



POLITYKA ENERGETYCZNA – ENERGY POLICY JOURNAL

2017 ♦ Tom 20 ♦ Zeszyt 1 ♦ 49–66

ISSN 1429-6675

Robert SOCHA\*

## Determinanty cen ropy naftowej

**STRESZCZENIE:** Celem artykułu jest próba identyfikacji oraz oceny stopnia wpływu najważniejszych czynników kształtujących ceny ropy naftowej WTI. Podjęcie takiej tematyki stanowi nawiązanie do dyskusji prowadzonych przez innych badaczy rynku na łamach światowej literatury oraz podejmowanych przez nich prób określenia przyczyn silnych wahań cen surowca z lat 2007–2009. Z jednej strony w okresie tym obserwowano silne fluktuacje wielkości popytu na ropę naftową, tj. w latach 2000–2007 odnotowano ponadprzeciętny wzrost zapotrzebowania na surowiec (szczególnie w krajach azjatyckich), by w okresie kryzysu finansowego obserwować jego nagły spadek. Rosnący popyt i ceny surowca wpłynęły na zwiększenie przez firmy wydobywcze nakładów na rozpoznanie nowych złóż, czego wynikiem jest obserwowany na terenie Ameryki Północnej po 2013 roku silny wzrost wydobycia ze złóż niekonwencjonalnych. Z drugiej strony początek XXI wieku przyniósł rekordowy wzrost obrotu instrumentami finansowymi opartymi na cenach ropy naftowej. W pierwszej części artykułu zaprezentowano przegląd najważniejszych prac empirycznych w obszarze będącym przedmiotem pracy. Weryfikacja postawionego problemu badawczego opierała się na przeprowadzonej analizie kointegracji z wykorzystaniem metody Johansena oraz w drugim kroku estymacji modelu korekty błędem. Próba, na podstawie której dokonano oszacowania, to lata 2002–2014, a więc uwzględniono szczególnie istotny dla historii handlu ropą naftową okres tzw. trzeciego szoku cenowego z lat 2007–2008. Otrzymane rezultaty pozwalają wnioskować, że wpływ na procesy cenotwórcze na rynku czarnego złota mają zarówno czynniki popytowo-podażowe, jak i te związane z obrotem kontraktami terminowymi na ropę naftową. Co ważne, determinanty z pierwszej kategorii, a więc te o charakterze fundamentalnym, silniej rzutują na kształtowanie się cen. Dodatkowo można przypuszczać, że wzrost liczby transakcji futures zawieranych przez podmioty utożsa-

---

\* Mgr – doktorant w Katedrze Ekonometrii, Wydziału Ekonomiczno-Socjologicznego Uniwersytetu Łódzkiego; e-mail: rm.socha@gmail.com

miane ze spekulacyjnymi (niezwiązane bezpośrednio z przedmiotowym rynkiem) może wpływać destabilizująco na zmiany cen ropy naftowej.

SŁOWA KLUCZOWE: ceny ropy naftowej, WTI, model korekty błędem, kointegracja

## Wprowadzenie

Historycznie wyróżniane były dwa okresy handlu ropą naftową. Pierwszy okres, którego zakończenie wyznaczył pierwszy kryzys naftowy (1973 rok), charakteryzował się wysoką stabilnością cen ropy naftowej, brakiem ograniczeń podaży surowca oraz niską ceną ropy naftowej. Drugi okres to czas wzrostu zmienności cen ropy naftowej, kryzysów gospodarczych wywołanych nagłymi niedoborami podaży (tzw. szoki naftowe), dominacji państw – eksporterów surowca skupionych w organizacji OPEC. Początek XXI wieku przyniósł wiele istotnych zmian na światowym rynku ropy naftowej. Wśród najważniejszych wymienić można m.in.: wzrost wydobycia surowca ze złóż niekonwencjonalnych (złóża łupkowe, piaski roponośne), rosnące zainteresowanie instrumentami finansowymi opartymi na cenach ropy naftowej, załamanie się relacji cenowych między gatunkami będącymi przedmiotem obrotu wolnorynkowego: WTI, Dubai Fateh oraz Brent (tzw. benchmarki cenowe). Zmiany te miały odzwierciedlenie w decyzjach niektórych państw – eksporterów ropy naftowej m.in. o odejściu od indeksacji cen swych gatunków względem benchmarków czy też próby ustanowienia nowych gatunków referencyjnych (ESPO, Oman). Powoduje to, iż samo definiowanie czynników, które determinują ceny ropy naftowej wykroczyło poza fundamentalne ramy popytowo-podażowe, a równie ważne stają się analizowanie sytuacji na rynkach finansowych, napięć geopolitycznych czy też wpływu katastrof naturalnych w rejonach wydobycia. Ponadprzeciętna zmienność cen ropy naftowej, która obserwowana jest po 2004 roku, staje się przyczynkiem do stosowania w odniesieniu do tego okresu określenia tzw. trzeciej epoki kształtowania się cen ropy naftowej, a lata 2007–2008 gdy ceny surowca osiągały rekordowe poziomy określa się mianem trzeciego szoku naftowego.

Potrzeba rozumienia procesów determinujących ceny surowców energetycznych stanowi pochodną uzależnienia globalnej gospodarki od nieodnawialnych źródeł energii, w bilansie których ropa naftowa zajmuje pierwsze miejsce, odpowiadając za 40% światowego zużycia. Wahania cen ropy naftowej wpływają na zmienność przychodów uzyskiwanych przez firmy wydobywcze, rafinerie i stacje paliw, jak również ceny produktów ropopochodnych, które na stacjach benzynowych płacą nabywcy finalni. Warto zwrócić uwagę, że procesy cenotwórcze na rynku surowca są w coraz to większym stopniu zależne od sytuacji na rynkach finansowych, a potencjalne skutki tzw. finansjalizacji rynku ropy naftowej są trudne do określenia (Fattouh 2011). Dostępność różnorodnych instrumentów finansowych opartych na cenach ropy naftowej pozwala zwielokrotnić obrót surowca oraz prowadzić go w oderwaniu od fizycznych procesów handlowych, ale z zachowaniem mechanizmu ustalenia ceny, po której rozliczona jest transakcja (tzw. *paper barrels*). Empiryczne próby objaśniania cen ropy naftowej na podstawie takich zmiennych jak wielkość

podaż, popytu czy zapasów nie spełniają swojej roli w zakresie dokładności prognozowania cen (Pindyck 1999; Zamani 2004; Cuaresma i in. 2007). Praktyką w budowie modeli cen tego surowca stało się uwzględnianie nieklasycznych zmiennych objaśniających, np. liczby odwiertów, stóp procentowych, indeksów giełdowych, indeksów zmienności, informacji o zamachach terrorystycznych, danych pogodowych, kursów walutowych, itd. Biorąc pod uwagę powyższe, postawiony cel badawczy, tj. próba identyfikacji i analizy stopnia wpływu czynników determinujących ceny ropy naftowej wydaje się istotny dla rozwoju wiedzy z zakresu przedmiotu badania.

