

## Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego

Grzegorz Makuch<sup>1</sup>



### Redukcja emisji gazów cieplarnianych.

Dyrektor BP Bernard Looney ogłosił powołanie funduszu Upstream Carbon Fund o wartości 100 mln USD, który będzie stanowił finansowe wsparcie 3-letniej strategii, mającej na celu redukcję emisji metanu w całym łańcuchu dostaw ropy i gazu. BP skupi się na rozwoju technologii, wykorzystaniu cyfry-

zacji i lepszym zarządzaniu metanem. Bjorn Otto Sverdrup z Equinor poinformował, że firma obniżyła emisję dwutlenku węgla do połowy średniej światowej z produkcji baryłki ropy i dąży do dalszej redukcji o 15–20% do 2030 r. Z kolei Royal Dutch Shell wyznaczył sobie za cel obniżenie emisji dwutlenku węgla o 2–3% do 2021 r. w stosunku do 2016 r. Realizację tego celu powiązano z wynagrodzeniem kadry kierowniczej. Chevron zobowiązał się zmniejszyć emisję o 25–30% do 2023 r. – zgodnie z zaleceniami porozumienia paryskiego. Wyznaczony cel obejmuje całe portfolio działalności firmy, a wskaźnik realizacji działania zostanie uwzględniony w premiach pracowników.

Jednocześnie światowe zapotrzebowanie na energię wzrosło w ub.r. o 2,3% – przy czym aż 70% wzrostu zapotrzebowania przypadło na surowce kopalne (w tym 45% na gaz). Wzrosła także globalna emisja dwutlenku węgla – o 1,7%.

Natomiast Philip Lambert, szef Lambert Energy Advisors, w przemówieniu wygłoszonym podczas konferencji w Lozannie przypomniał, że zasługą surowców kopalnych jest podnoszenie regionów i państw z ubóstwa. Lambert podkreślił, że zwiększenie wykorzystania paliw kopalnych od 1970 r. pozytywnie wpłynęło na długość i jakość życia. Dodał, że wciąż brakuje niezawodnego, niedrogiego i alternatywnego źródła energii dla ropy, gazu i węgla, dlatego odchodzenie od tych surowców jest nieetycznym spychaniem miliardów ludzi w ubóstwo. Lambert wskazał, że pierwsza faza transformacji energetycznej kosztowała 4 bln USD i uzyskano 3% energii ze źródeł odnawialnych w skali świata. Dalsze zastępowanie energii konwencjonalnej przez tzw. odnawialną może nastąpić tylko na drodze precedensowej interwencji nieliberalnego rządu w swobody obywateli. Niewiele firm produkujących energię ze źródeł odnawialnych przetrwałoby, gdyby miały ponosić koszty wynikające z niestabilności dostaw i do tego musiały funkcjonować bez wsparcia rządowego i dopłat doliczanych do rachunków użytkowników. Na koniec powiedział, że ruch sprzeciwiający się wydobywaniu kopalin uderza w potencjalnie najszybszą i najtańszą ścieżkę redukcji dwutlenku węgla, to jest gaz.

**Wielka Brytania.** W ub.r. na brytyjskim szelfie kontynentalnym odwiercono zaledwie 8 otworów. Po raz pierwszy od 1965 r., gdy odkryto pierwsze złoża ropy, wykonano mniej niż 10 wierceń na szelfie. Oil & Gas Authority (OGA) bezpłatnie udostępniło 130 terabajtów danych (m.in. z 12 500 otworów i 5000 badań sejsmicznych) celem zintensyfikowania prac poszukiwawczych. Według wliczeń Oil & Gas UK (OGUK) do 2035 r. należy zainwestować 200 mld GBP (265 mld USD), by pozyskać nową generację produkcji ze złóż w brytyjskiej części Morza Północnego. Tymczasem szacunkowy koszt realizacji rozpoczętych projektów wyniesie do 2035 r. zaledwie 110 mld GBP. Firmy węglowodorowe zaplanowały na najbliższe lata prace na kwotę 10 mld GBP, ale by odkryć nowe złoża, należy jeszcze sfinansować inwestycje poszukiwawcze kosztujące ok. 80 mld GBP. W ub.r. wydatki na Morzu Północnym wyniosły 5 mld GBP, to o 12% mniej niż w 2017 r. W tym roku mają wzrosnąć do 5,5 mld GBP, by w 2020 r. ponownie spaść. UKOG podkreśla, że w ub.r. odnotowano cztery znaczące odkrycia: Garten (Apache), Glendronach (Total), Agar-Plantain (Azinor-Catalyst) i Glengorm (CNOOC). W związku z tym ocenia, że prace na brytyjskich wodach dają szansę na utrzymanie produktywności na Morzu Północnym. Z kolei Onshore Oil & Gas (UKOOG), koordynująca prace na lądzie, informuje, że Wielka Brytania dysponuje dużymi zasobami gazu w formacjach łupkowych i ten potencjał może umożliwić wyeliminowanie importu gazu na początku lat 30. UKOOG zaznacza, że zagospodarowanie tych zasobów wymagałoby odwiercenia 100 otworów pionowych i 40 bocznych. Tymczasem prace są prowadzone na niewielką skalę i tylko w Anglii, ponieważ Walia, Szkocja i Irlandia wprowadziły moratorium na szczelinowanie lub są w trakcie oceny jego wpływu na środowisko. W prace wiertnicze w formacjach łupkowych są zaangażowane Cuadrilla Resources, IGas Energy, Third Energy i Ineos, które często muszą przerywać szczelinowanie przez wzgląd na rygorystyczne limity dopuszczalnych wstrząsów (0,5 magnitudy).

