operation). Obecnie w użyciu są 4 szyby produkcyjne. Wykonanych zostanie także 8 nowych wierceń. Ropa będzie przesyłana do rafinerii statkiem (Sevan 400 FPSO), natomiast gaz rurociągiem FLAGS do Szkocji. Szczytowa produkcja ma wynosić 45 tys. BOE/d.

W Norwegii Greenpeace i Nature and Youth przegrały sprawę sądową. Organizacje te chciały dowiedzieć, że poszukiwanie ropy i gazu w Arktyce jest niezgodne z paryską umową klimatyczną z 2015 r., którą władze Oslo podpisały w 2016 r., i konstytucyjnym prawem wszystkich obywateli do zdrowego środowiska. Tym samym ekologowie chcieli doprowadzić do unieważnienia 10 koncesji obejmujących 40 bloków w strefie arktycznej na Morzu Barentsa, przyznanych w 2016 r. przez norweskie Ministerstwo Ropy i Energii. Koncesje uzyskały wówczas Statoil Petroleum, Chevron, Capricorn Norge, Centrica Resources, Det Norske Oljeselskap, Lundin Norway i Lukoil. Sąd nakazał organizacjom ekologicznym pokrycie kosztów sądowych.

BP odkryło dwa nowe złoża na Morzu Północnym: Capercaillie na wschód od Aberdeen i Achmelvich na zachód od Sztetlandów. BP ma 100% udziału w pierwszym

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

z wymienionych złóż i 52,6% w drugim. W Achmelvich pozostałe udziały posiadają Shell i Chevron.

Brytyjska firma INEOS Oil & Gas, należąca do pierwszej dziesiątki producentów na Morzu Północnym, z dziennej produkcją na poziomie 95 tys. BOE, ogłosiła podział na 6 firm: INEOS Denmark, INEOS Norway, INEOS UK, INEOS FPS, INEOS Shale oraz INEOS Upstream Services. INEOS Shale wraz z Reach Coal Seam Gas posiada 2 koncesje na gaz z łupków między Glasgow i Edynburgiem. Dyrektor INEOS Shale Tom Pickering oświadczył, że złożył pozew sądowy w związku z ogłoszeniem w grudniu 2015 r. moratorium na szczelinowanie hydrauliczne, gdyż wkrótce po tym, jak firma uzyskała koncesję i uiściła opłatę, wprowadzono zakaz, który czyni koncesję i całą inwestycję bezwartościową. W związku z tym firmie nie pozostało nic innego, jak powziąć ryzyko prawne i zwrócić się do sądu. Dyrektor INEOS poinformował także, że wprowadzony zakaz jest niezgodny z prawem i podkreślił kwestię znaczących uchybień w procesie legislacyjnym, jak i nadużycie władzy. INEOS czeka jednak kolejna trudność, a mianowicie komitet planistyczny hrabstwa Derbyshire przegłosował w styczniu br., stosunkiem 9 głosów do 1, rekomendację o odrzuceniu wniosku o zgodę na odwiert pionowy.

Z końcem stycznia rząd Wielkiej Brytanii zaostrzył kontrolę nad firmami wykonującymi szczelinowania hydrauliczne. Do wymogów środowiskowych i technicznych, niezbędnych do uzyskania zgody na przeprowadzenie szczelinowania, minister energetyki Greg Clark dodał kryteria finansowe. Proces kontroli finansów pod kątem zdolności do rekompensaty ewentualnych szkód, które mogą być wywołane procesem szczelinowania, będzie poprzedzał zgodę na wykonanie prac. Firma Third Energy, będąca w 95% własnością banku Barclays, właśnie oczekuje na podpis ministra Grega Clarka pod zgodą na szczelinowanie na obszarze koncesji Kirby Misperton w Yorkshire. Minister energetyki poinformował, że w jego opinii firma spełnia kryteria techniczne i środowiskowe, ale wciąż oczekuje na dokumenty finansowe. Przypomniał, że w 2017 r. firma nie złożyła sprawozdania finansowego za rok 2016. Poza INEOS Shale i Third Energy także Cuadrilla wnioskuje o prawo do przeprowadzenia szczelinowania hydraulicznego.

