

Czy tłumienie fal sejsmicznych może być źródłem informacji o stopniu nasycenia skał zbiornikowych gazem? — studium modelowe

Kaja Pietsch¹, Anna Nawieśniak¹, Marcin Kobylarski¹, Artur Tatarata¹



K. Pietsch



A. Nawieśniak



M. Kobylarski



A. Tatarata

Can seismic wave attenuation be a source of information about gas saturation degree of reservoir layers? — A modeling case study. *Prz. Geol.*, 56: 545–551.

Abstract. One of the main problems of hydrocarbon prospecting within the Carpathian Foredeep is identification of non-commercial objects that exhibit anomalous image on seismic sections. Within gas saturated layers, apart from acoustic impedance variations, seismic energy attenuation also changes which results in shadow zone under the reservoir. The lack of measurements which show variation of petrophysical parameters (velocity, density, attenuation) in relation

to gas saturation as well as coexistent dependence of seismic image on a number of parameters resulted in development of non-commercial gas reservoir identification criteria on the basis of seismic modeling. The purpose of seismic modeling was evaluation of changes in seismic image caused by attenuation that is related to gas saturation degree. Theoretical wavefield was calculated for seismogeological model constructed for TO152005 profile within Łukowa gas reservoir. Wide range of performed modeling, with an assumption that attenuation is a function of gas saturation, emphasize low attenuation impact of fully gas saturated layers and high impact of partially saturated layers which changes both amplitude and frequency of theoretical wavefield within gas reservoirs. Above criterion could be a basis for identification of partially saturated reservoir layers, however, industrial application of the criterion requires more intensive research on dependence of seismic energy attenuation on gas saturation.

Keywords: gas reservoirs in NE part of the Carpathian Foredeep; direct hydrocarbon indicators, seismic wave attenuation, seismic modeling, non-commercial gas reservoirs identification

Jednym z problemów poszukiwawczych w utworach miocenu zapadliska przedkarpaccy jest identyfikacja obiektów objawiających się na sekcjach sejsmicznych w postaci anomalii, a ze względu na zbyt małą wydajność przepływu gazu nie mających znaczenia przemysłowego.

Złożowa interpretacja zapisu sejsmicznego, która stanowi podstawę lokalizacji otworów poszukiwawczych, bazuje na identyfikacji w strefach złóżowych anomalnego pola falowego. Bezpośrednie wskaźniki węglowodorowości (DHI) są związane ze zmianą w strefie nasyconej gazem impedancji akustycznej (*bright spot* — wzrost amplitudy, *dim spot* — spadek amplitudy, *flat spot* — refleks poziomy na granicy gaz-woda, *time sag* — czasowe ugięcie granicy sejsmicznej czy *polarity reversal* — zmiana fazy refleksu) oraz zmianą tłumienia (strefa cienia pod złożem).

Badania nad problemem zmian impedancji akustycznej, a przede wszystkim prędkości rozchodzenia się fal podłużnych (P) w funkcji nasycenia gazem i wodą przestrzeni porowej skał zbiornikowych, pokazują, że wyraźny spadek prędkości propagacji fali P ma miejsce już w niewielkich nasyceniach (Bała, 1989; Pietsch & Bała, 1996; Bała & Cichy, 2006, 2007), czyli nawet nieprzemysłowe nasycenie gazem może powodować anomalie sejsmiczne, podobne jak w wypadku jego przemysłowej zawartości.

W strefach nasyconych gazem, obok zmiany impedancji akustycznej, zmianie ulega także tłumienie energii sejsmicznej, co powoduje powstanie kolejnej anomalii pola falowego — strefy cienia pod złożem. Strefa cienia pod złożem przejawia się jako spadek amplitudy sygnału (*amplitude shadow*) i spadek jego częstotliwości (*low frequency shadow*).

Spadek amplitudy fal sejsmicznych pod złożem jest częściowo wywołany tłumieniem. Absorpcja zmniejsza bowiem amplitudę fali sejsmicznej w funkcji przebytej przez nią drogi, poprzez nieodwracalną zamianę energii w ciepło (O'Doherty & Anstey, 1971). Obserwowane jest również zmniejszenie częstotliwości rejestrowanych refleksów poniżej kolektora. Gaz nasycający skały zbiornikowe ma zdecydowanie większe tłumienie niż woda i ropa ($\alpha_{p_w} < \alpha_{p_r} < \alpha_{p_g}$ — współczynniki tłumienia fali P wody, ropy i gazu), w związku z tym skały nasycone gazem działają jak filtr dolnoprzepustowy.

Tłumienie jest wynikiem nie w pełni sprężystych właściwości ośrodka i mediów wypełniających przestrzeń porową. Za ogólną miarę tłumienia przyjmuje się współczynnik dobroci Q (odwrotnie proporcjonalny do współczynnika tłumienia α), który jest zdefiniowany jako strata energii sejsmicznej w trakcie jednego cyklu drgań. Skały zwarte w niewielkim stopniu tłumią energię sejsmiczną, natomiast w skałach zwierających wolną, płynną fazę jest ono zależne od stopnia nasycenia płynami. Tłumienie jest szczególnie silne w częściowo nasyconych skałach, w których lepka, płynna faza (np. woda) porusza

¹Wydział Geologii Geofizyki i Ochrony Środowiska, Akademia Górniczo-Hutnicza, al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków; pietsch@agh.edu.pl, anna.nawiesniak@gmail.com, kobylarski@geol.agh.edu.pl, atalt@geol.agh.edu.pl

→

Ryc. 1. A — położenie obszaru badań; **B** — fragment przekroju sejsmicznego T0152005, GR — profilowanie gamma naturalne, SS — sejsmogram syntetyczny; M2, M3, M4 — strop mięjszych warstw piaskowcowych (sarmat); Anh — strop anhydrytu (baden środkowy); UN0 — niezgodność kątowa odpowiadająca granicy baden/sarmat; UN7 — wewnątrzsarmacka powierzchnia niezgodności kątowej; MRS — powierzchnie maksimum regresji; Bt i Amt — wewnątrzsarmackie powierzchnie zalewu; CMP — nr punktu głębokościowego

