

Katarzyna Skołucka, Marcin Sobiczewski*

MODELE OPODATKOWANIA WĘGLOWODORÓW NA ŚWIECIE. ZAŁOŻENIA USTAWY O SPECJALNYM PODATKU WĘGLOWODOROWYM ORAZ INNYCH ZMIAN PRAWNO-PODATKOWYCH DOTYCZĄCYCH EKSPLOATACJI WĘGLOWODORÓW W POLSCE

Abstrakt

W każdym państwie stosowane są inne metody opodatkowania eksploatacji węglowodorów. Wyróżniamy jednak kilka podziałów sposobu opodatkowania wydobycia węglowodorów na świecie. Najistotniejszy jest podział na trzy systemy poboru podatków, które mogą występować łącznie. Ustawa z dnia 25 lipca 2014 r. o specjalnym podatku węglowodorowym w Polsce wejdzie w życie 1 stycznia 2016 roku, choć same podatki będą pobierane według zasad w niej przewidzianych dopiero od 1 stycznia 2020 roku. O ile rozwiązania dotyczące stawki podatków nie budziły po przedstawieniu pierwszych propozycji większych wątpliwości, to zaniepokojenie wywołały niektóre zapisy dotyczące sposobu poboru danin. W czasie trwania prac legislacyjnych przyjęto zmiany, które częściowo były odpowiedzią na zastrzeżenia branży i ekspertów. Najważniejszą z nich jest przesunięcie obowiązywania nowych podatków do 2020 roku.

30

Słowa kluczowe

prawo, Polska, gaz z łupków



Wysokość oraz sposób poboru podatków ma istotny wpływ na atrakcyjność inwestycyjną sektora wydobywczego. Zbyt wysokie podatki

* **Katarzyna Skołucka** – absolwentka Prawa na WPiA UJ, aplikantka III roku aplikacji radcowskiej przy OIRP w Krakowie, członek Katedry Energetycznej Klubu Jagiellońskiego.

Marcin Sobiczewski – absolwent Prawa na WPiA UJ, aplikant III roku aplikacji radcowskiej przy OIRP w Krakowie, członek Katedry Energetycznej Klubu Jagiellońskiego, analityk Centrum Analiz Stowarzyszenia KoLibier.

oraz niewłaściwie skonstruowane prawo podatkowe mogą – zwłaszcza w odniesieniu do inwestorów prywatnych – spowodować ich rezygnację z inwestowania w danym kraju i przeniesienie się do państwa proponującego lepsze warunki inwestycyjne lub większą szansę na osiągnięcie wyższych zysków. System podatkowy jest ważnym czynnikiem wpływającym na podjęcie decyzji o inwestycji w danym kraju. W branży takiej jak energetyka, która jest nie tylko kluczową gałęzią przemysłu wpływającą na konsumentów oraz wszystkie inne dziedziny gospodarki, ale także stanowi podstawowy element polityki bezpieczeństwa państwa, przygotowanie dobrej i stabilnej regulacji prawno-podatkowej jest niezwykle istotne. Założenia polskiej ustawy na tle porównawczym wypadają dobrze jeśli chodzi o wysokość podatków. Znacznie gorzej jest z ilością i skomplikowaniem procedur ewidencyjnych, sposobem poboru podatku czy ilością różnych obciążeń jakie dotkną branżę.

Dobrze skonstruowany system podatkowy – na który składa się nie tylko wysokość podatku, ale także nieskomplikowany ich pobór i stabilność – odgrywa istotną rolę w wyborze przez inwestorów miejsca prowadzenia swojej działalności. W ocenie przepisów podatkowych trzeba zwrócić uwagę na kilka elementów. Najważniejsza jest wysokość podatków, ale trzeba ją oceniać łącznie ze sposobem naliczania podatku, sposobem jego poboru czy ulgami, które mogą objąć podatnika. Bardzo ważnym elementem jest podstawa opodatkowania – wielkość, która jest podstawą do obliczania wymiaru podatku zgodnie z określoną formułą obliczenia. Pobór podatków generuje koszty – zarówno po stronie podatnika jak i organów podatkowych. Istnieje prosta zależność, że im bardziej skomplikowane są przepisy podatkowe – tym te koszty są wyższe. Zwiększenie kosztów prowadzi nie tylko do strat ekonomicznych po stronie podatnika, ale także do utraty części zysków pobieranych przez instytucje podatkowe. W efekcie skomplikowany system może prowadzić do konieczności zwiększania obciążeń podatkowych. W branży energetycznej ze względu na długoterminowość i kosztochłonność inwestycji bardzo ważna jest stabilizacja podatkowa, czyli pewność inwestora, że obciążenia podatkowe nie będą podwyższone lub że będą podwyższone nieznacznie – do ściśle określonej wysokości maksymalnej w danym okresie. Obok pozostałych aspektów prawnych, sytuacji geologicznej, stabilności politycznej państwa, infrastruktury, czynników ekonomicznych jest ona kluczem do podjęcia decyzji o prowadzeniu działalności wydobywczej.

Kwestię opodatkowania wydobycia węglowodorów można rozpatrywać w perspektywie wąskiej – odnosząc się tylko do obciążeń spełniających definicję podatku (świadczenie pieniężne na rzecz państwa

lub samorządu o charakterze przymusowym i powszechnym, które jest bezzwrotne i nieodpłatne oraz pobierane na podstawie przepisów prawnych (Brzeziński 2001: 17–18) lub szerokiej – obejmującej także wszelkie opłaty i parapodatki ukryte na przykład w przepisach licencyjnych czy środowiskowych. W niniejszym opracowaniu przyjęta została szeroka perspektywa – ponieważ oddaje ona realny poziom obciążeń, jakie państwo nakłada na inwestorów.

