



Piotr KOSOWSKI\*

## Wstępna ocena wpływu proponowanych zmian fiskalnych na opłacalność wydobycia gazu ziemnego ze źródeł niekonwencjonalnych

**STRESZCZENIE.** W artykule przedstawiono próbę wstępnej oceny wpływu nowych regulacji fiskalnych na opłacalność wydobycia niekonwencjonalnego gazu ziemnego. W Polsce od 1 stycznia 2016 r. wprowadzony zostanie nowy system obciążeń fiskalnych dla przedsiębiorców zajmujących się eksploatacją węglowodorów, choć płatność tych podatków zostanie odroczone do 2020 roku. System będzie składał się z trzech podstawowych elementów: specjalnego podatku węglowodorowego, podatku od wydobycia niektórych kopalin oraz podatku dochodowego od osób prawnych.

Ocenie poddano dwa warianty projektu wydobywczego: wariant I zakładający wydobycie w ciągu 6 lat 56 mln m<sup>3</sup> gazu ziemnego i wariant II, w którym przez 20 lat wydobyte zostanie 100 mln m<sup>3</sup> gazu. Na potrzeby analizy skonstruowano stochastyczny model ekonomiczny wykorzystujący metodę Monte Carlo.

Rezultaty obliczeń pokazują, iż wpływ nowych regulacji podatkowych na opłacalność projektów wydobywczych będzie uzależniony od ich jakości. W przypadku wariantu I wpływ nowych uregulowań jest niewielki. W wariantcie II, zakładającym większe wydobycie całkowite i dłuższy czas eksploatacji, negatywny wpływ nowych regulacji na efektywność ekonomiczną jest już wyraźny. Widoczny jest tutaj progresywny charakter zmian. Im bardziej udany jest projekt wydobywczy, tym większy wpływ nowego systemu obciążeń na jego opłacalność. W wariantcie I średnia wartość NPV dla nowych regulacji wzrosła o 1,65%, a w drugim spadła o 14,10%. W przypadku nominalnej wartości zapłaconych podatków średnia dla wariantu I spadła o 0,36%, a w wariantcie II wzrosła aż o 66,16%.

---

\* Dr inż. – AGH Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Wydział Wiertnictwa, Nafty i Gazu; e-mail: kosowski@agh.edu.pl.

SŁOWA KLUCZOWE: podatek węglowodorowy, niekonwencjonalne złoża gazu ziemnego, system podatkowy, opłacalność inwestycji, symulacja Monte Carlo

## Wprowadzenie

W Polsce od 1 stycznia 2016 r. wprowadzony zostanie nowy system obciążeń fiskalnych dla przedsiębiorców zajmujących się eksploatacją węglowodorów, choć związane z nim podatki mają być płacone dopiero od 2020 roku. Pod koniec sierpnia 2014 r. Prezydent RP podpisał ustawę o specjalnym podatku węglowodorowym, o zmianie podatku od wydobycia niektórych kopalin oraz o zmianie niektórych innych ustaw. Podstawowe założenia przyszłego systemu opodatkowania wydobycia węglowodorów są następujące:

System ten ma składać się z trzech podstawowych elementów (Słuzalek 2014):

1. **Specjalny podatek węglowodorowy** – opodatkowaniu będzie podlegał zysk z działalności wydobywczej, a stawka podatku ma mieć charakter progresywny – od 0 do 25%. Wielkość tej stawki będzie zależeć od tzw. wskaźnika  $R$  stanowiącego stosunek skumulowanych przychodów do wydatków kwalifikowanych.

2. **Podatek od wydobycia niektórych kopalin** – będzie on naliczany od wartości wydobytych węglowodorów. Dla gazu ziemnego stawki tego podatku wyniosą 1,5% (zasoby niekonwencjonalne) oraz 3% (zasoby konwencjonalne).

3. **Podatek dochodowy od osób prawnych** – obciążenie, które funkcjonuje również obecnie, opodatkowaniu podlega zysk brutto wg stawki 19%

Przedmiotem obłożenia podatkiem węglowodorowym będą zyski z wydobycia węglowodorów, z wyjątkiem metanu występującego w złożach węgla kamiennego oraz metanu występującego jako kopalina towarzysząca. Podstawą opodatkowania będzie zysk z działalności wydobywczej stanowiący nadwyżkę uzyskanych w danym roku przychodów z tej działalności nad poniesionymi w danym roku podatkowym wydatkami kwalifikowanymi. Jeżeli wydatki kwalifikowane przekraczać będą w danym roku sumę przychodów, różnica ma być stratą z działalności wydobywczej. Wydatkiem kwalifikowanym będzie również podatek dochodowy, w części dotyczącej działalności wydobywczej dla węglowodorów (Projekt ustawy... 2014).

Stawka podatku węglowodorowego zależeć będzie od tzw. wskaźnika  $R$ , tj. od stosunku skumulowanych przychodów do skumulowanych wydatków kwalifikowanych:

$$R = \frac{SP_k}{SW_k}$$

gdzie:  $R$  – wskaźnik  $R$ ,  
 $SP_k$  – skumulowane przychody kwalifikowane,  
 $SW_k$  – skumulowane wydatki kwalifikowane.

Skumulowane przychody należy rozumieć jako sumę przychodów uzyskanych od momentu rozpoczęcia działalności wydobywczej do ostatniego dnia roku podatkowego, dla którego

określa się podstawę opodatkowania. Skumulowane wydatki to suma wydatków kwalifikowanych poniesionych od momentu rozpoczęcia działalności wydobywczej węglowodorów do ostatniego dnia roku podatkowego, dla którego określa się podstawę opodatkowania (Krywan 2014).

Stawka podatku od wydobycia węglowodorów będzie zależeć od współczynnika  $R$  w sposób następujący:

1. Dla wskaźnika  $R < 1,5$  ma wynosić 0% podstawy opodatkowania.
2. Dla  $1,5 \leq R < 2$  stawka podatku ma być obliczana wg wzoru:

$$T = 0,25 \cdot (R - 1)$$

gdzie:  $T$  – stawka podatku,  
 $R$  – współczynnik  $R$ .

Stawka ma więc charakter progresywny i będzie się zawierać w przedziale od 12,5% do 25%.

3. Dla  $R \geq 2$  wynosić ma 25% podstawy opodatkowania.

Oznacza to, iż podatek ten będzie płacony wtedy, gdy skumulowane przychody wyniosą co najmniej 150% skumulowanych wydatków kwalifikowanych.

