

## Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Grzegorz Makuch<sup>1</sup>



**Polska.** Prywatna, brytyjska firma *Gemini Resources* ma w naszym kraju dwie koncesje na wydobywanie węglowodorów – Nowa Sól i Góra. W lipcu br. pojawiła się informacja, że zawarła ona umowę z australijską firmą *Pura Vida Energy* i za kwotę 6,2 mln USD sprzedała 35% udziałów w tych projektach węglowodorowych. Złoże Góra zostało odkryte w 2012 r. (odwiert Siciny-2) przez firmę *San Leon Energy*. Na obszarze koncesji Góra na monoklinie przedśudeckiej wyniki badań miały wskazywać na potencjał występowania złóż gazu zamkniętego i gazu z łupków w utworach karbonu dolnego. W tym roku *Gemini Resources* zamierza przeprowadzić szczelinowanie i testowanie w otworze Siciny-2. Złoże w obszarze koncesji Nowa Sól odkryto w 2013 r. (odwiertem Jancy-C1). Zawiera ono ropę naftową występującą w zacieśnionych strukturach w dolomicie cechsztyńskim. W tym roku w dwóch otworach na obszarze koncesji Nowa Sól ma być przeprowadzone szczelinowanie hydrauliczne. We wrześniu br. firma *Pura Vida* zawarła umowę z firmą *Xodus Group* z siedzibą w Londynie na prace na obszarze koncesji Góra. Do końca listopada br. firma *Xodus* ma przygotować plan zagospodarowania złoża z propozycją lokalizacji otworów, a także model wyceny wartości zasobów przed opodatkowaniem.

**Ukraina.** Kijów zobowiązał się zakończyć proces rozdziału właścicielskiego i dostosować prawodawstwo krajowe do obowiązującego w UE do końca br. Umożliwi to zawarcie umowy na przesyłanie rosyjskiego gazu do państw UE, ale na nowych warunkach. Dlatego Kijów złożył już w UE dokumenty wymagane w celu pozyskania licencji i certyfikatu na transport gazu. Po zatwierdzeniu dokumentów kontrolę operacyjną nad infrastrukturą przejmie od *Ukrtransgazu*, spółki zależnej od *Naftogazu*, niezależny, wydzielony, operator *GTS*. Operator ten będzie mógł zawrzeć z *Gazpromem* umowę na tranzyt gazu, z poszanowaniem prawa UE. To ważne, bo umowa pomiędzy Rosją i Ukrainą na tranzyt gazu wygasa z końcem br. i, co ciekawe, Władimir Putin zapowiedział już, że *Gazprom* być może zgodzi się zawrzeć nową umowę z Ukrainą, jeśli Kijów dokona rozdziału właścicielskiego przed końcem br. Kością niezgody pozostaje jednak termin nowej umowy, bo Putin zapowiedział przedłużenie kontraktu tylko o rok, na co nie zgadza się rząd Ukrainy. Z kolei minister energetyki Rosji Aleksander Nowak zapowiedział możliwość podpisania kontraktu – nie wskazując ram czasowych – pod warunkiem zastosowania średniej ceny za przesyłanie gazu, wyliczonej ze stawek obowiązujących w UE. Przedstawiciele *Gazpromu*, *Naftogazu* i KE spotkali się w Brukseli

28 października br., by w kolejnej rundzie rozmów omówić warunki przyszłego tranzytu gazu z Rosji przez Ukrainę do państw UE. Podczas spotkania nie osiągnięto porozumienia. Kolejne odbędzie się w listopadzie br.