Także nad Tamizą zachodzą kolejne zmiany na rynku węglowodorowym. Neptun Energy odkupił od francuskiej firmy Engie 70% udziałów w E&P International, pionie zajmującym się poszukiwaniem i wydobywaniem węglodorów. Engie zachowało 30% udziałów. E&P posiada aktywa w Norwegii, Niemczech, Holandii, Indonezji, Algierii i Egipcie. Wartość transakcji to 4,7 mld EUR. Sprzedaż 70% udziałów jest konsekwencją decyzji powziętej w 2015 r., kiedy to GDF Suez przyjął program transformacji, położył większy nacisk na energetykę odnawialną kosztem węglodorów i zmienił nazwę na Engie. W marcu 2017 r. Engie sprzedała swoje koncesje na poszukiwanie gazu w formacjach łupkowych w Wielkiej Brytanii firmie INEOS. Z kolei Neptun Energy informuje, że złoża na Morzu Północnym są rdzeniem jego działalności, zasoby operacyjne w Niemczech zapewniają firmie ważną

pozycję na lądzie. Afryka Północna oferuje duży potencjał wzrostu, a Azja to rosnący rynek gazu.

Chiny. Chiny stopniowo rozwijają branżę węglowodorową, ale w dalszym ciągu ograniczają dostęp do swojego rynku firmom zachodnim. I tak w przetargu na 5 koncesji w basenie Tarim w autonomicznym regionie Xinjiang Uygur wystartowało 7 firm, ostatecznie sprzedano 3 licencje i wszystkie trafiły do firm chińskich: Shenergy, Xinjiang Energy oraz Zhongman petroleum & Natural Gas.

USA. Konsorcjum Shell Offshore (60%) i Chevron (40%) odniosło znaczący sukces, dokumentując ogromne złoża w Zatoce Meksykańskiej, w regionie Perdido. Odkrycia dokonano w bloku 772 Alaminos Canyon, 10 mil od platformy Silvertrip. Shell posiada trzy głębokomorskie złoża: Appomattox, Kaikias oraz Coulomb Phase 2, i spodziewa się, że do 2020 r. sumaryczna produkcja z tych złóż wyniesie 90 tys. BOE/d.

Także Total ogłosił odkrycie złoża w Zatoce Meksykańskiej, w rezerwarze Jurassic Norplet. Odwiert jest zlokalizowany w odległości ok. 120 km od Luizjany, a złożo rozciąga się na 4 bloki. Total posiada 40% udziałów w konsorcjum, a pozostałe udziały należą do spółki Chevron. Firmy zakładają rozwój 7 projektów w 16 blokach.

W lutym uruchomiono produkcję z trzech szybów na złożu Stampede, które zostało odkryte w Zatoce Meksykańskiej w 2005 r. Projekt realizuje konsorcjum składające się z czterech firm: Nexen Petroleum Offshore (będącej spółką córką China National Offshore Oil Corporation), Union Oil Company (czyli spółki córki Chevron), Statoil i Hess Corporation (która jest operatorem złoża). Każda z firm ma 25% udziałów w projekcie. Docelowo maksymalna dzienna produkcja ze złoża Stampede, uzyskiwana z 6 szybów, ma wynosić 80 tys. baryłek ropy i 40 mln m³ gazu.

Bureau of Ocean Energy Management poinformowało o ukończeniu wymaganej prawem oceny aukcji, która w sierpniu 2017 r. odbyła się na bloki koncesyjne w Zatoce Meksykańskiej. W wyniku oceny zatwierdzono przyznanie 81 koncesji za prawie 111 mln USD. W sierpniowym przetargu uczestniczyło 27 firm, które złożyły 99 ofert na 90 koncesji. Siedem ofert zostało odrzuconych, a dwie wycofane. W latach 2017–2022 w ramach Lease Sale 249 planowane jest przeprowadzenie aż 10 tur przetargowych.