Opisywany projekt zmian w obciążeniach fiskalnych daje również możliwość indywidualnego ustalania stawek amortyzacji dla odwiertów rozpoznawczych lub wydobywczych oraz platform wiertniczych lub produkcyjnych, z zastrzeżeniem, że okres amortyzacji nie będzie mógł być krótszy niż 60 miesięcy.

## 1. Model oceny wpływu zmian fiskalnych na opłacalność wydobycia

W związku z tak dużymi planowanymi zmianami podatkowymi, dotyczącymi wydobycia węglowodorów, w niniejszym artykule podjęto próbę wstępnej oceny wpływu zmian obciążeń fiskalnych na opłacalność wydobycia gazu ze złóż niekonwencjonalnych.

Ocena ta została przeprowadzona w dwóch wariantach:

- ✧ **Wariant I** – przyjęto, iż odwiert będzie eksploatował gaz ziemny przez 6 lat, a łączny wolumen wydobycia osiągnie poziom 56 mln m<sup>3</sup> gazu ziemnego.
- ✧ **Wariant II** – założono eksploatację przez 20 lat i łączny wolumen wydobycia na poziomie 100 mln m<sup>3</sup> gazu ziemnego.

Przyjęte scenariusze wydobycia wynikają z danych historycznych dla produkcji gazu ziemnego ze złóż niekonwencjonalnych w USA (Mason 2011; Review of Emerging Resources: U.S. Shale Gas and Shale Oil Plays, 2011) oraz z symulacji prognostycznych dla polskich złóż niekonwencjonalnych, wykonanych przez zespół z Katedry Inżynierii Naftowej WwNiG AGH,

pracujący pod kierownictwem prof. Jerzego Stopy (do którego należy autor niniejszego artykułu).

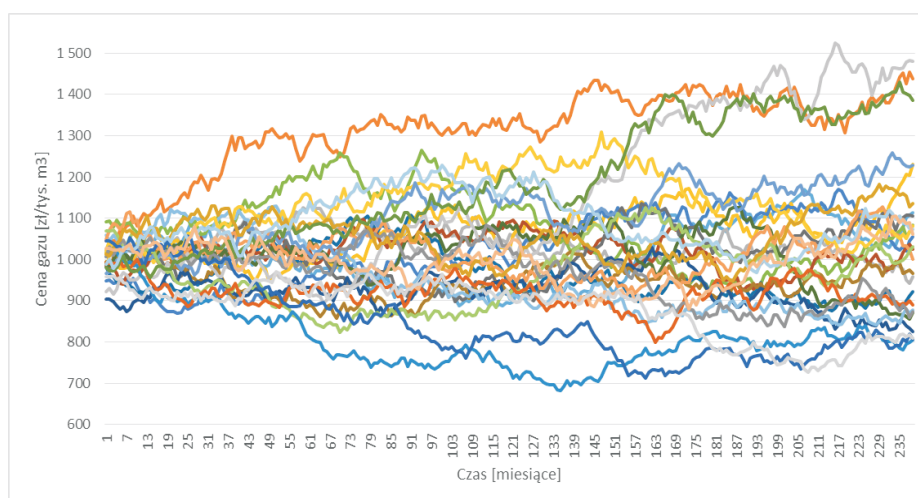
Na potrzeby analizy skonstruowano stochastyczny model ekonomiczny wykorzystujący metodę Monte Carlo. Ceny gazu ziemnego były modelowane w oparciu o tzw. błądzenie losowe (geometryczny ruch Browna) (Guthrie 2009; Williams-Kovacs i Clarkson 2011). Do obliczeń wykorzystano oprogramowanie Palisade @RISK Industrial 6.1.

Ocena ekonomiczna dla każdego wariantu została przeprowadzona w dwóch wersjach. W pierwszej kalkulacji oparto na obecnie obowiązującym systemie opodatkowania wydobycia węglowodorów. W drugiej natomiast uwzględniono zmiany, w tym wprowadzenie podatku od wydobycia, podatku węglowodorowego, podwyższonej opłaty eksploatacyjnej oraz skróconej do minimum 5 lat amortyzacji. W każdym przypadku obliczano NPV inwestycji (wartość zaktualizowaną netto), będącą standardowym wskaźnikiem opłacalności oraz nominalną (nieuwzględniającą zmiany wartości pieniądza w czasie) wielkość obciążeń fiskalnych.

Jako pozostałe zmienne losowe (poza ceną gazu ziemnego) w modelu przyjęto:

- ✧ nakłady inwestycyjne,
- ✧ koszty stałe w przeliczeniu na odwiert,
- ✧ koszty zmienne na 1 tys. m<sup>3</sup> wydobytego gazu ziemnego.

Podczas obliczeń dla każdej iteracji symulacji Monte Carlo wyznaczana była indywidualna ścieżka ceny gazu ziemnego w analizowanym okresie. Przykładowe ścieżki cen oraz ich rozkład przedstawiają rysunki 1 i 2.

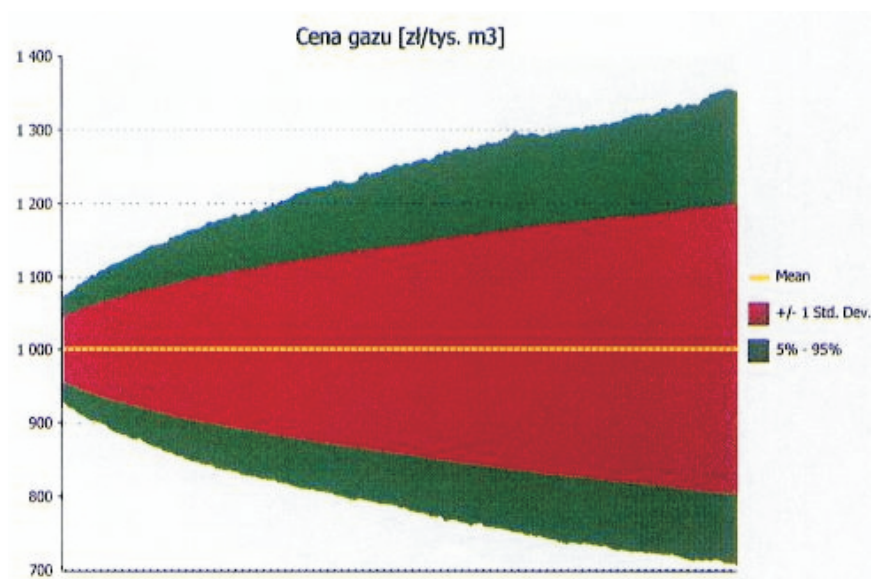


Rys. 1. Wybrane ścieżki ceny gazu ziemnego, będące efektem modelowania wykorzystującego geometryczny ruch Browna