**Stany Zjednoczone.** Prezydent USA Donald Trump, podczas rozmowy z prezydentem Ukrainy Wołodymyrem Zeleńskim, mówił o sprawie największej prywatnej firmy gazowej, działającej na Ukrainie – *Burisma*. Zaangażowany w nią był Hunter Biden, syn Joe Bidena, prawdopodobnie kandydata Partii Demokratycznej w wyborach prezydenckich w 2020 r. Rozmowa ta, jeśli zostanie uznana za próbę szukania wsparcia poza granicami USA, może doprowadzić do *impeachmentu* Donalda Trumpa z urzędu prezydenta USA. Ponadto *Politico* ujawniło kolejny wątek łączący Waszyngton i Kijów – ponownie z tematyką gazu ziemnego w tle. Trzy osoby – powołujące się na sekretarza energii USA Ricka Perry'ego – próbowały wymusić na Kijowie zmianę w zarządzie *Naftogazu* i zatrudnienie w nim osoby z Teksasu, znanej Perry'emu. Z kolei *Associated Press* poinformowało, że osoby powiązane z Donaldem Trumpem i Rudy'm Giulianiem chciały zmiany na stanowisku szefa *Naftogazu* – Andrieja Kobiliewa miał zastąpić Andrew Faworow. Osobami, które miały wywierać presję, byli urodzeni w ZSRS mieszkańcy Florydy – Lew Parnas i Igor Fruman, a także osoba z branży naftowej – Harry Sargeant III. Wszyscy oni byli znaczącymi donatorami na rzecz Partii Republikańskiej. Parnas i Fruman przekazali 325 tys. USD na komitet sprzymierzony z Donaldem Trumpem. Sargeant w ciągu 20 lat przekazał ok. 1,2 mln USD na republikanów, w tym 100 tys. USD w czerwcu br. na fundusz *Trump Victory Fund* i 14 tys. USD na niedysyjszą kampanię prezydencką Giulianięgo.

Na początku marca br. Parnas, Fruman i Sargeant mieli się spotkać z Faworowem na konferencji energetycznej w Teksasie i zaproponować zawarcie transakcji na eksport stu ładunków skroplonego gazu z USA na Ukrainę. Następnie w Kijowie miało dojść do spotkania Faworowa z byłym partnerem biznesowym Dalem Perryem (niepowiązanym z sekretarzem stanu), podczas którego Faworow opisał sytuację. Poinformował także, że według Parnasa, powołującego się na Trumpa, ambasador USA w Kijowie Marie Yowanowitch ma zostać odwołana. Wątek ambasador USA pojawia się także w rozmowie telefonicznej Trumpa i Zeleńskiego. Po spotkaniu z Faworowem Perry miał rozmawiać z Suriyą Jayanti z ambasady USA w Kijowie, która napisała notatkę, a ta trafiła do Departamentu Energii i Departamentu Stanu USA. Komisja ds. wywiadu Senatowi USA już zaprosiła Parnasa i Frumana do złożenia zeznań. Ponoć naciskano także na ówczesnego prezydenta Poroszenkę, czemu ten zaprzecza. Po przegranych przez niego wybo-

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

rach prezydenckich Rick Perry miał naciskać na nowego prezydenta Zeleńskiego, by ten wymienił członków rady nadzorczej *Naftogazu*.

*Politico* napisało, że w konsekwencji w listopadzie br. Rick Perry poda się do dymisji i zastąpi go dotychczasowy zastępca Dan Brouillette. Perry temu zaprzeczył, ale 18 października br. napisał: *Pełnienie funkcji sekretarza energii w administracji Donalda Trumpa było zaszczytem życia...* Z kolei Departament Energii poinformował, że sekretarz energii Rick Perry ogłosił rezygnację, która wejdzie w życie jeszcze w tym roku. Perry zawiadomił Donalda Trumpa o tym, że ustąpi ze stanowiska, na dzień przed upływem terminu wyznaczonego przez demokratów na dostarczenie Izbie Reprezentantów dokumentów w sprawie śledztwa zmierzającego do *impeachmentu* Trumpa z urzędu prezydenta USA. Rick Perry, uprzednio pełniący funkcję gubernatora Teksasu, dążył do urzeczywistnienia koncepcji dominacji energetycznej USA, którą Trump zapowiadał w kampanii wyborczej i podczas swoich wizyt w Europie. Perry wielokrotnie mówił o *gazie wolności* w kontekście dostaw LNG z USA do Polski, na Litwę i Ukrainę.

