

WYKORZYSTANIE ATRYBUTÓW BAZUJĄCYCH NA DANYCH SEJSMICZNYCH PRZED SKŁADANIEM DO OCENY STOPNIA NASYCENIA GAZEM WARSTW ZŁOŻOWYCH, NE CZĘŚĆ ZAPADLIKA PRZEDKARPACKIEGO

**Application of pre-stack seismic attributes to assessment of gas
saturation degree, NE part of the Carpathian Foredeep**

Kaja PIETSCH & Artur TATARATA

*Akademia Górniczo-Hutnicza, Wydział Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska;
al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków; e-mail: pietsch@agh.edu.pl, atalt@geol.agh.edu.pl*

Treść: Dla poszukiwań naftowych w NE części zapadliska przedkarpackiego interesująca jest odpowiedź na pytanie, czy można na podstawie rejestrowanych przekrojów sejsmicznych opracować wskaźniki, które pozwoliłyby na ocenę stopnia nasycenia gazem przestrzeni porowej warstw zbiornikowych. Równoczesna zależność sejsmicznego obrazu złoża od wielu parametrów petrofizycznych powoduje, że ocena wpływu tych parametrów oparta została na wielowariantowych modelowaniach sejsmicznych. Modelowania (system Hampson-Russell (CGGVeritas)) wykonano dla modelu aproksymującego wielohoryzontowe złożo gazu „Łukowa” (profil sejsmiczny T0152005 zrealizowany przez Geofizykę Toruń Sp. z o.o. (Pomianowski *et al.* 2005) oraz dane geofizyki wiertniczej z otworu Ł-2). W niniejszym artykule przedstawiono wyniki testów procedur interpretacyjnych, które bazują na danych sejsmicznych przed składaniem (AVO Product, Fluid Factor, $\lambda\rho$ i $\mu\rho$, impedancja elastyczna). Potwierdzeniem poprawności opracowanych kryteriów jest zestawienie przyływów, wg próbnika złoża, ze zinterpretowanym przekrojem sejsmicznym (Fig. 15).

Słowa kluczowe: złożo gazu, zapadlisko przedkarpackie, sejsmiczne wskaźniki węglowodorowości, modelowania sejsmiczne, atrybuty: AVO Product, Fluid Factor, $\lambda\rho$ i $\mu\rho$, impedancja elastyczna

Abstract: The question, whether it is possible to create such indicators that would allow to assess a saturation degree of reservoir pore space directly from seismic response, is interesting for hydrocarbon prospecting in the NE part of the Carpathian Foredeep. The dependence of seismic image of gas reservoir upon plenty of petrophysical parameters causes that the analysis of their influences on seismic response were based on seismic multi-variant modelling. Seismic model approximating “Łukowa” gas reservoir was constructed with Hampson-Russell System (CGGVeritas) accordingly with a geometry of profile no T0152005 acquired by Geofizyka Toruń Ltd. and additionally supported by log data from Ł-2 well. This paper presents results of the tests of interpretative procedures based on pre-stack seismic data such as AVO Product, Fluid Factor, $\lambda\rho$ and $\mu\rho$, elastic impedance. The correctness of established criteria was confirmed by a juxtaposition of an inflow rate obtained from a drill-stem tester and the interpreted seismic profile.

Key words: gas reservoir, Carpathian Foredeep, direct hydrocarbon indicators, seismic modelling, AVO Product, Fluid Factor, $\lambda\rho$ and $\mu\rho$, elastic impedance

WSTĘP

Interesującym problemem badawczym, mającym istotne przełożenie na praktykę przemysłową, jest próba odpowiedzi na pytanie, czy można na podstawie rejestrowanych przekrojów sejsmicznych, naturalnie w korelacji z pomiarami geofizyki wiertniczej, opracować wskaźniki, które pozwoliłyby na ocenę stopnia nasycenia gazem przestrzeni porowej warstw zbiornikowych północno-wschodniej części zapadliska przedkarpackiego (Fig. 1). W niniejszym artykule przedstawiono wyniki testów procedur interpretacyjnych, które bazują na danych sejsmicznych przed składaniem (AVO Product, Fluid Factor, $\lambda\rho$ i $\mu\rho$, impedancja elastyczna).

Zasadnicze problemy przy poszukiwaniu odpowiedzi na pytanie o wpływ nasycenia na obraz sejsmiczny złoża wynikają zarówno ze współzależności pomiędzy parametrami petrofizycznymi, z braku danych określających zależności prędkości rozchodzenia się fal sejsmicznych P i S, gęstości oraz tłumienia od stopnia nasycenia przestrzeni porowej gazem, jak i tego, że zapis sejsmiczny powstaje jako odpowiedź sumaryczna, zależna od wszystkich parametrów równocześnie. Dodatkowym utrudnieniem jest ograniczona ilość dostępnych danych otworowych i sejsmicznych oraz duża zmienność i cienkowarstwowość (z sejsmicznego punktu widzenia) utworów miocenu.