Fig. 1. A — locality of the study area; **B** — part of T0152005 seismic profile; GR — natural gamma ray, SS — synthetic seismogram; M2, M3, M4 — tops of major sandstone layers (Sarmatian); Anh — top of anhydrite (Middle Badenian); UN0 — angular unconformity corresponding to Badenian/Sarmatian boundary; UN7 — inter-Sarmatian angular unconformity surface; MRS — maximum regression surfaces; Bt i Amt — inter-Sarmatian flooding surfaces; CMP — depth point number

się wewnątrz i na zewnątrz przestrzeni porowych nasyconych gazem (Dvorkin & Mavko, 2006). Wartość współczynnika Q jest więc wysoka w idealnie suchych skałach (małe tłumienie), mniejsza w skałach w pełni nasyconych płynami i najmniejsza w warstwach częściowo nasyconych (duże tłumienie). Parametr tłumienia sejsmicznego może więc być użyty do określenia zawartości mediów porowych, czyli może stać się pomocny podczas odróżniania akumulacji z rezydualnym nasyceniem od ekonomicznych złóż gazu.

Poszukiwanie sejsmicznych kryteriów oceny stopnia nasycenia gazem horyzontów złożowych jest problemem trudnym ze względu na brak danych pomiarowych obrazujących zmienność parametrów petrofizycznych (prędkości, gęstości, tłumienia) w funkcji nasycenia oraz zależność tych parametrów od wielu czynników (litologii, porowatości, głębokości zalegania itp.). W takiej sytuacji opracowanie kryteriów musi bazować na wielowariantowych modelowaniach teoretycznego pola falowego, bo tylko ta metoda pozwala na jednoznaczne powiązanie wszystkich elementów założonego modelu sejsmogeologicznego z ich sejsmicznym odwzorowaniem, w tym z parametrami petrofizycznymi. Znając odpowiedź sejsmiczną założonego modelu możemy również ocenić skuteczność różnych narzędzi interpretacyjnych do odtworzenia modelu pierwotnego.

Teoretyczne pole falowe w funkcji nasycenia przestrzeni porowej gazem

Modelowanie teoretycznego pola falowego wykonano w modelu aproksymującym wielohoryzontowe złoża gazu zlokalizowane w utworach miocenu, jakie występują w północno-wschodniej części zapadliska przedkarpacciego (ryc. 1A). Osady miocenijskie zalegają z niewielkim regionalnym nachyleniem na południowy zachód i całkowicie wyklinowują się w części północnej, gdzie pojawiają się wychodnie utworów mezozoicznych. Akumulacje gazu ziemnego są zlokalizowane w pułapkach typu strukturalno-facjalnego, zwykle nad wyniesieniami podłoża (Karnkowski, 1993). Złoże Łukowa występuje w utworach deltowych. Cyklicznie występujące w profilu pionowym warstwy nasycone to ławice piaskowcowe o miąższościach nie przekraczających 10–20 m, ekranowane łupkami ilastymi i iłowcami.

Określenie tłumiącego wpływu złoża na zapis sejsmiczny wymagało wykonania modelowania sejsmogeologicznego w dwóch wariantach: (1) model bazowy, w któ-

rym nie ma złoża (model bez gazu), oraz (2) model z założoną strefą złożową (model z gazem).