## 1. Modele cen ropy naftowej – przegląd literatury

Stosowanie metod ekonometrycznych do opisu rynku ropy naftowej warunkowane było przez wiele lat zakresem dostępnych danych statystycznych. Historyczne modele nawiązywały do teorii szczytu wydobywania Hubberta lub wyłącznie zależności popytowo-podażowych, a odnośnienie zmian cen surowca do przyczyn innych niż zmiany wielkości wydobywania czy konsumpcji nabrało znaczenia w drugiej połowie lat dziewięćdziesiątych XX wieku (Fattouh 2007). Wśród analiz ekonometrycznych rynku tego surowca nie sposób nie przywołać prac Kaufmanna (1991, 1995) stanowiących część międzynarodowego projektu LINK, w ramach którego tworzono model światowej gospodarki. Analizując ceny ropy naftowej wykazał on, że największy wpływ na ich zmiany ma stopień wykorzystania mocy wytwórczych w Stanach Zjednoczonych oraz w krajach OPEC. W dalszej kolejności wpływ na ceny ropy naftowej miały m.in. zapasy wydobytego surowca w państwach OECD, udziały rynkowe kartelu czy kwoty produkcyjne nakładane na jego poszczególnych członków.

Kaufmann i in. (2004) starali odnieść się do coraz częściej podnoszonych głosów, że OPEC utraciło możliwość regulowania cen ropy naftowej, które w większym stopniu mogły zależeć od czynników zewnętrznych, a nie decyzji organizacji. Główny wniosek płynący z przeprowadzonego przez autorów badania stanowił, że OPEC posiadało silne narzędzie do oddziaływania na ceny ropy naftowej, tj. możliwość regulacji wykorzystania mocy wytwórczych. Nakładanie kwot produkcyjnych na poszczególnych członków kartelu nie było istotne dla procesów cenotwórczych w długim okresie, a krótkookresowo jedynie ogłoszenie przez kartel zbyt niskich kwot produkcyjnych mogło wpłynąć na wzrost cen. Niemalże do 2004 roku nakładanie kwot produkcyjnych na poszczególnych członków OPEC miało na celu dostosowanie globalnej podaży kartelu w taki sposób, aby umożliwić utrzymanie cen na pożądanym poziomie, w tzw. kanale cenowym. Chevillon i Riffart (2009) w równaniu cen ropy naftowej uwzględnili cenę oczekiwań OPEC, tj. zmienna ta przyjmowała poziom ceny ogłaszany przez kartel jako docelowy, a od 2004 roku, gdy kartel zaprzestał komunikowania kanału cenowego, zmienna ta była równa rzeczywistemu poziomowi cen. Takie podejście pozwala rozgraniczyć dwa okresy – pierwszy, w którym oczekiwania cenowe OPEC były skonkretyzowane wokół pewnej stałej w kilkunastomiesięcznym okresie wartości oraz drugi, w którym OPEC nie komunikowało, że posiada wpływ na poziom cen ropy naftowej.

Wzrost liczby dostępnych instrumentów finansowych opartych na cenach ropy naftowej doprowadził do pojawiania się głosów, że surowiec w coraz szerszym wymiarze nabiera cech aktywa inwestycyjnego. Wpłynęło to na kształt analiz empirycznych, w których zmiany cen surowca wiązane są z bieżącą sytuacją na rynkach finansowych, m.in. poprzez uwzględnianie w modelach cen takich zmiennych jak indeksy giełdowe, oprocentowanie obligacji, stóp procentowych czy cen innych surowców, np. złota (m.in. Thomas i in. 2010; Coleman 2012). Kaufmann i in. (2008) w analizie cen ropy naftowej w roli zmiennych objaśniających uwzględnili wpływ oczekiwań inwestorów finansowych co do przyszłych trendów cenowych, tj. dyferencjał między notowaniami kontraktów terminowych o zapadalności 4 i 1 miesiąca. Chai i in. (2011)

TABELA 1. Wybrane specyfikacje ekonometrycznych modeli cen ropy naftowej

TABLE 1. Selected specifications of econometric models of crude oil prices

Autor (rok)	Zmienne uwzględnione w równaniu cen ropy naftowej
Kaufmann (1995)	Cena ropy naftowej = Stopień wykorzystania mocy produkcyjnych USA, Cena ropy naftowej opóźniona o jeden okres, Stopień wykorzystania mocy produkcyjnych OPEC, Kwoty produkcji OPEC, Udział OPEC w światowej produkcji, Wielkość zapasów ropy naftowej w krajach OECD
Kaufmann, Karadeloglou, Dees, Sanchez (2004)	Cena ropy naftowej = Zapasy OECD w dniach konsumpcji, Kwoty produkcji OPEC, Produkcja OPEC – Kwoty produkcji OPEC, Stopień wykorzystania mocy produkcyjnych OPEC, Zmienne zero – jedynkowe dla 1, 2, 3 kwartału oraz okresu wojny w Zatoce Perskiej 3 – 4Q 1990 roku
Kaufmann, Dees, Gausteul, Mann (2008)	Cena ropy naftowej = Zapasy OECD w dniach konsumpcji, Stopień wykorzystania mocy produkcyjnych OPEC, Stopień wykorzystania mocy rafineryjnych USA, Cena kontraktu futures o zapadalności 4-miesięcznej – cena kontraktu futures o zapadalności 1 miesiąca
Chevillon, Riffart (2009)	Cena ropy naftowej = Cena docelowa ropy naftowej OPEC, Popyt na ropę naftową państw OECD, Popyt na ropę naftową państw rozwijających się (Non OECD), Zapasy ropy naftowej państw OECD, Zapasy ropy naftowej państw rozwijających się (Non OECD), Wielkość kwot OPEC, Wskaźnik pokrycia popytu bieżącymi zapasami
Coleman (2012)	Cena ropy naftowej = Stosunek obrotu na rynku futures do fizycznego obrotu, Ilość ataków terrorystycznych, Ilość żołnierzy stacjonujących w rejonie Bliskiego Wschodu, Wzrost globalnego PKB, Oprocentowanie obligacji o ratingu AAA, Udział OPEC w światowej produkcji, Udział importu w konsumpcji ropy naftowej w krajach OECD
Zamani (2004)	Cena ropy naftowej = Kwoty produkcji OPEC, Produkcja OPEC – Kwoty produkcji OPEC, Odchylenie rzeczywistego poziomu zapasów w przemyśle od trendu, Odchylenie rzeczywistego poziomu zapasów rządowych od trendu
Thomas, Mühlisen, Pant (2010)	Cena ropy naftowej = Wolne moce produkcyjne, Ilość niekomercyjnych kontraktów terminowych na NYMEX, Indeks VIX, Import ropy naftowej na rynki wschodzące, Konsumpcja ropy naftowej OECD, Podaż ropy naftowej spoza OPEC, Ryzyko polityczne International Country Risk Guide, Nadwyżka podaży nad popytem dla państw OECD, Wskaźnik płynności światowego rynku finansowego

Wyjaśnienia do niektórych pojęć w tabeli: indeks VIX – Market Volatility Index, odzwierciedla zmienność indeksu S&P500, notowany na giełdzie Chicago Board Options Exchange, NYMEX – giełda towarowa New York Mercantile Exchange.

Źródło: opracowanie własne.

za istotną dla procesów kształtowania cen ropy naftowej uznali liczbę kontraktów terminowych zawieranych na giełdzie NYMEX przez podmioty nieprowadzące działalności na rynku tego surowca (tzw. *non-commercial*). Vansteenkiste (2011) jako miarę wpływu aktywności giełdowej zastosował indeks pozycji spekulacyjnych.

Wpływ zapasów na ceny ropy naftowej stały się przedmiotem m.in. prac Ye i in. (2009), czy też Zamaniego (2004), który w modelu cen badał oddzielnie wpływ zapasów rządowych oraz prywatnych. W jego ocenie wpływ na procesy cenotwórcze ma nienominalny poziom zapasów, ale odchylenie od przeciętnego poziomu (definiowanego jako trend w przypadku zapasów rządowych lub średnich kwartalnych dla zapasu przedsiębiorstw).