Równoczesna zależność sejsmicznego obrazu złoża od wielu parametrów petrofizycznych powoduje, że ocena wpływu tych parametrów oparta została na wielowariantowych modelowaniach sejsmicznych. Pozwalają one bowiem na połączenie pojedynczych elementów modelu sejsmogeologicznego z ich odwzorowaniem w polu falowym, co może być podstawą do opracowania kryteriów umożliwiających powiązanie anomalnego pola falowego ze stopniem nasycenia skał węglowodorami.

KONSTRUKCJA TEORETYCZNEGO POLA FALOWEGO

Modelowania wykonano dla modelu aproksymującego wielohoryzontowe złożo gazu „Łukowa” (Fig. 1), wykorzystując do tego celu wysokorozdzielczy profil sejsmiczny T0152005 zrealizowany przez Geofizykę Toruń Sp. z o.o. (Pomianowski *et al.* 2005) oraz dane geofizyki wiertniczej z odwiertu Ł-2.

Geometrię modelu określają horyzonty uzyskane z interpretacji profilu sejsmicznego T0152005 w strefie widocznej anomalii sejsmicznej, a warstwowe parametry petrofizyczne przyjęto wg danych geofizyki otworowej z odwiertu Ł-2 (prędkości fali podłużnej P – V_P , oraz gęstość – ρ), z obliczeń – prędkość fali poprzecznej S (V_S), wykonanych w programie Hampson-Russell wg standardowego równania Castagna (Castagna *et al.* 1985).

Modelowania wykonano dla dwu modeli: modelu, w którym założono występowanie złoża i pełne (100%) nasycenie horyzontów gazonośnych, oraz modelu, w którym założono niewielkie nasycenie gazem. Pomiary prędkości V_P i gęstości z pozytywnego odwiertu Ł-2 (w korelacji z krzywą nasycenia gazem) pozwoliły na przyjęcie dla warstw o dużym nasyceniu obniżenia prędkości o 300 m/s oraz gęstości o 0.1 g/cm³, a dla warstw o niewielkim nasyceniu – na zmniejszenie V_P o 100 m/s, a ρ o 0.05 g/cm³ (Nawieśniak 2007).

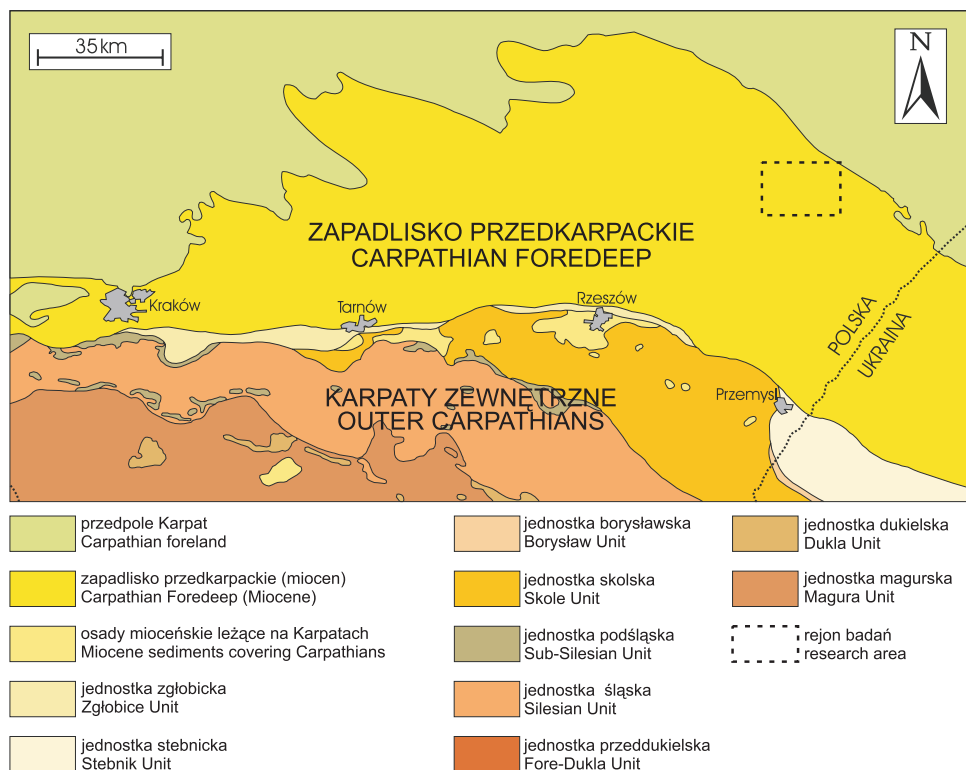


Fig. 1. Mapa polskich Karpat Zewnętrznych oraz zapadliska przedkarpacciego (wg Żytka *et al.* 1989, uproszczona) z lokalizacją rejonu badań

Fig. 1. Map of the Polish Outer Carpathians and its foredeep (after Żytka *et al.* 1989, simplified) with the localization of the research area