Fig. 1. Selected paths of natural gas prices, which are the result of geometric Brownian motion-based modelling

Pozostałe założenia analizy są następujące:

- ✧ stopa dyskontowa – 8% rocznie,
- ✧ stawka amortyzacji – 10% dla obecnie obowiązujących regulacji, 20% dla analizy uwzględniającej planowane zmiany przepisów,



Rys. 2. Rozkład cen gazu w czasie podczas symulacji

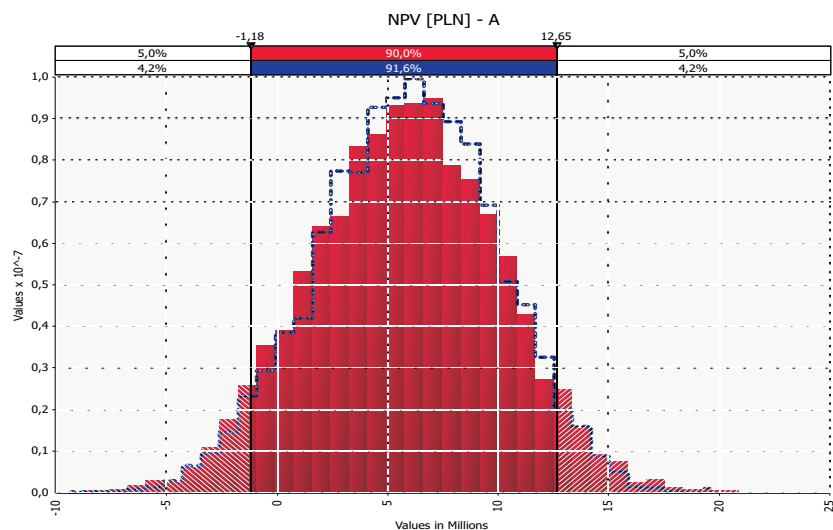
Fig. 2. Distribution of gas prices in the simulation

- ✧ opłata eksploatacyjna – 6,23 zł/tys.  $\text{nm}^3$  dla obecnie obowiązujących regulacji, 24 zł/tys.  $\text{nm}^3$  dla analizy uwzględniającej prognozowane zmiany przepisów,
- ✧ stawka podatku od wydobycia (dla nowych regulacji) – 1,5% od wartości wydobytego gazu,
- ✧ stawka podatku węglowodorowego (dla nowych regulacji) – od 0 do 25% zysku w zależności od współczynnika R,
- ✧ nakłady inwestycyjne – rozkład trójkątny (25; 30; 40 mln zł),
- ✧ roczne koszty stałe przypadające na odwiert – rozkład trójkątny (65; 70; 80 tys. zł),
- ✧ koszt zmienny wydobycia gazu – rozkład trójkątny (14; 15; 17 zł/tys.  $\text{m}^3$ ),
- ✧ liczba iteracji dla każdej symulacji – 5 000.

## 2. Wyniki analizy

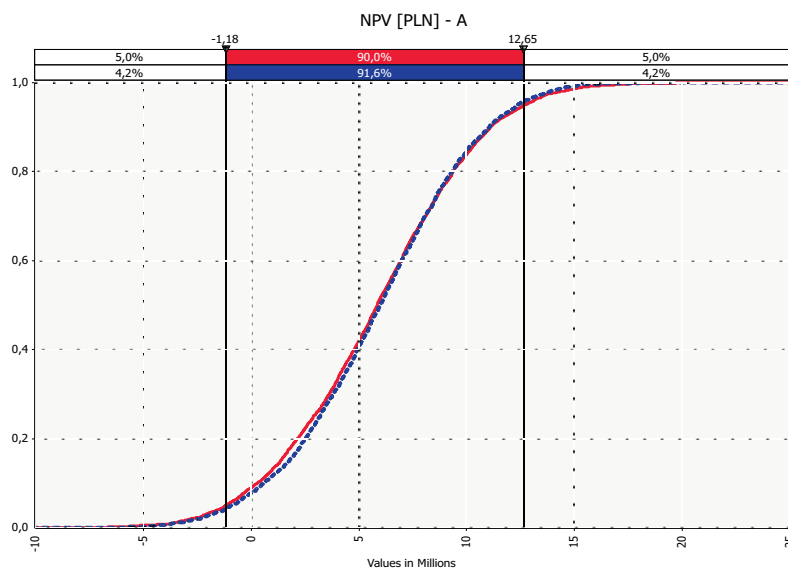
### 2.1. Wariant I

Wartości NPV dla wariantu I uzyskane za pomocą symulacji Monte Carlo prezentuje histogram (rys. 3) oraz dystrybuanta (rys. 4). W przypadku analizy dla obowiązujących regulacji podatkowych, średnia wartość NPV wynosi 5,80 mln zł a mediana 5,85 mln zł. NPV przyjmuje wartości z przedziału od –8,68 mln zł do 20,92 mln zł, ale z prawdopodobieństwem 90% zawiera się w przedziale –1,18–12,65 mln zł. W wersji analizy dla zmian w systemie opodatkowania wydobycia węglowodorów średnia wartość NPV wynosi 5,90 mln zł a mediana 5,99 mln zł.



Rys. 3. Histogram NPV dla wariantu I (obowiązujące regulacje przedstawia wykres słupkowy a planowane linia przerywana)

Fig. 3. Histogram of NPV for variant I (current regulations – a bar chart, planned – a dashed line)



Rys. 4. Dystrybuanta NPV dla wariantu I (obowiązujące regulacje przedstawia linia ciągła a planowane przerywana)

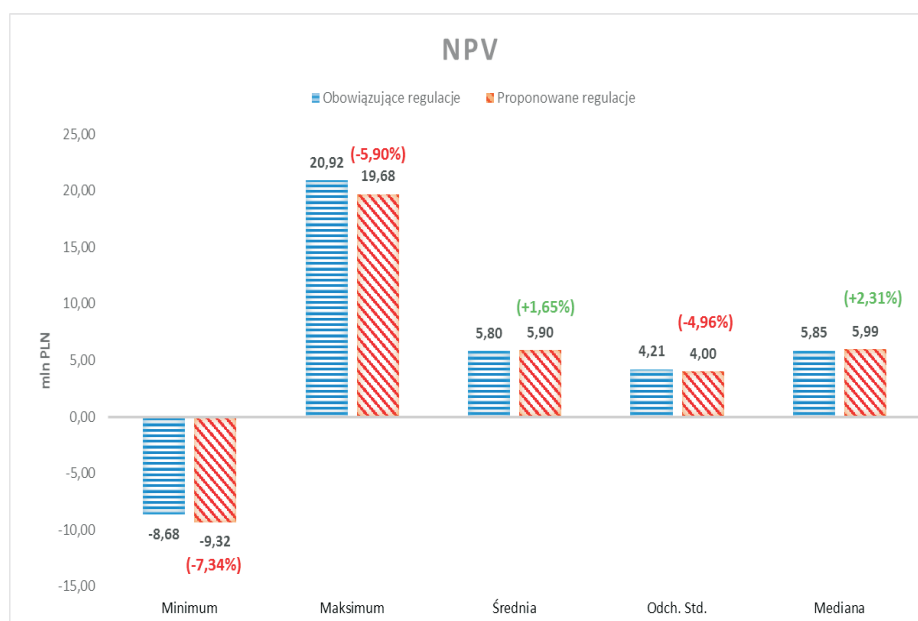
Fig. 4. Cumulative distribution function of NPV for variant I (current regulations – a solid line, planned – a dashed line)