Pośród determinant cen ropy naftowej wyzwaniem stanowi ujęcie trudnych do sformalizowania zdarzeń nieregularnych, np. napięcie geopolitycznych, katastrof naturalnych, konfliktów zbrojnych, kryzysów gospodarczych, awarii infrastruktury wydobywczej. Takie zdarzenia ujmowane są za pomocą zmiennych zero-jedynkowych lub zmiennych silnie powiązanych ze zdarzeniem, np. dla konfliktów zbrojnych można korzystać z danych o liczbie żołnierzy w rejonach walk, wydatków na budżet obronny. Bariery dla stosowania zmiennych zero-jedynkowych jest wskazywanie momentu wpływu zdarzenia. Leinert (2012) analizując wpływ odkryć złóż ropy naftowej na wahanie cen wykazał, że niekoniecznie w dniu opublikowania informacji o odkryciu można oczekiwać zmiany cen. Determinuje to fakt, czy informacja była wcześniej znana inwestorom w wyniku insider tradingu.

## 2. Metodyka badania i dane

Wykorzystane w badaniu dane to miesięczne szeregi czasowe z okresu styczeń 2002 – czerwiec 2014 z baz danych: *Joint Oil Data Initiative (JODI)*, *IMF Primary Commodity Prices (IMF)*, *U.S. Energy Information Administration (EIA)*. Celem niniejszego artykułu jest identyfikacja czynników, które determinują ceny ropy naftowej – jako zmienną objaśnianą wykorzystano ceny gatunku WTI w ujęciu realnym (USD\bbl, jedna baryłka ropy naftowej bbl odpowiada w przybliżeniu 159 litrom surowca i 1700 kWh), które z nominalnego przeliczono zgodnie z metodą stosowaną przez m.in. Zaklana i in. (2010), Colemana (2012). W modelu opisującym zmiany cen surowca w roli zmiennych objaśniających wykorzystano (w obliczeniach stosowano logarytmy naturalne wartości zmiennych): wielkość popytu na ropę naftową (tys. baryłek), wielkość wydobycia ropy naftowej na terenie Ameryki Północnej (tys. baryłek), wielkość importu ropy naftowej na teren Ameryki Północnej (tys. baryłek), liczbę kontraktów terminowych na cenę baryłki ropy naftowej WTI na giełdzie NYMEX w podziale na kontrakty komercyjne i niekomercyjne (szt.), realną cenę gazu ziemnego z Henry Hub (USD\m<sup>3</sup>), kurs walutowy dolar\ euro, różnicę notowań kontraktów terminowych na WTI o zapadalności 12 i 1 miesiąca (USD\bbl). Zgodnie z klasyfikacją *U.S. Commodity Futures Trading Commission (CFTC)* kontrakty komercyjne zawierane są przez podmioty bezpośrednio związane z rynkiem ropy naftowej (in-

terpretuje się je jako kontrakty hedgingowe), a niekomercyjne to te zawierane przez podmioty nieprowadzące podstawowej działalności na tym rynku, np. fundusze inwestycyjne, banki, firmy produkcyjne (utożsamia się je ze spekulantami). Dodatkowo zastosowano zmienne zero-jedynkowe odzwierciedlające zdarzenia jednorazowe na rynku ropy naftowej. Wpływ zjawisk przyrodniczych badano poprzez wykorzystanie danych z *U.S. National Oceanic and Atmospheric Administration* (NOAA) – dla huraganów minimum 3 kategorii według skali Saffira-Simpsona określono zmienne zero-jedynkowe, a ich istotność badano przy pomocy testów statystycznych. Potencjalny wpływ na procesy cenotwórcze mogą mieć napięcia geopolityczne – w celu jego weryfikacji posłużono się danymi *Global Terrorism Database* (GTD), *Uppsala Conflict Data Program* (UCDP). Na istotny wpływ czynników społecznych i politycznych na ceny surowca wskazywali m.in. Kaliski i in. (2013). Prócz wspomnianych baz danych w celu wskazania zdarzeń nietypowych na omawianym rynku analizowano komentarze OPEC, publikowane na łamach *Monthly Oil Market Report* (OPEC).

Pierwszym krokiem przeprowadzonej analizy była weryfikacja stacjonarności zmiennych wykorzystanych w badaniu przy zastosowaniu testu ADF (Welfe 2003). Doboru rzędu opóźnień w teście ADF dokonano za pomocą kryterium informacyjnego Akaike (AIC) dla maksymalnie 12 opóźnień. Wykazanie niestacjonarności szeregów czasowych uzasadnia analizę kointegracji, w przeciwnym wypadku możemy zidentyfikować tzw. regresje pozorne (Majsterek 2008). Analizę kointegracji przeprowadzono z zastosowaniem metody Johansena (1988). W pierwszym kroku procedury określono rząd opóźnień w modelu VAR(p), na bazie którego w dalszej części testowany był rząd kointegracji. Ze względu na dużą wrażliwość testów Johansena na dobór opóźnień powinien zostać on dokonany analitycznie (Majsterek 2014) na podstawie licznych wskaźników (kryteria informacyjne: Akaike AIC, Shwarz SC, Hannana – Quinna HQ, statystyka FPE) i testów statystycznych (sekwencyjny test LR). Często spotykaną sytuacją jest wskazanie różnych rzędów opóźnień na podstawie wskaźników. Pomocna przy niejednoznacznym wskazaniu rzędu opóźnień może być weryfikacja statystyczna kolejnych modeli VAR, na podstawie których przeprowadzono procedurę wyboru. Szczególną wagę przyłożyć należy tu do kontroli autokorelacji składnika losowego (zastosowano wielowymiarowy test autokorelacji  $k$ -tego rzędu).

Określenie rzędu opóźnień pozwala przejść do analizy kointegracji metodą Johansena (Johansen 1988; Johansen, Juselius 1990; Juselius 2006). Standardowo dla określenia rzędu kointegracji wykorzystuje się testy zaproponowane przez Johansena – test śladu oraz test maksymalnej wartości własnej. Należy pamiętać, że wskazania wyznaczone na podstawie obu testów nie muszą się pokrywać. Jak dowodzą badania empiryczne wnioski formułowane na bazie testu śladu mogą prowadzić do zawyżania rzędu kointegracji, z kolei na podstawie testu maksymalnej wartości własnej zwykle za właściwe uznamy bardziej restrykcyjne rozstrzygnięcie. W praktyce nieznacznie większą wagę przykładają się do testu śladu (Majsterek 2014). Przeprowadzona na tym etapie analiza pozwala zdefiniować równania kointegracyjnej oraz przeprowadzić estymację modelu VEC:

$$\Delta x_t = \prod x_{t-1} + \sum_{k=1}^{p-1} \Gamma_k \Delta x_{t-k} + \Theta w_t + \zeta_t \quad (1)$$

gdzie:

- $x_t$  – wektor zmiennych endogenicznych,
- $w_t$  – wektor komponentów deterministycznych,
- $\Pi, \Gamma$  oraz  $\Theta$  – macierze parametrów,
- $\zeta_t$  – wektor niezależnych, białoszumowych składników losowych.

Macierz parametrów  $\Pi$  może zostać zdekomponowana zgodnie ze wzorem:

$$\Pi = AB^T \quad (2)$$

gdzie:

- A – macierz bazowych wektorów kointegrujących,
- B – macierz dostosowań,
- T – w indeksie górnym oznacza transpozycję macierzy.