Zapotrzebowanie na gaz w Wielkiej Brytanii jest stabilne i rośnie. W ub.r. wyniosło 81,96 mld m<sup>3</sup>, a w 2017 r. 79,34 mld m<sup>3</sup>. Ponad połowę gazu Wielka Brytania importuje, a produkcja własna spada. W styczniu br. National Grid, po raz pierwszy od 2010 r., wydał ostrzeżenie o niewystarczającym wolumenie surowca i dokonano kilku zakupów spotowych ładunków LNG, w tym rosyjskiego LNG w lutym i marcu br.

Douglas Murray z Wood Mackenzie jest mniejszym optymistą niż przedstawiciele UKOG i twierdzi, że za 2–3 lata produkcja gazu zacznie maleć, a w ciągu 10 lat spadnie

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

o połowę. Dodatkowo sytuację komplikuje zamknięcie pod koniec 2017 r. magazynu gazu Rough o pojemności 3 mld m<sup>3</sup> – jedynego dużego magazynu gazu w Wielkiej Brytanii. Napełniany latem zapewniał on podaż gazu w zimie, podczas skokowego wzrostu zapotrzebowania.

Oxford Institute for Energy Studies podkreśla, że krótkoterminowo zwiększy się wolumen LNG sprzedawanego z Rosji i USA, natomiast długoterminowo – uwzględniając spadek produkcji własnej i wzrost udziału OZE – prognoza pozostaje niejasna. Z kolei Rystad Energy prognozuje, że w 2019 r. zapotrzebowanie na gaz ziemny wyniesie ok. 77 mld m<sup>3</sup>, w kolejnym roku – 75,37 mld m<sup>3</sup>, a do 2040 r. spadnie do 57,76 mld m<sup>3</sup>.

**Norwegia.** W ub.r. władze Norwegii odnotowały zakłócenia sygnału GPS łącznie przez okres sześciu tygodni. Dochodziło do tego w okręgu administracyjnym Finnmark, najbardziej wysuniętym na północ, od południa graniczącym z Finlandią, a od wschodu z Rosją. Norweska policja informuje, że sygnał zagłuszający był wysyłany z Rosji i o ile w ub.r. zakłócenia były skorelowane w czasie z ćwiczeniami wojskowymi, o tyle 9 i 10 stycznia br. zakłócano ruch helikopterów w trakcie wierceń prowadzonych przez Equinor w rejonie Gjøkåsen na Morzu Barentsa – w bloku 857, który graniczy z rosyjskim sektorem morskim.

**Niemcy.** Udział Rosji jest niezbędny w transformacji energetycznej i strategii odejścia od węgla, powiedział szef Wintershall Mario Mehren podczas dorocznej konferencji prasowej. Dodał, że Niemcy nie osiągną zadeklarowanych celów klimatycznych przed 2020 r., a emisja dwutlenku węgla prawie w ogóle nie spadła w porównaniu z 2009 r., mimo dotacji i inwestycji w tzw. odnawialne źródła energii. Dalsze wycofywanie węgla spowoduje, że do wytwarzania energii konieczne będzie zużywanie większej ilości gazu, dlatego zbudowanie kolejnej nitki Gazociągu Północnego będzie odgrywać ważną rolę w zabezpieczeniu dostaw gazu do Europy. Według Mario Mehrena Europa nie może wycofać się z węgla i zachować konkurencyjności bez Rosji, a gaz przesyłany rurociągiem jest tańszy niż LNG.

Wintershall partycypuje w kosztach budowy Nord Stream 2. Ponadto 1.05.2019 r. doszło do fuzji tej firmy z rosyjską DEA, należąca do LetterOne. Po fuzji firma Wintershall DEA jest największą prywatną firmą poszukiwawczo-wydobywczą w Europie – 67% udziałów należy do BASF (spółki matki Wintershall), a pozostałe do rosyjskiego akcjonariusza. W lutym br. KE wyraziła zgodę na fuzję, a w marcu firmy zawarły umowy z 16 międzynarodowymi bankami (w tym 5 amerykańskimi), zapewniającymi 6,5 mld USD na start działalności Wintershall DEA. Nowa firma zakłada wzrost produkcji do 2023 r. o 40% – z obecnych 590 tys. boe/d do 750–800 tys. boe/d. W tym też celu DEA zwiększyła aktywność w Meksyku, a Wintershall w Abu Dhabi. Wintershall DEA będzie notowana na giełdzie w Niemczech.