Budowa modeli sejsmogeologicznych

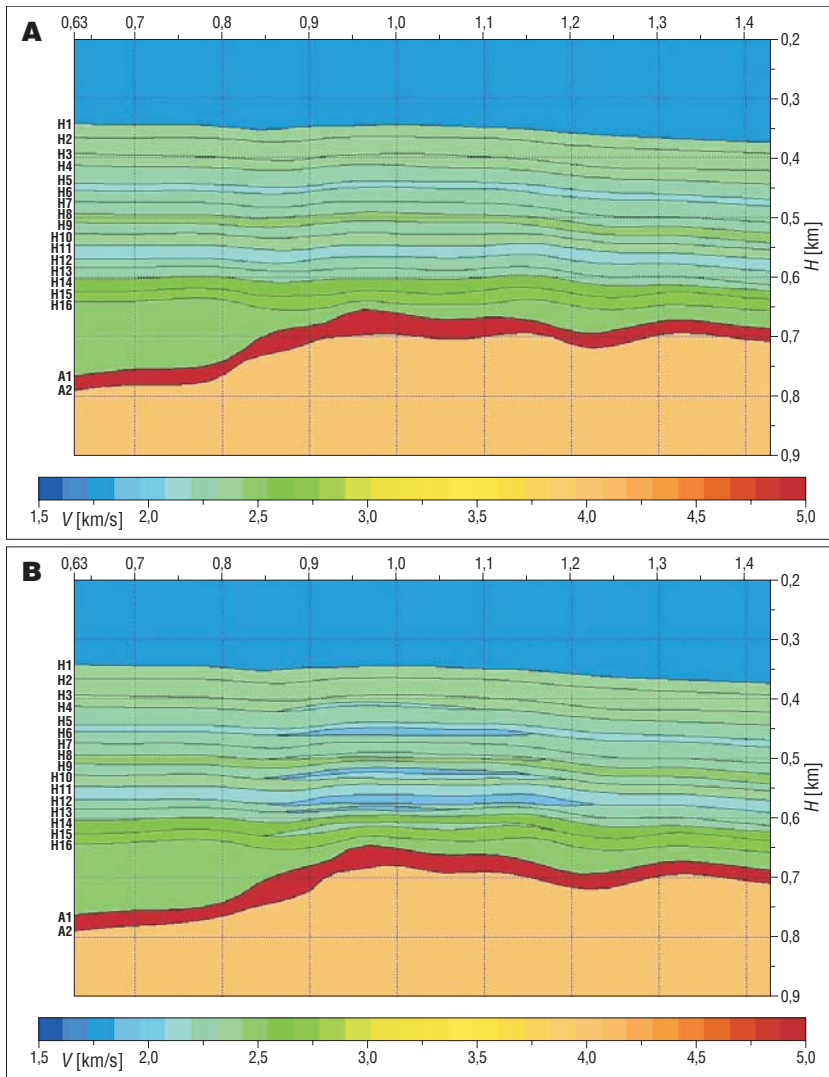
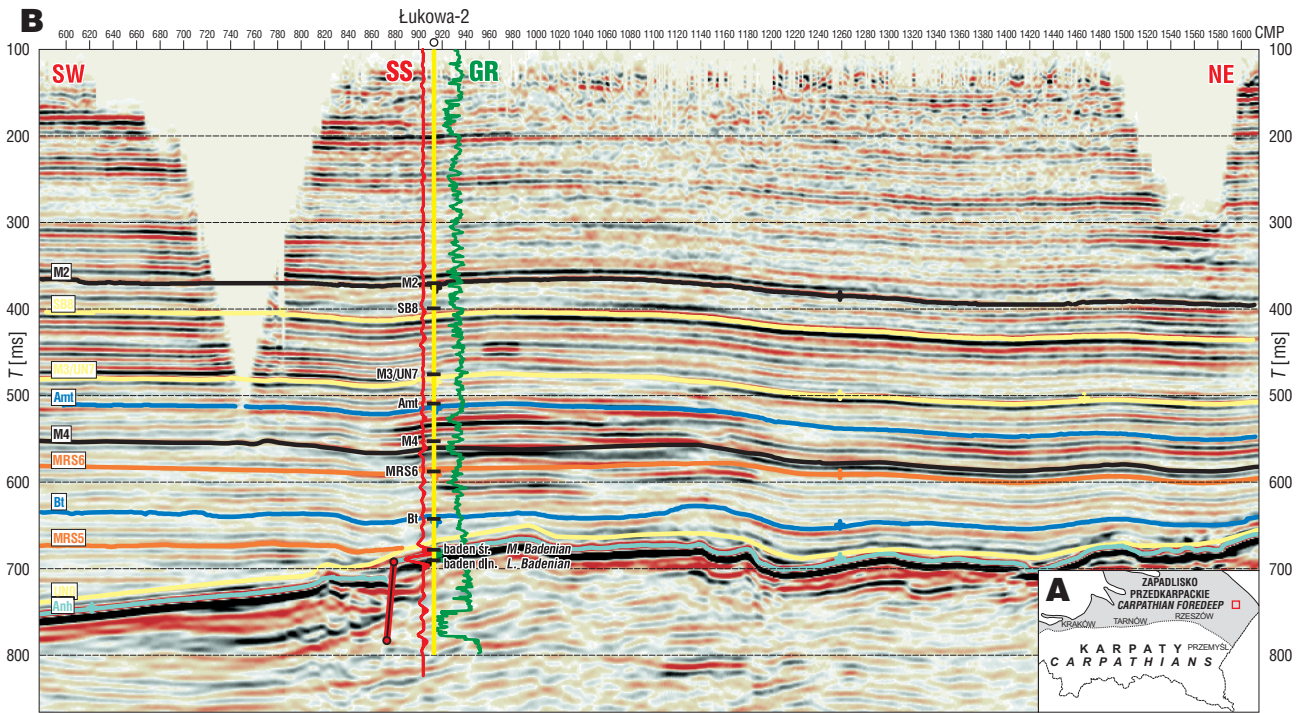
Dobra jakość zdjęcia sejsmicznego *Lubliniec–Aleksandrów–Cieszanów 2D/2005*, zarejestrowanego przez Geofizykę Toruń Sp. z o.o. (Pomianowski i in., 2005), na którym na wielu profilach widać anomalny zapis sejsmiczny charakterystyczny dla stref złożowych, spowodowała, że model sejsmogeologiczny zbudowano na podstawie profilu T0152005, który zlokalizowany jest w odległości ok. 600 m od otworu Łukowa-2.

Geometrię modelu określają horyzonty uzyskane z interpretacji profilu sejsmicznego T0152005 w strefie widocznej anomalii sejsmicznej (ryc. 1 B). Warstwowe parametry petrofizyczne przyjęto wg danych geofizyki otworowej z odwiertu Łukowa-2 (prędkości fali podłużnej — V_p oraz gęstość — ρ), z obliczeń — prędkość fali poprzecznej (V_s) (wykonanych w programie *Hampson-Russell (CGGVeritas)*, zgodnie ze standardowym równaniem Castagna (Castagna i in., 1985) oraz na podstawie danych literaturowych (Klimentos, 1995) — współczynnik dobroci Q . Skonstruowany w ten sposób model czasowy, po konwersji czas/głębokość (ryc. 2A), stanowił wyjściowy model sejsmogeologiczny (model bazowy) (Nawieśniak, 2007).

Model strefy złożowej uzyskano poprzez dodanie do modelu bazowego cienkich warstw w obrębie obserwowanej anomalii sejsmicznej (ryc. 2B). Pomiar prędkości V_p i gęstości z pozytywnego odwiertu Łukowa-2 (w korelacji z krzywą nasycenia gazem) pozwoliły na przyjęcie dla warstw nasyconych zmniejszenia prędkości o 300 m/s oraz gęstości o 0,1 g/cm³ w stosunku do warstw otaczających (Nawieśniak, 2007). Tłumienie, a raczej współczynnik dobroci Q , zgodnie z danymi literaturowymi (Klimentos, 1995) przyjęto: dla warstw nienasyconych — brak tłumienia, dla nasyconych w 100% $Q = 30$, a dla warstw częściowo nasyconych $Q = 5$.

Konstrukcja teoretycznego pola falowego

Modelowanie teoretycznego pola falowego przeprowadzono programem *Norsar 2D Ray Modeling* firmy *Norsar* (Kjeller, Norwegia), opracowanym z wykorzystaniem promieniowej teorii propagacji fal. Pozwala on na obliczenie teoretycznego pola falowego dowolnego modelu ośrodka geologicznego. Żeby wygenerować trasy syntetyczne, należy założyć parametry opisujące metodykę badań terenowych, sygnał źródła, interwał czasowy i krok próbkowania. Oprócz tego można zdefiniować rodzaj reje-



Ryc. 2. Modele sejsmogeologiczne użyte w badaniach; **A** — model bez złoża gazu (model bazowy), **B** — model ze złożem gazu

Fig. 2. Seismogeological models used during testing; **A** — model without gas reservoir (base model), **B** — model with gas reservoir