Kończącą część analizy stanowi weryfikacja otrzymanego modelu z wykorzystaniem standardowych mierników oceny jego jakości oraz testów statystycznych (w tym testów wielowymiarowych), tj.: testu normalności rozkładu reszt Doornika Hansena (*DH*), testu istotności pojedynczej zmiennej objaśnianej (test *t-Studenta*), współczynnika determinacji ( $R^2$ ), testu autokorelacji składnika losowego  $k$ -tego rzędu ( $k \in \{1, 2, 3\}$ ) mnożnika Lagrange'a ( $LM_k$ ), testu heteroskedastyczności składnika losowego White'a (WHITE).

### 3. Wyniki

Otrzymane rezultaty wskazują na niestacjonarność wszystkich zmiennych w przypadku ich poziomów oraz na stacjonarność po ich jednokrotnym zróżnicowaniu (tab. 2). Wątpliwość pojawia się w przypadku realnych cen ropy naftowej dla testu ADF z wyrazem wolnym, gdzie rezultaty mogą świadczyć o stacjonarności zmiennej przy poziomie istotności  $\alpha = 0,1$ . Porównując otrzymane rezultaty z tymi dostępnymi na łamach literatury należałoby uznać szereg czasowy za niestacjonarny i zintegrowany w stopniu 1 (Socha 2013, 2014). Takie wyniki testowania uzasadniają przejście do analizy kointegracji (tab. 3), a w przypadku kointegracji zmiennych zastosowania wektorowego modelu korekty błędem (VEC). Na podstawie wyników testu śladu, jak i testu maksymalnej wartości własnej (dla wskazanego za optymalny rzędu opóźnień równego 3) możemy stwierdzić, że należy odrzucić hipotezę zerową mówiącą o braku relacji kointegrującej ( $H_0:r = 0$ ). Odrzucenie hipotez zerowych w obu testach ( $H_0:r = 1$ ) nie jest jednak możliwe w przypadku kolejnego etapu procedury testowej – wyniki świadczące na rzecz hipotezy alternatywnej otrzymano jedynie w przypadku testu śladu. Powtórnie przeprowadzona procedura testowa dla rzędu opóźnień 4 potwierdziła przypuszczenia o istnieniu tylko jednego

TABELA 2. Analiza stacjonarności – wyniki testów ADF (w nawiasach wartości p-value)

TABLE 2. Stationarity testing – ADF test results (p-value in brackets)

Szereg czasowy	Test bez wyrazu wolnego		Test z wyrazem wolnym		Test z wyrazem wolnym i trendem liniowym	
	H0: I(1), H1: I(0)	H0: I(2), H1: I(1)	H0: I(1), H1: I(0)	H0: I(2), H1: I(1)	H0: I(1), H1: I(0)	H0: I(2), H1: I(1)
Realne ceny ropy naftowej WTI [ $P_t$ ]	0,584573 (0,8427)	-4,95872 (0,0000) <sup>a</sup>	-2,70469 (0,07316) <sup>c</sup>	-4,95088 (0,0000) <sup>a</sup>	-3,08908 (0,1088)	-4,94727 (0,0001) <sup>a</sup>
Konsumpcja ropy naftowej na obszarze Ameryki Północnej [ $C_t$ ]	-0,084227 (0,6547)	-3,25456 (0,00111) <sup>a</sup>	-1,1675 (0,6907)	-3,23876 (0,01788) <sup>b</sup>	-2,35182 (0,4052)	-4,89957 (0,0003) <sup>a</sup>
Produkcja ropy naftowej na obszarze Ameryki Północnej [ $Q_t$ ]	1,33054 (0,9543)	-6,54722 (0,0000) <sup>a</sup>	1,32345 (0,9988)	-6,73779 (0,0000) <sup>a</sup>	0,841874 (0,9998)	-7,84151 (0,0000) <sup>a</sup>
Import ropy naftowej na obszar Ameryki Północnej [ $I_t$ ]	-1,42471 (0,1441)	-3,63471 (0,0003) <sup>a</sup>	1,56415 (0,9995)	-4,82901 (0,0000) <sup>a</sup>	-1,82748 (0,6915)	-6,21018 (0,0000) <sup>a</sup>
Ilość niekomercyjnych kontraktów terminowych na ropę naftową WTI – długie pozycje [ $L_t^{NCOM}$ ]	1,717 (0,9797)	-11,7399 (0,0000) <sup>a</sup>	-1,11031 (0,7141)	-11,7399 (0,0000) <sup>a</sup>	-2,5245 (0,3161)	-11,7678 (0,0001) <sup>a</sup>
Ilość komercyjnych kontraktów terminowych na ropę naftową WTI – długie pozycje [ $L_t^{COM}$ ]	0,3161 (0,8993)	-3,08852 (0,0002) <sup>a</sup>	-2,02968 (0,2741)	-3,10768 (0,0260) <sup>b</sup>	-0,625428 (0,9772)	-15,7659 (0,0000) <sup>a</sup>
Różnica między cenami kontraktów futures na ropę naftową o zapadalności 12 miesięcy i 1 miesiąca [ $P_t^{F12F1}$ ]	-1,93494 (0,3164)	-8,58152 (0,0000) <sup>a</sup>	-1,791 (0,7094)	-8,58894 (0,0000) <sup>a</sup>	-2,68786 (0,2416)	-8,61117 (0,0000) <sup>a</sup>

Oznaczenia <sup>a b c</sup> odpowiadają odrzuceniu hipotezy zerowej na rzecz hipotezy alternatywnej przy poziomie istotności odpowiednio  $\alpha = 0,01$ ,  $\alpha = 0,05$ ,  $\alpha = 0,1$ . W zapisie hipotez zerowej ( $H_0$ ) i alternatywnej ( $H_1$ ) posłużono się następującymi zapisami:  $I(0)$  – szereg stacjonarny,  $I(1)$  – szereg zintegrowany w stopniu 1,  $I(2)$  – szereg zintegrowany w stopniu 2.

Źródło: opracowanie własne.

wektora kointegrującego, którego postać zapisano poniżej (po normalizacji względem jednej ze zmiennych):

$$P_t = 9,78C_t - 2,97S_t + 0,02L_t^{COM} + 0,48L_t^{NCOM} - 0,26P_t^{F12F1} + 94,47 \quad (3)$$

gdzie:

- $P_t$  – realne ceny ropy naftowej WTI,
- $C_t$  – konsumpcja ropy naftowej na terenie Ameryki Północnej,
- $S_t$  – podaż ropy naftowej na terenie Ameryki Północnej,
- $L_t^{NCOM}$  – ilość kontraktów terminowych na ropę naftową WTI (długie pozycje – niekomercyjne),
- $L_t^{COM}$  – ilość kontraktów terminowych na ropę naftową WTI (długie pozycje – komercyjne),



$P_t^{F12F1}$  – różnica między cenami kontraktów *futures* na ropę naftową o zapadalności 12 miesięcy i 1 miesiąca.

Założono, iż ilość ropy naftowej oferowana na rynku Ameryki Północnej to suma składowych:

$$S_t = Q_t + I_t \quad (4)$$

gdzie:

$Q_t$  – produkcja ropy naftowej na terenie Ameryki Północnej,

$I_t$  – import ropy naftowej na teren Ameryki Północnej.