W każdym państwie stosowane są inne metody opodatkowania eksploatacji węglowodorów. Wyróżniamy jednak kilka podziałów sposobu opodatkowania wydobywania węglowodorów na świecie. Najistotniejszy jest podział na trzy systemy poboru podatków, które mogą występować łącznie. Metodologicznie wyróżniamy podział na systemy: należności licencyjnych, umowy o wspólnej produkcji i dodatkowym podatku dochodowym (Albrycht i in., 2011: 3). Systemy te mogą występować oddzielnie lub łącznie (w niektórych państwach stosowane są nawet wszystkie trzy systemy).

System należności licencyjnych występuje m.in. w Kanadzie i Stanach Zjednoczonych. Wysokość należności ustalana jest każdorazowo w wydawanej licencji i oparta jest na wielu czynnikach – między innymi wielkości wydobywania, wielkości złoża i wielkości sprzedaży. System ten jest najbardziej elastyczny i pozwala na uwzględnianie wszelkich czynników wpływających zarówno na osiągnięcie zysków jak i uciążliwość eksploatacji na terenie objętym daną licencją.

Umowa o wspólnej produkcji (*production sharing contract*) jest charakterystyczna dla Norwegii i Rosji. Państwo bierze udział w każdej licencji. Partycypuje w kosztach i wydatkach inwestycyjnych. Sprawuje też ścisłą kontrolę nad eksploatacją złóż. System ten charakteryzuje się największym uzależnieniem procesu inwestycyjnego od organów państwowych. Jego skuteczność zależy od tego, czy obowiązki dla inwestora zostaną zrównoważone przez zmniejszenie ryzyka inwestycyjnego.

Model polegający na wprowadzeniu dodatkowego podatku od eksploatacji złóż (zazwyczaj jest to podatek liczony od osiągniętego dochodu) jest najpowszechniejszy – występuje na przykład w Norwegii, Danii czy Wielkiej Brytanii. Dodatkowy podatek od eksploatacji często występuje obok umowy o wspólnej produkcji. Podatek ten jest płacony obok podstawowego podatku dochodowego, najczęściej od innej podstawy opodatkowania. Dla skutecznego funkcjonowania tego podatku potrzebne jest zdefiniowanie kosztów uzyskania przychodu, skonstruowanie zasad i stawek amortyzacji dla sprzętów i urządzeń wykorzystywanych w działalności wydobywczej, oraz skonstruowanie ewentualnych ulg, które mogą uelastyczyć ten system i zbliżyć go do

systemu licencyjnego. Ze względu na podstawę opodatkowania wyróżnia się trzy rodzaje dodatkowego podatku dochodowego od eksploatacji:

1. *Unit base* – podstawą opodatkowania jest jednostka wydobytego surowca (na przykład 1 tona miedzi). System ten jest obecnie coraz rzadziej stosowany. Przyczynia się bowiem do eksploatacji rabunkowej oraz zwiększa ryzyko inwestycyjne.

2. *Ad valorem* – procentowa opłata od wartości rynkowej. Jest to system pośredni. Uwzględnia wartość rynkową wydobytego surowca, ale pomija wiele ważnych czynników wpływających na ostateczny zysk z inwestycji, przez co zwiększa ryzyko inwestycyjne.

3. Podatek od zysków ze sprzedaży. Obecnie jest to najbardziej pożądanym przez przedsiębiorców i najczęściej stosowany system podatkowy. W przeciwieństwie do poprzednich systemów, uzależniony jest od rzeczywistego zarobku – więc zmniejsza ryzyko inwestycyjne.

Warto przyjrzeć się kilku charakterystycznym rozwiązaniom, wykorzystywanym w państwach, w których eksploatacja węglowodorów odbywa się na dużą skalę.

Kanada¹

33

Opodatkowanie eksploracji surowców w Kanadzie opiera się na podatku dochodowym od osób prawnych (CIT) oraz na opłatach licencyjnych. Podatek CIT w Kanadzie jest płacony w części na rzecz rządu, a w części na rzecz prowincji. Stawka podatku federalnego wynosi 38%, istnieje jednak często stosowana możliwość jej obniżenia przez 10% niższą podstawy opodatkowania. Wysokość podatku na rzecz prowincji wynosi od 10 do 16%. W ten sposób samorządy uzyskują większy wpływ na kształtowanie polityki fiskalnej. Całkowita stawka podatku CIT wynosi średnio 28%.

Należności licencyjne są płacone na rzecz podmiotu mającego prawo do eksploatacji danego surowca. Jeżeli podmiotem tym nie jest rząd federalny, poza wspomnianą opłatą nakładana jest dodatkowa, na rzecz rządu. Wysokość opłat jest zróżnicowana w zależności od złoża i kosztów wydobycia. Jest ona ustalana w sposób odmienny dla poszczególnych prowincji i waha się od 10 do 45%. Za przykład posłużyć może prowincja Alberta, w której znajdują się jedne z większych pokładów gazu i ropy. Pobierana jest tam prowizja od wartości

¹ Na podstawie raportu Ernst & Young.

oraz ilości wyprodukowanego surowca, jego ceny i tego, czy dany projekt osiągnął skalę komercyjną (przynosi odpowiednio wysokie zyski). Jeżeli projekt jest mało opłacalny, co ma miejsce zazwyczaj na początku działalności lub w przypadku złóż ekstremalnych (trudnych do wydobycia) – opodatkowanie nie przekracza 9%. W ten sposób zwiększa się opłacalność inwestowania w nowe i trudne złoża. W przypadku projektów komercyjnych stawka opłaty licencyjnej waha się od 25 do 40%. Podstawa opodatkowania obliczana jest w skali miesięcznej. Duża ilość czynników oraz miesięczna skala wpływają na elastyczność opodatkowania. Należności licencyjne w Prowincji Alberta zalicza się do kosztów uzyskania przychodu, co znacznie ogranicza wysokość podatku CIT płaconego na rzecz samorządu.