NPV przyjmuje wartości z przedziału od  $-9,32$  mln zł do  $19,68$  mln zł i z prawdopodobieństwem 90% zawiera się w przedziale  $-0,90$ – $12,35$  mln zł.

Zmiany wybranych statystyk NPV dla nowego systemu obciążeń fiskalnych obrazuje rysunek 5. Zmniejszeniu ulega minimum i maksimum rozkładu (odpowiednio o 7,34% i 5,90%) nieznacznie rośnie natomiast średnia oraz mediana (odpowiednio o 1,65% i 2,31%). Zmniejsza się odchylenie standardowe (o 4,96%).

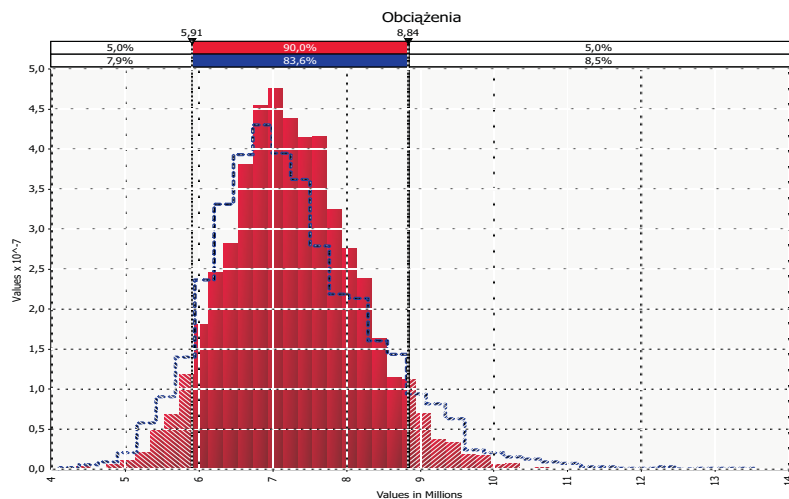
Wpływ nowych uregulowań na NPV inwestycji jest więc dla tego wariantu niewielki. Oceniana inwestycja nie może być uznana za duży sukces i cechuje się stosunkowo małym wydobyciem całkowitym oraz krótkim czasem eksploatacji. Nowy system obciążeń fiskalnych traktuje takie inwestycje łagodnie. Dla większości iteracji w symulacji Monte Carlo wartość wskaźnika R nie przekroczyła 1,5, co oznacza, że nie płacono specjalnego podatku węglowodorowego. Dodatkowo ważną rolę w zmniejszeniu obciążenia z tytułu podatku dochodowego odegrało przyspieszenie do 5 lat amortyzacji środków trwałych. W tym miejscu należy podkreślić, że założona w wariancie I wielkość wydobycia oraz czas eksploatacji nie są dla zasobów niekonwencjonalnych niczym niezwykłym (Mason 2011; Review of Emerging Resources: U.S. Shale Gas and Shale Oil Plays, 2011).

W związku z tym, w razie uruchomienia w Polsce komercyjnego wydobycia niekonwencjonalnego gazu ziemnego, mogą wystąpić przypadki, gdy dla pojedynczych inwestycji wielkość obciążeń wynikających z nowego systemu podatkowego będzie mniejsza, niż miałyby to miejsce w sytuacji stosowania obecnie obowiązujących przepisów.



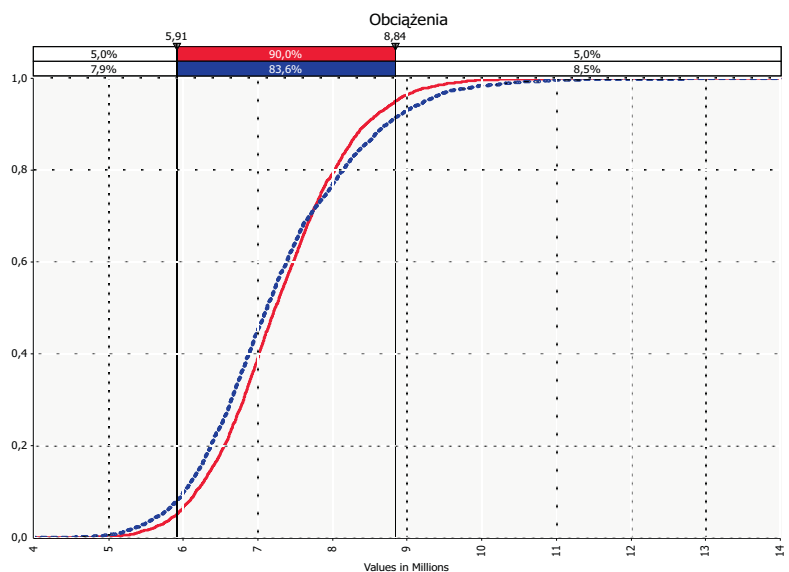
Rys. 5. Wartości wybranych statystyk NPV i ich zmiana po wprowadzeniu nowych regulacji dla wariantu I  
 Fig. 5. Selected statistics of NPV and their change after the introduction of new fiscal regulations (variant I)

Wartość nominalną obciążeń fiskalnych przedstawia histogram (rys. 6) oraz dystrybuanta (rys. 7). W przypadku analizy dla obowiązujących regulacji podatkowych, średnia wartość obciążeń wynosi 7,29 mln zł a mediana 7,23 mln zł. Przyjmują one wartości z przedziału od 4,33



Rys. 6. Histogram nominalnej wartości obciążeń fiskalnych dla wariantu I (obowiązujące regulacje przedstawia wykres słupkowy a planowane linia przerywana)

Fig. 6. Histogram of fiscal burden for variant I (current regulations – a bar chart, planned – a dashed line)