**Kanada.** Po wyborach parlamentarnych – które odbyły się na początku 2019 r. – władzę w prowincji Alberta przejęła Zjednoczona Partia Konserwatywna, oferująca wyborcom położenie mocniejszego akcentu na rozwój eksploatacji surowców i obiecująca reformę *Alberta Energy Regulator (AER)* – agencji regulującej rynek węgłowodórów i nadzorującej służbę geologiczną prowincji. Nowy rząd prowincji upublicznił na początku br. informacje o spadającej wydajności *AER*, mimo rosnącego zatrudnienia. Podkreślono także, że proces koncesyjny trwa czterokrotnie dłużej niż w Teksasie. Kanadyjskie Stowarzyszenie Producentów Ropy (*Canadian Association of Petroleum Producers – CAPP*) oświadczyło, że popiera ideę przeglądu agencji regulacyjnej, by poprawić wydajność i stabilność regulacyjną, zachowując jednocześnie troskę o środowisko i bezpieczeństwo. Szef *CAPP* Tim McMillan dodał, że władze prowincji powinny przeanalizować wyzwania polityczne i regulacyjne, które sprawiły, że w porównaniu z innymi jurysdykcjami Alberta jest mniej konkurencyjna. Innym problemem prowincji są tzw. osierocone odwierty, których rekultywacja może kosztować od 30 do 70 mld USD.

Z początkiem września nowy rząd Alberta podjął decyzję o zmianie zarządu *AER*. Nowy zarząd *AER* powołano na miesiąc przed publikacją raportów z trwającej 9 miesięcy kontroli. W opublikowanych przez kontrolerów w październiku br. raportach stwierdzono poważne wykroczenia *AER* w latach 2015–2018. Trójka kontrolerów poinformowała o konfliktach interesów na najwyższych szczeblach decyzyjnych, rażących błędach w zarządzaniu i nieodpowiednim nadzorze. Media odwołujące się do raportów piszą o oszustwie związanym z powołaniem przez *AER* Międzynarodowego Centrum Doskonalenia Regulacji (*International Center of Regulatory Excellence – ICORE*), które zostało utworzone w 2017 r., ale już nie istnieje. Centrum to miało szkolić regulatorów z całego świata, jednak zawarło umowę tylko z Meksykiem. W Europie blisko współpracowało z Ukrainą. W toku dochodzenia komisarz ds. etyki Marguerite Trussler oceniła, że ówczesny dyrektor *AER* Jim Ellis zamierzał wykorzystać organizację *ICORE*, by zapewnić zatrudnienie sobie i kilku innym osobom. Z kolei komisarz ds. interesu publicznego Marianne Ryan stwierdziła wykroczenia finansowe, w tym wydatkowanie 3 mln CAD na wynagrodzenia dla pracowników *AER* zaangażowanych w *ICORE*. Ponadto wydatki w ramach *ICORE* nie zawsze

były zgłaszane, a czasem nawet ukrywane. Przy czym podkreśliła, że nie posiada dowodów poświadczających, że Jim Ellis osobiście skorzystał finansowo, a sytuacja nie osiągnęła poziomu, by sprawę skierować do sądu pod zarzutem karnym. Dodała także, że raport nie jest krytyczny wobec całej *AER*, a wielu pracowników tej agencji pomagało w dochodzeniu.

Generalny audytor Doug Wylie stwierdził natomiast krytyczne błędy w wykorzystaniu zasobów, zarządzaniu, legislacją i ładzie korporacyjnym w *ICORE*. Wylie dodał, że działalność *AER* w sprawie *ICORE* to studium przypadku w dziedzinie obchodzenia kontroli i tego, jak mogą być marnowane publiczne pieniądze i jakie szkody mogą ponieść instytucje. Przypadek *ICORE* dostarcza ważnej lekcji, jak kontrola może być nieskuteczna, gdy osoby odpowiedzialne za nadzór nie zwracają uwagi na znaki ostrzegawcze i w niewłaściwy sposób oceniają system oraz ryzyko. Audytor generalny oszacował całkowity koszt finansowania *ICORE* przez *AER* na 5,4 mln USD, przy czym 2,3 mln USD nigdy nie odzyskano. Doug Wylie powiedział także, że kultura strachu, wywołana zagrożeniem utraty pracy, stłumiła obawy dotyczące *ICORE*. We wspólnym oświadczeniu minister środowiska Jason Nixon i minister energii Sonya Savage, wspólnie nadzorujący *AER*, podkreślili, że raporty pokontrolne są bardzo niepokojące. Szef *AER* i *ICORE* Jim Ellis ustąpił z obu funkcji w listopadzie 2018 r. Nowy zarząd *AER* w ciągu dziewięciu miesięcy ma dokonać przeglądu działalności instytucji i poprawić sytuację branży węglowodorowej.