34

Podobne zasady obowiązują w innych prowincjach. W Kolumbii Brytyjskiej wysokość należności licencyjnych jest uzależniona od daty uzyskania licencji, rozpoczęcia wydobycia (czynnik stymulujący podatek – nieopłacalne jest zwlekanie z rozpoczęciem inwestycji) oraz ceny surowca. Konkurencja między poszczególnymi prowincjami rywalizującymi o przyciągnięcie inwestorów prowadzi do powstawania licznych ulg. Szczególnie interesującym rozwiązaniem jest zaliczenie do opłat eksploatacyjnych wydatków na infrastrukturę transportową. Rozwiązanie to jest stosowane w kilku prowincjach (Albrycht i in., 2011: 6). Władze samorządowe zdają sobie sprawę, że zbyt wysokie lub skomplikowane opodatkowanie może doprowadzić do odpływu inwestorów. Tak stało się kilka lat temu w Quebecu.

Na koniec analizy systemu kanadyjskiego warto zwrócić uwagę na to, że jako pierwszy kraj na świecie wprowadził specjalne ulgi dla poszukujących i wydobywających gaz i ropę ze złóż niekonwencjonalnych. Stawki opodatkowania są takie same jak przy surowcach konwencjonalnych, różnią się natomiast zasady naliczania podstawy opodatkowania. Pokłady niekonwencjonalne są zaliczane do zasobów mineralnych, a nie do konwencjonalnych złóż ropy i gazu, co wpływa na niższą podstawę opodatkowania.

Stany Zjednoczone

Amerykański system jest podobny do kanadyjskiego – opiera się głównie na podatku dochodowym oraz opłatach licencyjnych.

Stawka federalnego podatku CIT wynosi 35%. W przypadku dużych wydatków inwestycyjnych lub straty podatkowej powodującej znaczne obniżenie podstawy opodatkowania istnieje możliwość alternatywnego systemu minimalnego opodatkowania (Podatki.biz, 2014).

Stawka takiego podatku wynosi 20% i jest często stosowana wobec firm z branży naftowo-gazowej, zwłaszcza w początkowych fazach inwestycji. Stanowe podatki dochodowe są bardzo zróżnicowane. Różnią się zakresem stosowania, sposobem obliczania stawki opodatkowania i stawką, która waha się od 1 do 12% (Ernst and Young, 2012). Należności licencyjne różnią się w przypadku złóż lądowych i morskich. Właścicielem wszystkich złóż morskich jest rząd federalny USA, a wysokość opłat jest ustalana w procesie przyznawania indywidualnej koncesji. W przypadku złóż lądowych występuje wyjątkowy w skali światowej system własności zasobów znajdujących się pod powierzchnią gruntu. W przeciwieństwie do większości krajów na świecie nie są one własnością państwa, ale właściciela danego gruntu. Wszystko to, co znajduje się pod jego powierzchnią, w tym wszelkiego rodzaju surowce należą do właściciela gruntu. W USA system ten obowiązuje na lądzie, nie dotyczy obszarów wód zarówno śródlądowych jak i oceanicznych. W efekcie firmy wydobywcze płacą prowizje właścicielom gruntu, pod którym znajdują się złoża. Opłaty mogą więc być płacone na rzecz rządu federalnego, stanów, firm, osób fizycznych, stowarzyszeń itd. Są obliczane od wartości sprzedanych produktów pochodzących z danej lokalizacji.

Algieria

Algieria w ciągu ostatnich 20 lat sześciokrotnie zwiększyła produkcję gazu, stając się pierwszym w Afryce oraz piątym na świecie producentem tego surowca. W latach 1999–2002 podwoiły się również dostawy algierskiego gazu na rynki UE. Przez połączenie z Hiszpanią i Włochami gazociągami położonymi pod Morzem Śródziemnym oraz dzięki terminalom LNG Algieria jest obecnie największym afrykańskim eksporterem gazu do Europy.

W latach osiemdziesiątych Ustawa Nr 86–14 dotycząca węglowodorów zezwoliła na eksploatację rodzimych złóż firmom zagranicznym. Między rokiem 1992 a 2008 podpisano co najmniej 150 kontraktów na eksploatację złóż pomiędzy państwowym koncernem Sonatrach, a największymi światowymi przedsiębiorstwami tej branży (Jaroszewicz 2010: 61–64). Współpraca ta opiera się na umowach o podziale produkcji i realizowana jest poprzez tworzenie spółek mieszanych, które zajmują się poszukiwaniem złóż, ich eksploatacją, transportem, działalnością usługową oraz technicznym zabezpieczeniem procesu. Sonatrach utrzymuje obecnie 51% udziałów we wszystkich kontraktach wydobywczo- produkcyjnych.

Ustawą Nr 05–07 z 2005r (EY, 2014) wprowadzono nowe regulacje podatkowe, które wraz z późniejszymi zmianami zawierają cztery rodzaje podatków: opłatę powierzchniową (tzw. *surface fee*), opłaty eksploatacyjne za wydobycie ropy i gazu (tzw. *royalties*), podatek dochodowy (tzw. CIT) i podatek od nadwyżki zysków (tzw. *additional profits tax*) (EY, 2014).