Do 2025 r. ExxonMobil zamierza potroić dzienną produkcję poprzez rozwój wydobywania ropy zamkniętej w basenie permskim w Teksasie i Nowym Meksyku. Firma poinformowała, że dzięki zmianom w prawie podatkowym zainwestuje 50 mld USD w infrastrukturę transportową, rafinerie i zakłady chemicznej przeróbki ropy w produkty o wyższej wartości, jak polietylen. W tym celu ExxonMobil planuje rozbudować o nowe urządzenie do krakowania parowego zakład w Baytown, który dostarczy surowce etylenowe do nowych, wysokowydajnych jednostek polietylenowych w zakładzie Mont Belvieu. Poza zmianami w systemie podatkowym zwiększoną produkcję napędzają niższe koszty wierceń, lepsza technologia i doświadczenie. ExxonMobil jest jedną z najaktywniejszych firm operujących w basenie permskim.

Minister spraw wewnętrznych USA Ryan Zinke ogłosił, że na wodach federalnych wokół Alaski można

będzie prowadzić wiercenia w ramach poszukiwań ropy i gazu, co spotkało się z aprobatą przedstawicieli Alaski w Kongresie USA. Jednak w kilka dni później senatorowie Lisa Murkowski, Dan Sullivan i republikanin Don Young zaproponowali, by pięcioletni program poszukiwań (2019–2024) obejmował tylko wody Zatoki Cooka, Morza Czukockiego i Morza Beauforta. Reprezentanci Alaski zgłosili wniosek, by wody rozciągające się od południowo-wschodniej Alaski do Cieśniny Beringa zostały usunięte z programu wierceń. Arktyczna część Morza Beauforta i Morza Czukockiego może zawierać ogromne zasoby ropy. Jednak Royal Dutch Shell po odwierceniu suchego otworu w 2015 r. wycofał się z poszukiwań. Shell wydał wówczas 2 mld USD na dzierżawę i 5 mld USD na wykonanie prac wiertniczych. Prezydent Donald Trump powiedział, że nigdy nie interesowało go otwarcie Arctic National Wildlife Refuge na poszukiwania ropy, aż do czasu rozmowy telefonicznej z przyjacielem, który uzmysłowił mu, jak wielką ma to wagę i z jakimi trudnościami zmagano się dotychczas. Trump dodał, że jego decyzja o włączeniu do ustawodawstwa podatkowego zapisu umożliwiającego poszukiwania węglowodorów w narodowym rezerwacie jest wynikiem namów, bo: „wszyscy tego chcieli i przez 40 lat próbowali”.

W marcu 2017 r. prezydent Donald Trump polecił, by zawiesić, zrewidować lub uchylić decyzję swojego poprzednika z 2015 r., wprowadzającą pakiet regulacji dotyczących szczelinowania hydraulicznego. Regulacje te miały na celu zapewnienie ochrony zbiorników wody pitnej poprzez „odpowiednie zarządzanie” płuczkami wiertniczymi i upublicznienie składu płynów szczelinujących. Sekretarz departamentu spraw wewnętrznych USA Ryan Zinke doprowadził do uchylecia pakietu przepisów w grudniu ub.r., twierdząc, że: „niepotrzebnie obciążają one przemysł kosztami przestrzegania przepisów, które są duplikatami regulacji obowiązujących w wielu stanach”. Decyzji sekretarza sprzeciwił się prokurator generalny Xavier Becerra, który złożył w tej sprawie pozew w sądzie federalnym San Francisco. Podczas konferencji prasowej prokurator powiedział, że: „szczelinowanie stanowi ryzyko dla naszego zdrowia i naszego środowiska ...poczawszy od parowania toksycznych chemikaliów, poprzez wydarzenia sejsmiczne o niskim poziomie aż po zanieczyszczenie wody pitnej”. Becerra twierdzi też, że administracja Trumpa, uchylając pakiet regulacji, naruszyła federalny mandat do: „zapewnienia odpowiedzialnego środowiskowo rozwoju zasobów ropy i gazu na ziemiach federalnych oraz przepisy Environmental Protection Agency”.