**Rosja.** *Rosja posiada zasoby gwarantujące eksploatację ropy naftowej przez 30 lat i gazu ziemnego przez 50 lat i surowce te należy wydobyć i sprzedać, bo w przyszłości mogą nie uzyskać równie dobrej ceny jak teraz* – powiedział wiceminister energetyki Paweł Sorokin. Z kolei Dmitrij Kobylkin, minister zasobów naturalnych, podkreśla, że Rosja posiada ok. 73 bln m<sup>3</sup> gazu ziemnego w złożach konwencjonalnych i wydobywanie węglowodórów z formacji łupkowych, metanu z pokładów węgla czy hydratów gazowych nie jest pierwszorzędną potrzebą kraju. Dodał, że diametralnie różna jest sytuacja branży ropy naftowej, która boryka się z poważnymi spadkami zasobów na szczytach polach prawie we wszystkich obszarach naftowych. Dlatego firmy naftowe są zmuszone do rozwijania niekonwencjonalnych technologii i wydobywania ropy z głębiej położonych złóż na Syberii Zachodniej oraz w regionie Wołgi i Uralu.

By zrównoważyć spadek wpływów do budżetu państwa z eksportu ropy naftowej, spodziewany w przyszłości w konsekwencji szczytu zasobów i rosnących kosztów wydobycia, Rosja intensyfikuje rozwój eksploatacji gazu ziemnego, w tym projekty zakładające jego skraplanie. Eksperti podkreślają, że eksploatacja gazu na półwyspach Jamalskim i Gudańskim, mimo znacznych odległości i trudnych warunków środowiskowych, generuje jedne z najniższych kosztów na świecie. Ponadto, w celu utrzymania trendu produkcyjnego branży gazowej, Kobylkin ogłosił gotowość do rozmów z prywatnymi firmami o dostępie do rosyjskiej części Arktyki. Kobylkin zauważył, że wszystko, co dotyczy Arktyki, jest bardzo drogie i dlatego rząd nie może sobie pozwolić na inwestycje w poszukiwania w tym rejonie, zwłaszcza gdy jest tak niska cena ropy. Dodał, że obok *Rosnieftu* także *Lukoil* był zainteresowany prowadzeniem prac w Arktyce, ale to w czasach, gdy cena baryłki ropy była wyższa.



Przed rosyjską aneksją Krymu i sankcjami, będącymi konsekwencją działań wojennych, pracami w Arktyce był zainteresowany amerykański *ExxonMobil*. We wrześniu br. pojawiła się informacja, że amerykański *ExxonMobil* i rosyjski *Rosneft* podjęły decyzję o kontynuacji budowy terminalu gazu Sachalin 1 na Dalekim Wschodzie. Kolejny zakład powstanie w miejscowości De-Kastri w kraju cha-barowskim. Projektem zarządza konsorcjum, do którego należą *Exxon Neftegaz* (30%), japoński *Sodeco* (30%) i *Rosneft* z indyjskim *ONGC* (łącznie 40%). W pierwszym etapie Sachalin 1 będzie wytwarzać 6,2 mln t/rok skroplonego gazu ziemnego.