Opłata powierzchniowa jest podatkiem płatnym w skali rocznej. Jej wysokość zależy od powierzchni, na której prowadzone jest wydobycie. Opłatę eksploatacyjną oblicza się poprzez pomnożenie ilości wydobytych węglowodorów z każdego „obwodu eksploatacji” ze średnio-miesięczną stałą ceną tego surowca. Podatek dochodowy występuje na dwóch poziomach – 30% i 70%, w zależności od wielkości wydobycia. Ostatnim rodzajem podatku jest podatek od nadwyżki zysków, dla którego obowiązują dwie stawki: podstawowa – 30% i obniżona – 15% dla zysków, które podlegają reinwestycji. Te stosunkowo korzystne warunki podatkowe spowodowały, że Algieria podpisała porozumienia w kwestii poszukiwań surowców z łupków z takimi firmami jak: Eni, Royal Dutch Shell i Talizman Energy.

Norwegia

36

Norwegia uznawana za „gazowe mocarstwo” na skalę europejską jest jednocześnie pod względem wielkości największym eksporterem netto gazu na świecie (biorąc pod uwagę różnicę między eksportem a importem). Obecnie norweskie rozwiązania technologiczne, infrastrukturalne oraz organizacyjno-prawne dotyczące eksploatacji surowców energetycznych są uznawane przez jednych za wzorcowe, a przez innych za niezwykle rygorystyczne. W dużej mierze mają na to wpływ jasne i przejrzyste reguły podatkowe. Opierają się one na systemie opodatkowania wydobycia ropy i gazu, który polega na wprowadzeniu specjalnego podatku naftowego (*petroleum tax*) w wysokości 50%. Aby obliczyć należny podatek najpierw ustala się podstawę opodatkowania dla podatku CIT, którego stawka wynosi 28%. Krańcowa stopa podatkowa jest więc bardzo wysoka, ponieważ wynosi 78% (Ryggvik 2010). Organ podatkowy może także ustalić własną cenę surowca (*norm price*), aby oszacować przychód dla celów podatkowych. Cena ta może być wyższa lub niższa od ceny rynkowej i jest ustalana bądź w drodze rozporządzenia bądź w drodze indywidualnej decyzji.

Państwo w zamian za tak wysokie obciążenie podatkowe przewiduje wiele korzystnych rozwiązań dla podmiotów, które inwestują w eksploatację oraz ponoszą koszty wydobycia, nie wiedząc przy tym

jakiej jakości jest dane złożo. Najważniejszym mechanizmem jest stworzenie tzw. tarczy podatkowej, którą państwo zwróci inwestorowi, nawet w przypadku, jeśli inwestycja nie zakończy się wydobyciem i eksploatacją. Funkcjonuje także gwarancja, że w przypadku bankructwa firmy, państwo zwraca inwestorowi znaczącą część zainwestowanych kosztów. Inwestorzy poszukujący gazu w Norwegii płacą podatek dopiero, gdy rozpoczną komercyjne wydobywanie. Takie rozwiązanie, choć znacznie oddala w czasie wpływy do budżetu państwa, jest korzystne dla kraju, któremu zależy na stałym rozwijaniu wydobycia surowców oraz dla przedsiębiorców, którzy ponoszą wówczas mniejsze ryzyko inwestycyjne. Tylko z tytułu opodatkowania wydobycia ropy i gazu w 2013 roku do norweskiego budżetu trafiło ponad 165 mld NOK, czyli ponad 82 mld PLN. Ponadto budżet zarabia na bezpośrednich udziałach w polach naftowych, gazowych oraz w infrastrukturze przesyłowej, a także dywidendzie z paliwowego giganta – Statoilu, w którym państwo norweskie zachowało większość – 67 % udziałów. Oznacza to, że żadne decyzje w Statoilu nie są podejmowane bez zgody Ministerstwa Ropy Naftowej i Energii, które reprezentuje państwo w roli właściciela udziałów spółki (Statoil, 2011).

Rosja²

37

Wydobycie ropy i gazu jest w Rosji opodatkowane trzema głównymi daninami. Podatek CIT wynosi w przypadku branży naftowo-gazowej 20%. Możliwe jest jego obniżenie do granicy 15,5%. Wysokość cła eksportowego ustalana jest co miesiąc przez rosyjski rząd i jest uzależniona od cen rosyjskiej ropy na międzynarodowych rynkach naftowych. W niektórych wypadkach ustalone są stałe stawki. Eksport gazu skroplonego objęty jest zerową stawką, zaś 30% stawka dotyczy eksportu gazu konwencjonalnego. Podatek od wydobycia zasobów naturalnych jest ustalony nieco inaczej dla ropy i gazu. W przypadku ropy stosuje się 22-procentową stawkę od całkowitej wartości wydobytego surowca, obliczonej według ceny rynkowej, pomniejszonej o 15 dolarów za baryłkę. Przykładowo przy cenie 100 dolarów/baryłkę, podatek od wydobycia miliona baryłek wyniósłby 18,7 mln dolarów. W przypadku gazu wysokość podatku ustalona jest jako liczbową stawką na każde 1000 m³ wydobytego surowca. W maju 2012 roku podjęto decyzję o znacznej podwyżce stawki tego podatku. Ma ona

² Na podstawie raportu Ernst & Young.

odbywać się w kilku etapach. Warto dodać, że stawka tego podatku dla Gazpromu i innych firm jest zróżnicowana. W 2012 r. wynosiła ona 509 rubli za 1000 m³ dla Gazpromu i 251 rubli za 1000 m³ dla pozostałych przedsiębiorstw. Obecnie stawka podatku wynosi 582 ruble/1000 m³. Od podatku można odliczyć podatek CIT. Istnieje możliwość obniżenia podatku w specyficznych złożach (Polskie Łupki, 2014).

