

PUŁAPKI OPODATKOWANIA GAZU ŁUPKOWEGO W POLSCE

Autorzy: Marek Garbicz, Hanna Sokół

(„Rynek Energii” – nr 3/2012)

Słowa kluczowe: gaz łupkowy, podatki, asymetria informacyjna, renta surowcowa

Streszczenie. Pojawienie się potencjalnie dużych zasobów gazu łupkowego stawia przed polską gospodarką problem czy i na jakich zasadach opodatkować wydobycie tego surowca. Autorzy argumentują, że wybór systemu podatkowego zależy w decydującym stopniu od tego czy stawiać będziemy na maksymalizację wydobycia tego paliwa czy także uwzględniać będziemy dochody budżetu. W artykule rozpatrzono kilka wariantów opodatkowania wskazując na kluczową rolę asymetrii informacyjnej w jaką uwikłane są władze podatkowe konstruując system podatkowy dla sektora gazowego. Bariera informacyjna, przed jaką stoi państwo w swych relacjach z firmami wydobywczymi pozwala tym ostatnim prowadzić skuteczną grę z fiskusem i prawdopodobnie przechwycić znaczącą część renty surowcowej.

1. WSTĘP

Nie jest jasne jak wielkie zasoby gazu łupkowego posiada Polska. Ostatni raport Państwowego Instytutu Geologicznego z marca 2012 roku [1] wstępnie szacuje te zasoby najprawdopodobniej na 346 mld m³ – 768 mld m³ (przy dotychczas udokumentowanych zasobach gazu konwencjonalnego w wysokości 145 mld m³). Równocześnie, według obecnej wiedzy, maksymalny pułap zasobów nie przekroczy 1,92 bln m³. To są nadal dość znaczne ilości, choć oznaczają istotną rewizję w dół w stosunku do wcześniejszych ocen. W niniejszym tekście przyjmuje się, jako wyjściowe założenie, że Polska będzie dysponowała w przyszłości znaczącymi zasobami gazu łupkowego kwalifikującymi się do opłacalnego wydobycia.

Opodatkowanie zasobów naturalnych na zasadach szczególnych jest powszechną praktyką światową, choć nie ma jednolitego podejścia do tej kwestii i poszczególne kraje stosują różne formy opodatkowania kopalin. Nie wydaje się, by Polska posiadała dziś przemyślaną koncepcję systemu opodatkowania zasobów naturalnych i w tym sensie nie jest dostatecznie przygotowana na masową eksploatację gazu łupkowego. Według aktualnego stanu prawnego jednorazowa opłata na poszukiwanie i rozpoznawanie kopalin wynosi 211,62 zł/km², zaś opłatę eksploatacyjną za gaz wysokometanowy ustalono na poziomie 5,89 zł/ tys. m³ i za pozostały gaz 4,90 zł/ tys. m³. To są zupełnie symboliczne opłaty, bo w stosunku do wartości wydobywanego gazu jak i potencjalnych kosztów wierceń na obszarze koncesji opłaty te są rzędu promila wartości odpowiednich wielkości. Nie mają one żadnego znaczenia ekonomicznego. Praktyczny brak opłat za koncesję można interpretować jako niechęć do blokowania poszukiwań gazu od strony systemu fiskalnego.

Nie ma powodu, by Polska pasywnie przyglądała się rozwojowi sytuacji w dziedzinie gazu łupkowego nie będąc przygotowana do skorzystania z zasobów, które potencjalnie posiada; zagadnienie to jest istotne zarówno od strony wpływów do budżetu, jak też zaopatrzenia krajowych odbiorców w gaz o cenie konkurencyjnej względem cen gazu importowanego. Z drugiej strony, firmy zainteresowane eksploatacją gazu winny znać z dużym wyprzedzeniem warunki ekonomiczne swej przyszłej działalności, w tym zwłaszcza dysponować wiedzą na temat reżimu podatkowego jakiego mogą się spodziewać.