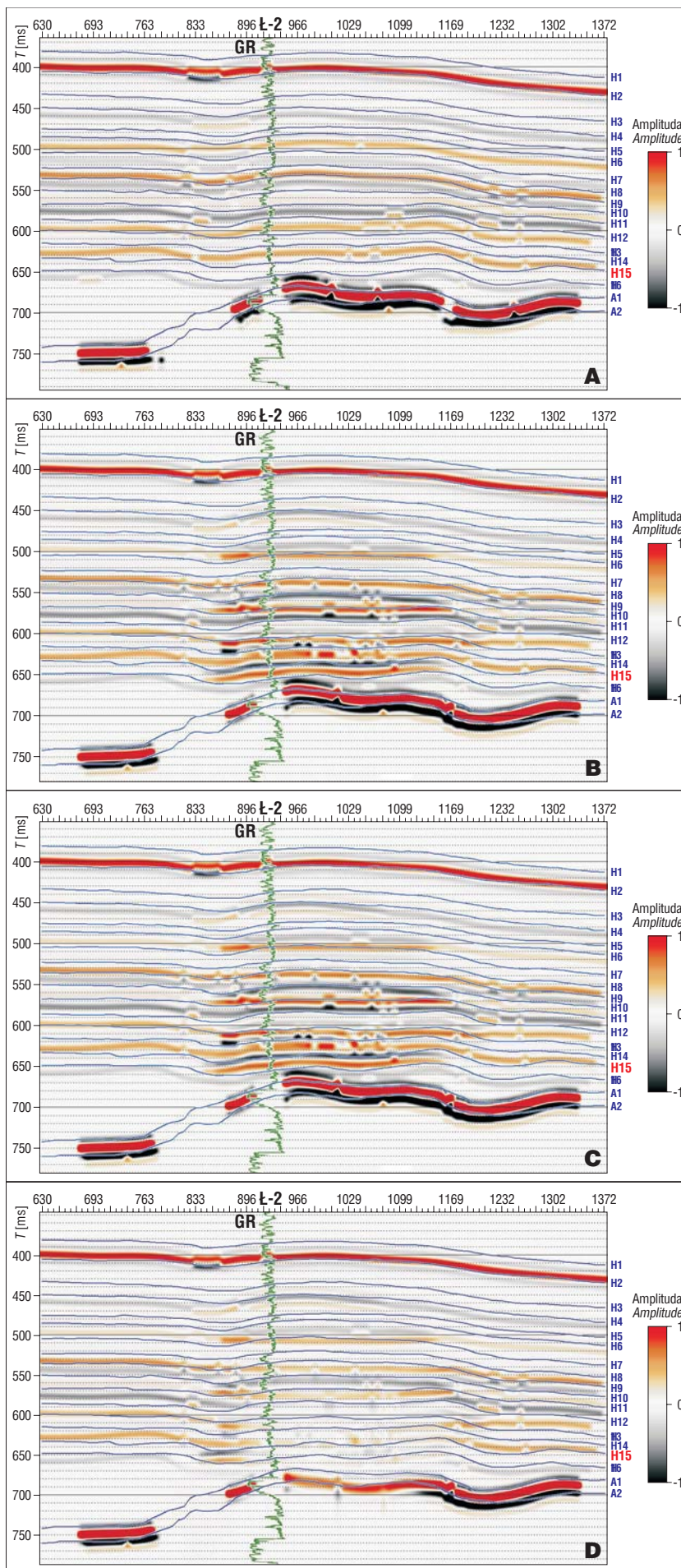
strowanych fal oraz informacje na temat współczynnika odbicia i transmisji, niesprężystego tłumienia czy rozwierania sferycznego.

Pierwszym etapem modelowań było obliczenie teoretycznego pola falowego (ryc. 3A) dla modelu bazowego „bez gazu”. Drugim etapem — obliczenie pola falowego przy założeniu zmiany w warstwach złożowych parametrów petrofizycznych (prędkości, gęstości oraz tłumienia) pod wpływem nasycenia przestrzeni porowej gazem. Teoretyczne pola falowe są przedstawione na rycinie 3B (zmniejszenie prędkości o 300 m/s i gęstości o 0,1 g/cm³, brak tłumienia), rycinie 3C (zmniejszenie prędkości o 300 m/s, gęstości o 0,1 g/cm³ i $Q=30$) oraz rycinie 3D (zmniejszenie prędkości o 300 m/s, gęstości o 0,1 g/cm³ i $Q=5$).

Analiza teoretycznych przekrojów sejsmicznych pod kątem oceny wpływu stopnia nasycenia

Celem wykonywanych modelowań było sprawdzenie zmian zachodzących w zapisie sejsmicznym wywołanych tłumieniem, zależnym od stopnia nasycenia przestrzeni porowej gazem.

Analiza pola falowego obliczonego w modelu bez złoża (ryc. 3A) pokazuje założoną w modelu (ryc. 2A) ciągłość poszczególnych granic sejsmicznych oraz wielkości amplitud zgodne z rozkładem impedancji akustycznej wzdłuż poszczególnych granic sejsmicznych. Przerwanie ciągłości refleksów, widoczne szczególnie na granicy korelowanej



z anhydrytem, jest związane z dużymi deniwelacjami w podłożu. Porównanie pola falowego obliczonego dla modelu „bez gazu” (ryc. 3A) i modelu z założoną strefą złożową (ryc. 3B), ale bez uwzględnienia tłumienia, pozwala na lokalizację warstw nasyconych na podstawie wzrostu amplitudy (*bright spot*) oraz ugięcia granic sejsmicznych (*time sag*).

Porównanie pól falowych obliczonych w drugim etapie modelowań (zmiana pod wpływem nasycenia wszystkich parametrów petrofizycznych) pokazuje, że pole obliczone dla modelu „strefy nasyconej” bez uwzględnienia tłumienia (ryc. 3B) niewiele się różni od teoretycznego pola falowego obliczonego, gdy założy się pełne nasycenie gazem warstw złożowych, czyli gdy przyjmie się $Q = 30$ (ryc. 3C). Wynika z tego, że dla $Q = 30$ tłumienie w niewielkim stopniu wpływa na zapis sejsmiczny.