**Ukraina.** Premier Ukrainy Wołodymyr Hrojsman zarzucił szefowi Naftogazu Andrijejowi Kobolewowi nieefektywność i monopolizowanie rynku gazu. Premier zaapelował publicznie o przyciągnięcie inwestorów zagranicznych celem zwiększenia krajowej produkcji gazu. Podjął też nieudaną próbę odwołania Andrieja Kobolewa ze stanowiska prezesa Naftogazu, jednak ambasadorowie państw G7 przekonali Hrojsmana, by nie dokonywał zmian

kadrowych. Premier warunkowo przedłużył Kobolewowi kontrakt o rok, jednak może on być przedterminowo skrócony, jeśli szef Naftogazu nie doprowadzi w tym czasie do zwiększenia produkcji, rozdziela właścicielskiego i przedłużenia umowy na tranzyt rosyjskiego gazu po 1 stycznia 2020 r. lub jeśli któreś z tych zadań wykona w niewystarczającym stopniu. Z kolei spółka córka Naftogazu, operator przesyłowy Ukrtransgaz poinformował, że wiosną br. europejskie firmy rozpoczną magazynowanie gazu na Ukrainie. Łączna pojemność magazynów gazu na Ukrainie wynosi ponad 30 mld m<sup>3</sup>. Ukrtransgaz szacuje, że w jedenaśtu lokalizacjach na terenie kraju wciąż jest dostępnych do zagospodarowania ok. 12 mld m<sup>3</sup> z tej przestrzeni.

W kontekście niedawnych wyborów prezydenckich u naszego sąsiada warto odnotować pojawienie się tematyki gazu w kampanii wyborczej. Jurij Bojko, były minister energii, bezskutecznie kandydujący na prezydenta Ukrainy, na dwa tygodnie przed wyborami spotkał się z szefem Gazpromu Aleksiejem Millerem i premierem Rosji Dmitrijem Miedwiediewem. Po spotkaniu szef Gazpromu zapewnił o owocnej współpracy z Bojko, jeśli ten zostanie prezydentem i zadeklarował wznowienie dostaw gazu, przedłużenie obecnej umowy tranzytowej oraz inwestycje Gazpromu w ukraińskie sieci przesyłowe. Prezes Gazpromu dodał, że może zagwarantować o 25% niższą cenę gazu dla Ukrainy od ceny płaconej obecnie na rynkach Europy, jeśli Bojko zostanie prezydentem Ukrainy.

**Rosja.** Gazprom przystąpi do zagospodarowania złoża gazu ziemnego Khasasawej na Półwyspie Jamalskim, którego zasoby są szacowane na 2 bln m<sup>3</sup>. Roczna produkcja w 2023 r. ma wynieść 32 mld m<sup>3</sup>. Prezydent Rosji Władimir Putin podczas telekonferencji z zarządem Gazpromu polecił prezesowi Aleksiejowi Millerowi zwiększać wydobycie, które wzmocni potencjał eksportowy Rosji i zapewni dalszy rozwój krajowych sieci gazowych. Złóże Khasasawej będzie połączone 106-kilometrowym gazociągiem ze złożem Bowanenkowo, skąd surowiec będzie przesyłany na zachód Rosji, a następnie gazociągami Nord Stream do Niemiec. Docelowo ze swoich złóż na półwyspie Jamał Gazprom chce wydobywać 310–360 mld m<sup>3</sup> gazu rocznie.

W dniu 13.05.2019 r. Władimir Putin zatwierdził nową doktrynę bezpieczeństwa energetycznego kraju, w której wymieniono ryzyko wynikające z sankcji; zmiany zachodzące w otoczeniu zewnętrznym, np. rosnące znaczenie Azji Południowo-Wschodniej, wpływające na wzrost zapotrzebowania na węglowodory; spadek globalnego popytu; politykę klimatyczną i zmiany w globalnym mikrosystemie energetycznym; wzrost udziału LNG w obrocie gazem i wzrost konkurencji wśród eksporterów. W doktrynie tej wskazano także wewnętrzne ryzyka, a wśród nich niską elastyczność rosyjskiego sektora energetycznego wobec pojawiających się zmian, w tym zagrożeń na tle militarnym i politycznym, pogarszanie się jakości bazy surowcowej i brak mechanizmu wczesnego ostrzegania. W dokumencie tym współpraca z regionem Azji jest przedstawiana jako szansa, a polityka zachodu (UE i NATO) jako zagrożenie, mimo że w 2018 r. ok. 74% rosyjskiego gazu i ok. 41% ropy trafiło do państw UE.