Modelowanie teoretycznego pola falowego przeprowadzono z wykorzystaniem systemu Hampson-Russell (CGGVeritas) w aplikacji AVO. Wykorzystano algorytm oparty na trasowaniu promienia sejsmicznego, obliczający wielkości amplitud z równania Zoeppritza. Z uwagi na fakt, że modelowania miały wykazać związki pomiędzy odpowiedzią sejsmiczną a parametrami petrofizycznymi, nie uwzględniono rozwierania sferycznego czoła fali oraz strat energii na poszczególnych granicach wynikających ze współczynnika transmisji, a także zrezygnowano z modelowania grup odbiorników. Opisana parametryzacja modelowań odpowiada więc idealnemu procesowi przetwarzania danych do celów analizy AVO. Zastosowano również automatyczne aplikowanie poprawki kinematycznej do kolekcji WPG, ze względu na fakt, iż większość przemysłowych analiz wykonuje się na kolekcjach, po wprowadzeniu poprawki kinematycznej. Do obliczeń użyto teoretycznego sygnału Ricquera o częstotliwości dominującej 60 Hz, który jest zgodny z sygnałami ekstrahowanymi z rejestrowanych tras sejsmicznych. Z uwagi na występowanie cienkich warstw obliczenia zostały wykonane z krokiem próbkowania 0.25 ms, natomiast ostateczny krok czasowy wygenerowanych sejsmogramów wyniósł 0.5 ms.

ANALIZY AMPLITUDOWE PÓŁ TEORETYCZNYCH

Teoretyczne pole falowe obliczone dla modelu, w którym założono duże nasycenie warstw zbiornikowych gazem, przedstawiono na figurze 2A, natomiast dla modelu o małym nasyceniu – na figurze 2B.

Z grupy analiz AVO, wykonanych na podstawie aproksymacji Aki & Richardsa (2002), wybrano jako niosący najwięcej informacji parametr AVO Product (P). Odtworzenia AVO Product przedstawione są kolejno na figurze 3A – dla modelu z wysokim nasyceniem, oraz na figurze 3B – dla modelu z małym nasyceniem. Przy dużym nasyceniu dodatnie wartości AVO Product (III klasa AVO) identyfikują w sposób jednoznaczny warstwy nasycone. Odmienny obraz najwyższego horyzontu (na brzegach strefy nasyconej silne wartości ujemne) wywołany jest interferencją, w strefie wyklinowania się kontaktu gaz/woda (strefa tuningu).

Również do grupy analiz AVO można zaliczyć analizę atrybutu Fluid Factor (Fatti 1994), który pokazuje strefy nasycone na tle średniej refleksyjności badanego ośrodka. Duży spadek prędkości i gęstości założony w modelu o wysokim nasyceniu (Fig. 4A) powoduje, że strefa złożowa zdecydowanie wybija się na tle mało widocznych granic poza złożem. Na przekroju obliczonym przy założeniu małych zmian prędkości i gęstości w warstwach nasyconych (małe nasycenie) (Fig. 4B), w stosunku do warstw otaczających, wielkości Fluid Factor dla warstw nasyconych i nienasyconych są zbliżone. Pomimo tego złożo jest wyraźnie widoczne, widoczny jest bowiem układ refleksów, który podkreślają flat spoty oraz zmiany fazy.

Kolejnym zastosowanym odtworzeniem jest zaproponowane przez Goodwaya *et al.* (1997) wykorzystanie inwersji sejsmicznej przekrojów refleksyjności fali P (R_p) i fali S (R_s) do obliczenia iloczynów gęstości (ρ) i modułów sprężystości λ (stała Lamego) oraz μ (moduł sprężystości poprzecznej). W przypadku modelu o wysokim nasyceniu na przekroju $\lambda\rho$ (Fig. 5A) piaskowce nasycone gazem charakteryzują się najniższymi wartościami. Ich zasięg jest wyraźnie widoczny. Wyraźnie również widać rozkład warstw o największych wartościach, które można korelować z piaskowcami. Na przekroju $\mu\rho$ (Fig. 5B) rozkład kompleksów piaskowcowych (wyższe wartości) i iłowcowych (niższe wartości) jest dobrze widoczny. Na tym tle prawie nie widać złoża, bowiem prędkość fali poprzecznej niewiele zmienia się wraz z nasyceniem. Na przekrojach $\lambda\rho$ i $\mu\rho$ obliczonych w warunkach małego nasycenia (Fig. 6A i B) złożo jest właściwie niewidoczne.