2. WYKORZYSTANIE ŚWIATOWYCH DOŚWIADCZEŃ

Polityka podatkowa w stosunku do gazu ziemnego (łupkowego) musi uwzględniać dwa podstawowe uwarunkowania. Po pierwsze, Polska liczy, że dzięki gazowi łupkowemu będzie można uzyskać dodatkowe ilości relatywnie taniego gazu na krajowym rynku. Pozwoliłoby to zrealizować kilka celów jednocześnie: zwiększyć bezpieczeństwo energetyczne, przyspieszyć przestawienie się elektroenergetyki i „dużego” ciepłownictwa na gaz ziemny co przyniosłoby korzyści dla środowiska, wreszcie poprawiałoby konkurencyjność niektórych gałęzi przemysłu zużywających duże ilości gazu ziemnego jako surowca, np. przemysłu nawozów azotowych. System podatkowy musi być zatem elastyczny, a fiskalizm umiarkowany, by nie zadławić ekonomicznie eksploatacji złóż gazu. Z drugiej jednak strony polski budżet powinien partycypować podatkowo w ewentualnych korzyściach z wydobycia kopalin, o ile wystąpi renta surowcowa. Pojawienie się renty wynika ze zróżnicowanych warunków naturalnych eksploatacji kopalin. W zależności od kopalni czy lokalizacji złoża, stopy zwrotu z inwestycji w gaz ziemny mogą być bardzo zróżnicowane. W tych warunkach opodatkowanie producentów gazu na zasadach ogólnych, tj. jedynie powszechnym podatkiem dochodowym CIT, prowadziłoby do uzyskiwania przez producentów wykorzystujących lepsze złoża nieuzasadnionych korzyści kosztem interesów skarbu państwa.

Jednym z argumentów dodatkowego opodatkowania kopalin jest także konieczność ponoszenia kosztów związanych z zabezpieczeniem złoża po eksploatacji, czy kosztów utylizacji zanieczyszczeń powstałych w wyniku wydobycia gazu łupkowego. W przypadku podmiotu gospodarczego koszty te pomniejszają podstawę opodatkowania, w odniesieniu do budżetu pozwalają zgromadzić środki na pokrycie kosztów takich działań np. w przypadku „porzucenia” złoża przez firmę eksploatacyjną w momencie obniżenia opłacalności wydobycia czy też efektu rozszczelnienia lub zawodnienia złoża.

Konstruowanie zatem efektywnego systemu opodatkowania kopalin, w tym gazu ziemnego (łupkowego) jest trudne, bo trzeba unikać skrajnych rozwiązań. Jednocześnie władze podatkowe działają w świecie silnej asymetrii informacyjnej: nieznane są im tak kluczowe informacje jak wielkość zasobów, lokalizacja źródeł pozyskania gazu, przyszłe ceny gazu, nakłady na wiercenia i poszukiwanie złóż, koszty wydobycia, skutki ekologiczne i skala wydatków na ich neutralizację itp. Poza tym, po co dodatkowo opodatkowywać gaz ziemny? Jest już sporo głosów publicznych wzywających do wstrzeźliwości w tym względzie wskazujących na wysokie (dużo wyższe niż w USA) koszty wydobycia gazu łupkowego w Polsce i negatywny wpływ tych kosztów na opłacalność eksploatacji kopalń. W tych warunkach dodatkowe podatki mogą jedynie zaostrzyć problem i zniweczyć polskie szanse na duży gaz.

Wszystko to skłania do konkluzji, że wybór systemu opodatkowania gazu łupkowego (gazu ziemnego) zależy w zdecydowanym stopniu od tego czy preferujemy za wszelką cenę wydobyć gaz i maksymalizujemy jego krajową podaż, czy też priorytet nie jest tak jednostronny i chcemy uwzględnić również potrzeby budżetowe, podatkowe.

Przyjrzyjmy się jakie można zastosować rozwiązania gdyby ta pierwsza ewentualność wchodziła w grę. W świecie stosuje się dwa systemy finansowe w związku z eksploatacją kopalin: system koncesyjny i kontraktowy [por. 3]. Trzeba jednak zaznaczyć, że szczegółowe rozwiązania stosowane w poszczególnych krajach są bardzo zindywidualizowane. W systemie kontraktowym (gdzie gaz staje się po wydobyciu własnością producenta) stosuje się trzy typy podatków: royalties, zwykły podatek dochodowy i podatek gazowy (surowcowy). Podatek typu royalty jest podatkiem kwotowym nałożonym na jednostkę produkcji (np. na tys. m³ gazu) lub procentem od wartości produkcji. To jest ten rodzaj podatku, który wprowadzono ostatnio w Polsce w stosunku do miedzi i srebra. Cechą szczególną takiego podatku jest

to, że obciąża on przychód, a nie jest zrelacjonowany do zysku. Z tego względu dość łatwo może się zdarzyć, że zbyt wysoki podatek może uczynić produkcję nieopłacalną.