**Algieria.** Od końca lutego br. trwają w kraju demonstracje. Protestujący sprzeciwiali się, by 82-letni prezydent Abd al-Aziz Buteflika ubiegał się o piątą reelekcję. I chociaż 11 marca br. ogłosił, że nie będzie startował w wyborach, a następnie 2 kwietnia ustąpił ze

stanowiska, nie zakończyło to jednak niepokojów społecznych. Dotychczasowy wiceminister obrony Ahmed Gaida Salah odsunął od władzy sojuszników byłego prezydenta, ale to również nie wyciszyło protestów, które cechują się niechęcią do interakcji z politycznym aparatem władzy i są zdecentralizowane. Doszło także do zmiany na stanowisku szefa Sontarachu – bardzo doświadczonego Oulda Kaddoura zastąpił Rachid Hachichi. Algieria zdołała się ustrzec przed arabską wiosną, która przetoczyła się przez sąsiednie państwa w 2011 r. Jednak obecna sytuacja w Algierii może się negatywnie odbić na bezpieczeństwie części państw UE, które importują gaz ziemny z tego kierunku. Algieria jest trzecim dostawcą tego surowca do Europy po Rosji i Norwegii.

**Iran.** Narasta napięcie pomiędzy Teheranem i Waszyngtonem, co przekłada się także na sytuację państw sąsiednich. Po ogłoszeniu przez USA ewakuacji części personelu dyplomatycznego z Bagdadu także ExxonMobil wycofał część swojej załogi z Iraku, gdzie prowadzi prace w obszarze złoża West Qurna 1. Firma utrzymuje wciąż swoje biuro w Dubaju. W kontekście napięcia amerykańsko-irańskiego warto odnotować, że przez cieśninę Ormuz, którą Iran mógłby zablokować, przepływa 20% światowego obrotu ropy.

**Indie.** Prywatna indyjska firma Essar Oil & Gas i brytyjska Great Eastern Corporation (GEECL) ogłosiły szeroki zakrojony program poszukiwań gazu w formacjach łupkowych – GEECL ma zainwestować 2 mld USD, a Essar 1 mld USD. Obie firmy są obecne w obszarze Raniganj w Bengalu Zachodnim, gdzie badają możliwości odzysku gazu z pokładów węgla (CBM). Firmy zamierzają skorelować swoje projekty niekonwencjonalne, tj. dotyczące CBM i gazu w formacjach łupkowych. Dyrektor GEECL Prashant Modi podkreśla, że do realizacji obu projektów można po części używać tej samej infrastruktury, a przede wszystkim wodę pozyskaną w trakcie eksploatacji CBM wykorzystając do szczelinowania. W tej części kraju pokłady węgla cechują się dużym zawadnieniem i niezbędne jest wypompowywanie wody w celu uwolnienia gazu. Firmy zamierzają pozyskać tę słodką i niskozmineralizowaną wodę, występującą w pokładach węgla, do prac w formacjach łupkowych. Prashant Modi i dyrektor Essar Vilas Tawde uważają, że połączenie tych projektów przyniesie w najbliższych latach pozytywny efekt. Firma Advance Resources International (ARI) przeprowadziła wstępną analizę obszaru Raniganj i wydobywalne zasoby gazu w formacjach łupkowych oceniła na 170 mld m<sup>3</sup>.

Zgodnie z ubiegłoroczną nowelizacją prawa poszukiwanie gazu w skałach łupkowych może być prowadzone przez firmy posiadające koncesje na eksplorację konwencjonalnych złóż węglowodorów i CBM niejako przy okazji i nie wymaga dodatkowych opłat koncesyjnych. Zapis ten ma doprowadzić do intensyfikacji poszukiwań niekonwencjonalnych złóż węglowodorów. W 2018 r. Indie wdrożyły procedurę przetargu inwestorskiego z 5-punktową skalą oceny (m.in. proponowany zakres prac, liczba deklarowanych otworów, procent oferowany państwu) i wprowadziły system blokowania tak zwanych małych złóż i sprzedaży ich w pakietach. W tym roku rząd zaproponował spółkom skarbu państwa (Oil & Natural Gas Corporation in Oil India) system zachęt podatkowych, by w obowiązujących warunkach systemu danin i cen surowca (3,36 USD mmBtu) umożliwić eksploatację złóż ekonomicznie nieatrakcyj-

nych. ONGC poinformowała, że posiada zasoby 35 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego w złożach kwalifikujących się do tego programu rządowego, m.in. na płytkich wodach Zatoki Bengalskiej (niedaleko Andhra Pradesh), a także w okolicach Gudżaratu (graniczącego z Pakistanem) i Bombaju. Z kolei firma OIL odkryła złożo gazu w rejonie Andhra Pradesh (3 mld m<sup>3</sup>). Obie firmy podkreślają, że cena gazu musiałaby wynieść 6 USD/mmBtu bądź rząd musiałby obniżyć wymagane opłaty, by uruchomiono produkcję. Celem aktywnej polityki rządu w dziedzinie węglowodorów jest zwiększenie krajowej produkcji gazu i budowa regionalnego węzła gazowego. Premier Narendra Modi zapowiedział też zwiększenie udziału gazu w portfelu energetycznym kraju z 6% do 15% i zmniejszenie importu ropy z 80% do 67% do 2022 r. Do prac poszukiwawczych przyciągnięto BP, Royal Dutch Shell, Total i ExxonMobil.

