PISM | POLSKI INSTYTUT SPRAW MIĘDZYNARODOWYCH
THE POLISH INSTITUTE OF INTERNATIONAL AFFAIRS

BIULETYN

Nr 70 (819) • 29 czerwca 2011 • © PISM

Redakcja: Marcin Zaborowski (redaktor naczelny), Agnieszka Kopeć (sekretarz redakcji),
Łukasz Adamski, Beata Górka-Winter, Artur Gradziuk, Leszek Jesień,
Beata Wojna, Ernest Wyciszkiewicz

Doświadczenia Kanady w dziedzinie poszukiwań i wydobycia gazu łupkowego

Bartosz Wiśniewski

Decentralizacja zarządzania zasobami energetycznymi sprawia, że doświadczenia Kanady stanowią przykład zarówno sukcesu, jak i fiaska eksploatacji gazu łupkowego. Za każdym razem chodziło o wypadkową uwarunkowań geologicznych i rynkowych, tożsamą z opłacalnością poszukiwań i wydobycia. Sięgając do rozwiązań kanadyjskich w sferze regulacji branży łupkowej, Polska powinna więc zwrócić szczególną uwagę na sposoby zapewnienia konkurencyjności wydobycia ze swoich złóż, i starać się niwelować koszty eksploatacji, choćby w porównaniu z rynkiem północnoamerykańskim.

Istota modelu kanadyjskiego. Kanada to trzeci, po USA i Rosji, producent gazu ziemnego na świecie. W ostatnich latach na szeroką skalę rozwinięto wydobycie gazu ze złóż niekonwencjonalnych (gaz łupkowy, gaz z pokładów węgla i tzw. gaz ściśnięty), wokół których skupiła się zdecydowana większość (80%) nowych przedsięwzięć branży gazowej. Tylko złoża gazu łupkowego mogą kryć nawet 11–28 bilionów m^3 surowca. Kompetencje regulacyjne w dziedzinie poszukiwań i wydobycia są rozdzielone między władze federalne i prowincjonalne. Nadzór nad projektami obejmującymi więcej niż jedną prowincję (rurociągi) czy służącymi eksportowi lub importowi gazu (terminale do skraplania lub regazyfikacji) odbywa się na poziomie federalnym. Prowincje dysponują większością instrumentów gospodarowania zasobami, m.in. ustalają zasady korzystania ze złóż oraz wysokość opłat eksploatacyjnych, a także – za pośrednictwem autonomicznych agencji regulacyjnych – wydają zezwolenia na poszukiwania i wydobycie. W gestii prowincji jest również ustalanie standardów ochrony środowiska.

Ze względu na rolę prowincji w regulacji branży gazowej rozwiązanie kanadyjskie przypomina model funkcjonujący w USA, gdzie kompetencje takie mają przede wszystkim władze stanowe. Różnica doświadczeń obu państw wynika z odmiennego podejścia do praw własności zasobów. O ile w USA właściciel gruntu rozporządza związanymi z nim minerałami, o tyle w Kanadzie kwestie te są co do zasady rozdzielone. Bogactwa naturalne należą do prowincji, bez względu na to, kto jest właścicielem terenów, pod którymi znajdują się złoża. Z punktu widzenia producentów oznacza to konieczność odrębnego negocjowania dostępu do określonego obszaru oraz warunków finansowych i bezpieczeństwa późniejszej eksploatacji. Brak porozumienia w sprawie dostępu do pól gazowych, które jest nieodzowne dla starań o pozwolenie na poszukiwania i wydobycie, nie oznacza fiaska tego procesu. Władze prowincji mają uprawnienia quasi-arbitrażowe, dzięki którym mogą pogodzić prawa właściciela terenu, na przykład do uzyskania adekwatnej rekompensaty, ze swobodą przedsiębiorstw podejmowania starań o eksploatację lub dokonywania inwestycji w przesył i przetwórstwo gazu.

Zachowaniu równowagi interesów stron: władz prowincji, zobligowanych do dbałości o środowisko naturalne, ale i zainteresowanych korzyściami ekonomicznymi, i właścicieli gruntów oraz przemysłu – służy silna pozycja agencji regulacyjnej. Z doświadczeń Kanady Zachodniej (prowincje: Alberta, Kolumbia Brytyjska) oraz Quebecu wynika, że równie istotną przesłanką rozwoju sektora gazowego jest konkurencyjny – dostosowany do warunków rynkowych i geologicznych – system opłat eksploatacyjnych, będący funkcją priorytetów polityki energetycznej prowincji.

Alberta i Kolumbia Brytyjska. Na prowincje zachodnie przypada zdecydowana większość wydobycia (75%) oraz rezerw gazu (niemal 90%). Tamtejsze przepisy regulujące przemysł gazowy dostosowano w latach 2009–2010 do zwiększonego zainteresowania gazem niekonwencjonalnym

oraz do dużego spadku cen gazu na rynku północnoamerykańskim (o ponad 50% w porównaniu z połową 2008 r.). Cechą wspólną regulacji w obydwu prowincjach jest elastyczność reżimu opłat eksploatacyjnych. Ich wysokość jest ustalana na podstawie wielkości wydobycia i aktualnej ceny gazu. Odmienności wynikają z różnego stopnia rozwoju przemysłu wydobywczego. W Kolumbii Brytyjskiej – z racji mniej ugruntowanych tradycji wydobycia surowców energetycznych w porównaniu z Albertą i dążenia do wypromowania aktywności w nowych rejonach prowincji – zrezygnowano z ustalania minimalnej opłaty eksploatacyjnej i wprowadzono ułatwienia dla firm chcących produkować gaz niekonwencjonalny. Na przykład stworzono możliwość zaliczenia kosztów inwestycji w lokalną infrastrukturę transportową na poczet opłat eksploatacyjnych lub obniżania opłat w razie podjęcia działalności na terenach trudno dostępnych lub w warunkach geologicznie wymagających. Władze Kolumbii Brytyjskiej oceniły, że decyzje te wygenerowały dodatkowe 30% inwestycji branży gazowej w prowincji.