Obok royality często pojawia się specjalny podatek surowcowy równoległy z dochodowym. Jak mógłby wyglądać taki podatek gazowy w naszych warunkach? Firma zajmująca się wydobywaniem gazu płaci początkowo jedynie royality i nie jest obciążona żadnym innym podatkiem. Podatek gazowy jest naliczany od dodatnich przepływów pieniężnych. Przepływy pieniężne liczone są z uwzględnieniem wcześniejszych nakładów inwestycyjnych na poszukiwanie i wiercenia eksploatacyjne i powiększone o należną ewentualną minimalną stopę zwrotu z tych inwestycji R . Jeśli pojawiają się ujemne przepływy w danym roku rozliczane są one w przyszłych okresach. Firma zaczyna płacić podatek gazowy w momencie gdy skumulowane przepływy pieniężne staną się dodatnie, tj. wtedy gdy przychody netto pokryją całe nakłady inwestycyjne wraz z minimalną oczekiwaną stopą zwrotu R . Wysokość stawki podatku gazowego g będzie decyzją o podziale, w następnych latach, dodatnich rocznych przepływów pieniężnych pomiędzy firmę wydobywającą gaz ziemny a budżet państwa. Co prawda ustalenie właściwej stopy R powinno dać teoretycznie pełną satysfakcję ekonomiczną firmie, która w ten sposób osiągnęłaby satysfakcjonujący poziom rentowości, niemniej stawka g na poziomie 100%, czyli próba przejęcia całej późniejszej nadwyżki przepływów pieniężnych netto przez budżet, nie byłaby dobrym pomysłem. Skłaniałoby to firmę do maksymalnego odraczania momentu dodatnich przepływów, dokonywania różnych dodatkowych wydatków w ciężar kosztów i innych tego typu zabiegów niekorzystnych dla skarbu państwa. W literaturze przedmiotu nie ma zgody jaka powinna być optymalna stawka g . W praktyce poszczególnych krajów jej poziom jest zbliżony do 50% i pewnie wokół tego pułapu oscylować powinny praktyczne rozwiązania.

Jakie są plusy takiego rozwiązania podatkowego, obcego w tej chwili zarówno naszej praktyce jak i prawnym możliwościom? Pomijając na chwilę royality, opodatkowanie dopiero dodatnich przepływów pieniężnych pozwala - w warunkach silnej asymetrii informacyjnej w której działa zarówno fiskus jak i podmiot - zmaksymalizować wydobywanie gazu ziemnego, jeżeli właśnie ten cel uznamy za kluczowy motyw wdrożenia nowego podatku. Eksploatowane będą bowiem, jako opłacalne, wszystkie kopalnie i złoża gazu zapewniające stopy zwrotu na poziomie co najmniej R , czyli na poziomie minimalnym i satysfakcjonującym dla producentów. Krańcowe, eksploatowane złoża nie generują wpływów podatkowych. Wyższe nakłady inwestycyjne, *ceteris paribus*, przesuwają w czasie powstawanie dodatnich przepływów pieniężnych, podczas gdy niższe nakłady inwestycyjne powodują, że pojawiają się one szybciej. Obciążanie firm podatkiem gazowym czy dochodowym wcześniej, tj. przed wejściem w strefę dodatnich przepływów, może zniechęcić najgorszych wytwórców (o niskich, choć większych niż R stopach zwrotu) do działania produkcyjnego. W rezultacie podaż gazu będzie mniejsza niż mogłaby być potencjalnie.