*Novatek* uzyskał natomiast ulgi podatkowe na kwotę 600 mln USD od regionu jamała-nienieckiego i 1,5 mld USD z budżetu federalnego, jako wsparcie budowy terminalu do eksportu LNG w północno-zachodniej Syberii. *Novatek*, największy prywatny producent LNG w Rosji, wraz z udziałowcami (*Novatek* 60%, *Total* 10%, *CNPC* 10%, *CNOOC* 10%, *Mitsui* i *JOGMEC* 10%) podjął ostateczną decyzję inwestycyjną dotyczącą budowy terminalu *Arctic LNG 2*, którego pierwszy zakład zostanie uruchomiony w 2023 r., a kolejne dwa w 2024 i 2026 r., kiedy osiągnie docelową moc skraplania 19,8 mln t gazu rocznie. Koszt projektu wyniesie 21,3 mld USD. *Novatek* poinformował, że zakontraktowano już ok. 90% sprzętu. Amerykańska firma *McDermott* i *China Shipbuilding Industry Corporation* potwierdziły zawarcie kontraktu z *Novatekiem* na budowę trzech modułów terminalu *Arctic LNG 2*. Głównym wykonawcą jest brytyjski *TechnipFMC*. *Novatek* rozpoczął już poszukiwania gazu ziemnego na Półwyspie Gydańskim (złoże Utrenneje), skąd będzie pochodził surowiec dostarczany do terminalu *Arctic LNG 2*.

*Arctic LNG 1*, spółka córka *Novateku*, kupiła za 39 mln USD koncesję poszukiwawczą z prawem do wydobywania przez 27 lat gazu i kondensatu w bloku Solecko-Czanawejskoje na Półwyspie Gydańskim. Wstępnie oszacowane geologiczne zasoby złoża wynoszą 2,2 bln m<sup>3</sup> gazu i 1,5 mld baryłek kondensatu ropy naftowej. Firma szuka jednak partnera, by wspólnie z nim przystąpić do rozwiercenia dwóch otworów z czasów sowieckich. Zasoby bloku Solecko-Czanawejskoje mogą stanowić bazę surowcową dla terminalu do eksportu gazu *Arctic LNG 1*. *Novatek* zadbał także o zbyt surowca i we wrześniu br., wraz z japońskim *Saibu Gas*, powołał firmę, która w profilu działalności będzie miała handel gazem, a także bunkrowanie statków i wytwarzanie energii w Japonii. *Novatek* zawarł ponadto umowy z japońskim *Mitsui OSK* i *Japan Bank for International Cooperation* na finansowanie terminali przeładunkowych w Murmańsku i na Kamczatce. Będą one obsługiwać *Jamał LNG* na Półwyspie Jamalskim i *Arctic LNG 2* na Półwyspie Gydańskim.

*Novatek* dąży do utrzymania pozycji lidera na rosyjskim rynku LNG. Jednak również *Gazprom* realizuje projekt budowy terminalu eksportującego skroplony gaz ziemny – *Baltic LNG*, usytuowany niedaleko portu w Ust-Łudze. *Gazprom* uzyskał już koncesje na poszukiwania i eksploatację złóż Południowe Kamennomyjskoje, Południowe Nowoportowskoje, Rostowskoje i Sorowyj, a we wrześniu 2019 r. koncesję Nowoport. Terminal *Baltic LNG* ma kosztować 10,8 mld USD i docelowo ma produkować 13 mln t LNG, 4 mln t etanu i 2,2 mln ton LPG. Pierwsza faza instalacji zostanie ukończona w 2023 r. Budowa terminalu *Baltic LNG* jest realizowana przez *Gazprom* i prywatną firmę *Rusgazdobyicza*, do 2016 r. kontrolowaną przez Arkadija Rotenberga. Rosyjski minister finansów Anton Siluanow ogłosił finansowe wsparcie budowy tego terminalu przed

końcem roku, środkami z budżetu federalnego. Jednak w kwietniu br. *Royal Dutch Shell* wycofał się z tego projektu, co może znacząco skomplikować jego sytuację finansową i techniczną. *Royal Dutch Shell*, nie mając udziałów w złożu, nie miał wpływu na cenę gazu ziemnego nabywanego przez *Baltic LNG*. Ponadto nalegał na władze, by przyznały uczestnikom projektu ulgi podatkowe, co jednak nie nastąpiło.

**Zatoka Perska.** Minister do spraw ropy Iranu Bijan Zanganeh przyznał, że amerykańskie sankcje zadały, jak to ujął, śmiertelny cios irańskiemu przemysłowi naftowemu. I sytuacja ta powtarza się cyklicznie co kilka lat, dodał Zanganeh, ale mimo to zobowiązał się do utrzymania eksportu ropy i nieulegania presji USA, ponieważ eksport ropy jest prawem Iranu.