Zdecydowanie odmienny obraz strefy złożowej uzyskano dla modelu, w którym założono częściowe nasycenie przestrzeni porowej gazem, czyli gdy $Q = 5$ (ryc. 3D). Wprowadzenie tak dużego tłumienia powoduje widoczne obniżenie energii odbić od kolejnych warstw nasyconych, i to tym większe, im większa jest sumaryczna miąższość nadległych warstw złożowych (Pietsch i in., 2007). Szczegółową analizę wpływu wielkości tłumienia na amplitudę wykonano śledząc zmiany amplitudy wzdłuż wyty-

Ryc. 3. Teoretyczne pole falowe obliczone dla: **A** — modelu bazowego („bez gazu”), GR — profilowanie gamma naturalne; **B** — modelu ze złożem (w warstwach nasyconych zmniejszenie V_p o 300 m/s, ρ o 0,1 g/cm³, brak tłumienia); **C** — modelu ze złożem (w warstwach nasyconych zmniejszenie V_p o 300 m/s, ρ o 0,1 g/cm³ oraz $Q = 30$ — 100% nasycenia gazem); **D** — modelu ze złożem (częściowe nasycenie; w warstwach nasyconych zmniejszenie V_p o 300 m/s, ρ o 0,1 g/cm³ oraz $Q = 5$ — częściowe nasycenie gazem)

Fig. 3. Theoretical wavefield calculated for: **A** — the base model (“without gas”); GR — natural gamma ray; **B** — a model with gas reservoir (within saturated layers: no attenuation, 300 m/s decrease of V_p and 0.1 g/cm³ decrease of ρ); **C** — a model with gas reservoir (within saturated layers: 300 m/s decrease of V_p , 0.1 g/cm³ decrease of ρ and $Q = 30$ — 100% gas saturation); **D** — a model with gas reservoir (partially saturated; within saturated layers: 300 m/s decrease of V_p , 0.1 g/cm³ decrease of ρ and $Q = 5$ — partial gas saturation)

powanych horyzontów. Na rycinie 4 jest pokazana zmienność amplitudy wzdłuż najniższego horyzontu złożowego H15 (patrz ryc. 2B, 3A–D) w zależności od wartości Q (wielkości nasycenia). Pod złożem obniżenie amplitudy jest znaczne, nawet o 0,05 w stosunku do amplitudy rejestrowanej, gdy brak jest tłumienia. Zatem należy przyjąć, że obniżenie to jest związane ze stopniem nasyceniem skał zbiornikowych gazem.

Pod wpływem tłumienia, zależnego od stopnia nasycenia gazem, zmniejszeniu ulega nie tylko amplituda, ale również częstotliwość rejestrowanych sygnałów. Szczegółowa ocena tego zjawiska wymagała wykonania analiz widm amplitudowych oraz analiz czasowo-częstotliwościowych przekrojów teoretycznych.

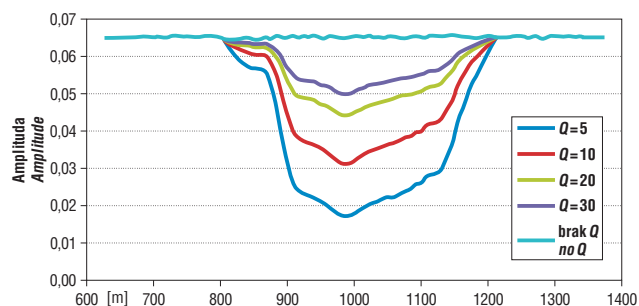
Analizie poddano trzy omówione już syntetyczne profile sejsmiczne: wynik modelowań bez założonego tłumienia (ryc. 3B) oraz przy założeniu w obrębie warstw nasyconych gazem współczynnika dobroci $Q = 30$ (ryc. 3C) i $Q = 5$ (ryc. 3D). Wykorzystując system *Hampton-Russell*, obliczono następujące widma amplitudowe sygnałów sejsmicznych:

□ na podstawie wszystkich tras sejsmicznych, w przedziale czasowym zawierającym sygnał użyteczny 350–780 ms (ryc. 5A, D i G),

□ dla wybranych tras (950–980), w których zakłócenia związane z efektami numerycznymi są niewielkie (np. brak refleksu od anhidrytu), w przedziale czasowym 350–700 ms (ryc. 5B, E i H),

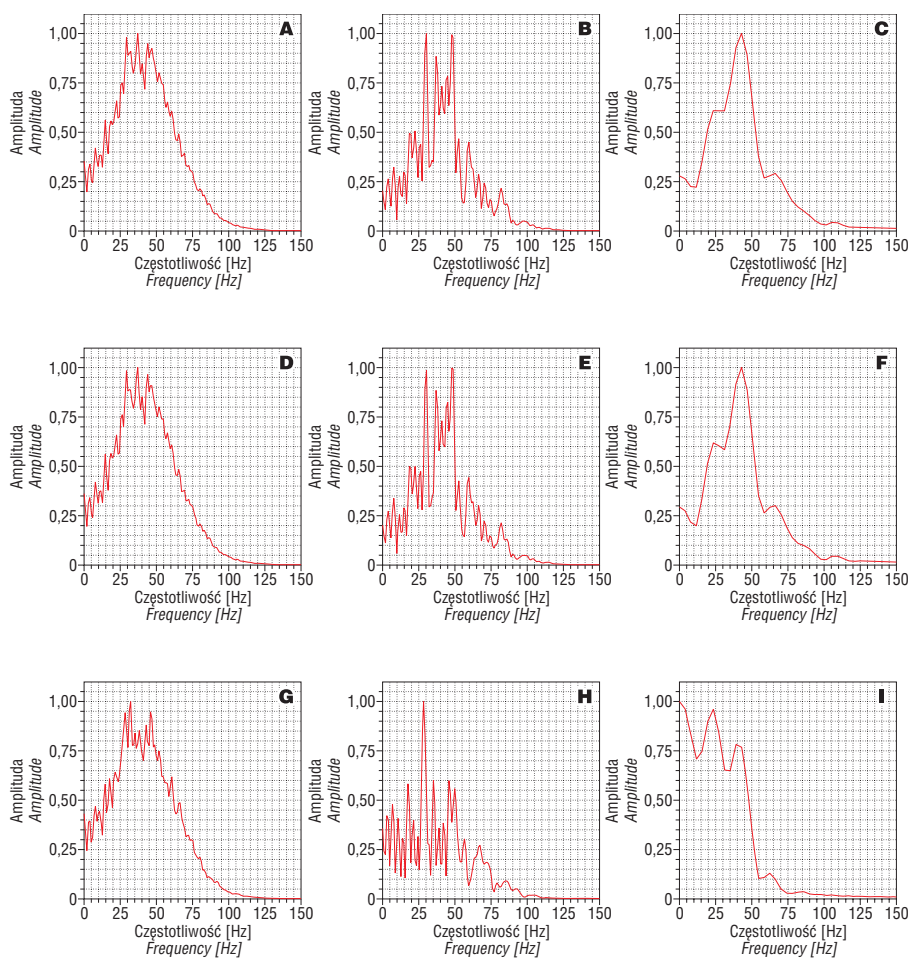
□ w oknie pozwalającym na określenie zmian częstotliwościowych pod złożem oraz w jego dolnej części (trasy: 950–980, przedział czasowy: 620–660 ms), w którym oczekuje się, iż wpływ tłumienia będzie największy (ryc. 5C, F i I).