Mamy również inne możliwe, choć podobne rozwiązanie finansowe: system kontraktowy. W systemie tym gaz ziemny pozostaje własnością kraju, gdzie znajduje się surowiec. Tutaj również można zastosować podatek royality, ale na mocy kontraktu wydobywany gaz dzieli się w odpowiednich proporcjach pomiędzy producenta a skarb państwa. Podobnie jak w przypadku opisywanym wyżej, podział gazu na gaz dla producenta (GP) dla pokrycia jego wcześniejszych nakładów inwestycyjnych oraz gaz na rzecz kraju (GK) dokonuje się po uzyskaniu dodatnich przepływów pieniężnych przez firmę. Znane są również rozwiązania gdzie od samego początku wydobywania ze złoża pewną część całości produkcji gazu stanowi GK. Te proporcje się oczywiście generalnie zmieniają na korzyść GK po dojściu do stanu dodatnich skumulowanych przepływów.

Autorzy niniejszego tekstu uważają jednak, że wdrożenie takich reguł podatkowych dla sektora gazowego w Polsce będzie technicznie kłopotliwe, a ponadto w polskich realiach może okazać się bardzo ryzykowne. Dlaczego technicznie wdrożenie tych rozwiązań jest skomplikowane? Oczywiście kluczem

jest właściwe ustalenie stopy zwrotu R z wydobycia gazu ziemnego. Jeśli stopa zostanie ustalona zbyt nisko, wówczas obniży to skłonność firm do angażowania się w biznes łupkowy, jeśli będzie z kolei zbyt wysoka – straty w podatkach poniesie budżet państwa gwarantując zbyt duże korzyści producentom. Poszukiwanie i wydobycie gazu ziemnego jest ryzykowną działalnością ekonomiczną, w której trudno jest *ex ante* oszacować stopy zwrotu jak i ryzyka. Tym bardziej, że ze względu na czynniki geologiczne ryzykowna jest nie tylko faza poszukiwawcza, ale także faza eksploatacji. Na dobrą sprawę dopiero po zakończeniu wydobycia można ocenić zarówno wielkość zasobów złoża jak i koszty wydobycia. Wszystkie te parametry są przy tym regionalnie zróżnicowane co praktycznie wyklucza proste porównanie średniej rentowności sektora w układzie międzynarodowym. Dlatego ustalanie stopy R , ze względu na barierę informacyjną przed jaką staje władza publiczna, jest dość arbitralne i niekoniecznie przyjęta wielkość okaże się trafna.

Niemniej główne zastrzeżenia związane są z faktem, że rozwiązanie podatkowe oparte na *recovery cost model* przerzuca niemal całe ryzyko na państwo. Budżet państwa staje się w tej sytuacji swoistym buforem amortyzującym wszystkie porażki i błędy firm eksploatujących. Państwo zaczyna pobierać podatki gazowe dopiero po sfinansowaniu przez firmy całych poniesionych nakładów wraz z gwarantowanym zyskiem. Skłania to firmy do podejmowania nadmiernego ryzyka, czyli ujawnia się bez wątpienia zjawiska ryzyka moralnego na dużą skalę. W przypadku przeszacowania wielkości złoża, czy wysokich kosztów eksploatacji podmiot „wychodzi na swoje”, a całe ryzyko zostaje przeniesione na budżet. Ważnym elementem rozważań jest także czynnik czasu dla którego zostaną przyjęte rozwiązania podatkowe. Co dzieje się w przypadku zaniechania eksploatacji złoża? Czy wówczas następuje odroczenie płatności podatku dochodowego i ewentualnie na jak długi okres? W jakim czasie podmiot powinien zrealizować prace związane z utylizacją zanieczyszczeń i ponieść nakłady na zabezpieczenie odwierców?