Rys. 7. Dystrybuanta nominalnej wartości obciążeń fiskalnych dla dotychczasowych i proponowanych regulacji (obowiązujące regulacje przedstawia linia ciągła a planowane przerywana)

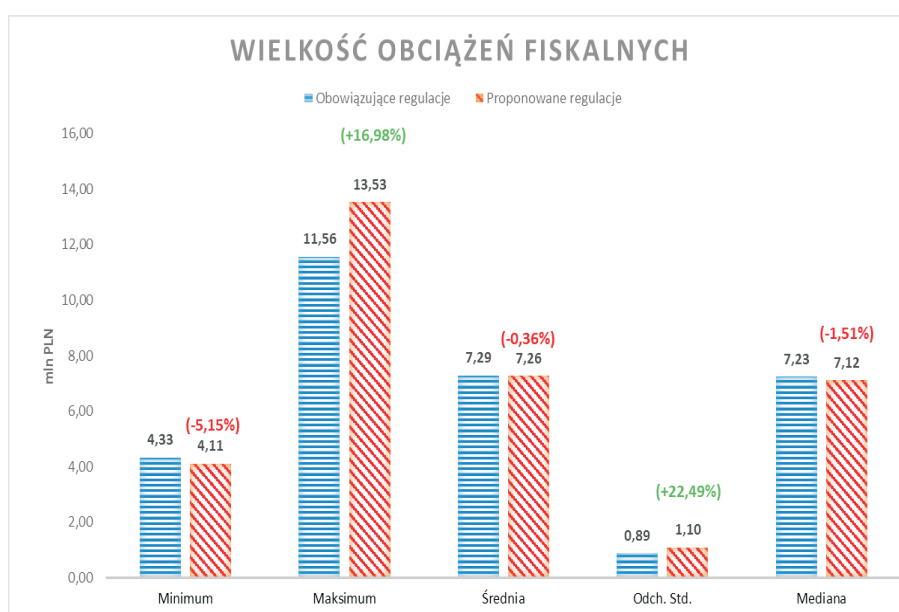
Fig. 7. Cumulative distribution function of fiscal burden for variant I (current regulations – a solid line, planned – a dashed line)

mln zł do 11,56 mln zł, ale z prawdopodobieństwem 90% zawierają się w przedziale 5,91–8,84 mln zł. Dla wariantu z nowymi przepisami podatkowymi średnia wartość obciążeń



wynosi 7,26 mln zł, a mediana 7,12 mln zł. Obciążenia przyjmują wartości z przedziału od 4,11 mln zł do 13,53 mln zł i z prawdopodobieństwem 90% zawiera się w przedziale 5,70–9,23 mln zł. Można zauważyć, że przedziały dla nowych regulacji są szersze (rośnie wartość górnej granicy przedziału), co wynika z faktu, iż różnice w obciążeniach są tym większe, im bardziej udany jest projekt inwestycyjny.

Zmiany wybranych statystyk nominalnej wartości obciążeń dla nowego systemu fiskalnego prezentuje rysunek 8. Zmniejszeniu ulega minimum (o 5,15%), ale maksimum rośnie (o 16,98%). Spada w niewielkim stopniu wartość średnia i mediana (o odpowiednio 0,36% i 1,51%). Rośnie znacząco odchylenie standardowe (o 22,49%).



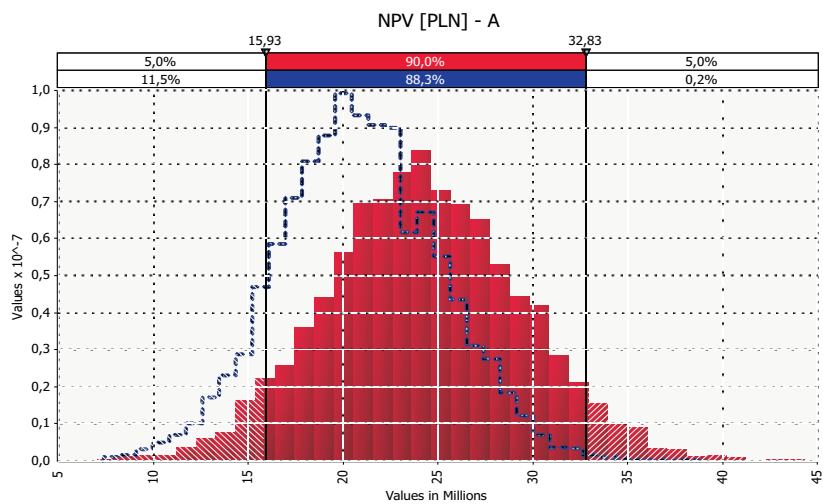
Rys. 8. Wartości wybranych statystyk wielkości nominalnej obciążeń fiskalnych i ich zmiana po wprowadzeniu nowych regulacji dla wariantu I

Fig. 8. Selected statistics of fiscal burden and their change after the introduction of new fiscal regulations (variant I)

## 2.2. Wariant II

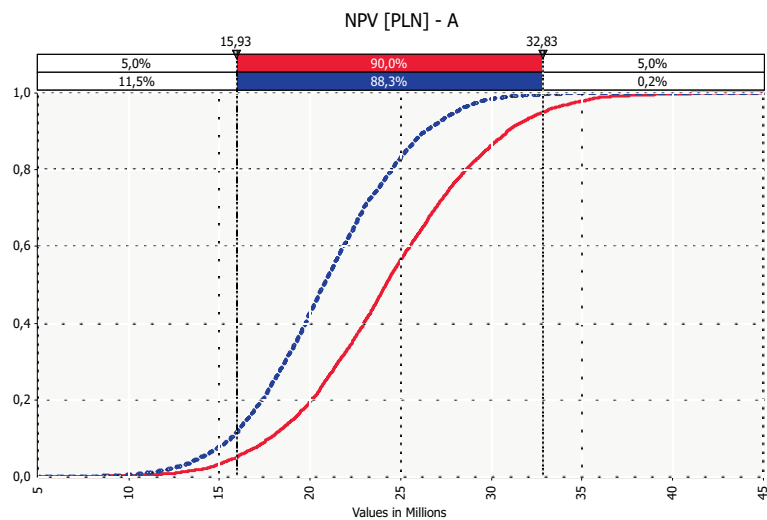
Na rysunku 9 zaprezentowano histogram, a na rysunku 10 dystrybuantę wartości NPV dla wariantu II. Dla obowiązujących regulacji podatkowych, średnia wartość NPV wynosi 24,30 mln zł, a mediana 24,17 mln zł.