Przetestowano również przydatność impedancji elastycznej do oceny nasycenia i stopnia tego nasycenia (Connolly 1999). Na figurze 7A i B pokazane są przekroje impedancji elastycznej $EI(0) = AI$ (kąt padania = 0°) oraz impedancji elastycznej $EI(30)$ (kąt padania = 30°), a na figurze 8 – stosunek $EI(0)/EI(30)$ obliczony dla modelu o wysokim nasyceniu. Obraz złoża na obu przekrojach impedancji jest podobny i umożliwia lokalizację horyzontów nasyconych. Stosunek impedancji $EI(0)/EI(30)$ nie pokazuje złoża, umożliwia natomiast rozdzielenie serii piaskowcowych i iłowcowych. Dla modelu z małym nasyceniem (Fig. 9A i B) założone horyzonty złożowe są słabo widoczne, a o ich obecności świadczy raczej układ granic impedancji, a nie wielkość AI czy EI . Stosunek impedancji – $EI(0)/EI(30)$, tak jak i dla modelu z dużym nasyceniem, pozwala jedynie na wydzielenie serii piaskowcowych i ilastych.

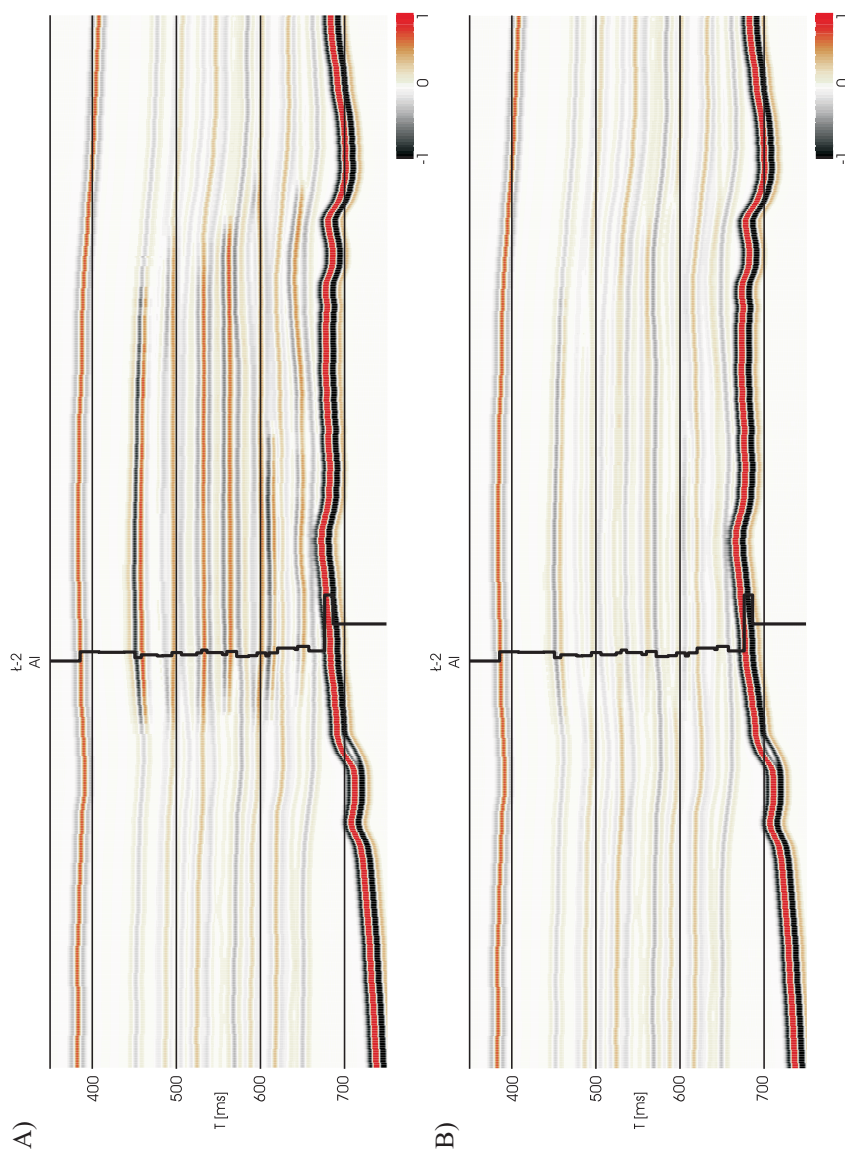


Fig. 2. Sekcja syntetyczna dla modelu ze złożem, przy założeniu: A) obniżenia prędkości o 300 m/s i gęstości o 0.1 g/cm³ (model w pełni nasycony); B) obniżenia prędkości o 100 m/s i gęstości o 0.05 g/cm³ (model częściowo nasycony); AI – impedancja akustyczna

Fig. 2. Synthetic seismic section for model with gas reservoir: A) decrease in P-wave velocity about 300 m/s and density about 0.1 g/cm³ (case of full saturation); B) decrease in velocity about 100 m/s and density about 0.05 g/cm³ (case of partial saturation); AI – acoustic impedance