Quebec. W marcu br., głównie wskutek aktywności organizacji ekologicznych, w prowincji wprowadzono moratorium na poszukiwanie gazu łupkowego do czasu przygotowania raportu o wpływie wydobycia na środowisko naturalne. Do grupy ekspertów, którym powierzono opracowanie raportu, weszli przedstawiciele władz Quebecu, środowisk naukowych, społeczeństwa obywatelskiego oraz firm energetycznych działających na terenie prowincji. W obliczu zahamowania poszukiwań branża gazowa zapowiedziała jednak ograniczenie wglądu do danych technicznych z dotychczasowych odwiertów próbnych, stawiając pod znakiem zapytania przydatność raportu dla późniejszych decyzji w sprawie wydobycia gazu łupkowego.

Koncerny działające w Quebecu wyraziły tym samym dezaprobatę dla moratorium, tym bardziej że uderzyło ono w już realizowane inwestycje (kilkanaście odwiertów poszukiwawczych – nie rozpoczęto wydobycia przemysłowego), oraz dla opieszałości władz w kwestii uproszczenia procedur administracyjnych i dostosowania systemu opłat eksploatacyjnych do specyfiki wydobycia gazu łupkowego, głównie początkowej wysokiej kapitałochłonności. W ocenie kanadyjskich koncernów bez tego rodzaju zmian Quebec nie będzie mógł konkurować z prowincjami Kanady Zachodniej ani z USA. Prognozy tej nie zmieniają sprzyjające warunki geologiczne (do ok. 10% krajowych zasobów gazu łupkowego) i rozwinięta infrastruktura przesyłowa. Gaz pokrywa ok. 12–15% potrzeb energetycznych Quebecu.

Impulsem do zmian nie stały się korzyści ekonomiczne z uruchomienia rodzimej produkcji gazu: zmniejszenie deficytu handlowego prowincji (jeden z najwyższych w Kanadzie), zbliżenie się do samowystarczalności energetycznej (obecnie całość gazu jest sprowadzana z Kanady Zachodniej) czy utrwalenie pozycji największego producenta energii w kraju. W tej sytuacji za główną przeszkodę w rozwoju wydobycia uznaje się interesy branży hydroenergetycznej, pokrywającej 97% zapotrzebowania Quebecu na energię elektryczną. Niska cena gazu, przy rozwinięciu jego rodzimej produkcji, zwiększyłaby jego konkurencyjność wobec energetyki wodnej. Mimo silnych w prowincji postaw proekologicznych, ostrożnie należy jednak traktować tezę o sceptycznym stosunku ogółu mieszkańców do branży naftowo-gazowej – w Quebecu od dziesięcioleci funkcjonuje duża część (25%) kanadyjskiego przemysłu rafineryjnego.

Wnioski. Możliwy rozwój wydobycia gazu łupkowego w Polsce będzie przebiegał w innych realiach prawnych, rynkowych, geograficznych i społecznych. Szczególnie dwa ostatnie czynniki – mniejsza odległość między obszarami produkcji a rynkami zbytu oraz większa gęstość zaludnienia – mogą sugerować, że oczywiste negatywne skutki eksploatacji gazu dla społeczności lokalnych (hałas, natężenie ruchu oraz ryzyko związane z przewozem i składowaniem niebezpiecznych substancji, wyzwania dla lokalnych bilansów wodnych) będą odczuwalne w większym stopniu niż to się dzieje w Kanadzie. W tej sytuacji priorytetem Polski powinno być przyciągnięcie rozwiązań obniżających uciążliwość wydobycia, wypracowywanych przez branżę gazu niekonwencjonalnego (dzięki jej wysokiej innowacyjności i dążeniu do maksymalizacji korzyści w warunkach niskich cen gazu). Z kolei dla przemysłu impulsem do zastosowania w Polsce chociażby takich rozwiązań, jak bardziej racjonalne gospodarowanie zasobami wody i skuteczniejsze techniki odwiertów, będzie, z jednej strony, odpowiednie zbilansowanie tego rodzaju inwestycji z wysokością opłat eksploatacyjnych i obciążeń podatkowych, z drugiej – osiągnięcie wysokiego poziomu produkcji, co nastąpiło w Kolumbii Brytyjskiej. Casus Quebecu ilustruje natomiast wagę ścisłej wymiany informacji między władzami (lokalnymi, państwowymi) a producentami już na etapie projektowania przepisów regulujących aktywność branży. Ma to szczególne znaczenie w przypadku Polski, gdzie koszt dostarczenia na rynek gazu ze złóż łupkowych będzie większy niż w Ameryce Północnej, bez względu na spodziewane lepsze warunki geologiczne polskich złóż. Wreszcie należy mieć na uwadze, że Polska będzie konkurować o napływ kapitału inwestycyjnego z innymi miejscami występowania gazu niekonwencjonalnego.