W listopadzie 2017 r. produkcja ropy w USA osiągnęła 10,38 mln baryłek na dobę, tym samym ustanowiono drugi wynik w historii kraju. Rekord, który padł w listopadzie 1970 r., wynosił 10,44 mln baryłek/d. Na wysoką ubiegłoroczną produkcję największy wpływ miało wydobycie w Teksasie (3,89 mln baryłek/d), Dakocie Północnej (1,18 mln) i Zatoce Meksykańskiej (1,67 mln). W ciągu ostatnich 10 lat produkcja ropy znacząco wzrosła, głównie za sprawą rozwoju wydobycia z formacji łupkowych. W ciągu 10 lat udział produkcji ropy ze źródeł niekonwencjonalnych wzrósł w USA z 7% do 51%. Energy Information Administration szacuje, że w dziennej produkcji

ropy w listopadzie 2017 r. aż 5,09 mln baryłek pochodziło z formacji łupkowych. International Energy Agency prognozuje, że wkrótce USA uzyskają miano jednego z wiodących producentów ropy na świecie, wyprzedzając Arabię Saudyjską i dorównując Rosji, i to głównie za sprawą produkcji ze złóż niekonwencjonalnych. Propozycje dwóch ustaw republikańskiego członka Izby Reprezentantów USA wydają się wychodzić naprzeciw tym optymistycznym prognozom. Bill Johnson zaproponował bowiem dwie ustawy mające ułatwić eksport skroplonego gazu: 4605 i 4606. Ustawa 4605 ma umożliwić eksport LNG po uzyskaniu opinii Federalnej Komisji Regulacji Energii (FERC) zamiast – jak to się odbywa obecnie – zgody Departamentu Energii. Z kolei ustawa 4606 umożliwi eksport małych ładunków LNG do Ameryki Środkowej i Południowej oraz na Karaiby. Johnson podkreśla, że USA są największym producentem gazu z ogromnymi zasobami surowca i należy zrobić wszystko, co możliwe, by z tego dobrodziejstwa skorzystać we właściwym czasie. Dyrektor LNG Allies & Our Energy Moment Fred Hutchinson dodał, że zakaz eksportu ropy został zniesiony w grudniu 2015 r. i obowiązujące limity na eksport LNG to anachronizm.

Dyrektor Royal Dutch Shell Ben van Burden w wywiadzie udzielonym dla Financial Times powiedział, że wzrost wydobycia ropy naftowej i gazu w następnej dekadzie będzie uzależniony od wielkości produkcji z łupków. Dlatego Shell skoncentruje się w najbliższych latach na rezerwach łupkowych w USA, Meksyku, Kanadzie, Brazylii i Argentynie. Royal Dutch Shell zmaksymalizuje inwestycje zwłaszcza w permskim basenie w USA, a także na obszarze Duvernay w prowincji Alberta w Kanadzie, by do końca dekady zwiększyć produkcję ekwiwalentu ropy z 250 tys. baryłek do 500 tys. Pozyskane środki finansowe Shell zamierza zainwestować w nowe projekty łupkowe. Ben van Burden powiedział też, że w ostatnich latach firma zainwestowała znaczące środki i dołożyła starań, by obniżyć koszty produkcji węglowodorów z łupków i Royal Dutch Shell dołączy wkrótce do światowej łupkowej czołówki – do ExxonMobil i Chevron.

Meksyk. Dyrektor krajowego regulatora ropy i gazu Meksyku zapowiedział przeprowadzenie w 2018 r. przetargu koncesji na gaz i ropę z łupków. Obiecująco zapowiada się tu basen Burgos w północno-wschodnim Meksyku, będący przedłużeniem amerykańskiego basenu Eagle Ford, zasobnego w węglowodory niekonwencjonalne. Kolejnym dobrze rokującym obszarem jest basen Tampico-Misantla w Zatoce Meksykańskiej, w okolicach Veracruz. Meksykańska Narodowa Komisja Węglowodorowa pracuje nad szczegółowym harmonogramem rozwoju wydobycia gazu i ropy z łupków, czeka jednak na zgodę ministra energii. Dyrektor komisji Juan Carlos Zepeda powiedział, że nieużywany sprzęt z amerykańskiego obszaru Eagle Ford może być łatwo i szybko przetransportowany do Meksyku, aby pracować w basenie łupkowym, gdy tylko zapadnie decyzja o rozpoczęciu poszukiwań.