W skrajnym przypadku podmiot może, wykorzystując luki w systemie regulacyjnym, w nieskończoność odwlekać obowiązek podatkowy. Każda firma, zawsze, chce odroczenia momentu płacenia podatku oraz wlicza w ciężar kosztów wszystko, co tylko jest możliwe. Istnieje także poważny dylemat, jak potraktować firmę w przypadku gdy eksploatuje złoża o różnej efektywności czy też dokonuje systematycznych inwestycji w kolejne złoża. Może to oznaczać stworzenie okazji do trwałej ucieczki przed płaceniem podatku. Powstaje bowiem ryzyko (samo)likwidacji podmiotu w momencie powstawania obowiązku podatkowego, tj. w momencie pojawienia się dodatnich przepływów pieniężnych. Opisowane podejście podatkowe może zatem powodować wzrost wydobycia gazu w krótkim okresie – w sytuacji najwyższej efektywności dla podmiotu i następnie rezygnację z takiego wydobycia, gdy w opinii firmy opłacalne będzie powołanie nowego podmiotu, który zacznie korzystać z ulg i preferencji podatkowych na kolejnym nowym złożu, porzucając dotychczasowe złożo, którego opłacalność spada m.in. z tytułu powstania obowiązku płatności podatku. Jak w sensie podatkowym traktować podmioty porzucające eksploatowane dotychczas złożo, czy też podmioty przerywające eksploatację (zawieszenie działalności gospodarczej)?

Rozstrzygnięcia wreszcie wymaga co powinno być podstawą opodatkowania: czy powinno to być konkretne złożo, czy też całość przedsięwzięć biznesowych danej firmy w kraju? Konieczne jest podjęcie zdecydowanych kroków uniemożliwiających firmie przerzucanie strat i kosztów między różnymi projektami. Tym samym, to pojedyncza kopalnia winna być przedmiotem finansowej regulacji. Jak dokonać tych rozstrzygnięć w kontekście zapisów kodeksu handlowego i ustawy o rachunkowości, tj. kiedy konieczne byłoby prowadzenie księgowości dla projektu, a nie dla podmiotu? Czy da się określić koszty nadzoru finansowego nad prawidłowością rozliczeń kopalni i jak je finansować w kontekście odrębnych rozwiązań formalno-prawnych? Kolejnym, kluczowym momentem jest miejsce opodatkowania w łańcuchu wartości. Chodzi w szczególności o ograniczenie firmom możliwości stosowania różnych cen transferowych dla przesuwania wartości od siebie jako dostawcy surowca do sektora przetwórczego

(np. spółki córki). Stworzenie bowiem preferencji podatkowych dla konkretnego projektu (podmiotu) uruchomi skłonność do manipulacji także poprzez skrośne finansowanie.

Mnożymy te wątpliwości, ponieważ widać ile pułapek i manipulacji jest możliwych w przypadku zastosowania systemu podatkowego opartego na modelu *cost recovery*. Wydaje się, że poza motywem wydobycia gazu za wszelką cenę, nie ma racjonalnych przesłanek dla specyficznego traktowania ryzyka (i ocen jego kosztu) w przypadku eksploatacji kopalni. Tym bardziej, że cały czas istotna jest odpowiedź na pytanie czyje interesy w krótkim i długim okresie reprezentuje państwo. Czy istotne jest pozyskanie gazu, obniżenie jego ceny w kraju, czy może wpływy do budżetu? Czy z punktu widzenia budżetu państwa odkładanie wpływów podatkowych, być może *ad calendas graecas*, jest racjonalne? Jak oceniać w tym kontekście interes publiczny?