**Chiny.** W tym roku rząd w Pekinie wsparł rekomendację Narodowego Komitetu ds. Rozwoju i Reform (National Development & Reform Committee – NRDC), by znieść zakaz poszukiwania węglowodorów przez firmy zagraniczne. W ten sposób przełamał, ustanowiony wcześniej przez siebie, monopol trzech państwowych firm – China National Petroleum Corporation, China National Offshore Oil Corporation i Sinopec – na wydobywanie węglowodorów na terenie kraju. Ponadto rząd ułatwił procedury administracyjne, które teraz umożliwiają rozpoczęcie prac wiertniczych bez zatwierdzonego ogólnego planu zagospodarowania złoża. Tym samym nie będą już wstrzymywane realizacje projektów, a firmy będą zobowiązane do opracowania takiego planu i przedłożenia go NRDC w późniejszym terminie. Zmiana ma na celu usprawnienie procesu, bo narodowy komitet potrzebował miesięcy, a czasem i lat, na zatwierdzenie planów, co skutkowało opóźnieniami w uruchomieniu prac. Teraz projekty firm będą oceniane przez wzgląd na ocenę oddziaływania na środowisko, zagospodarowanie terenu, roszczenia gruntowe i energochłonność. Spore nadzieje wiąże z tą zmianą francuski Total i brytyjsko-holenderski Royal Dutch Shell, spodziewające się lepszej niż dotychczas współpracy. Total wraz z PetroChina (49:51) od 2011 r. eksploatuje złożo gazu zacieśnionego Sulige South (basen Ordos w autonomicznym regionie Mongolia Wewnętrzna). W południowej części złoża wykonał już 594 otwory o głębokości 3,7–4,2 km. W 2010 r. firmy podpisały 30-letnią umowę o podziale zysków z produkcji. Ubiegłoroczne wydobycie wyniosło 2,24 m<sup>3</sup>/d i było wyższe o 11% w stosunku do osiągniętego w 2017 r. W północnej części Sulige South prace prowadzi CNPC, które w ub.r. uzyskało 24 mld m<sup>3</sup> gazu z 2042 odwiertów. Docelowo firma chce osiągnąć wydobycie 32 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego w 2020 r. i 35 mld m<sup>3</sup> w 2025 r.

Shell natomiast przystąpił do drugiej fazy prac w obszarze złoża gazu zacieśnionego Nowe Changbei, które będzie zagospodarowywane dwuetapowo (2018–2021 i 2022–2024). Z końcem ub.r. ministerstwo środowiska zatwierdziło ocenę oddziaływania na środowisko i tym samym otwarło firmie drogę do eksploatacji złoża o zasobach szacowanych na 117 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego. Nowe Changbei zajmuje obszar 1690 km<sup>2</sup> w północno-środkowym regionie Chin, w prowincjach Shaanxi i Mongolia Wewnętrzna. Formacje skalne w rejonie złoża cechują się słabą przepuszczalnością, dlatego potrzebnych będzie 28 platform, z których firma wykona 310 otworów, co docelowo w 2024 r. umożliwi uzyskanie 2,36 mld m<sup>3</sup> gazu/r.

Do uruchomienia produkcji niezbędne będą trzy przepompownie gazu i 190 km rurociągów. Wydobyte ze złoża Changbei (poprzedzające Nowe Changbei), uruchomione w 2007 r., daje rocznie 3 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego z 45 otworów rozmieszczonych na obszarze 1693 km<sup>2</sup>.

Rząd wydał również zgodę na rozpoczęcie rundy przetargowej na eksploatację metanu z pokładów węgla (CBM) w prowincji Shanxi w środkowych Chinach i podpisanie umów o podziale zysków z produkcji z firmami zagranicznymi. W prowincji Shanxi może się znajdować 30% krajowych zasobów CBM, szacowanych na 36,8 bln m<sup>3</sup>. Pekin wezwał firmy do zwiększenia wydobycia gazu zacieśnionego do 37 mld m<sup>3</sup>/r do 2020 r. Eksploatację gazu zacieśnionego prowadzi głównie PetroChina – 80% krajowej produkcji pochodzi z basenu Ordos (Changbei i Sulige). Chiny mają zasoby ok. 3,5 bln m<sup>3</sup> gazu ziemnego w formacjach zacieśnionych. Około 1,8 bln m<sup>3</sup> uważa się za zasoby produkcyjne. Nieoficjalnie przedstawiciel CNPC poinformował, że koszt pozyskania gazu zacieśnionego jest wyższy niż eksploatacja metanu z pokładów węgla i aż czterokrotnie wyższy niż wydobywanie go ze złóż konwencjonalnych. W ub.r. rząd, by zachęcić firmy do eksploatacji złóż niekonwencjonalnych, zwiększył ich wsparcie finansowe z 0,2 do 0,3 juana za każdy metr sześcienny wydobytego gazu. PetroChina i Sinopec apelują o wydłużenie okresu tych dotacji poza 2025 r.