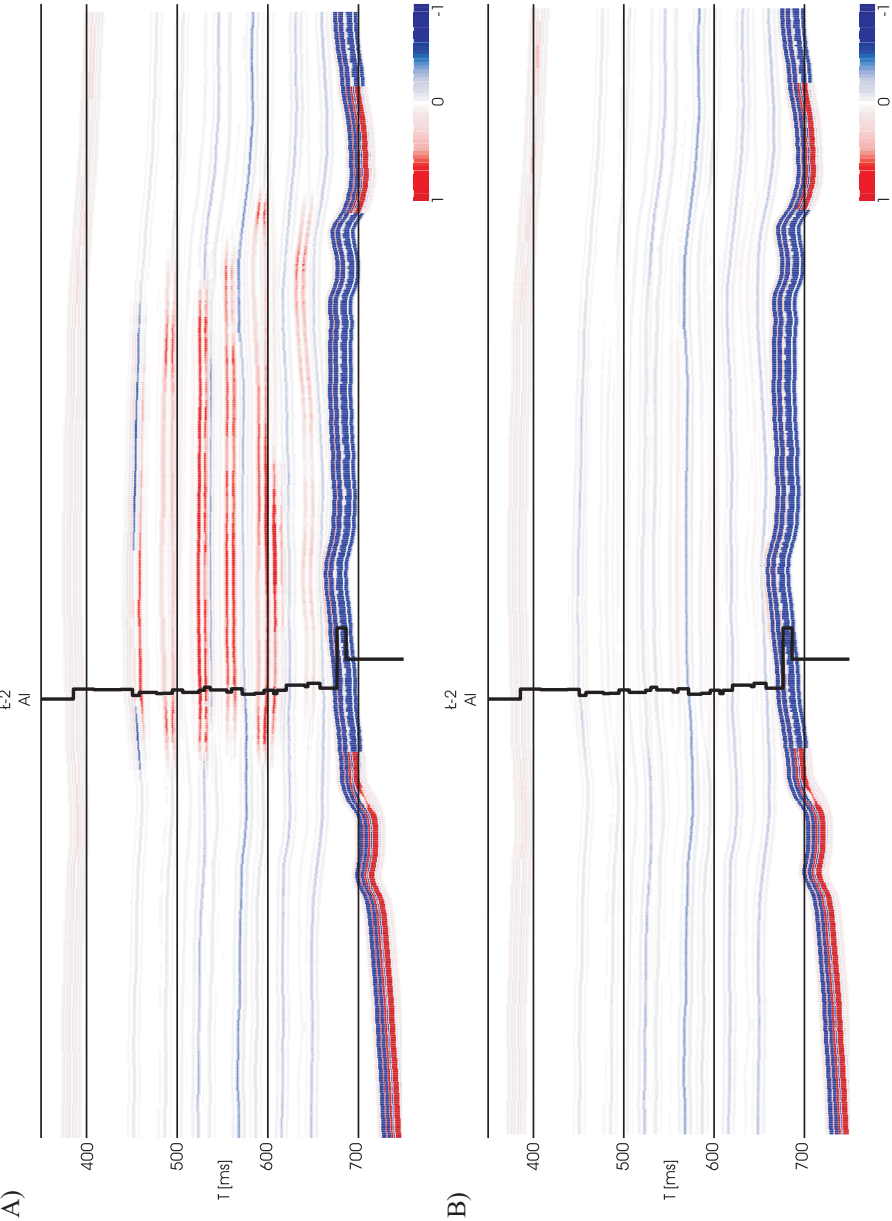


Fig. 3. Sekcja syntetyczna dla modelu w pełni nasyconego (A) i częściowo nasyconego (B) AVO Product; AI – impedancja akustyczna
Fig. 3. Synthetic section for fully saturated model (A) and partially saturated model (B) AVO Product; AI – acoustic impedance