Wartość NPV zawiera się w przedziale od 7,08 mln zł do 44,39 mln zł, a 90% przedział ufności dla tego wskaźnika to 15,93–32,83 mln zł. Dla nowych regulacji średnia wartość NPV to 20,87 mln zł, a mediana 20,77 mln zł. NPV przyjmuje wartości od 7,38 mln zł do 38,74 mln zł i z prawdopodobieństwem 90% zawiera się w przedziale 13,96–27,96 mln zł.



Rys. 9. Histogram NPV dla wariantu I (obowiązujące regulacje przedstawia wykres słupkowy a planowane linia przerywana)

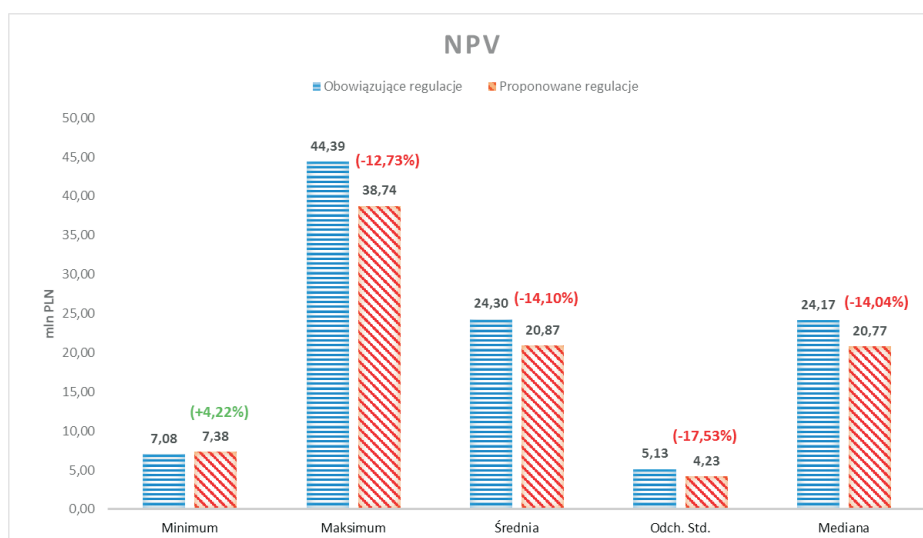
Fig. 9. Histogram of NPV for variant II (current regulations – a bar chart, planned – a dashed line)



Rys. 10. Dystrybuanta NPV dla wariantu I (obowiązujące regulacje przedstawia linia ciągła a planowane przerywana)

Fig. 10. Cumulative distribution function of NPV for variant II (current regulations – a solid line, planned – a dashed line)

Zmiany wybranych statystyk NPV dla wariantu II obrazuje rysunek 11. Minimum rośnie (o 4,22%) natomiast maksimum spada (o 12,73%). Zmniejsza się również średnia i mediana (odpowiednio o 14,10% i 14,04%) oraz odchylenie standardowe (o 17,53%).



Rys. 11. Wartości wybranych statystyk NPV i ich zmiana po wprowadzeniu nowych regulacji dla wariantu I  
 Fig. 11. Selected statistics of NPV and their change after the introduction of new fiscal regulations (variant I)

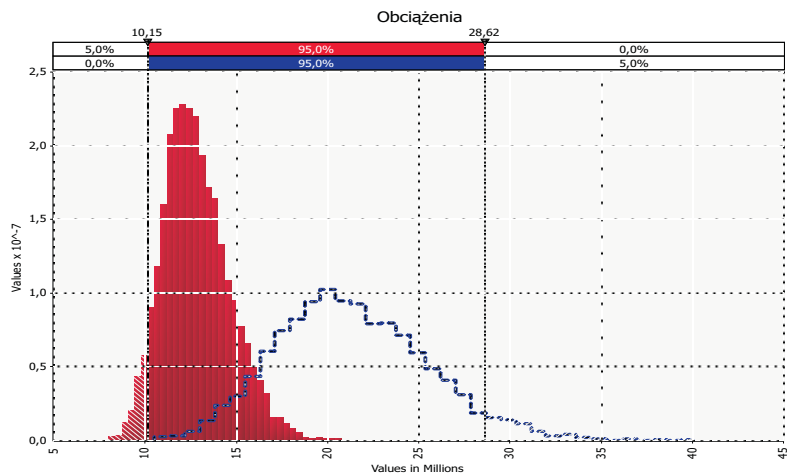
W wariantcie II, zakładającym większe wydobycie całkowite i dłuższy czas eksploatacji, negatywny wpływ nowych regulacji na efektywność ekonomiczną jest wyraźny. Rośnie jedynie wartość minimalna NPV i maleje jego odchylenie standardowe, co oznacza, że zmniejsza się zakres wahań wyników i są one bardziej skupione wokół średniej. Wynika to faktu, iż nowy system opodatkowania wydobycia węglowodorów dla projektów niezbyt udanych jest łagodniejszy od obecnie obowiązującego. Negatywne zmiany pozostałych statystyk NPV są już jednak znaczące.

Wartość nominalną obciążeń fiskalnych przedstawiają rysunki 12 (histogram) i 13 (dystrybuanta). Dla obowiązujących regulacji średnia wartość obciążeń to 12,85 mln zł, a mediana 12,65 mln zł. Obciążenia mają wartości z przedziału od 8,01 mln zł do 20,81 mln zł, ale z prawdopodobieństwem 90% zawierają się w przedziale 10,15–16,18 mln zł. Dla nowych regulacji średnia wartość obciążeń wynosi 21,35 mln zł a mediana 21,01 zł. Obciążenia zawierają się w przedziale od 10,53 mln zł do 40,24 mln zł, a 90% przedział ufności to 15,01–28,62 mln zł. Przedziały dla nowych regulacji są szersze, podobnie jak w przypadku wariantu I.

Zmiany wybranych statystyk nominalnych wartości obciążeń dla nowego systemu fiskalnego prezentuje rysunek 8. Zwiększają się wszystkie przedstawiane statystyki. Minimum i maksimum rosną odpowiednio o 31,37 i 93,40%. Średnia i mediana zwiększają się o 66,16 i 66,02%, natomiast odchylenie standardowe notuje wzrost o 124,84%.