Część ekspertów podkreśla, że mimo deklarowanego otwarcia na nowych inwestorów najbardziej perspektywiczne obszary zostały już przyznane graczom krajowym. Do końca 2017 r. ministerstwo surowców wydało 941 koncesji na poszukiwanie konwencjonalnych i niekonwencjonalnych złóż węglowodorów, z czego zaledwie 33 przypadły konsorcjom chińsko-zagranicznym. Bardzo prawdopodobnym modelem rozwiązania tej sytuacji będzie rozpoczęcie egzekwowania przez chińskie ministerstwo zasobów naturalnych zapisu o odbieraniu koncesji firmom, które nie wywiązują się z zadeklarowanego programu prac na danym obszarze lub nie uruchamiają produkcji po udokumentowaniu złoża. Tym niemniej rząd uwzględnia ryzyko powtórki scenariusza z lat 2013–2014, kiedy to ministerstwo gruntów i zasobów uruchomiło przetarg na 21 bloków w formacji łupkowej, do którego było dopuszczonych aż 17 zagranicznych firm. Po upływie pięciu lat firmy te nie odnotowały znaczących sukcesów, za to skarżyły się na brak dostępu do danych. Pojawiały się również głosy, że koncesje te miały ograniczony potencjał. Dlatego mimo wprowadzonej reformy, to w dalszym ciągu narodowe firmy, w tym przede wszystkim PetroChina (spółka córka CNPC) i Sinopec, będą filarami branży gazu z formacji łupkowej w Chinach. PetroChina odpowiada za 50% krajowego wydobycia ropy i 70% wydobycia gazu.

W ciągu ostatnich 10 lat na wschodzie kraju odnotowano znaczący spadek wydobycia gazu ziemnego. Dlatego rząd na szerszą skalę zainicjował program wiercen w północno-zachodnich i południowo-zachodnich regionach Chin, które skrywają znaczący potencjał węglowodorowy (Tarim, Jungar, Turpan-Hami, Syczuan, Kaidam i Ordos). Rząd od dawna usiłuje przekształcić ten region w wiodący ośrodek produkcji węglowodorów, ale cechują go trudne warunki geologiczne – małe złoża na głębokości 3 km i górzysty teren utrudniający prace. W pierwszej kolejności Sinopec i PetroChina (należąca do CNPC) mają się skupić na złożach Fuling i Changning, z których w ub.r. uzyskano 11 mld m<sup>3</sup> gazu, to jest o 22,2% więcej niż w 2017 r. PetroChina posiada 11 koncesji na gaz w formacji łupkowej, obejmującej 51 tys. km<sup>2</sup>. Prezes PetroChina

zobowiązał się osiągnąć produkcję 12 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego w 2020 r. i 24 mld m<sup>3</sup> w 2025 r. W tym celu wykona 300 otworów w ciągu roku. Obie firmy do 2030 r. zadeklaryowały produkcję 80–100 mld m<sup>3</sup> gazu/rok i zobowiązały się wywiercić do 2024 r. 20 tys. otworów, głównie w ramach poszukiwań złóż gazu ziemnego i ropy naftowej w formacjach łupkowych, a także złóż gazu zacieśnionego. Tylko w 2019 r. firma spodziewa się wykonać 2 tys. otworów. CNPC ma odwiercić otwory bez względu na cenę ropy i koszt serwisu, priorytetowo traktując produkcję krajową w celu ograniczenia importu. Wykonanie takiej liczby otworów będzie wymagało rozmieszczenia 2,2 tys. platform. W tym celu firma wyda 1,5 mld USD na sprzęt do szczelinowania i wiercenia. CNPC zamierza też zwiększyć wydobycie ze złoża Karamaj – do 7,35 mln baryłek w br. i 12,4 mln w 2020 r., by w 2025 r. osiągnąć poziom 16 mln baryłek.

Z kolei w południowo-zachodnich Chinach (Syczuan) na początku roku doszło do trzech trzęsień ziemi o magnitudzie od 4 do 4,9. W wyniku obaw, że zostały one spowodowane wierceniami i szczelinowaniami prowadzonymi w formacji łupkowej Rongxian, wstrzymano dalsze prace w tym regionie. Złoże Rongxian, o szacunkowych zasobach 500 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego, znajduje się w strefie pasma Waiyuan-Changning. Wcześniej PetroChina, posiadająca koncesję na eksploatację tego złoża, zamierzała wykonać 39 otworów do głębokości 3 km, z horyzontami długości 1,7 km, a następnie zapowiedziała, że do końca 2019 r. oprócz wcześniej planowanych, odwierci kolejnych 48 otworów z 13 platform wiertniczych. PetroChina deklaruje też, że z 229 otworów w formacji łupkowej w basenie Weiyuan-Changning osiągnie roczną produkcję gazu na poziomie 6,5 mld m<sup>3</sup>.