*Reuters* donosi, że eksport irańskiego surowca spadł o 80% od momentu nałożenia sankcji przez USA. Kolejnym ciosem dla Iranu była decyzja *China National Petroleum Corporation (CNPC)* z października br. o wycofaniu się z umowy wartej 5 mld USD. W ramach tego kontraktu koncern *CNPC* miał uczestniczyć w zagospodarowaniu gigantycznego złoża gazu South Pars. Irański minister ds. ropy Bijan Zanganeh oświadczył, że operatorem złoża będzie wyłącznie państwowa firma *National Iranian Oil Company*. Warto przypomnieć, że *CNPC* zgłosiło chęć inwestowania w South Pars po tym, jak francuski *Total* opuścił Iran w 2018 r. A zaledwie rok wcześniej zawarł z Teheranem dodatkową umowę do porozumienia z 2015 r., zakładającą inwestycję 1 mld USD w eksploatację tego złoża gazu. Podmorskie złożo South Pars jest współdzielone z Katarzem, który nazywa je North Field. Zanganeh ocenił, że wycofanie się firm *Total* i *CNPC* to konsekwencja presji Waszyngtonu i dodał, że Iran chce być przyjacielem państw regionu – *Nie mogą uważać nas za swoich wrogów*. Warto w tym kontekście przypomnieć wzrost napięcia pomiędzy Teheranem a Rijadem po ataku dronów i rakiet 14 września br. na rafinerię i złożo ropy w Arabii Saudyjskiej. Ale Zanganeh publicznie oświadczył, że Iran nie ma sporu z Arabią Saudyjską... *nie mam problemu, by spotkać się z ministrem ds. ropy Arabii Saudyjskiej*. Jednak tego samego dnia, 11 października br., w odległości 60 mil od saudyjskiego portu Dżudda doszło do dwóch wybuchów na tankowcu *Sabiti*, należącym do *National Iranian Oil Company*. Eksplozje, spowodowane prawdopodobnie atakiem dwóch rakiet, doprowadziły do wycieku ropy do Morza Czerwonego. Prezydent Iranu Hassan Rouhani powiedział, że zemści się za atak na jego tankowiec.

W październiku br. *Qatar Petroleum (QP)* poinformował, że prowadzi rozmowy z koncernami naftowymi na temat zagospodarowania złoża gazu North Field. Kontrakt ma być zawarty do końca br. Rozmowy są ponoć prowadzone z *ExxonMobil*, *Total*, *Royal Dutch Shell* i *Conoco-Phillips*. *QP* chce zwiększyć wydobycie ze złoża z 77 do 110 mln t/rok i zwiększyć przepustowość terminalu. W tym celu do 2024 r. *QP* chce wybudować 4 zakłady skraplania gazu ziemnego, każdy o mocy 7,8 mln t. Szef *QP* Saad Sherida al-Kaabi poinformował, że koszt inwestycji wyniesie ok. 18 mld USD. W zwiększenie przepustowości terminalu są zaangażowane japońska *Chiyoda*, brytyjska *TechnipFMC*, południowokoreański *Hyundai Engineering*, włoski *Saipem*, amerykański *McDermott* i tajwański *CTCI*. *QP* zadbał także o rynek zbytu i we wrześniu br. podpisał kontrakt z belgijską firmą *Fluxys* na dostawy LNG do terminalu *LNG Zeebrugge* do 2044 r. W ramach kontraktu *QP* zarezerwował pełną przepustowość terminalu.