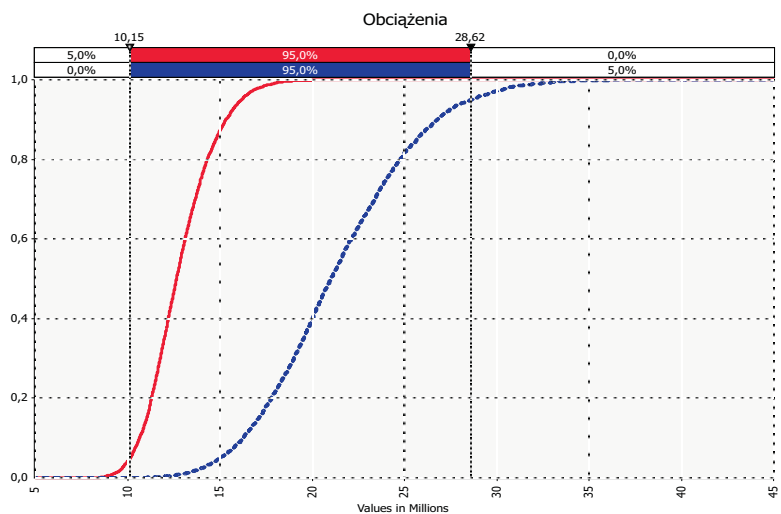
Minimalne (nieuwzględniające zmiany wartości pieniądza w czasie) wartości obciążeń fiskalnych rosną w przypadku wariantu II w sposób drastyczny. Widoczny jest tutaj progresywny charakter zmian. Dla projektów mało opłacalnych nowe obciążenia mogą być niższe od dotychczasowych, ale dla inwestycji udanych podatki rosną gwałtownie.

Wzrost wartości nominalnych obciążeń jest też znacznie większy niż spadek wartości NPV, co można uznać za zjawisko pozytywne, osłabiające negatywny wpływ podatków na opła-



Rys. 12. Histogram nominalnej wartości obciążeń fiskalnych dla wariantu I (obowiązujące regulacje przedstawia wykres słupkowy a planowane linia przerywana)

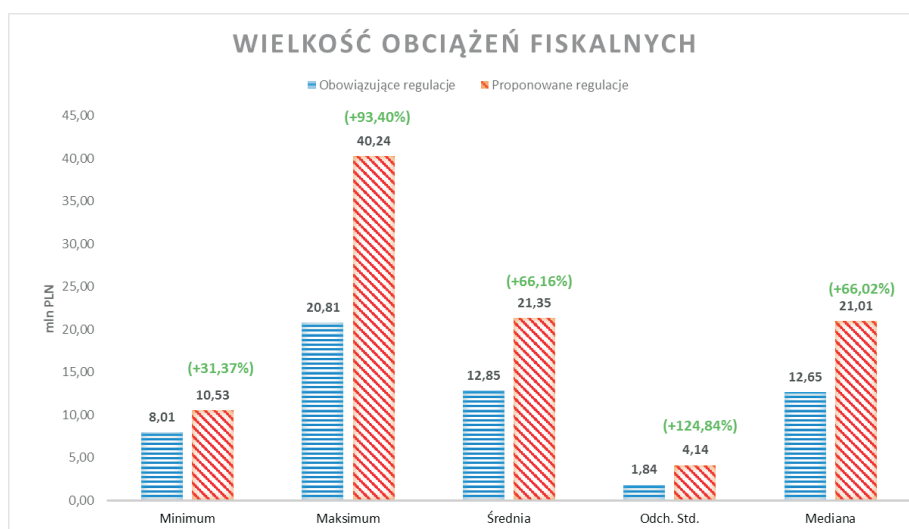
Fig. 12. Histogram of fiscal burden for variant II (current regulations – a bar chart, planned – a dashed line)



Rys. 13. Dystrybuanta nominalnej wartości obciążeń fiskalnych dla dotychczasowych i proponowanych regulacji (obowiązujące regulacje przedstawia linia ciągła a planowane przerywana)

Fig. 13. Cumulative distribution function of fiscal burden for variant II (current regulations – a solid line, planned – a dashed line)

całność inwestycji. Kalkulacja NPV opiera się na zdyskontowanych przepływach pieniężnych i oddziaływanie wzrostu obciążeń podatkowych w późniejszych latach trwania inwestycji na wartość tego wskaźnika jest zmniejszane dzięki procesowi dyskontowania. Siła tego oddziaływania zależy od wielkości przyjętej stopy dyskontowej – im wyższa jej wartość, tym mniejszy wpływ przepływów oddalonych w czasie od momentu rozpoczęcia inwestycji.



Rys. 14. Wartości wybranych statystyk wielkości nominalnej obciążeń fiskalnych i ich zmiana po wprowadzeniu nowych regulacji dla wariantu I

Fig. 14. Selected statistics of fiscal burden and their change after the introduction of new fiscal regulations (variant II)

## Podsumowanie

Rezultaty obliczeń pokazują, iż wpływ nowych regulacji podatkowych na opłacalność projektów wydobywczych będzie uzależniony od ich jakości.

W przypadku wariantu I, gdzie mamy do czynienia z projektem cechującym się stosunkowo niewielkim wydobywaniem oraz krótkim okresem eksploatacji, wpływ nowych uregulowań jest niewielki. Nowy system obciążeń fiskalnych traktuje takie inwestycje łagodnie, ponieważ podatek węglowodorowy jest płacony dopiero po przekroczeniu przez wskaźnik R wartości 1,5, co nie zawsze ma miejsce. Dodatkowo ważną rolę w zmniejszeniu obciążenia z tytułu podatku dochodowego odegrało przyspieszenie do 5 lat amortyzacji środków trwałych. Należy więc pamiętać, że w razie uruchomienia w Polsce komercyjnego wydobywania gazu ziemnego ze złóż niekonwencjonalnych, mogą wystąpić przypadki, gdy dla pojedynczych inwestycji wielkość obciążeń wynikających z nowego systemu fiskalnego będzie mniejsza, niż miałyby to miejsce w sytuacji stosowania obecnie obowiązujących podatków.

W wariantcie II, zakładającym większe wydobywanie całkowite i dłuższy czas eksploatacji, negatywny wpływ nowych regulacji na efektywność ekonomiczną jest już wyraźny. Widoczny jest tutaj progresywny charakter zmian. Im bardziej udany jest projekt wydobywczy, tym większy wpływ nowego systemu obciążeń na jego opłacalność. W wariantcie I średnia wartość NPV dla nowych regulacji wzrosła o 1,65%, a w drugim spadła o 14,10%. W przypadku nominalnej wartości zapłaconych podatków średnia dla wariantu I spadła o 0,36%, a w wariantcie II wzrosła aż o 66,16%.

Progresywny charakter obciążeń obrazują też ich przedziały ufności, ponieważ dla nowych regulacji są szersze (rośnie wartość górnej granicy przedziału), co wynika z faktu, iż różnice w obciążeniach są tym większe, im bardziej udany jest projekt inwestycyjny.