Według danych ministerstwa zasobów naturalnych 6,1 bln m<sup>3</sup> gazu ziemnego (tj. 83% zasobów w obszarach morskich) i 22,4 mld baryłek ropy znajduje się na Morzu Południowochińskim – w basenach Qiongdongnan i Ujście Rzeki Perłowej (niedaleko Hong Kongu). Firma China National Offshore Oil Corporation (CNOOC) zadeklarywała, że podwoi swoje udokumentowane zasoby ropy i gazu w ciągu 7 lat. W tym celu będzie musiała jednak przeprowadzić badania na większych głębokościach i w znacznym oddaleniu od linii brzegowej morza. Na poziom kosztów w tym nowym obszarze eksploracji negatywnie wpłyną wyższe temperatury i ciśnienie. W br. CNOOC odkryło w basenie Qiongdongnan, na wschód od pola Lingshui, dwa duże, głęboko położone złoża gazu – Yongle i Baodao. Każdy z tych zbiorników ma szacunkowe zasoby 100 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego. CNOOC zamierza uczynić z nich swoją bazę surowcową i w tym celu zwróciło się do dziewięciu firm zagranicznych, w tym do Chevronu i ConocoPhillips, z apelem o podjęcie wspólnych prac. Podpisano już wstępne umowy dotyczące prac w basenach Ujścia Rzeki Perłowej, Qiongdongnan i Yinggerhai, jednak bez podziału zysków z produkcji. CNOOC do współpracy z firmami zagranicznymi nie jest motywowane względami ekonomicznymi, ale technologicznymi. Firma potrzebuje wiedzy i doświadczeń firm zagranicznych, by wydobyć gaz z wysokotemperaturowych i wysokociśnieniowych złóż gazu i ciężkiej ropy w Zatoce Pohaj (Morze Żółte). CNOOC spodziewa się przyciągnąć TechnimFMC, Aker Solutions, Baker Hughes i Schlumberger. W złoże Lingshui zainwestowano już 3,1 mld USD i w 2020 r. wydobycie ma wynosić 3,5 mld m<sup>3</sup> gazu. Z kolei w basenie Ujścia Rzeki Perłowej CNOOC współpracuje z kanadyjską Husky Energy (60:40), w której 70% kapitału kontroluje Li Ka-Shing z Hong Kongu.

Firmy wykonują 7 podwodnych odwiertów (520–1150 m) i oczekują, że w 2020 r. uruchomią produkcję. Warto odnotować, że CNOOC zdobywa wiedzę i doświadczenie także we współpracy z firmami za granicą, np. w USA wraz z Royal Dutch Shell (21:79) rozwija projekt Appmattox w Zatoce Meksykańskiej. W ub.r. zainwestowała 2 mld USD, a w br. wyda 2–2,3 mld USD celem wykonania 173 otworów w złożach konwencjonalnych i 73 w niekonwencjonalnych.

Polityka Pekinu, ukierunkowana na przyciągnięcie zagranicznych firm do prac morskich, może być powodowana chęcią uzyskania zamówień dla sektora stoczniowego, który znajduje się w dołku. W czasach, gdy ropa kosztowała 140 USD za baryłkę, chińskie firmy wygrały przetargi ze stoczniami w Singapurze i Korei Południowej, oferując niskie ceny i dogodne warunki. Gdy cena baryłki spadła, zamawiające firmy wycofały się z umów, pozostawiając w stoczniach 80 niewykorzystanych platform. Intensyfikacja prac morskich może wygenerować dodatkowe zapotrzebowanie na te platformy.

Jednocześnie od 2017 r., kiedy Pekin zadeklarował stopniowe odchodzenie od węgla na rzecz gazu, Chiny zwiększają import LNG. Nie wykluczone, że do 2022 r., kiedy to chiński import gazu skroplonego ma wynieść 73 mln t, wyprzedzą pod tym względem Japonię. Obecnie w Państwie Środka działa 21 terminali do odbioru gazu skroplonego o łącznej przepustowości 75,5 mln t. Według prognoz CNPC w 2019 r. import LNG wzrośnie o 16%, tj. do 62,5 mln t. W lutym br. CNPC podpisało z Anadarko 13-letni kontrakt na dostawy 1,5 mln t LNG z planowanego terminalu Mozambik. CNPC, posiadające 3 terminale do importu LNG (Rudong w prowincji Jiangsu, Dalian w Liaoning i Tangshan w Hebei), o łącznej mocy 19 mln t rocznie, planuje budowę kolejnych 8 terminali i tym samym możliwości regazyfikacyjne tylko tej jednej firmy wyniosą wkrótce 80 mln t. Natomiast CNOOC, będące operatorem już 4 terminali, planuje budowę kolejnych 3 zakładów do regazyfikacji LNG (Jinwan, Shenzhen i Dapeng) w prowincji Guandong.