TABELA 3. Testy kointegracji – wyniki testów śladu oraz maksymalnej wartości własnej

TABLE 3. Testing for cointegration – results of trace test and maximum eigenvalue test

Test śladu				Test maksymalnej wartości własnej			
Hipotezy: zerowa i alternatywna	Statystyka śladu $\lambda_{trace}$	Wartość krytyczna	$p$ -value	Hipotezy: zerowa i alternatywna	Statystyka testu maksymalnej wartości własnej $\lambda_{max}$	Wartość krytyczna	$p$ -value
$H_0:r=0, H_1:r \geq 1$	<b>139,4053</b>	<b>117,7082</b>	<b>0,0011<sup>a</sup></b>	$H_0:r=0, H_1:r=1$	<b>45,19705</b>	<b>44,49720</b>	<b>0,0419<sup>b</sup></b>
$H_0:r=1, H_1:r \geq 2$	<b>94,20822</b>	<b>88,8038</b>	<b>0,0192<sup>b</sup></b>	$H_0:r=1, H_1:r=2$	31,79828	38,33101	0,2319
$H_0:r=2, H_1:r \geq 3$	62,40994	63,8761	0,0660 <sup>c</sup>	$H_0:r=2, H_1:r=3$	27,16086	32,11832	0,1789
$H_0:r=3, H_1:r \geq 4$	35,24908	42,9153	0,2349	$H_0:r=3, H_1:r=4$	19,50281	25,82321	0,2728
$H_0:r=4, H_1:r \geq 5$	15,74627	25,8721	0,5130	$H_0:r=4, H_1:r=5$	10,33959	19,38704	0,5826
$H_0:r=5, H_1:r=6$	5,406681	12,5179	0,5390	$H_0:r=5, H_1:r=6$	5,406681	12,51798	0,5390

Oznaczenia <sup>a b c</sup> odpowiadają odrzuceniu hipotezy zerowej na rzecz hipotezy alternatywnej przy poziomie istotności odpowiednio  $\alpha = 0,01$ ,  $\alpha = 0,05$ ,  $\alpha = 0,1$ .

Źródło: opracowanie własne.

Na podstawie otrzymanych oszacowań wektora relacji długookresowej należy zwrócić uwagę na dwie kwestie. Po pierwsze, istotny wpływ na kształtowanie się cen ropy naftowej w długim okresie mają czynniki popytowo-podażowe, tj. wielkość podaży ropy naftowej na rynku Ameryki Północnej (oszacowanie parametru  $-2,97$  przy zmiennej) oraz popyt na ropę naftową (9,78). Po drugie, wpływ rynków finansowych na procesy kształtowania się cen ropy naftowej jest mniejszy niż czynników fundamentalnych – oszacowania parametrów przy zmiennych odpowiadających ilości kontraktów terminowych na ceny ropy naftowej (0,02 dla kontraktów komercyjnych i 0,48 niekomercyjnych) oraz różnicy między cenami kontraktów o zapadalności 12 i 1 miesiąca ( $-0,26$ ) są nominalnie niższe od oszacowań parametrów przy determinantach popytowych i podażowych. Dodatnie znaki współczynników przy obu zmiennych odpowiadających ilości kontraktów *futures* świadczą o tym, że wzrost liczby tego typu transakcji wpływa na wzrost cen ropy naftowej, co w rezultacie może przełożyć się na ich destabilizację. Nie od-

notowano różnicy co do kierunku wpływu na ceny ropy naftowej liczby kontraktów zawieranych przed podmioty niekomercyjne oraz komercyjne, choć oszacowanie parametru przy tym drugim rodzaju kontraktów jest bliski zeru, co świadczy o znikomym wpływie. Takie rezultaty w przypadku pierwszego rodzaju umów mogą stanowić argument potwierdzający przypuszczenie, że wzrost aktywności spekulacyjnej wpływa na destabilizację procesów cenotwórczych na rynku ropy naftowej. Na podstawie powyższych wniosków za słuszne można uznać hipotezy wskazujące, że szoki cenowe w obrocie ropą naftową po roku 2004 stanowią w głównej mierze wynik zmian fundamentalnych, jakie zachodzą na rynku, a w mniejszym stopniu reakcję na zmiany cen kontraktów terminowych na ceny ropy naftowej. W tabeli 4 zaprezentowano wyniki

TABELA 4. Oszacowanie modelu VEC – równanie dla realnych cen ropy naftowej WTI

TABLE 4. VEC model estimation – equation for the real prices of WTI crude oil

Zmienna objaśniana: $\Delta P_t$		
Zmienne objaśniające:	Współczynnik:	Statystyka t – Studenta
$CE_{t-1}$	-0,037998	-2,208341 <sup>b</sup>
$\Delta P_{t-3}$	-0,172262	-2,980770 <sup>a</sup>
$\Delta S_{t-1}$	-0,465833	-2,962139 <sup>a</sup>
$\Delta C_{t-1}$	0,438893	2,147246 <sup>b</sup>
$\Delta L_{t-2}^{NCOM}$	0,066281	2,580341 <sup>b</sup>
$\Delta L_{t-2}^{COM}$	0,064922	1,999338 <sup>b</sup>
$\Delta P_{t-2}^{F12F1}$	-0,379461	-2,636735 <sup>a</sup>
$CONST$	0,015853	3,431965 <sup>a</sup>
$Z_1$	-0,311896	-9,686501 <sup>a</sup>
$Z_2$	-0,153993	-7,412794 <sup>a</sup>
$Z_3$	0,116481	4,145462 <sup>a</sup>
$Z_4$	0,082028	3,810956 <sup>a</sup>
$\tilde{R}^2 = 0,77$ $R_2 = 0,80$	DH = 3,64 (0,16) WHITE = 1074,60 (0,07) <sup>c</sup>	$LM_1 = (0,55)$ $LM_2 = (0,28)$ $LM_3 = (0,46)$

CE – równanie kointegracyjne,  $CONST$  – wyraz wolny.

Oznaczenia <sup>a b c</sup> odpowiadają odrzuceniu hipotezy zerowej na rzecz hipotezy alternatywnej przy poziomie istotności odpowiednio  $\alpha = 0,01$ ,  $\alpha = 0,05$ ,  $\alpha = 0,1$ .

Wydarzenia:  $Z_1$  – wartość 1 dla października–grudnia 2008 r. (globalna recesja gospodarcza, upadek banku Lehman Brothers, kryzys finansowy),  $Z_2$  – wartość 1 dla marca 2009 r. (szczyt UE w sprawie kryzysu zadłużeniowego w strefie euro), grudnia 2004 r. (ciepła zima na półkuli północnej i mniejszy popyt na surowce energetyczne), czerwca 2012 r. (kryzys polityczny w Grecji i obawy o przyszłość strefy euro),  $Z_3$  – wartość 1 dla marca 2007 r. (napięcia polityczne na Bliskim Wschodzie, w Afryce, zamachy w Iraku, Nigerii), sierpnia 2009 r. (podwyższenie prognoz globalnego PKB),  $Z_4$  – wartość 1 dla października 2007 r. (protesty w Turcji, zmniejszenie kwot produkcyjnych), października 2009 r. (silna deprecjacja amerykańskiej waluty), sierpnia 2010 r. (zamknięcie wydobycia w rejonie Zatoki Meksykańskiej po huraganie Karl).