**Chiny.** W konsekwencji amerykańsko-chińskiej wojny handlowej Pekin nadał priorytetowy status zapewnieniu dostaw surowców energetycznych. Kraj dąży do ograniczenia rosnącej zależności od importu poprzez zwiększenie własnego wydobycia, w tym gazu ziemnego z formacji łupkowych. Chińska Agencja Energii (*National Energy Administration – NSA*) poinformowała, że zużycie gazu w Chinach tylko w tym roku ma wzrosnąć do 310 mld m<sup>3</sup> – to jest o 10% – i będzie rosnąć aż do 2050 r. Dlatego NSA wzywa do intensyfikacji wydobywania gazu, zwłaszcza w prowincji Syczuan (południowy zachód kraju), obfitującej w konwencjonalne złoża gazu, a także w złoża gazu zacieśnionego i w łupkach, oraz w basenie Ordos (na północy) i na morzu. Według NSA Syczuan, z którego pochodzi 1/3 krajowej produkcji, może odegrać kluczową rolę w zwiększeniu wydobycia gazu ziemnego z formacji łupkowych. W tym regionie ilość gazu uzyskiwanego z formacji łupkowych może przewyższać produkcję ze złóż konwencjonalnych.

Chińska agencja prasowa *Xinhua* przekazała bardzo optymistyczne prognozy dotyczące wydobywania gazu ziemnego z formacji łupkowych – własne wydobycie gazu ziemnego przez Chiny w 2035 r. oszacowała na 280 mld m<sup>3</sup>. Również Zhao Wenzhi, dyrektor należącego do *CNPC Petroleum Exploration & Development Research Institute*, wydobycie gazu z łupków oszacował na 65 mld m<sup>3</sup>, a całą krajową produkcję błękitnego paliwa w 2035 r., podobnie jak *Xinhua*, ocenił na 280 mld m<sup>3</sup>. W 2018 r. Chiny wydobły 10,9 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego z formacji łupkowych, co stanowi niecałe 7% krajowej produkcji (162 mld m<sup>3</sup>). Tak duży prognozowany skok produkcyjny wymagałby od firm wiercenia w latach 2019–2035 ok. 500 otworów rocznie, czyli dwukrotnie więcej niż w roku ubiegłym, powiedział Zhao Wenzhi. Dodał, że dotychczas w chińskich formacjach łupkowych wykonano 898 odwiertów (stan na koniec 2018 r.), które umożliwiły potwierdzenie występowania 1,05 bln m<sup>3</sup> gazu ziemnego. By zwiększyć wydobycie gazu, Pekin ogłosił w tym roku trzyletni program dopłat do eksploatacji złóż niekonwencjonalnych, a w sierpniu ub.r. prezydent Xi Jinping wezwał firmy do zintensyfikowania prac wiertniczych celem zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju. Jednak wezwanie Jinpinga może okazać się niewystarczające. Zhao zauważa, że najsukuteczniejszą zachętą do intensyfikacji prac jest zawsze zniesienie opłat i podatków. Z kolei agencja *Wood Mackenzie* zwiększyła prognozy wydobycia gazu z formacji zacieśnionych (*tight gas*) z 68 do 85 mld m<sup>3</sup> na rok w 2040 r. Eksperti podkreślają jednak, że Chiny stoją przed wyzwaniem trudnej geologii i wciąż nierozwiązanych problemów technologicznych, a inwestycje są zbyt małe, by te trudności przewyżczyć.

Ponoć *PetroChina* planuje rozwijać projekty w formacjach łupkowych złoża Dagang w basenie Guandong, z którego do 2025 r. zamierza uzyskiwać 14 tys. b/d ropy naftowej. Warto to zestawić z 5 mln t ropy naftowej wydobytymi w tym roku. Przedstawiciele *PetroChina* powiedzieli, że osiągnięcie tego celu będzie wymagało inwestycji 4 mld juanów, z których część zostanie przeznaczona na wywiercenie 380 otworów, z czego 59 otworów ma być wykonanych w ciągu kilku najbliższych miesięcy. Znowu warto porównać te zapowiedzi z wykonanymi przez *PetroChina* 15 pionowymi odwiertami w łupkowej formacji Dagang od 2013 r. Firma zamierza zwiększać wydobycie węglowodorów z łupków także na obszarach Karamay i Tuha w regionie Sinciang.