Co ciekawe, Pekin dąży także do poprawy swoich stosunków z sąsiadami i częściowo wycisza spory na Morzu Południowochińskim i Wschodniocińskim, co ma być spowodowane narastającym konfliktem handlowym ze Stanami Zjednoczonymi. Spór z Japonią toczył się dotychczas o złożę gazu Chunxiao, znajdujące się na styku wód chińsko-japońskich na Morzu Wschodniocińskim, ale teraz oba kraje są bliskie ustanowienia wspólnego projektu jego zagospodarowania. W relacji z Wietnamem w 2015 r. rozgorzał spór o złożę Zhongjian, eksploatowane przez CNPC. Obecnie firma wstrzymała dalsze prace, prawdopodobnie z powodu wysokich kosztów rozwiercania małych złóż. Z Filipinami zawarto w ub.r. porozumienie o wspólnym wydobywaniu węglowodorów na spornych wodach Morza Południowochińskiego. Umowa nie konkretyzuje złóż, które miałyby podlegać wspólnej eksploatacji, ale w br. kraje mają podpisać kolejne porozumienie. Z końcem ub.r. prezydent Xi Jinping złożył pierwszą od trzynastu lat wizytę na Filipinach, podczas której mówił o wspólnych inwestycjach na morzu. Poinformował także o chęci stworzenia kodeksu postępowania dotyczącego poszukiwań ropy i gazu na wodach spornych, który miałby być wypracowany w ciągu trzech lat w szerszym gronie państw Azji Południowo-Wschodniej. Było to przełomowe oświadczenie, bowiem dotychczas Pekin upierał się przy stanowisku, że ewentualne spory powinny być rozstrzygane w relacjach bilateralnych z Filipinami, Wietnamem, Malezją i Brunei. Wiele działań powziętych przez Pekin w dziedzinie węglowodorów

jest konsekwencją decyzji o transformacji energetycznej, a także rosnącego zapotrzebowania na ropę (462 mln t w ub.r., produkcja własna 189 mln t) i gaz (237 mld m<sup>3</sup>, produkcja własna 147 mld) oraz wojny celnej z USA.

**USA.** Sekretarz stanu Mike Pompeo wezwał przemysł naftowy do współpracy z krajową administracją w celu promowania polityki zagranicznej USA i karania złych aktorów na światowej scenie. Nie chcemy, aby nasi europejscy sojusznicy byli uzależnieni od rosyjskiego gazu przesyłanego przez Nord Stream 2, tak jak my nie chcemy być uzależnieni od dostaw wenezuelskich. Dodał, że zwiększenie krajowej produkcji wzmocniłoby politykę zagraniczną USA. Pompeo powiedział także, że nadeszła nowa era rywalizacji i część państw produkujących węglowodory, m.in. Rosja, Chiny i Iran, nieuczciwie używa surowców energetycznych w celu eksploatacji mniejszych państw. Powiedział, że państwa te nie uznają takich wartości, jak rządy prawa i wolność, i używają energii do niszczenia tych wartości. Oskarżył Pekin o blokowanie sąsiednim państwom dostępu do surowców na Morzu Południowochińskim, a Iran o wykorzystywanie eksportu surowców do wywierania nacisków na Bliskim Wschodzie. Moskwie przypomniał atak na Ukrainę i pozbawienie jej surowców energetycznych zlokalizowanych na wodach okalających Krym. Apel Pompeo do przemysłu naftowego może być spowodowany marcowym raportem Energy Information Administration (EIA), w którym po raz pierwszy od sześciu miesięcy obniżono prognozy wydobycia ropy naftowej w USA do 12,3 mln b/d w 2019 r. (spadek o 110 tys. b/d) i 13 mln b/d w roku następnym (spadek o 270 tys. b/d).

W opinii Johna Hessa, dyrektora Hess Corporation, pozytywne dotychczas podejście i emocje maskowały poważny brak długoterminowych inwestycji w branżę. Niestety, firmy wciąż nie przeznaczają wystarczająco dużo środków, by utrzymać odpowiedni poziom produkcji w ciągu 5–10 lat. Dodał, że w 2004 r. dzierżawiono 8800 bloków, obecnie tylko 2500. Większość produkcji ma pochodzić z basenu permskiego.

**Australia.** Firmy Origin Energy i Santos wznowiły realizację projektów łupkowych na Terytorium Północnym. Prace były wstrzymane w wyniku decyzji rządu Australii o konieczności przeprowadzenia poszerzonej analizy ich wpływu na środowisko. Finalnie, rząd nie zdecydował się na wprowadzenie moratorium. Origin we współpracy z Falcon Oil & Gas planuje przynajmniej dwa odwierty horyzontalne w tym roku, w złożach Kyalla i Velkerri. Prace mają ruszyć w czerwcu. Santos prowadzi prace na obszarze złoża McArthur. Z kolei amerykański Exxon-Mobil zamierza jeszcze w tym roku przeprowadzić głębokie wiercenie na wodach Australii okalających stan Wiktoria. Australijski urząd kontrolujący wydobycie na morzu potwierdził przedłożenie przez ExxonMobil dokumentacji. Rząd stanu Queensland przyznał Arrow Energy (*joint venture* Royal Dutch Shell i PetroChina, 50:50) zgodę na kontynuację największego w Australii projektu wydobycia gazu z pokładów węgla. Arrow Energy zainwestuje w ten projekt 7,1 mld USD.

*Źródła: Oil & Gas Journal, Upstream Online, BOE, Reuters, Govtrack, EIA, Wood Mackenzie, Rystad Energy, Shell, CNPC, OSW, PISM, Rzeczpospolita, Financial Times, Bloomberg, Lambert Energy Advisory*