Porównując widma amplitudowe obliczone dla pełnego zakresu tras syntetycznych, można stwierdzić jedynie niewielkie zmiany. Różnica pomiędzy widmem sygnałów obliczonych dla modelu bez tłumienia (ryc. 5A) oraz przy założonym $Q = 30$ (ryc. 5D) jest niewielka. W większym stopniu zauważalna jest różnica między modelem bez tłumienia a wynikiem dla $Q = 5$ (ryc. 5G) dla częstotliwości ok. 40 Hz, dla której występuje niewielki spadek amplitudy. Nieznaczne zmiany pomiędzy tymi widmami wynikają z faktu, iż do obliczeń wykorzystano cały zakres tras sejsmicznych, a tłumienie założono tylko w warstwach nasyconych o ograniczonej rozciągłości.



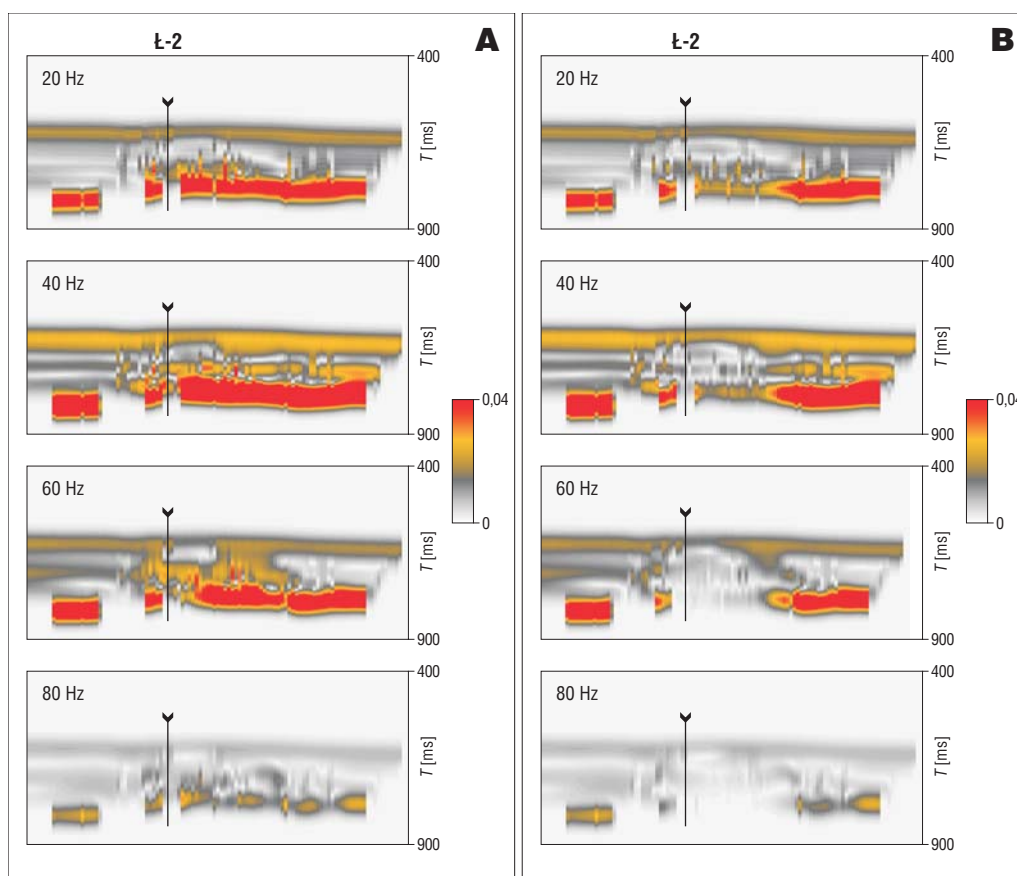
Ryc. 4. Zmiana amplitudy wzdłuż horyzontu H15 — pod złożem, dla wybranych wartości tłumienia ($Q = 5; 10; 20; 30$; brak tłumienia)

Fig. 4. Amplitude variation along H15 horizon — below the reservoir, for chosen attenuation values ($Q = 5; 10; 20; 30$; no attenuation)



Ryc. 5. Widma amplitudowe sygnałów sejsmicznych obliczone dla przekrojów teoretycznych; **A** — dla modelu bez tłumienia, całego zakresu tras, w oknie czasowym Δt 350–780 ms; **B** — dla modelu bez tłumienia, trasy 950–980, Δt 350–700 ms; **C** — dla modelu bez tłumienia, trasy 950–980, Δt 620–660 ms; **D** — dla $Q = 30$, całego zakresu tras, Δt 350–780 ms; **E** — dla $Q = 30$, trasy 950–980, Δt 350–700 ms; **F** — dla $Q = 30$, trasy 950–980, Δt 620–660 ms; **G** — dla $Q = 5$, całego zakresu tras, Δt 350–780 ms; **H** — dla $Q = 5$, trasy 950–980, Δt 350–700 ms; **I** — dla $Q = 5$, trasy 950–980, Δt 620–660 ms

Fig. 5. Amplitude spectra computed for theoretical seismic sections; **A** — for a model without gas saturation, for the whole range of traces, time window Δt 350–780 ms; **B** — for a model without attenuation, trace range 950–980, Δt 350–700 ms; **C** — for a model without attenuation, trace range 950–980, Δt 620–660 ms; **D** — for a model with $Q = 30$, for the whole range of traces, Δt 350–780 ms; **E** — for a model with $Q = 30$, traces 950–980, Δt 350–700 ms; **F** — for a model with $Q = 30$, traces 950–980, Δt 620–660 ms; **G** — for a model with $Q = 5$, for the whole range of traces, Δt 350–780 ms; **H** — for a model with $Q = 5$, traces 950–980, Δt 350–700 ms; **I** — for a model with $Q = 5$, traces 950–980, Δt 620–660 ms