Źródło: opracowanie własne.

estymacji modelu VEC. Względem pierwotnie oszacowanego modelu dokonano redukcji liczby parametrów poprzez pominięcie nieistotnych statystycznie elementów postaci krótkookresowej (Lütkepohl 2004; Strauß 2004). Ze względu na tematykę artykułu prezentację wyników ograniczono do równania realnych cen ropy naftowej WTI i pominięto pozostałe równania modelu VEC. Weryfikacja oszacowania z wykorzystaniem standardowych wskaźników oceny jakości modelu oraz testów statystycznych pozwala stwierdzić, iż model jest zbudowany poprawnie. Pewne obawy budzi niska co do modułu wartość oszacowania parametru stojącego przy składniku korekty błędem, co świadczy o niskiej sile mechanizmu. Z drugiej strony, porównując wyniki z dostępnymi na łamach literatury należy stwierdzić, że są one spójne z pracami innych autorów dotyczącymi modelowania cen ropy naftowej, paliw płynnych (Lanza i in. 2003; Eksi i in. 2011; Pater i Cywiński 2013) czy cen innych surowców (Papież i Śmiech 2012).

Rysunek 1 prezentuje historyczne poziomy cen ropy naftowej WTI w ujęciu realnym. Okres od 2002 do połowy 2008 roku charakteryzował się niemal nieprzerwanym wzrostem cen, co wynikało wprost z rosnącej konsumpcji surowca na rynku amerykańskim. Ich spadek, obserwowany w drugiej połowie 2006 roku, był jedynym dłuższym okresem odwrócenia trendu. Przyczyną odwrócenia kierunku kształtowania się cen był spadek zapotrzebowania na surowiec o 0,78% względem 2005 roku. Czwarty kwartał 2008 roku, w którym nastąpił symboliczny początek globalnego kryzys finansowego, przyniósł silne tąpnięcie cen ropy naftowej, które w okresie kilku miesięcy zmniejszyły się o niemal 100 USD/bbl. W tym roku zapotrzebowanie na ropę naftową w Ameryce Północnej spadło aż o 4,25% względem roku poprzedniego. Historyczne maksimum cenowe w analizowanej próbie nie zostało później osiągnięte, jednakże od 2009 roku widoczny jest stabilny wzrost cen, a załamania tego trendu nie trwały dłużej niż 2–3 miesiące. Lata 2011–2014 to okres kształtowania się ceny za baryłkę od 80 USD do 100 USD. Utrzymanie cen w tym przedziale było wynikiem wzrostu podaży na terenie Ameryki Północnej (średnia roczna stopa wzrostu to 10,35%) przy niemal stałej wielkości konsumpcji (średnioroczna stopa zmiany to –0,10%).

Równanie realnych cen ropy naftowej WTI oparto na trzech kategoriach zmiennych objaśniających. Największy wpływ na ceny surowca mają zmiany czynników popytowo-podażowych, tj. konsumpcji i podaży ropy naftowej w Ameryce Północnej. Zmienne te są opóźnione w modelu o jeden okres, a oszacowania parametrów przy nich stojących są zgodne z teorią ekonomii. Wzrost konsumpcji ropy naftowej przekłada się ceteris paribus na wzrost cen surowca, wzrost podaży prowadzi do spadku cen, a efekt ten rozpatrywany jest łącznie i może być generowany poprzez rosnące wydobycie lub import surowca. Historycznie w okresie przed 2013 rokiem rola importu w konsumpcji tego surowca na terenie Ameryki Północnej była niemal taka sama jak wydobycia, a w latach 2004–2008 większa część ropy sprzedawanej na kontynencie pochodziła z importu. Inwestycje w projekty wydobywcze ze złóż niekonwencjonalnych (rewolucja łupkowa) sprawiły, że udział importu w całości dostarczanej ropy naftowej spadł do 35% z końcem 2014 roku. Istotny wpływ na procesy kształtujące ceny mają również mechanizmy rozliczeniowe dostaw surowca. Ropa naftowa stanowi w głównej mierze przedmiot obrotu w ramach umów długoterminowych, w których zdefiniowane są warunki tzw. indeksacji kontraktu. Zwykle aktualizacja cen przeprowadzana jest co trzy miesiące, a prócz ustalenia samego poziomu odnie-

sienia na kolejny okres dochodzić może do zrewidowania ceny rozliczeniowej za kończący się okres. Takie praktyki są powszechne w krajach mających zdywersyfikowany portfel dostawców. Mechanizm ten widoczny jest w modelu po przeprowadzonej redukcji parametrów krótkookresowych – wpływ na bieżące zmiany ceny ropy naftowej mają zmiany cen surowca opóźnione o 3 okresy, a więc na moment podejmowania decyzji o nowej cenie uwzględnia się ewentualne korekty. Znaczenie dla kształtowania się cen ropy naftowej mają oczekiwania inwestorów, co do rozwoju sytuacji na rynku. W modelu uwzględniono różnicę notowań kontraktów *futures* na ceny ropy naftowej opóźnionych o 12 miesięcy i 1 miesiąc. Jeśli dyferencjał ten ma wartość dodatnią, a więc kontrakt o zapadalności 12 miesięcy wyceniany jest wyżej niż kontrakt 1 miesięczny można stwierdzić, że inwestorzy oczekują dalszego wzrostu cen surowca. Taka sytuacja może prowadzić do wzrostu liczby transakcji terminowych po stronie podaży, utrzymywania zapasów przez dostawców i sprzedaży zasobów ropy naftowej w późniejszym terminie, co może powodować dalszy wzrost cen. Taki mechanizm ma miejsce w momencie, gdy za rozliczeniem kontraktu przeprowadzona jest rzeczywista dostawa surowca. Wykorzystanie różnorodnych instrumentów finansowych dostępnych w bankach czy na giełdach towarowych pozwala zwielokrotnić obrót ropą naftową w sposób dowolny, w oderwaniu od ilości ropy naftowej w handlu fizycznym (tzw. *paper barrels*).



Rys. 1. Realne ceny ropy naftowej WTI w okresie styczeń 2002–czerwiec 2014  
 Źródło: opracowanie własne na podstawie danych Energy Information Administration (EIA)

Fig. 1. Real prices of WTI crude oil in the period January 2002–June 2014

Przypuszczalnie należy oceniać wpływ tej zmiennej przez pryzmat aktywa finansowego – w momencie istotnego, dodatniego odchylenia inwestorzy są skłonni realizować dziś osiągnęte zyski, co przekłada się na wzrost podaży kontraktów 12-miesięcznych, a następnie spadek ich cen. Takie zachowanie potwierdza wysoka zmienność tej miary – przy średnim dyferencjale kontraktów na cenę ropy naftowej o zapadalności 12 i 1 miesiąca na poziomie 0,26, odchylenie standardowe sięga 5,33. Oddziaływanie rynków finansowych na ceny ropy naftowej widoczne jest także poprzez wpływ na nie wielkości obrotu na kontraktach terminowych opartych o ceny tego surowca na światowych giełdach towarowych. W próbie liczba kontraktów *futures* na ropę naftową WTI wzrosła z 28,7 mln otwartych (długich) pozycji w 2002 roku do 97,4 mln

w 2010 roku. Wzrost liczby transakcji finansowych prowadzi do wzrostu cen surowca, a więc rosnące zainteresowanie tego typu instrumentami może być destabilizujące, jednakże wartości współczynników przy tych zmiennych wskazują na słaby wpływ. Pewne przypuszczenia na temat kanału oddziaływania obrotu na kontraktach terminowych na fizyczny rynek ropy naftowej mogą być formułowane na podstawie analizy rozkładu opóźnień tych zmiennych np. o perspektywie inwestycyjnej podmiotów na rynku.