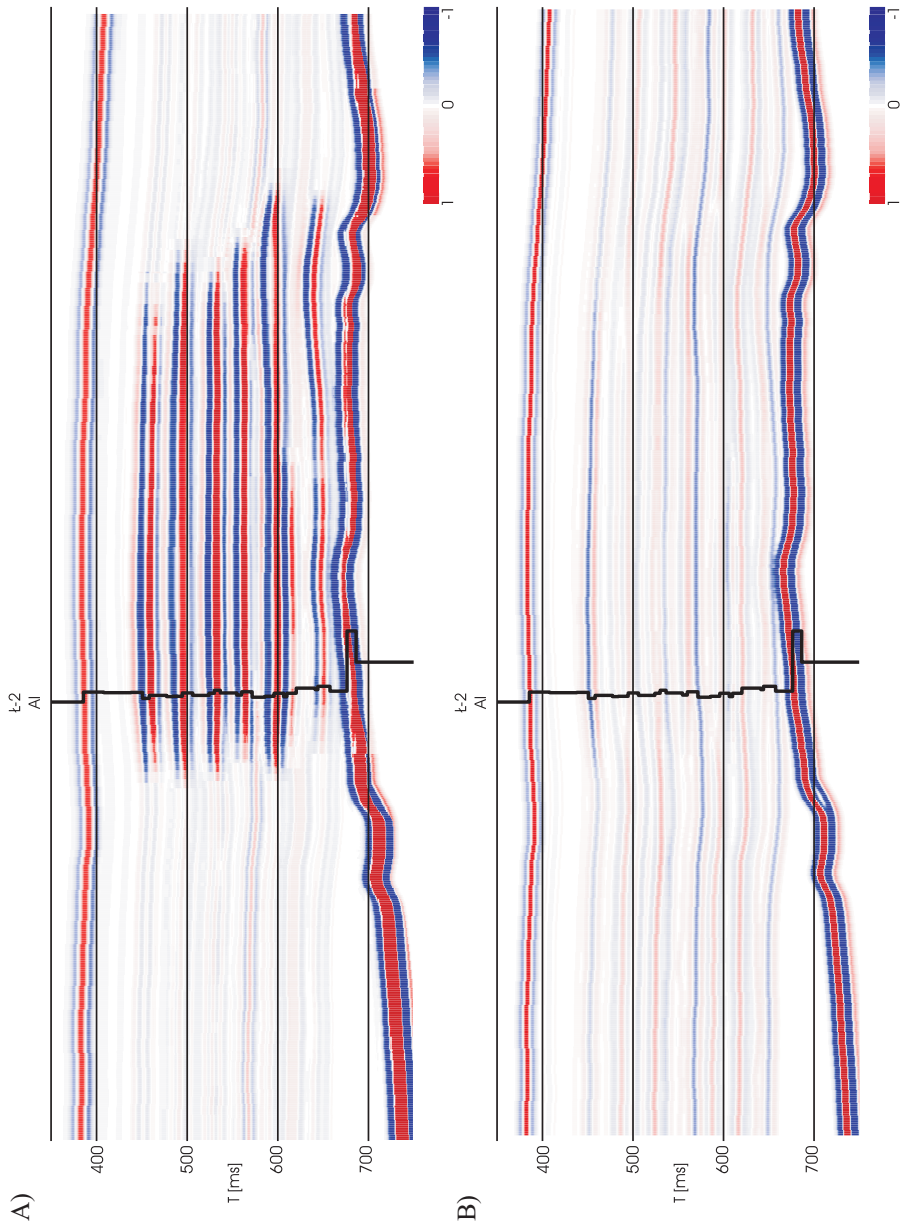


Fig. 4. Sekcja syntetyczna dla modelu w pełni nasyconego (A) i częściowo nasyconego (B) Fluid Factor; AI – impedancja akustyczna
Fig. 4. Synthetic section for fully saturated model (A) and partially saturated model (B) Fluid Factor; AI – acoustic impedance