Pierwsza aukcja na podmorskie koncesje w Zatoce Meksykańskiej, największa od czasu, gdy rząd Meksyku otworzył sektor węglowodorowy dla podmiotów prywatnych, odbyła się pod koniec stycznia 2018 r. Do aukcji obejmującej sprzedaż 9 koncesji (29 bloków) zakwalifiko-

wało się 26 firm z 16 państw, w tym ExxonMobil, Chevron, Royal Dutch Shell i Total. Sprzedano 6 koncesji, z czego aż 5 trafiło do Shell. Do wierceń na obszarze czterech z tych koncesji Shell tworzy konsorcjum z Qatar Petroleum, a w granicach piątej – z państwowym Petroleos de Mexico (Pemex). Jedną koncesję wygrał Pemex, a na pozostałe trzy nie było ofert. W 2013 r. przeprowadzono w Meksyku dużą reformę energetyczną, w wyniku której państwowy Pemex stracił w kraju monopol na produkcję węglowodorów. Warto przypomnieć, że w 2011 r. Energy Information Administration szacowała zasoby gazu z łupków w Polsce na 5,3 bln m³, w USA na 24,4 bln, Argentynie 21,9 bln, a w Meksyku na 19,3 bln.

Kanada. Także Kanada rozwija wydobycie gazu i ropy ze złóż niekonwencjonalnych, które osiągnęło już 8% w całkowitej produkcji węglowodorów tego kraju. Przykładem są działania ConocoPhillips, która wycofała się z wydobycia ropy z piasków bitumicznych i zaczęła prace w formacjach łupkowych kanadyjskiego basenu Montney. Również Chevron w listopadzie 2017 r. ogłosił wzrost wydobycia z formacji Duvernay. W tej samej formacji węglowodorów w łupkach będzie szukał Royal Dutch Shell. Mike Johnson, specjalista kanadyjskiej rady przy rządzie federalnym National Energy Board, powiedział, że basen Duvernay jest pod względem geologii porównywalny z amerykańskim łupkowym basenem Eagle Ford, a Montney jest wyjątkowy ze względu na ogromne zasoby gazu i bardzo grubą formację skalną.

Rząd kanadyjskiej prowincji Nowa Szkocja jest zachęcany przez Maritimes Energy Association do rewizji decyzji zakazującej szczelinowania hydraulicznego. Departament Energii rządu Nowej Szkocji przedstawił analizę, z której wynika, że złoża gazu znajdujące się na terenie tej prowincji mogą być warte od 20 do 60 mld USD. Jednak do wydobycia surowca niezbędne byłoby zastosowanie technologii szczelinowania hydraulicznego, zakazanej w prowincji od 2014 r. Minister energetyki Nowej Szkocji Geoff MacLellan uznał, że niewykorzystany potencjał zasobów węglowodorów jest ogromny, mimo to ogłosił, że rząd nie zamierza znosić moratorium na szczelinowanie. Z analizy przedstawionej przez Departament Energii wynika, że oprócz ogromnych zasobów gazu w łupkach Nowa Szkocja może być zasobna także w gaz w pokładach węgla (CBM). Dyrektor Maritimes Energy Association Ray Ritcey powiedział, że zasoby gazu umożliwiłyby firmom zrzeszonym w stowarzyszeniu 20-letnie wydobycie.