Ryc. 6. Analiza czasowo-częstotliwościowa obliczona dla teoretycznego przekroju sejsmicznego przy założeniu: **A** — 100% nasycenia przestrzeni porowej gazem ($Q = 30$); **B** — częściowego nasycenia przestrzeni porowej gazem ($Q = 5$)

Fig. 6. Time-frequency analysis computed for a theoretical seismic section with: **A** — 100% gas saturation set in pore space ($Q = 30$); **B** — with partial gas saturation set in pore space ($Q = 5$)

Porównując widma obliczone dla tras z zakresu 950–980 oraz przedziału czasowego 350–700 ms, także nie obserwuje się znaczących różnic pomiędzy widmem obliczonym dla sekcji bez uwzględnienia tłumienia (ryc. 5B) oraz z założonym współczynnikiem dobroci $Q = 30$ (ryc. 5E). Widoczne różnice zaznaczają się pomiędzy tymi dwoma widmami a widmem obliczonym przy założeniu $Q = 5$ w obrębie warstw nasyconych (ryc. 5H). Gdy analizuje się ostatnie widmo, można stwierdzić ewidentny spadek amplitud w zakresie wyższych częstotliwości, które ulegają tłumieniu w większym stopniu niż fale o niższych częstotliwościach. W tym wypadku zaznacza się także przesunięcie maksimum widma w stronę niższych częstotliwości.

Jeśli porówna się widma obliczone dla tras 950–980 oraz przedziału czasowego 620–660 ms, widać tylko niewielkie różnice pomiędzy widmami pola obliczonego bez założenia tłumienia (ryc. 5C) oraz z założeniem $Q = 30$ (ryc. 5F). Porównanie opisanych wcześniej obu widm z widmem obliczonym na podstawie wyników modelowań z założonym $Q = 5$ (ryc. 5I) pozwala stwierdzić oczywistą różnicę. W wypadku ostatniego widma fale o niższych częstotliwościach charakteryzują się amplitudami znacznie wyższymi od fal o wyższych częstotliwościach, a maksimum widma przesunięte jest w kierunku niskich częstotliwości w stosunku do pozostałych widm.

Na podstawie omówionych analiz widać wyraźnie, że tłumienie związane z nasyceniem przestrzeni porowej gazem powoduje nie tylko obniżenie amplitudy sygnałów sejsmicznych, ale także spadek ich częstotliwości. Takie efekty są widoczne przede wszystkim wtedy, gdy założony współczynnik dobroci $Q = 5$ (częściowe nasycenie przestrzeni porowej gazem). Założenie współczynnika dobroci rzędu 30 nie zmienia w znaczący sposób charakteru sygnału sejsmicznego, na co także może mieć wpływ założona w modelu niewielka sumaryczna miąższość stref nasyconych (ok. 50 m) (Pietsch i in., 2007).

Uwypukleniu zmian częstotliwości związanych z tłumieniem sygnału w strefie złożowej służyło przedstawienie sekcji syntetycznych — obliczonych dla modelu nasyconego przy założeniu pełnego nasycenia horyzontów złożowych gazem ($Q = 30$) (ryc. 3C) oraz dla maksymalnego tłumienia $Q = 5$ (częściowe nasycenie przestrzeni porowej gazem) (ryc. 3D) — w postaci przekrojów czasowo-częstotliwościowych obliczonych programem *Sugabor* w systemie *Seismic Un*x*. Zastosowana transformacja przekształca pierwotne dane sejsmiczne w wykresy amplitudy chwilowej w funkcji czasu i częstotliwości.

Na rycinach 6A i B są prezentowane uzyskane wartości amplitudy chwilowej dla modelu nasyconego, przy założeniu tłumienia $Q = 30$ (pełne nasycenie) oraz $Q = 5$ (częściowe nasycenie). Załączone zestawienia 20 Hz, 40 Hz, 60 Hz i 80 Hz obrazują wielkość odpowiednich zakresów często-

tliwościowych w analizowanej sekcji sejsmicznej. Porównanie obu zestawień pokazuje wyraźnie większe tłumienie wyższych częstotliwości dla modelu o częściowym nasyceniu $Q = 5$. Dla tego modelu obniżenie amplitudy w strefie złożowej jest widoczne we wszystkich zakresach częstotliwości. Dla modelu z $Q = 30$ obniżenie jest widoczne w zasadzie dopiero dla wysokich częstotliwości (80 Hz).

Kryteria złożowej interpretacji danych sejsmicznych

Podsumowując wyniki wykonanych modelowań pod kątem ich przydatności do oszacowania stopnia nasycenia przestrzeni porowej gazem, można sformułować następujące wnioski dotyczące tłumienia fal sejsmicznych, którego wielkość założono w oparciu o dane literaturowe (dla warstw nienasyconych — brak tłumienia, dla warstw nasyconych gazem w 100% $Q = 30$, a dla warstw częściowo nasyconych $Q = 5$):

1) Analizy amplitudowa i widmowa teoretycznego pola falowego pokazują, że przy pełnym nasyceniu zarówno wielkości amplitud, jak i zakres częstotliwościowy zapisu są zbliżone do wyników uzyskanych w modelu „bez nasycenia” (ryc. 3A–C i 5A–F). Jeśli założy się duże tłumienie $Q = 5$, czyli warstwy częściowo nasycone gazem, to widoczne jest duże obniżenie energii odbić od kolejnych warstw nasyconych i w strefie podłożowej, i to tym większe, im większa jest sumaryczna miąższość warstw złożowych (ryc. 3D i 4). Zmienia się również zakres częstotliwościowy, szczególnie w obliczeniach dla przedziału czasowego odpowiadającego warstwom nasyconym, w którym analiza widmowa pokazuje przesunięcie maksimum widma w stronę niższych częstotliwości oraz wzrost amplitud fal niskoczęstotliwościowych w stosunku do fal wysokoczęstotliwościowych (ryc. 5G–I).