*China National Offshore Oil Corporation (CNOOC)* dąży z kolei do zwiększenia wydobycia ropy naftowej i gazu ziemnego z formacji łupkowych w zachodniej części Morza Południowochińskiego, gdzie w ciągu 6 lat chce wykonać 50 odwiertów. Anonimowy przedstawiciel *CNOOC* powiedział, że firma zagospodaruje 14 nowych złóż i zwiększy produkcję z obecnych 73,5 do 80 mln boe do 2025 r. *CNOOC* przygotowuje się do uruchomienia wydobywania gazu ziemnego i ropy naftowej z głębokowodnego złoża Lingshui 17–2 na Morzu Południowochińskim, znajdującego się 150 km na południowy zachód od wybrzeża prowincji Hainan. Eksploatacja ma ruszyć w 2021 r., a docelowy poziom pozyskiwania 4,5–5 mln t ropy naftowej oraz 10 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego ma być osiągnięty w 2025 r. Złóżo to jest w całości obsługiwane przez *CNOOC* i projekt jest postrzegany jako test, czy firma poradzi sobie bez wsparcia *Totalu* i *ExxonMobil*. Z kolei *CNPC* została operatorem złoża Chuandongbei w Syczuanie, przejmując udziały od *Chevronu*. *CNPC* zamierza wydobywać ze złoża 1,5 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego rocznie po zainwestowaniu 170 mln USD. Firma zamierza wybudować 7 stacji magazynowych i 17 km gazociągów. Wiercenia mają ruszyć jeszcze w tym roku. Wydobycie gazu z tego złoża rozpoczął *Chevron* w 2016 r., uzyskując z 14 odwiertów przyływ 52 tys. m<sup>3</sup>/d.

W ub.r. Pekin nałożył cła na import gazu skroplonego z USA, jednak pozostał drugim nabywcą LNG na świecie. Jednocześnie w Chinach rośnie udział importu w zużyciu produktów – już blisko 70% ropy naftowej i 50% gazu ziemnego pochodzi z importu, powiedział Lin Boqiang dyrektor Instytutu Ekonomii i Energii. Krajowe czempiony mogą nie podołać tak wyśrubowanym oczekiwaniom produkcyjnym rządu w Pekinie. We wrześniu opublikowały raporty półroczne. I tak *PetroChina* i *CNOOC* ogłosiły wzrost obrotów w pierwszym półroczu 2019 r., a *Sinopec* spadek. *PetroChina* uzyskała w tym czasie dochód 1,2 bln juanów (171 mld USD), co stanowi wzrost o 6,4% w porównaniu do poprzedniego roku. Produkcja zagraniczna wyniosła 105 mln boe i była wyższa o 8,1% od ubiegłorocznej. Obrót gazem to 125,27 mld m<sup>3</sup> (wzrost o 23,5%), z czego 84,3 mld m<sup>3</sup> sprzedano na rynku krajowym. Również *CNOOC* odnotował wzrost zysku ze sprzedaży węglowodorów o 18,7% – do 30 mld juanów, przy obrotach wynoszących 94,28 mld juanów (wzrost o 4,4%). Firma obniżyła koszt produkcji z 30 USD do 28,99 USD za boe, przy wydatkach na poziomie 33,7 mld juanów. Produkcja ropy i gazu wzrosła o 2,1% – do 243 mln boe. Firma operuje na wodach u wybrzeży Chin, Nigerii i w Zatoce Meksykańskiej. Z kolei obroty *Sinopec* w pierwszym półroczu br. wyniosły 1,5 bln juanów i firma ta jako jedyna odnotowała spadek o 20,2% w stosunku do pierwszego półrocza ub.r. Zysk wyniósł 49,2 mld juanów, a zysk netto 31,3 mld juanów (spadek o 24,7%). Wydobycie ropy i gazu wzrosło o 0,9% – do 226 mln boe, w tym 123 mln baryłek ze złóż krajowych i 17,63 mln baryłek z produkcji zagranicznej. Warto także odnotować odwołanie we wrześniu br. Yan Hua ze stanowiska szefa *China National Offshore Oil Corporation*, które objął w 2015 r. Ponoć rząd miał obiekcje dotyczące wdrażania przez Hua decyzji, w tym niewystarczającą odpowiedź na wezwanie Pekinu do wzmocnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju.

Źródło: AP News, Bloomberg, BOE, CBC, Gazprom, Gemini Resources, Oil Gas Journal, Novatek, OilPrice, OMV, Politico, Reuters, SOCAR, Vår Energi, WorldOil