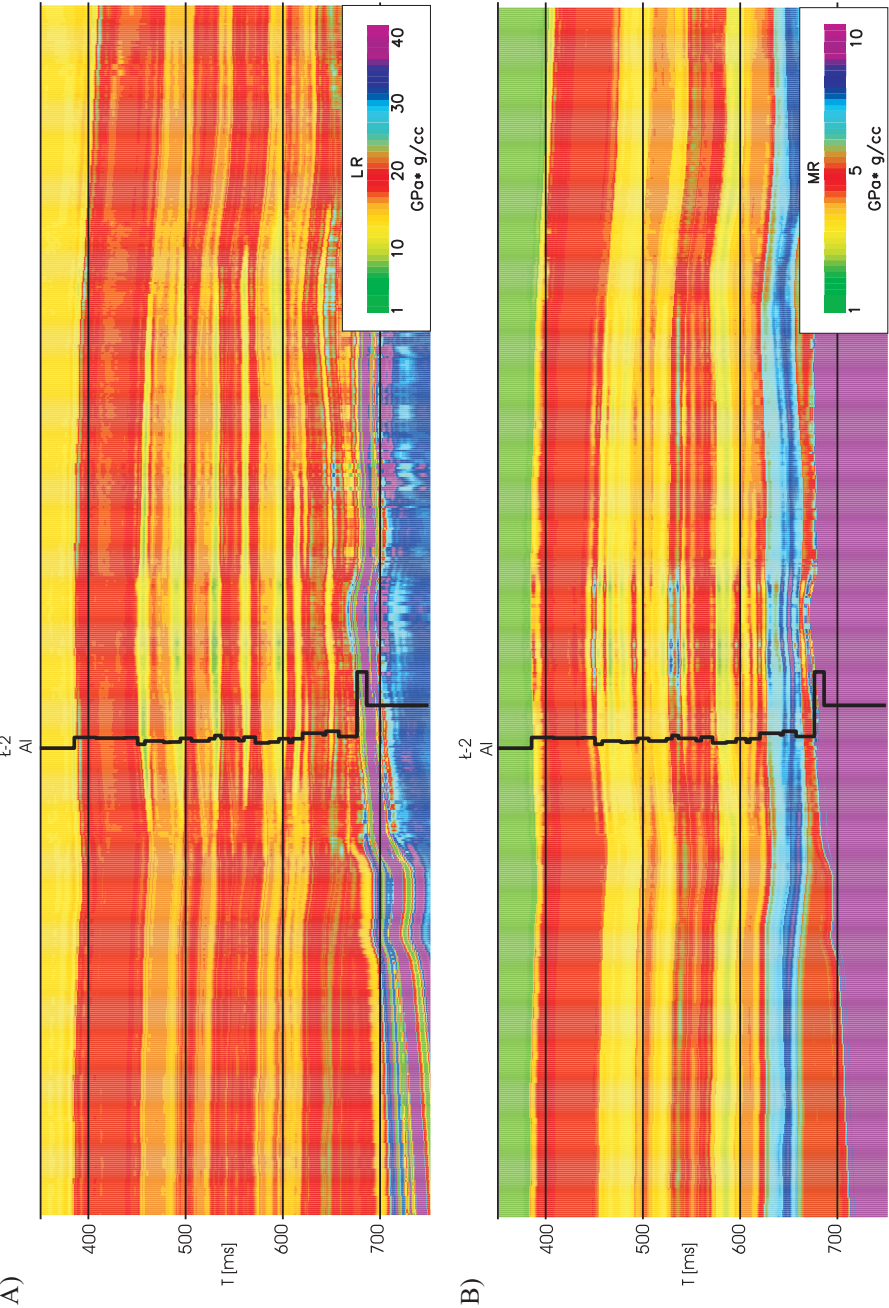


Fig. 5. Sekcja syntetyczna dla modelu w pełni nasyconego: A) $\lambda\rho$ (LR); B) $\mu\rho$ (MR); AI – impedancja akustyczna
Fig. 5. Synthetic section for fully saturated model: A) $\lambda\rho$ (LR); B) $\mu\rho$ (MR); AI – acoustic impedance

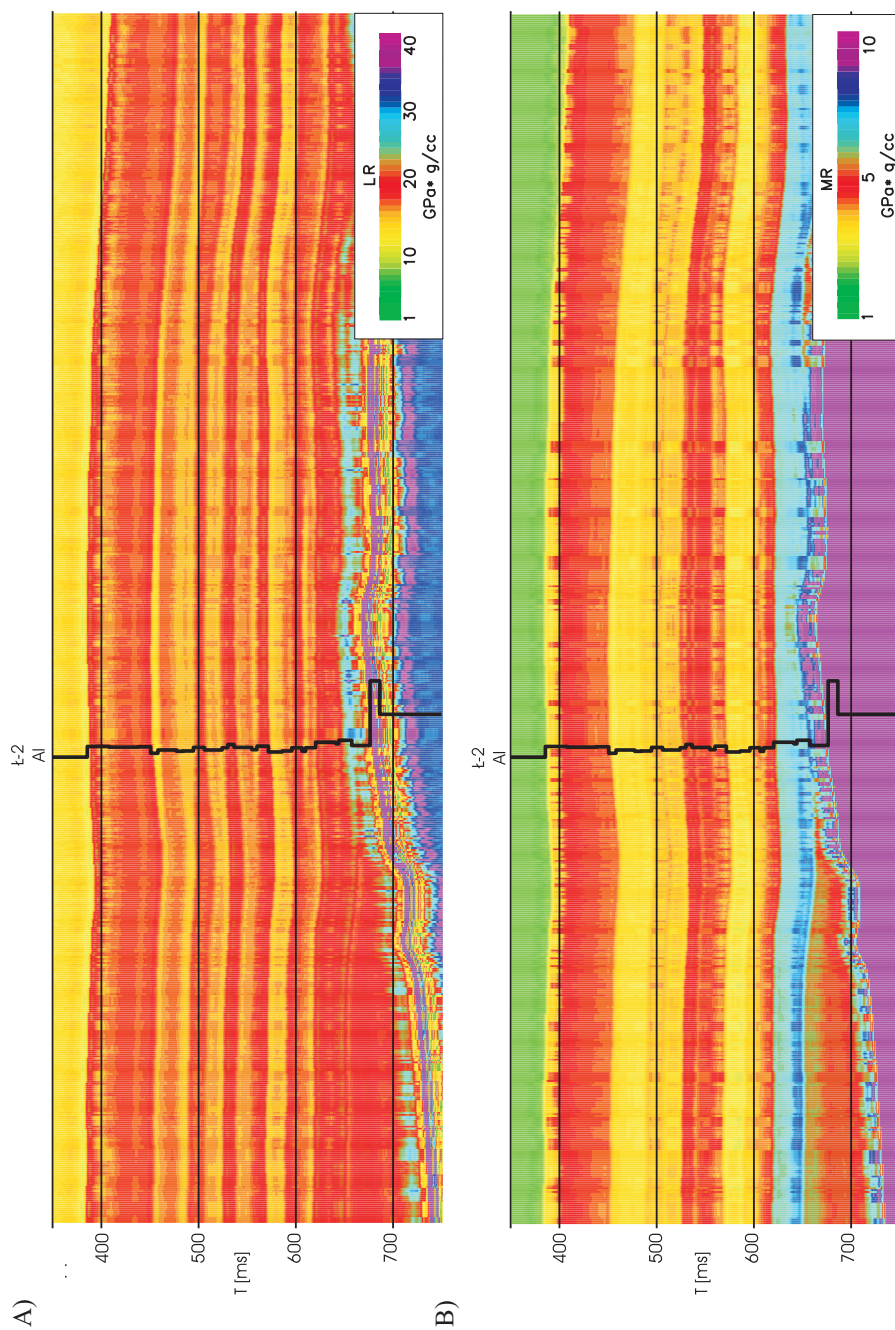


Fig. 6. Sekcja syntetyczna dla modelu częściowo nasyconego: A) $\lambda\rho$ (LR); B) $\mu\rho$ (MR); AI – impedancja akustyczna