2) Analizy czasowo-częstotliwościowe sekcji modelowych pokazują zasadniczą różnicę pomiędzy zakresami częstotliwości w sekcji obliczonej dla pełnego nasycenia ($Q = 30$) i sekcji obliczonej dla modelu z częściowym nasyceniem ($Q = 5$), na której obniżenie amplitud, co jest jednoznaczne ze zmniejszeniem energii fali sejsmicznej, w strefie złożowej jest widoczne we wszystkich częstotliwościach (ryc. 6A i B).

Przedstawione wnioski, podsumowujące szeroki zakres wykonanych modelowań przy założeniu tłumienia będącego funkcją nasycenia, wskazują na mały tłumiący wpływ warstw w pełni nasyconych ($Q = 30$) i znaczny wpływ warstw częściowo nasyconych ($Q = 5$), i to zmieniający zarówno amplitudę, jak i częstotliwość teoretycznego pola falowego w strefach złożowych. Kryterium to mogłoby być podstawą identyfikacji nie w pełni nasyconych warstw złożowych, ale niezbędna jest do tego znajomość parametrów petrofizycznych charakteryzujących warstwy nasycone, jak również nienasycone.

Bardzo duża zmienność utworów miocenu tak pod względem miąższości (w większości ośrodek cienkowarstwowy z sejsmicznego punktu widzenia), jak i parametrów petrofizycznych oraz ich wzajemna zależność z jednej strony, z drugiej zaś ograniczona ilość dostępnych danych otworowych oraz sejsmicznych powodują, że założone modele sejsmogeologiczne i obliczone na ich podstawie

teoretyczne pole falowe tylko w przybliżeniu odtwarzają prawdziwe relacje pomiędzy anomaliami sejsmicznymi a stopniem nasycenia przestrzeni porowej gazem. W związku z tym wyciągnięte wnioski są raczej jakościowe, bez ilościowego powiązania ze stopniem nasycenia.

Próbie takiej interpretacji dla profilu T0152005, ale opartą na atrybutach sejsmicznych obliczonych z danych sejsmicznych przed składaniem, przedstawiono w innym artykule (Pietsch & Tatarata, 2008).

Autorzy dziękują PGNiG S.A. oraz Geofizyce Toruń Sp. z o.o. i Geofizyce Kraków Sp. z o.o. za udostępnienie danych geofizycznych niezbędnych do przeprowadzenia badań oraz Norwegian University of Science and Technology w Trondheim za umożliwienie wykonania obliczeń programem *Norsar 2D Ray Modeling*. System *Hampson-Russell (CGGVeritas)* wykorzystany w obliczeniach WGGiOŚ AGH uzyskał w ramach *University Donation Scheme*. Praca została wykonana w czasie realizacji Przedsięwzięcia z Dziedziny Geologii *Opracowanie i wdrożenie metodyki analiz anomalii sejsmicznych w miocenie zapadliska przedkarpackiego wiążących zależność zapisu sejsmicznego z występowaniem złóż węglowodorów* nr 58/2005/Wn-06/FG-bp-tx/D, zleconego przez Ministerstwo Środowiska, finansowanego przez Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej.

Literatura

- BAŁA M. 1989 — Analiza obrazu falowego zarejestrowanego przy profilowaniu akustycznym w odwiercie pod kątem oceny parametrów sprężystych i zbiornikowych skał. Zesz. Nauk. AGH, 1247 Geof. Stosowana, z. 3.
- BAŁA M. & CICHY A. 2006 — Metody obliczania prędkości fal P i S na podstawie modeli teoretycznych i danych geofizyki otworowej — program Estymacja. Wyd. AGH, Kraków.
- BAŁA M. & CICHY A. 2007 — Comparison of P-wave and S-wave velocities estimated from Biot-Gassmann and Kuster-Toksöz models with results obtained from acoustic wavetrains interpretation. *Acta Geoph.*, 55, 2: 222–230.
- CASTAGNA J.P., BATZLE M.L. & EASTWOOD R.L. 1985 — Relationship between compressional-wave and shear-wave velocities in clastic silicate rocks. *Geoph.*, 50: 571–581.
- DVORKIN J. & MAVKO G. 2006 — Modeling attenuation in reservoir and nonreservoir rock. *The Leading Edge*, 25, 2: 194–197.
- KARNKOWSKI P. 1993 — Złóża gazu ziemnego i ropy naftowej w Polsce. T. II Karpaty i Zapadlisko Przedkarpackie. Wyd. Towarzystwo Geosynoptyków GEOS, Kraków.
- KLIMETOS T. 1995 — Attenuation of P- and S-waves as a method of distinguishing gas and condensate from oil and water. *Geoph.*, 60, 2: 447–458.
- NAWIEŚNIAK A. 2007 — Identyfikacja przyczyn sejsmicznych anomalii amplitudowych w rejonie Lubliniec–Aleksandrów–Cieszanów. Arch. WGGiOŚ, AGH, Kraków.
- O'DOHERTY R.F. & ANSTEY N.A. 1971 — Reflection on amplitudes. *Geoph. Prosp.*, 19: 430–458.
- PIETSCH K. & BAŁA M. 1996 — Badania anomalii sejsmicznej w strefach pionowej migracji gazu. *Prz. Geol.*, 44, 7: 675–683.
- PIETSCH K. (red.) 2007 — Opracowanie i wdrożenie metodyki analiz anomalii sejsmicznych w miocenie zapadliska przedkarpackiego wiążących zależność zapisu sejsmicznego z występowaniem złóż węglowodorów. Arch. Katedry Geofizyki WGGiOŚ AGH, Kraków.
- PIETSCH K. & TATARATA A. 2008 — Wykorzystanie atrybutów bazujących na danych sejsmicznych przed składaniem do oceny stopnia nasycenia gazem warstw złożowych, NE część zapadliska przedkarpackiego. *Geol. AGH*, 34, 2: 301–320.
- POMIANOWSKI P., ZARZYCKA M. & PŁOCKI R. 2005 — Opracowanie zdjęcia sejsmicznego Lubliniec–Aleksandrów–Cieszanów 2D. Arch. Geofizyki Toruń Sp. z o.o.

Praca wpłynęła do redakcji 20.02.2008 r.
Po recenzji akceptowano do druku 6.05.2008 r.