Ceny ropy naftowej kształtowane są nie tylko przez czynniki ustrukturyzowane, o charakterze stricte ekonomicznym, ale także te nieoczekiwane dla uczestników rynku, zdarzenia jednorazowe, które mogą być widoczne np. w nagłej zmianie poziomu podaży, ale równie dobrze mogą być odzwierciedlone jedynie w pewnych oczekiwaniach inwestorów, sprzedawców i nabywców. Wydarzeniem, które nie pozostało bez znaczenia dla rynku ropy naftowej, a w którym upatruje się początku recesji na rynkach towarowych, był kryzys finansowy z lat 2008–2009. Zmiany cen ropy naftowej, do jakich doszło w okresie po upadku banku Lehman Brothers (październik–grudzień 2008) nie były bezpośrednio uzasadniane na podstawie zmian zachodzących w pozostałych zmiennych użytych w modelu, co wymagało wprowadzenia dodatkowych zmiennych zero-jedynkowych. Lata 2009–2013 to okres globalnych zawirowań gospodarczych, wśród których wymienić możemy m.in. kryzys zadłużenia w strefie euro, spadek dynamiki wzrostu gospodarczego w Chinach, recesję w Stanach Zjednoczonych. Zdarzenia te wpływają bezpośrednio na oczekiwania nabywców i sprzedawców na rynku – w analizowanej próbie procesy cenotwórcze mogły być determinowane przez m.in. oznaki kryzysu zadłużeniowego w strefie euro (marzec 2009) czy wzrost napięć geopolitycznych związanych z zamachami w rejonach wydobywania, tj. Iraku i Nigerii (marzec 2007). Prócz wydarzeń o charakterze ekonomicznym oddziaływanie na ceny ropy naftowej WTI mają typowe zdarzenia losowe – katastrofy naturalne (np. huragan Karl z sierpnia 2008) czy też napięcia geopolityczne w rejonach wydobywania (Bliski Wschód, Afryka). Nie wszystkie tego typu zdarzenia mogą nieść za sobą reakcję cen surowca, istotny jest tu nieoczekiwany charakter takiego wydarzenia lub jego skutków.

## Podsumowanie

W niniejszym artykule podjęto próbę identyfikacji oraz analizy stopnia wpływu najważniejszych czynników kształtujących ceny gatunku ropy naftowej WTI. Na podstawie przedstawionego badania można stwierdzić, że wpływ na kształtowanie cen amerykańskiej ropy naftowej mają zarówno czynniki popytowo-podażowe, jak i te związane z obrotem kontraktami terminowymi opartymi na cenach tego surowca. Co istotne, oddziaływanie rynków finansowych na procesy cenotwórcze na rynku czarnego złota jest mniejsze niż wpływ czynników fundamentalnych. Wnioski te wpisują się w dyskusje toczone na łamach światowej literatury dotyczące determinant, które odegrały największy wpływ na kształtowanie się ceny surowca w latach ich silnego wzrostu 2007–2008 (Hamilton 2009; Kilian 2009; Kaufmann 2011). Otrzymane wyniki

pozwalają przypuszczać, że wzrost wielkości obrotu kontraktów *futures* w ramach transakcji utożsamianych ze spekulacyjnymi (tzw. niekomercyjne) może wpływać destabilizująco na procesy cenotwórcze na rynku surowca, choć weryfikacja tego stwierdzenia wymagałaby dalszej, dedykowanej analizy.

Pogłębienie niniejszych rozważań mogłaby stanowić próba strukturyzacji zdarzeń o charakterze ekonomicznym i obserwacja wpływu poszczególnych z nich na zmiany cen. W ramach badania korzystano z baz danych dotyczących terroryzmu, konfliktów zbrojnych, huraganów w rejonie Ameryki Północnej. Przewagi korzystania z baz danych nad przeprowadzoną także w badaniu analizą raportów OPEC stanowią: standaryzacja, spójna i jednolita metodologia, dostęp do danych historycznych. Pewne ułatwienie tworzą zawarte w danych źródłowych informacje – mierniki istotności zdarzenia – np. klasyfikacja huraganu w odniesieniu do danych pogodowych, czy liczba uczestników dla danych o konfliktach zbrojnych, co pozwala dokonać selekcji zdarzeń a priori. Kolejnym krokiem mogłoby być poszukiwanie podobnych źródeł danych lub ich budowa dla takich zdarzeń jak np. obwieszczenia OPEC, komunikaty giełd towarowych, agencji raportujących (np. *Platts*), instytucji rządowych (np. Komisji Europejskiej, Międzynarodowej Agencji Energetycznej). Innym kierunkiem dla prowadzenia dalszych rozważań w zakresie omawianej w artykule tematyki byłoby podjęcie analogicznych prób badawczych dla innych gatunków ropy naftowej o charakterze globalnym, tj. brytyjskiego Brent czy arabskich Dubai, DME Oman.

## Literatura

- CFTC – U.S. Commodity Futures Trading Commission. [Online] Dostępne w: <http://www.ftc.gov/MarketReports/CommitmentsofTraders/HistoricalCompressed/index.htm> [Dostęp: 10.04.2016].
- CHAI i in. 2011 – CHAI, J., GUO, J.E., MEN, L. i WANG, S.Y. 2011. Exploring the core factors and its dynamic effects on oil price: An application on path analysis and BVAR-TVP model. *Energy Policy* t. 39, z. 12, s. 8022–8036.
- CHEVILLON, G. i RIFFLART, Ch. 2009. Physical market determinants of the price of crude oil and the market premium. *Energy Economics* t. 31, z. 4, s. 537–549.
- COLEMAN, L. 2012. Explaining crude oil prices using fundamental measures. *Energy Policy* t. 40, z. 1, s. 318–324.
- CUARESMA i in. 2007 – CUARESMA, J.C., JUMAH, A. i KARBUZ, S. 2007. Modelling and Forecasting Oil Prices: The Role of Asymmetric Cycles. Faculty of Economics and Statistics, University of Innsbruck, *Working Papers* t. 2007–22, s. 14.
- EIA – U.S. Energy Information Administration, Petroleum Dataset. [Online] Dostępne w: <http://www.eia.gov/petroleum/data.cfm> [Dostęp: 8.04.2016].
- EKSI i in. 2011 – EKSI, I.H., IZGI, B.B. i SENTURK, M. 2011. Reconsidering the Relationship between Oil Prices and Industrial Production: Testing for Cointegration in some of the OECD Countries. *Eurasian Journal of Business and Economic* t. 4, z. 8, s. 12.
- FATTOUH, B. 2007. The drivers of oil prices: the usefulness and limitations of non-structural models, supply-demand framework and informal approaches. *EIB Papers* t. 12, z. 1, s. 128–156.
- FATTOUH, B. 2011. An Anatomy of the Crude Oil Pricing System. *Oxford Energy Comment* t. 01, s. 83.