Rząd Kanady planuje duże zmiany w zarządzaniu projektami energetycznymi. Zlecono rewizję regulacji energetycznych i środowiskowych w celu zastąpienia dotychczas działających dwóch ciał, to jest National Energy Board i Canadian Environmental Assessment Agency, jedną organizacją Canadian Energy Regulator (CER). Nowa instytucja będzie miała uprawnienia do oceny wszystkich projektów energetycznych, surowcowych i bazujących na odnawialnych źródłach energii. Canadian Energy Regulator będzie współpracowała z instytucjami w poszczególnych prowincjach w celu zapewnienia jednolitego i przewidy-

walnego procesu planowania i oceny projektów oraz koordynowania prac i konsultacji ze społeczeństwem przy udziale ludności rdzennej, o czym zapewnił minister zasobów naturalnych Kanady Jim Carr. CER ma integrować cele energetyczne, gospodarcze i klimatyczne Kanady – m.in. ma skrócić czas decyzji, ułatwić funkcjonowanie inwestorom, a poprzez otwarty dialog i integrację zwiększyć zaufanie społeczeństwa do firm wydobywczych. Wszystko to w celu zapewnienia dobrych warunków do realizacji projektów, by dostarczyć surowce na rynek z poszanowaniem środowiska naturalnego i we właściwym czasie. Na stronie rządowej można też przeczytać, że: „CER będzie wspierał wysiłki rządu na rzecz dywersyfikacji rynków energii, rozwój infrastruktury energetycznej i stymulowanie wzrostu gospodarczego, wzmacniając udział społeczeństwa, zaangażowanie rdzennej ludności i chroniąc środowisko dla obecnych i przyszłych pokoleń. Siedziba kanadyjskiego regulatora rynku energii będzie w Calgary.

Rosja. Gazpromneft-Jamał, spółka córka koncernu Gazprom Neft, wykonała wielokierunkowe wiercenie z czterema poziomymi sekcjami w złożu Nowoportowskoje. Odwiert o głębokości 4411 m i cztery horyzontalne sekcje dały w sumie 6756 m i załoga potrzebowała 39 dni na ich wykonanie (5,78 dnia na 1000 m). Sekcje horyzontalne zwiększą produkcję ze złoża bez potrzeby wiercenia kolejnych odwiertów pionowych. Złoże Nowoportowskoje odkryto w latach 60. XX w. i od 1987 r., kiedy wykonano 117 odwiertów, aż do 2010 r. nie prowadzono prac intensyfikujących wydobycie. Gazprom poinformował, że odwierci także trzy otwory w obwodzie orenburskim, między Soroczynskiem i Nowosergijewką. W 2016 r. odkryto nieopodal złoża Nowozarinskoje, które może zawierać nawet 11 mln t ropy.

Z rynku rosyjskiego warto odnotować także decyzję komitetu energetycznego przy rosyjskiej Dumie Państwowej, który w 2013 r. przyznał firmie Novatek prawo do eksportu skroplonego gazu z terminalu Jamał LNG, a w lutym br. odmówił wydania podobnej zgody koncernowi Rosneft, który zamierzał eksportować gaz poprzez terminal LNG Peczora. Komitet poinformował, że eksport gazu w formie skroplonej, który jest zwolniony z podatku eksportowego i od wydobycia, przynosi niższe przychody do budżetu Federacji Rosyjskiej niż eksport surowca gazociągami. Ponadto ewentualna zgoda na eksport LNG przez Rosneft mogłaby nasilić konkurencję na lukratywnym europejskim rynku pomiędzy rosyjskimi firmami. Projekt Peczora LNG miał bazować na surowcach pochodzących z wydobycia w Nienieckim Okręgu Autonomicznym. Z powodu braku zgody Rosneft będzie zmuszony odsprzedać wydobyty gaz Gazpromowi. Obecne prawodawstwo przyznaje Gazpromowi monopol na eksport gazu gazociągami, natomiast odnośnie eksportu skroplonego gazu komitet może wydać zgodę na realizację wybranych transakcji.

Źródła: PennEnergy, Oil Gas Journal, Energy Information Administration, Oil & Gas 360, INEOS, Financial Times, Government of Canada, US Bureau of Ocean Energy Management, ExxonMobile, Neptun Energy