System rosyjski opiera się na podatkowym obciążeniu rynkowej wartości surowców. Stawka określona jest w relacji do przychodów (a nie dochodów), co zwiększa ryzyko po stronie inwestorów, ale zapewnia równomierny strumień dochodów do budżetu państwa. Takie rozwiązanie prowadzi do wzrostu krańcowych kosztów wydobycia, a to powoduje pozostawienie zasobów trudniejszych do eksploataowania. Utrzymanie takiego systemu jest możliwe ze względu na ogromną ilość złóż, co czyni ich eksploatację w Rosji bardziej perspektywiczną. Jednocześnie państwo rosyjskie opierające swoje finanse w znacznej mierze na eksploatacji surowców potrzebuje w miarę stabilnych wpływów podatkowych, co gwarantuje opisany system. W ostatnim czasie pojawiły się propozycje, aby zmniejszyć obciążenia podatkowe dla koncernów eksploatujących kosztowne złoża, w tym również niekonwencjonalne.

38

Polska

Ustawa z dnia 25 lipca 2014 r. o specjalnym podatku węglowodorowym wejdzie w życie 1 stycznia 2016 roku, choć same podatki będą pobierane według zasad w niej przewidzianych dopiero od 1 stycznia 2020 roku.

O ile rozwiązania dotyczące stawki podatków nie budziły po przedstawieniu pierwszych propozycji większych wątpliwości, to zaniepokojenie wywołały niektóre zapisy dotyczące sposobu poboru danin. W czasie trwania prac legislacyjnych przyjęto zmiany, które częściowo były odpowiedzią na zastrzeżenia branży i ekspertów. Najważniejszą z nich jest przesunięcie obowiązywania nowych podatków do 2020 roku. Przyjrzyjmy się obecnie przyjętym rozwiązaniom podatkowym – zgodnie z nimi obciążenia fiskalne związane z wydobyciem ropy i gazu mają się składać z kilku elementów.

Specjalny podatek węglowodorowy

Specjalny podatek węglowodorowy jest całkowicie nowym instrumentem fiskalnym w polskim systemie prawnym. Opodatkowanie

eksploatacji węglowodorów specjalnym podatkiem węglowodorowym jest jednak rozwiązaniem stosowanym w wielu krajach mających duże złoża do eksploatacji. Konstrukcyjnie podatek ten jest szczególnym rodzajem podatku dochodowego. W związku z tym pojawia się wiele elementów, w tym także problemów, charakterystycznych dla tego typu podatków.

Opodatkowane będą zyski z działalności wydobywczej węglowodorów – gaz ziemny, ropa naftowa, oraz ich naturalne pochodne z wyjątkiem metanu występującego zarówno w złożach węgla kamiennego jak i w postaci kopaliny towarzyszącej. Podatnikiem będzie zaś podmiot prowadzący taką działalność – będą to osoby prawne, fizyczne oraz jednostki organizacyjne nie posiadające osobowości prawnej (Ustawa..., art. 3). Istotne w podatkach dochodowych jest określenie przychodów oraz tego, które wydatki są zaliczane do kwalifikowanych. Przychodami będą otrzymane pieniądze, wartości pieniężne, wartość należności uregulowanych w naturze, w tym zaliczki oraz przedpłaty z tytułu dostawy wydobytych węglowodorów (Ustawa..., art. 6). Datą powstania przychodu będzie dzień otrzymania należności za dostawę węglowodorów. Jeżeli jednak w ciągu trzech miesięcy od dnia dostawy wydobytych węglowodorów nie zostanie zapłacona lub uregulowana należność, przychód będzie określony jako kwota należna za dostawę wydobytych węglowodorów. Datą powstania przychodu będzie ostatni dzień wspomnianego trzymiesięcznego okresu. Powyższe rozwiązanie jest stosowane często w podatkach dochodowych, ale jest rozwiązaniem kontrowersyjnym. Naraża bowiem w tym przypadku dostawcę węglowodorów na ryzyko w przypadku braku zapłaty za dostawę przez jego kontrahenta. W razie trzymiesięcznej zwłoki z zapłatą, dostawca będzie musiał zapłacić podatek, mimo nieotrzymania zapłaty za dostarczone węglowodory. Przy dużych dostawach, a z takimi będziemy mieli zapewne do czynienia – może to zagrozić stabilności firm wydobywczych. Podobne kłopoty doprowadziły do upadku wielu firm zajmujących się budową dróg. Do przychodów nie będzie zaliczany należny podatek od towarów i usług, zaś będą one pomniejszone o zwrócone zaliczki i przedpłaty.

Wydatki kwalifikowane to wydatki, które podatnik poniósł w celu osiągnięcia lub zachowania przychodów. Są one odliczane od dochodu co do zasady w dniu ich poniesienia. Zostały one wymienione w trzecim rozdziale ustawy i przedstawione w formie katalogu otwartego (art. 11 pkt. 3). Zastosowanie katalogu otwartego, o czym świadczy zwrot „w szczególności”, oznacza że wyliczenie zawiera tylko przykłady najpowszechniej występujących wydatków uznanych za kwalifikowane, ale nie wyklucza, że wydatkami, które można odliczyć

będą też inne, nie wymienione. Generalnie są to wydatki na poszukiwanie, rozpoznawanie, wydobywanie, magazynowanie, dostawę oraz zakończenie działalności wydobywczej węglowodorów z wyjątkiem wydatków wymienionych w art.12, gdzie znajduje się również katalog otwarty obejmujący wydatki, które nie będą zaliczane do kwalifikowanych (Ustawa..., art. 11 i 12).