Wzrost wartości nominalnych obciążeń jest znacznie większy niż spadek wartości NPV, co można uznać za zjawisko pozytywne, osłabiające negatywny wpływ podatków na opłacalność inwestycji. Dzieje się tak, ponieważ kalkulacja NPV opiera się na zdyskontowanych przepływach pieniężnych i oddziaływanie wzrostu obciążeń podatkowych w późniejszych latach trwania inwestycji niwelowane jest dzięki procesowi dyskontowania. Dodatkowo, ta różnica jest pogłębianą poprzez odroczenie obciążeń dzięki przyspieszeniu amortyzacji czy uzależnieniu wysokości podatku węglowodorowego od stosunku wpływów do wydatków. W przypadku projektów balansujących na krawędzi opłacalności, efekt nowych regulacji może być pomijalny, a nawet nieznacznie zredukować ryzyko, na co wskazuje porównanie dystrybuant obydwu wariantów.

Zestawiając nowy system opodatkowania węglowodorów w Polsce i zasady obowiązujące w USA, które są liderem w zakresie wydobycia gazu ziemnego ze złóż niekonwencjonalnych, można zauważyć, że system amerykański jest niejednorodny i przez to trudny do jednoznacznego porównania. Oprócz podatków federalnych, poszczególne stany mają prawo nakładania podatków, które obciążają przychody z wydobycia. Wielkości tych obciążeń są zróżnicowane i wahają się od 0,4% w stanie Ohio do 25% na Alasce. Ponadto stosowane są zachęty dla inwestorów w postaci ulg podatkowych, np. w Teksasie stosuje się zerową stawkę tego podatku przez pierwsze 120 miesięcy wydobycia lub do osiągnięcia 50% zwrotu nakładów inwestycyjnych (Kaliski i in. 2014).

Projekt nowych obciążeń budzi duże zaniepokojenie przedstawicieli przemysłu wydobywczego ponieważ trzeba pamiętać, że niejednokrotnie zyskowność działalności wydobywczej, zwłaszcza w przypadku zasobów niekonwencjonalnych, zapewnia mały odsetek bardzo udanych inwestycji. Zdarza się, że np. 75% produkcji pochodzi z 35% odwiertów, zlokalizowanych na 5% powierzchni, na której prowadzone jest wydobycie (Stabell i in. 2007). Obciążenie wysokimi daninami i znaczące ograniczenie zyskowności najlepszych projektów inwestycyjnych może wpłynąć drastycznie na opłacalność działalności poszukiwawczo-wydobywczej przedsiębiorstwa, a także prowadzić do ograniczenia jej skali.

Potencjalnym problemem może też być interpretacja nowego prawa podatkowego, zwłaszcza w przypadku kwalifikowalności przychodów i kosztów, choć ze względu na odroczenie płatności nowych podatków do 2020 roku przedsiębiorcy zyskają czas niezbędny na przygotowanie się do stosowania nowych regulacji.

## Literatura

- [1] GUTHRIE, G. 2009. *Real Options in Theory and Practice*, Oxford University Press, New York.
- [2] KALISKI i in. 2014 – KALISKI, M., KRUPA, M., SIKORA, A. i SZURLEJ, A. 2014. Ekonomiczne aspekty pozyskania gazu z formacji łupkowych na podstawie doświadczeń rynku północnoamerykańskiego. *Rynek Energii* 1 (110), s. 151–158.
- [3] KRYWAN, T. 2014. Podatek węglowodorowy; portal „Doradca podatkowy”; [http://www.doradcy.krdp.pl/artykuly.php/11/552,podatek\\_weglowodorowy](http://www.doradcy.krdp.pl/artykuly.php/11/552,podatek_weglowodorowy).

- [4] MASON, J.E. 2011. Well Production Profiles for the Fayetteville Shale Gas Play. *Oil and Gas Journal* Vol. 109, Issue 14.
- [5] Projekt ustawy o specjalnym podatku węglowodorowym, o zmianie ustawy o podatku od wydobycia niektórych kopalni oraz o zmianie niektórych innych ustaw; <http://legislacja.rcl.gov.pl/docs//2/154867/154909/dokument109513.pdf>
- [6] Review of Emerging Resources: U.S. Shale Gas and Shale Oil Plays; 2011; U.S. Energy Information Administration (EIA), U.S. Department of Energy, <http://www.eia.gov/analysis/studies/usshalegas/pdf/usshaleplays.pdf>
- [7] SLUZALEK, J. 2014. Podstawowe założenia opodatkowania wydobycia gazu łupkowego w Polsce; portal „eGospodarka.pl”; <http://www.podatki.egospodarka.pl/101286,Podstawowe-zalozenia-opodatkowania-wydobycia-gazu-lupkowego-w-Polsce,1,68,1.html>
- [8] STABELL i in. 2007 – STABELL, Ch., GONZALES, R. i LANGLIE, E. 2007. Stochastic Modelling of Shale Gas Resource Play Economics, SPE 108081.
- [9] WILLIAMS-KOVACS, J.D. i CLARKSON, C.R. 2011. Using Stochastic Simulation To Quantify Risk and Uncertainty in Shale Gas Prospecting and Development, CSUG/SPE 148867.

Piotr KOSOWSKI

## Preliminary assessment of the impact of the proposed changes in the taxation system on the profitability of unconventional gas production

### Abstract

This article presents an initial attempt to assess the impact of new regulations impacting the system of taxation on the profitability of unconventional gas production. The new system of fiscal burdens for entrepreneurs involved in the exploitation of hydrocarbons in Poland will be introduced from 1 January 2015, but payment of these taxes will be deferred to 2020. This fiscal system will consist of three basic elements – a special hydrocarbon tax, natural gas production tax, and corporate income tax (CIT).

Two variants of an investment project were assessed – variant I, duration time 6 years and total production of natural gas of 56 million cubic metres; and variant II, duration time 20 years and total production of 100 million cubic metres of natural gas. A stochastic economic model was constructed using the Monte Carlo simulation to conduct the analysis.

Results of the assessment show that the impact of the new tax regulations on the profitability of unconventional gas production projects will depend on their quality. In the case of variant I, the impact of the new regulations is small. For variant II, where greater total production and duration time is assumed, the negative impact of the new regulations on economic efficiency is clearly visible. The progressive nature of the proposed changes is apparent; the more successful the production project, the greater the impact of the new tax system on its profitability. In variant I, the average net present value (NPV) for the

new regulations increased by 1.65%, while for variant II it dropped by 14.10%. The nominal average value of the fiscal burden for variant I decreased by 0.36%, but for variant II increased by as much as 66.16%.

KEY WORDS: hydrocarbon tax, unconventional gas, tax system, profitability, Monte Carlo simulation