- GTD – Global Terrorism Database. [Online] Dostępne w: <https://www.start.umd.edu/> [Dostęp: 20.04.2016].
- HAMILTON, J.D. 2009. Causes and Consequences of the Oil Shock of 2007–08. *Brookings Papers on Economic Activity* t. 40, z. 1, s. 215–283.
- IMF – IMF Primary Commodity Prices, Dataset. [Online] Dostępne w: <http://data.imf.org/?sk=471DDDF8-D8A7-499A-81BA-5B332C01F8B9> [Dostęp: 10.04.2016].
- JODI – Joint Oil Data Initiative. [Online] Dostępne w: [http://www.jodidb.org/ReportFolders/reportFolders.aspx?sCS\\_referer=&sCS\\_ChosenLang=en](http://www.jodidb.org/ReportFolders/reportFolders.aspx?sCS_referer=&sCS_ChosenLang=en) [Dostęp: 2.04.2016].
- JOHANSEN, S. 1988. Statistical analysis of cointegration vectors. *Journal of Economic Dynamics and Control* t. 12, z. 2–3, s. 231–254.
- JOHANSEN, S. i JUSELIOUS, K. 1990. Maximum Likelihood Estimation and Inference on Cointegration – With Applications to the Demand for Money. *Oxford Bulletin of Economics and Statistics* t. 52, z. 2, s. 169–210.
- JUSELIUS, K. 2006. The Cointegrated VAR Model: Methodology and Applications. *Oxford University Press*, Oxford, s. 480.
- KALISKI i in. 2013 – KALISKI, M., JEDYNAK, Z. i BIAŁEK, M. 2013. Czynniki kształtujące ceny ropy naftowej na świecie w roku 2012. *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal* t. 16, z. 2, s. 5–15.
- KAUFMANN i in. 2004 – KAUFMANN, R., KARADEOLOGLOU, P., DEES, S. i SANCHEZ, M. 2004. Does OPEC matter? An Econometric Analysis of Oil Prices, *The Energy Journal* t. 25, z. 4, s. 67–90.
- KAUFMANN i in. 2008 – KAUFMANN, R., DEES, S., GAUSTEUIL, A. i MANN, M. 2008. Oil prices: The role of refinery utilization, futures markets and non-linearities. *Energy Economics* t. 30, z. 5, s. 2609–2622.
- KAUFMANN, R. 1991. Oil production in the lower 48 states. Reconciling curve fitting and econometric models. *Resources and Energy* t. 13, z. 1, s. 111–127.
- KAUFMANN, R. 1995. A model of the world oil market for Project LINK. *Economic Modelling* t. 12, z. 2, s. 165–178.
- KAUFMANN, R. 2011. The role of market fundamentals and speculation in recent price changes for crude oil. *Energy Policy* t. 39, z. 1, s. 105–115.
- KILIAN, L. 2009. Not All Oil Price Shock Are Alike: Disentangling, Demand and Supply Shock in the Crude Oil Market. *American Economic Review* t. 99, z. 3, s. 1053–1069.
- LANZA i in. 2003 – LANZA, A., MANERA, M. i GIOVANNINI, M. 2003. Oil and product price dynamics in international petroleum markets. *Fondazione Eni Enrico Mattei, Working Paper*, t. 81, s. 40.
- LEINERT, L. 2012. Does the Oil Price Adjust Optimally to Oil Field Discoveries? *Center of Economic Research at ETH Zurich, Working Paper* t. 12/169, s. 30.
- LÜTKEPOHL, H. 2004. Recent Advances in Cointegration Analysis. *EUI Working Paper ECO* t. 12, s. 44.
- MAJSTEREK, M. 2008. *Wielowymiarowa analiza kointegracyjna w ekonomii*. Wyd. 1, Łódź: Wydawnictwo Uniwersytetu Łódzkiego, s. 379.
- MAJSTEREK, M. 2014. Modelowanie systemów skointegrowanych. Aspekty teoretyczne. *Bank i Kredyt* t. 45, z. 5, s. 433–466.
- NOAA – U.S. National Oceanic and Atmospheric Administration, Climate Monitoring Database. [Online] Dostępne w: <https://www.ncdc.noaa.gov/temp-and-precip/national-temperature-index/> [Dostęp: 10.04.2016].
- OPEC – Monthly Oil Market Report, raporty z lat 2002 – 2015. [Online] Dostępne w: [http://www.opec.org/opec\\_web/en/publications/338.htm](http://www.opec.org/opec_web/en/publications/338.htm) [Dostęp: 4.04.2016].
- PAPIEŻ, M. i ŚMIECH, S. 2012. Wykorzystanie modelu SVECM do badania zależności pomiędzy cenami surowców a cenami stali na rynku europejskim w latach 2003–2011. *Przegląd Statystyczny* t. 59, z. 4, s. 488–504.
- PATER, R. i CYWIŃSKI, Ł. 2013. Mechanizm formowania cen benzyny i oleju napędowego w Polsce. *Rynek Energii* t. 109, z. 6, s. 19–26.

- PINDYCK, R.S. 1999. The long – run evolution of energy prices. *The Energy Journal* t. 20, z. 2, s. 1–43.
- SOCHA, R. 2013. Analiza relacji cen wybranych gatunków ropy naftowej. *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal* t. 16, z. 2, s. 17–31.
- SOCHA, R. 2014. Asymetria relacji cen paliw płynnych w Polsce i cen ropy naftowej. *Gospodarka Narodowa* t. 25, z. 5, s. 133–160.
- STRAUSS, H. 2004. *Demand and Supply of Aggregate Exports of Goods and Services: Multivariate Cointegration Analyses for the United States, Canada, and Germany*. Wyd. 1, Berlin: Springer Science & Business Media, s. 241.
- THOMAS i in. 2010 – THOMAS, A., MÜHLEISEN, M. i PANT, M. 2010. Peaks, Spikes, and Barrels: Modeling Sharp Movements in Oil Prices. *IMF Working Paper, Strategy, Policy, and Review Department* t. WP/10/186, s. 18.
- UCDP – Uppsala Conflict Data Program. [Online] Dostępne w: <http://www.pcr.uu.se/data/> [Dostęp: 20.04.2016].
- VANSTEENKISTE, I. 2011. What is driving oil futures prices? Fundamentals versus speculation. *European Central Bank Working Paper Series* t. 1371, s. 27.
- WELFE, A. 2003. *Ekonometria*. Wyd. 3, Warszawa: Polskie Wydawnictwo Ekonomiczne, s. 373.
- YE i in. 2009 – YE, M., ZYREN, J., BLUMBERG, C.J. i SHORE, J. 2009. A Short-Run Oil Price Forecast Model with Ratchet Effect. *Atlantic Economic Journal* t. 37, z. 1, s. 37–50.
- ZAKLAN i in. 2010 – ZAKLAN, A., ZACHMANN, G. i NEUMANN, A. 2010. The dynamics of global crude oil production. *Discussion Papers DIW Berlin* t. 1075, s. 17.
- ZAMANI, M. 2004. An Econometric Model of Short Term Oil Spot Price. *IIES Energy Economist, 6<sup>th</sup> IAEE European Conference*, s. 7.

Robert SOCHA

## Determinants of crude oil prices

### Abstract

The article aims to identify and evaluate the degree of influence of the most important factors determining the price of WTI crude oil. This theme of research is fully consistent with discussions in the world literature about the reasons of strong fluctuations of crude oil prices in the years 2007–2009. On the one hand, in that period we observed strong fluctuations in oil demand, especially years 2000–2007 are interesting because we noticed a strong increase in consumption (the highest growth in Asian countries) and other period is the financial crisis when it plummeted. Increasing demand and crude oil prices were the main factors considered by oil refineries as an incentive for boosting budgets for oil fields discovery. Clearly, it resulted with a growth of extraction from the unconventional oil resources. On the other hand 21st century has brought a record growth in the trading of crude oil futures. In the first part of this article a review of the most significant empirical research has been presented. Empirical investigation was conducted using cointegration analysis (Johansen method) and in the second step estimating an error correction model. In this study we have used the sample of years 2002–2014, which are particularly relevant because it covers



the years 2007–2009, when we have observed third crude oil price shock. The results of this study show that impact on the price – setting mechanism have not only supply – demand factors, but also trade of crude oil futures. However, determinants from the first group have stronger influence on WTI prices. Furthermore, it can be confirmed that the increase in a number of futures transactions is reinforcing changes of oil prices. Especially when we consider these transactions, that are taken by organizations perceived as speculative.

**KEYWORDS:** crude oil prices, WTI, error correction model, cointegration