W założeniu wydatki kwalifikowane są typowe dla działalności wydobywczej. Zaliczono do nich koszty badań geologicznych, seismologicznych, wykonania wierceń i otworów wiertniczych, oczyszczania i transportu węglowodorów oraz zakończenia działalności wydobywczej. Do wydatków kwalifikowalnych zaliczono również niektóre inne obciążenia fiskalne – opłaty oraz podatki od nieruchomości, od wydobycia niektórych węglowodorów oraz podatek dochodowy (CIT). Ten ostatni jednak tylko w zakresie działalności wydobywczej. Wspomniane wyżej rozwiązanie może rodzić problemy interpretacyjne w przypadku niektórych działań firm wydobywczych związanych z eksploatacją węglowodorów tylko pośrednio. Zmusza także do prowadzenia szczegółowej księgowości i obliczania w jakim zakresie podatek CIT został poniesiony na działalność wydobywczą, a w jakim na inny cel. Wśród najważniejszych kosztów, których nie będzie można odliczać przy ustalaniu wysokości podatków są wydatki na zakup licencji, patentów, a także typowe wydatki inwestycyjne (Ustawa..., art. 12). W praktyce może budzić duże wątpliwości zaliczanie poszczególnych wydatków, zwłaszcza niestandardowych, do wydatków kwalifikowanych. Efektem – znanym w przypadku podatku dochodowego od osób prawnych – będzie zwiększanie kosztu poboru podatku tak po stronie podatnika (większe wydatki na prowadzenie działalności księgowej) jak i po stronie organów podatkowych (koszty kontroli). Niedookreśloność i skomplikowana interpretacja, podobnie jak w innych przypadkach występujących w prawie podatkowym, może prowadzić do nadużywania obowiązków i nieuprawnionego karania przedsiębiorców przez urzędy skarbowe, a z drugiej strony do omijania płacenia podatków przez firmy wydobywcze. Mogą pojawić się też błędy niezamierzone z obu stron.

Podstawą opodatkowania (wielkość, która jest podstawą do obliczania wymiaru podatku) będzie zysk, czyli nadwyżka uzyskanych przychodów nad poniesionymi w czasie działalności wydobywczej wydatkami zaliczonymi przez ustawodawcę do kwalifikowanych. Jeżeli w danym roku podatkowym wydatki kwalifikowane przekroczą wysokość dochodów – wówczas powstałą różnicę będzie można odliczyć od zysku z działalności wydobywczej w kolejnych latach podat-

kowych. Rozwiązanie to może być bardzo pomocne w początkowym stadium działalności lub w przypadku mało opłacalnych złóż.

Wprowadzone są trzy stawki podatkowe, uzależnione od wskaźnika R (stosunek skumulowanych przychodów do skumulowanych wydatków kwalifikowanych). Gdy wskaźnik R jest mniejszy od 1,5 – stawka podatku wynosi 0%. Jeżeli wskaźnik ten wynosi między 1,5 a 2 – stawka jest obliczana według wzoru $(25 \times \text{wskaźnik R} - 25) / 100$. W przypadku, gdy wskaźnik jest równy lub wyższy od 2 – stawka podatku to 25% podstawy opodatkowania (Ustawa..., art. 14). Proponowane rozwiązanie jest znacznie lepsze od pierwotnego, w którym zakładano istnienie tylko dwóch stawek podatkowych: 12,5 oraz 25%. Takie rozwiązanie nie sprzyjałoby inwestycjom w początkowej fazie. Mało elastyczna stawka podatkowa powodowałaby bowiem konieczność płacenia dość wysokiego podatku, nawet przy niewielkim zysku. Także zbyt gwałtowny byłby przeskok między pierwszą a drugą stawką podatkową. Proponowane obecnie rozwiązanie ma względem poprzedniego dwie duże zalety. Wprowadzenie zerowej stawki podatkowej dla wskaźnika R poniżej 1,5 będzie sprzyjać inwestycjom w kluczowej dla nich początkowej fazie. Podatek nie będzie także dzięki temu płacony od złóż marginalnych, czyli takich, których eksploatacja przynosi zyski, ale bardzo niewielkie. Również proinwestycyjne jest zróżnicowanie stawki dla wskaźnika R między 1,5 a 2. Wówczas wraz ze wzrostem wskaźnika – a więc w uproszczeniu zysku – będzie rosła stawka podatkowa. Zlikwidowany został więc przeskok między stawkami, zaś opodatkowanie przy średnim wskaźniku R będzie bardziej elastyczne. Ta elastyczność nie jest już tak potrzebna przy wysokim zysku, jaki będzie miał miejsce, gdy wskaźnik R wyniesie lub przekroczy 2.

Organem podatkowym będzie naczelnik urzędu skarbowego właściwy ze względu na adres siedziby (w przypadku osób prawnych albo jednostek organizacyjnych niebędących osobami prawnymi) lub miejsca zamieszkania podatnika (w przypadku osób fizycznych).

Okresem rozliczeniowym podatku jest co prawda jeden rok, ale podatnik musi co miesiąc składać deklarację i wpłacać zaliczkę. Do 25 dnia każdego miesiąca podatnik jest zobowiązany bez wezwania złożyć deklarację o wysokości zysku (lub straty) osiągniętego od początku danego roku podatkowego oraz wysokości skumulowanych przychodów i wydatków kwalifikowanych. Wpłacona zaliczka ma być różnicą pomiędzy podatkiem należnym od zysku osiągniętego od początku roku a sumą zaliczek należnych za poszczególne miesiące. W deklaracji rocznej ma być zawarte określenie zysku (straty) za cały rok podatkowy oraz wysokość skumulowanych przychodów i wydat-

ków kwalifikowanych. Deklaracja ma być złożona do końca pierwszego kwartału kolejnego roku i w tym terminie ma być wpłacony podatek należny albo różnica pomiędzy podatkiem należnym a sumą należnych zaliczek od początku roku.