3. PODATEK ROYALTY

Alternatywą dla referowanego wyżej rozwiązania podatkowego jest przejście renty surowcowej za pośrednictwem podatku typu royalty. To rozwiązanie zastosowano już w Polsce wobec miedzi i srebra. Ma ono dwie zalety i jedną poważną wadę. Po pierwsze, to rozwiązanie ekonomiczne całkowicie mieści się w dotychczasowym porządku prawnym i nie wymaga zmian w ustawie o rachunkowości. Po drugie, konstrukcja podatku od wydobycia niektórych kopalni z marca 2012 roku [4] jest bardzo odporna na wszelkie manipulacje zainteresowanych podmiotów. Podatek naliczany jest od wartości wyprodukowanego metalu przy zmiennej stawce podatku, zależnej od ceny metalu. Ustawodawca zminimalizował wszelkie szanse na uchylene się firmy produkującej od zapłaty tego podatku: cena od której liczy się stawkę podatkową jest określana na podstawie giełdowych notowań metalu. W tej sytuacji nie ma warunków do jakichkolwiek sporów, przetargów czy negocjacji. Uznaniowość została wyeliminowana, co podcina wszelkie pokusy korupcyjne. Ponadto, podatek zostaje zapłacony u źródła, co eliminuje możliwość manipulacji wartością produkcji przy pomocy cen transferowych. Te cechy konstrukcyjne podatku czynią go prostym, łatwym w obsłudze i zobiektywizowanym. Jednakże podatek tego typu jest nakładany na utarg (wartość produkcji czy sprzedaży) i nie zależy on od zysku. Łatwo zatem ustalić obciążenia podatkowe na nadmiernie wysokim poziomie. Na przykład, według naszych wyliczeń maksymalnie naliczany podatek od miedzi daje (łącznie z podatkiem dochodowym CIT) prawie 60% obciążenie zysku podatkiem. W przypadku srebra natomiast jest to nawet nieco ponad 60% obciążenie zysku. Taka skala opodatkowania może w pewnych sytuacjach być nadmierna. Warto przy tym zauważyć, że opodatkowanie miedzi dotyczy w praktyce jednego przedsiębiorstwa, podmiotu o charakterystyce produkcyjnej i ekonomicznej znanej ustawodawcy. Opodatkowywanie utargów nieznanymi firm, o bardzo zróżnicowanych i niepewnych charakterystykach kosztowych jest ryzykowne, bo może prowadzić do zablokowania znaczącej części produkcji. To jest sztywne rozwiązanie które zapewne obetnie wydobycie gazu łupkowego ze złóż gorszych i wymagających większych nakładów. Bariera informacyjna również i w tym przypadku utrudni wyznaczenie optymalnej stawki podatkowej.

4. OPODATKOWANIE NA ZASADZACH OGÓLNYCH?

Istnieje także trzecie możliwe rozwiązanie. Zgodnie z zasadą równego traktowania podmiotów gospodarczych można by - w zasadzie - zastosować taki sam system opodatkowania sektora gazowego jak w przypadku innych podmiotów (poniesione ryzyko zawarte jest w cenie sprzedaży gazu), a specyfikę branży zawrzeć ewentualnie w dodatkowym opodatkowaniu zysków. Jest to rozwiązanie kompromisowe, leżące niejako pośrodku w stosunku do wyżej analizowanych wariantów. Ale jak zwykle w przypadku kompromisów także niewolne od kłopotliwych dylematów. Są tu możliwe dwa warianty. Po pierwsze, można by przyjąć ogólne zasady opodatkowania dla sektora gazowego rezygnując z jakiego-

kolwiek dodatkowego podatku gazowego dla branży. Czyli w gruncie rzeczy utrzymać status quo, jako że w obecnym stanie prawnym – co pokazano wyżej – wprowadzone prawem geologicznym i górniczym royalties nie mają dziś jakiegokolwiek znaczenia ekonomicznego. Jak można ocenić zalety i mankamenty tej idei? Zastosowanie ogólnych norm podatkowych jest pożądane, bo nie wymaga żadnej przebudowy istniejącego systemu podatkowego i finansowego oraz gwarantuje trwałość i stabilność systemu opodatkowania niezależnie od zmieniających się koniunktur na rynkach energetycznych. W sytuacji ewentualnych zmian na tych rynkach, w tym zmian wzajemnych relacji cen paliw, następowałby rynkowy wybór preferowanych rodzajów źródeł energii, bo efekty takich wyborów znajdowałyby swe odzwierciedlenie po stronie przychodów i kosztów. Ponadto, w wariantcie tym można wykorzystać preferencje przedmiotowe poprzez możliwość wliczania kosztu opłaty z tytułu eksploatacji kopalni (podatku) do kosztów pomniejszających podstawę opodatkowania. Można rozpatrywać także możliwość uwzględnienia w sposobie rachowania zysku, stanowiącego wszak podstawę opodatkowania, kosztów poszukiwań, przygotowania złoża do eksploatacji i innych kosztów inwestycyjnych, co nie zniechęcałoby do podejmowania wydobywania gazu w trudniejszych (i tym samym wymagających wyższych nakładów inwestycyjnych) warunkach. Istotnym argumentem na rzecz takiego rozwiązania jest także możliwość ujęcia kosztów likwidacji złoża lub pokrycia kosztów utylizacji zanieczyszczeń. Dodatkową zaletą takiego sposobu opodatkowania jest rezygnacja z opodatkowania wydobytego gazu, czyli przychodów (co ma miejsce w przypadku royalties) na rzecz opodatkowania zysków. Unika się zatem groźby niepożądanego dławienia aktywności firm wydobywczych wskutek nadmiernego obciążenia fiskalnego przychodów.