Zarówno przychody jak i wydatki kwalifikowane będą liczone od dnia wejścia w życie ustawy. Jednak w przypadku wydatków kwalifikowanych – podatnik będzie mógł zaliczyć do nich w pierwszym roku podatkowym po wejściu w życie ustawy wartość środków trwałych związanych z działalnością wydobywczą węglowodorów poniesionych w ciągu trzech lat przed dniem wejścia w życie ustawy.

Przepisy ustawy nie dotyczą węglowodorów wydobytych przed dniem jej wejścia w życie – co przewiduje się na 1 stycznia 2016 roku. Podatek ma być pobierany dopiero od 1 stycznia 2020 roku, ale obowiązki ewidencyjne powstaną już z wejściem ustawy w życie.

Podatek od wydobycia niektórych kopalin

Podatek od wydobycia niektórych kopalin (regulowany ustawą z dnia 2 marca 2012 r. o podatku od wydobycia niektórych kopalin) obejmował dotychczas eksploatację srebra i miedzi. Po planowanych zmianach opodatkowane będzie także wydobycie gazu ziemnego i ropy naftowej. Projektowane jest wyłączenie z opodatkowania wydobycia dla celów badawczych gazu ziemnego w ilości nieprzekraczającej równowartości 11 MWh miesięcznie oraz ropy naftowej w ilości nieprzekraczającej 1 tony miesięcznie (Ustawa..., art. 23). Nieopodatkowany będzie także metan znajdujący się w złożach węgla kamiennego oraz występujący jako kopalina towarzysząca. Podatnikami tego podatku są osoby prawne, fizyczne oraz jednostki organizacyjne nieposiadające zdolności prawnej, które w zakresie swojej działalności gospodarczej dokonują wydobycia miedzi, srebra, gazu ziemnego i ropy naftowej.

W zakresie wydobycia gazu i ropy obowiązek podatkowy powstaje z chwilą wprowadzenia tych surowców do sieci przesyłowej, sieci dystrybucyjnej lub załadunku na inny środek transportu. Podstawą opodatkowania jest wartość wydobytego gazu (iloczyn ilości wydobytego gazu w MWh oraz jego średniej ceny) lub ropy (iloczyn ilości wydobytej ropy w tonach oraz jej średniej ceny).

Ustawodawca określił dla ropy i gazu po dwie stawki podatkowe, które po pomnożeniu przez wartość surowca określą wysokość podatku. Dla gazu podstawowa stawka – 3% obowiązuje dla wszystkich złóż z wyjątkiem tych, których średnia przepuszczalność nie przekracza 0,1 milidarcy (darcy – jednostka tysiąc razy większa od milidarcy

określa przepuszczalność ośrodków porowatych i jest powszechnie stosowana w przemyśle naftowym i geologii; jest odpowiednikiem metra kwadratowego w standardowym układzie jednostek SI) oraz średnia efektywna porowatość (stosunek objętości wszystkich porów w próbce skały do objętości całej próbki wyrażany w procentach) nie przekracza 10% (Definicje..., 2015). W przypadku ropy przyjęto takie samo rozróżnienie między dwiema stawkami. Stawki zaś są dwukrotnie wyższe niż w przypadku gazu – wynoszą więc odpowiednio 6% oraz 3%. Zwolnienie od podatku ma dotyczyć gazu w przypadku wydobycia nieprzekraczającego 1100 MWh miesięcznie, oraz ropy przy wydobyciu miesięcznym poniżej 80 ton. Zwolnienia te mają dotyczyć surowców wydobywanych z odwiertów rozpoznawczych i wydobywanych.

Podatnik będzie uprawniony do odliczenia od podatku skumulowanej straty podatkowej (suma strat w podatku dochodowym od osób prawnych lub fizycznych), które ze względu na upływ pięcioletniego okresu nie zostały odliczone od właściwych podatków dochodowych w wysokości 19% tej straty. Odliczenie to może dotyczyć tylko kwoty podatku uznanej za wydatek kwalifikowany przez ustawę o specjalnym podatku węglowodorowym (czyli tylko podatek naliczony od działalności wydobywczej).

Podatnik jest zobowiązany do dokonywania pomiarów ilości gazu lub ropy wyprowadzanej miesięcznie do sieci lub na inny środek transportu. Dodatkowo musi określić ilość surowca wydobytego na cele badawcze. Zmiany w ustawie o podatku od niektórych kopalin, włączające do niej opodatkowanie gazu ziemnego i ropy naftowej mają wejść w życie 1 stycznia 2015 r. Obowiązek podatkowy co do ropy i gazu ma powstać dopiero pięć lat później, jednak obowiązki ewidencyjne muszą być spełniane od dnia wejścia w życie zmian.

43

Pozostałe podatki

Eksploracja węglowodorów będzie opodatkowana także podatkiem dochodowym od osób prawnych. Nowe regulacje wprowadzają w ustawie o podatku dochodowym od osób prawnych możliwość amortyzacji odwiertów przez 5 lat, a nie 22 lata, jak jest obecnie. Warty podkreślenia jest fakt, że będzie to ogólna zasada dotycząca wszystkich odwiertów. Stawka amortyzacyjna dla otworów wiertniczych będzie realnie wynosić 20%. Kolejne obciążenia to podatek od nieruchomości oraz opłaty za użytkowanie górnicze oraz opłaty eksploatacyjne, które zostały znacznie podwyższone (do 24 PLN za wydobycie 1000 m³ gazu oraz 50 PLN za wydobycie tony ropy). Nie budzi to większych wątpliwości, ponieważ wciąż są na stosunkowo

niskim poziomie, wpływają w większości do budżetów samorządów, na czele z gminami, na terenie których prowadzi się wydobywanie, zaś koszty ich poboru są niskie (zwłaszcza w porównaniu do kosztów poboru większości podatków). Wątpliwości budzi tylko dublowanie zakresu opodatkowania podatku od niektórych kopalin i opłat eksploatacyjnych.

Polski system opodatkowania eksploatacji węglowodorów będzie stosunkowo korzystny dla inwestorów. Poziom opodatkowania będzie podobny do projektowanego w Wielkiej Brytanii oraz niższy niż w innych krajach Europy i porównywalny ze średnim opodatkowaniem w USA i Kanadzie. Na uwagę zasługuje fakt odłożenia opodatkowania do 2020 roku. Inwestorzy już teraz będą jednak wiedzieć, jakie opodatkowanie będzie ich obowiązywać po tym okresie czasu. Problemy, jakie mogą się pojawić dotyczą nie tyle wysokości, co sposobu skonstruowania zwłaszcza podatków dochodowych, które są w polskim systemie dość skomplikowane. Żeby ocenić cały prawno-podatkowy system eksploatacji węglowodorów trzeba wziąć pod uwagę również inne zapisy prawne – związane z systemem koncesyjnym czy przepisami dotyczącymi ochrony środowiska. System podatkowy wydaje się być tu najmniejszym problemem. Wprowadzenie zmian planowanych przez resort finansów jest realistyczne, zaś propozycje są zgodne z prawem Unii Europejskiej. Nie występują też kolizje z innymi przepisami obowiązującego prawa. To czy wprowadzenie tego stosunkowo proinwestycyjnego systemu podatkowego spowoduje wzrost szans na powodzenie projektu łupkowego w Polsce, zależy także od innych czynników – geologicznych, prawnych, ekonomicznych i politycznych. Szczególnie istotne będzie podejście Unii Europejskiej do eksploatacji węglowodorów wydobywanych sposobami niekonwencjonalnymi oraz wyniki badań nad złożami. System podatkowy z pewnością jednak nie będzie główną przeszkodą do inwestycji firm eksploatacyjnych w naszym kraju.

44

Bibliografia

- Albrycht, Izabela; Matyka, Marcin; Kotala, Wojciech (2011), *Strategia win-win dla opodatkowania wydobywania gazu łupkowego w Polsce*, Kraków: Instytut Kościuszki.
- Brzeziński, Bogumił (2001), *Wstęp do nauki prawa podatkowego*, Toruń: TNOiK.
- Definicje podatkowe (2015), *D – darcy* [online], <http://www.ustawa-podatkowa.pl/badania-analzy/darcy-d> [24 czerwca 2014].
- Ernst and Young (2012), *Global oil and gas tax guide* [online], [http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/EY-Global-oil-and-gas-tax-guide-2014/\\$FILE/EY-Global-oil-and-gas-tax-guide-2014.pdf](http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/EY-Global-oil-and-gas-tax-guide-2014/$FILE/EY-Global-oil-and-gas-tax-guide-2014.pdf) [24 czerwca 2014].
- EY (2014), <http://www.ey.com/oilandgas> [24 czerwca 2014].

- Jaroszewicz, Jarosław (red.) (2010), *Algieria. Przewodnik po rynku*, Wydział Promocji Handlu i Inwestycji Ambasada RP w Algierii.
- Podatki.biz (2014), *Jak opodatkowanie węglowodorów wpłynie na ceny gazu?* [online], http://www.podatki.biz/sn_autoryzacja/logowanie.php5/artykuly/jak-opodatkowanie-weglowodorow-wplynie-na-ceny-gazu_16_24480.htm?id-Dzialu=16&idArtykulu=24480 [24 czerwca 2014].
- Polskie Łupki (2014), *Rosja* [online], <http://www.polskielupki.pl/artukul-prawo-i-podatki/74237/rosja> [24 czerwca 2014].
- Ryggvik, Helge (2010), *The Norwegian Oil Experience: A toolbox for managing resources?*, Centre for Technology, Innovation and Culture (TIK-CENTRE).
- Statoil (2011), *The Norwegian state as shareholder* [online], <http://www.statoil.com/en/about/corporategovernance/shareholder/pages/thenorwegianstateasshareholder.aspx> [24 czerwca 2014]
- Ustawa z dnia 25 lipca 2014 r. o specjalnym podatku węglowodorowym, [http://orka.sejm.gov.pl/opinie7.nsf/nazwa/2351_u/\\$file/2351_u.pdf](http://orka.sejm.gov.pl/opinie7.nsf/nazwa/2351_u/$file/2351_u.pdf) [27 lipca 2014].



Katarzyna Skołucka – graduate of law at the Faculty of Law and Administration of the Jagiellonian University. Counsellor at Law candidate in the OIRP in Cracow. Member of the energy group in the Jagiellonian Club.

Marcin Sobiczewski – graduate of law at the Faculty of Law and Administration of the Jagiellonian University. Counsellor at Law candidate in the OIRP in Cracow. Member of the energy group in the Jagiellonian Club and analyst in the Research Centre in the KoLiber Association.

45

Abstract

Although there are many oil and gas corporate tax regimes, the three main groups could be distinguished. The taxation regime that applies in Poland to the oil and gas industry consists of a mixture of corporate income tax (CIT), VAT, capital gains tax (CGT), excise duty and real estate tax (RET). The new tax regime for the exploration and extraction of hydrocarbons in Poland will come into force in 2016. However, some tax holidays are envisaged in a transition period lasting till 2020.

Key words

law, Poland, shale gas