Ale są i wady tego pomysłu. Główna wada polega na możliwości dużej manipulacji informacją dotyczącą nakładów, kosztów i cen ze strony podmiotów eksploatujących gaz jeśli przyjęte zasady opodatkowania będą firmy do tego skłaniały. Autorzy pokazali już wyżej, tj. w przypadku *cost recovery model*, jakie możliwości mają do dyspozycji firmy wykorzystujące asymetrię informacyjną. Z drugiej strony trzeba podkreślić, że jest to również rozwiązanie, w którym podmioty produkujące przechwytyją jednak znaczącą część renty surowcowej. Dlatego można wziąć pod rozwagę doświadczenia praktyki międzynarodowej, w której stosuje się swoisty progresywny podatek surowcowy. Polega on na tym, że wraz z rosnącą rentownością produkcji rośnie również stopa opodatkowania zysku. Kiedy rentowność projektu przekracza kolejne progi do standardowego podatku CIT dodaje się podatek gazowy jako dodatkowy - i rosnący wraz z rentownością - procent pobierany od zysku. Taki progresywny podatek gazowy pozwalałby państwu na partycypowanie w rencie surowcowej bez nadmiernego obniżania zyskowności produkcji. Problem polega jednak na tym, że zobiektywizowane ustalenie rentowności firm jest z punktu widzenia władz podatkowych bardzo trudne i także w tym przypadku między państwem a firmami toczą się swoiste gry wynikające z barier informacyjnych. Może więc okazać się, że progresywność podatku gazowego będzie fikcją czy to ze względu na skuteczne zabiegi księgowo zainteresowanych firm, czy z powodu pokus korupcyjnych.

5. ZAKOŃCZENIE

Nie istnieje żaden idealny sposób opodatkowania kopalni, w tym gazu ziemnego. Powtórzmy bowiem: kluczowe pytanie brzmi czy powinniśmy dążyć do wydobywania gazu „za wszelką cenę”, co mogłoby się zdarzyć w przypadku wyjątkowo preferencyjnego opodatkowania tej branży, czy istotnym motywem powinny być także względy budżetowe. Odpowiedź na to pytanie zdecyduje o wyborze sposobu podejścia do problemu.

LITERATURA

- [1] Ocena zasobów wydobywalnych gazu ziemnego i ropy naftowej w formacjach łupkowych dolnego paleozoiku w Polsce (basen bałtycko - podlasko – lubelski), Raport I, Państwowy Instytut Geologiczny, Warszawa, marzec 2012.
- [2] Prawo geologiczne i górnicze z dnia 9 czerwca 2011 roku.
- [3] The Taxation of Petroleum and Minerals: Principles, Problems and Practice (ed. Phillip Daniel, Michael Keen, Charles McPherson), Routledge London 2010, s. 89 – 119.
- [4] Ustawa o podatku od wydobycia niektórych kopalin z dnia 2 marca 2012 r.

TAXATION OF SHALE GAS IN POLAND

Key words: shale gas, taxation, asymmetric information, resource rent

Summary. After the discovery of potentially huge reserves of shale gas in Poland authorities should decide whether and how gas exploitation should be taxed. Authors analyzed several tax scenarios arguing that key problem is government decision whether the volume of gas extracted is to be maximized or may be also tax revenues should be taken into account. All tax scenarios are producing problems mainly due to asymmetric information. It is highly probable that asymmetric information will enable the operators to capture most of the resource rent.

Marek Garbicz, dr hab., profesor w Szkole Głównej Handlowej, specjalizuje się w teorii ekonomii i zagadnieniach rynków energetycznych. Hobby: historia i Podróże

Hanna Sokół, dr, Szkoła Główna Handlowa, specjalizuje się dziedzinie finansów i restrukturyzacji przedsiębiorstw. Hobby: narciarstwo i podróże