Fig. 6. Synthetic section for partially saturated model: A) $\lambda\rho$ (LR); B) $\mu\rho$ (MR); AI – acoustic impedance

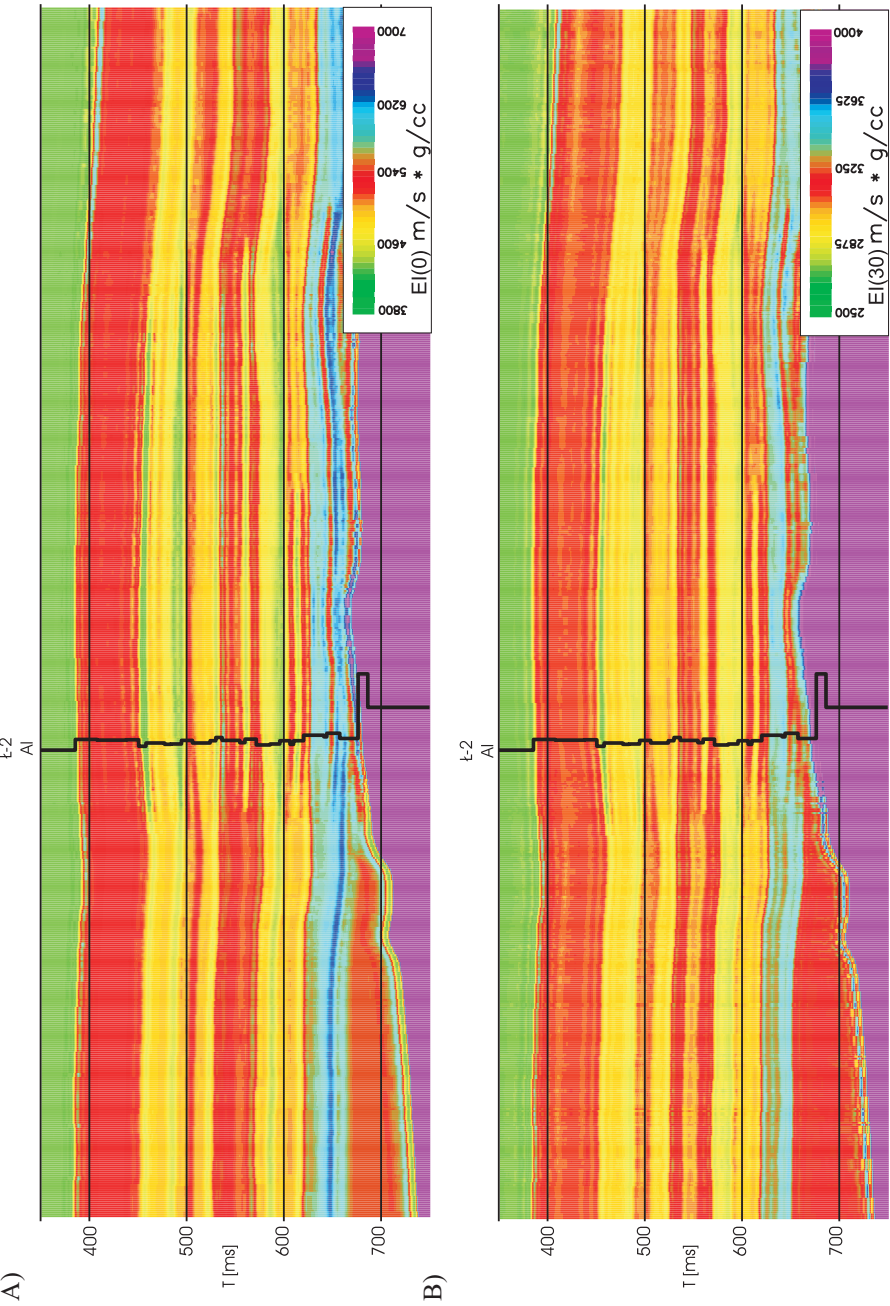


Fig. 7. Sekcja syntetyczna dla modelu w pełni nasyconego – impedancja elastyczna (EI): A) $EI(0^\circ)$; B) $EI(30^\circ)$; AI – impedancja akustyczna
Fig. 7. Synthetic section for partially saturated model – elastic impedance (EI): A) $EI(0^\circ)$; B) $EI(30^\circ)$; AI – acoustic impedance

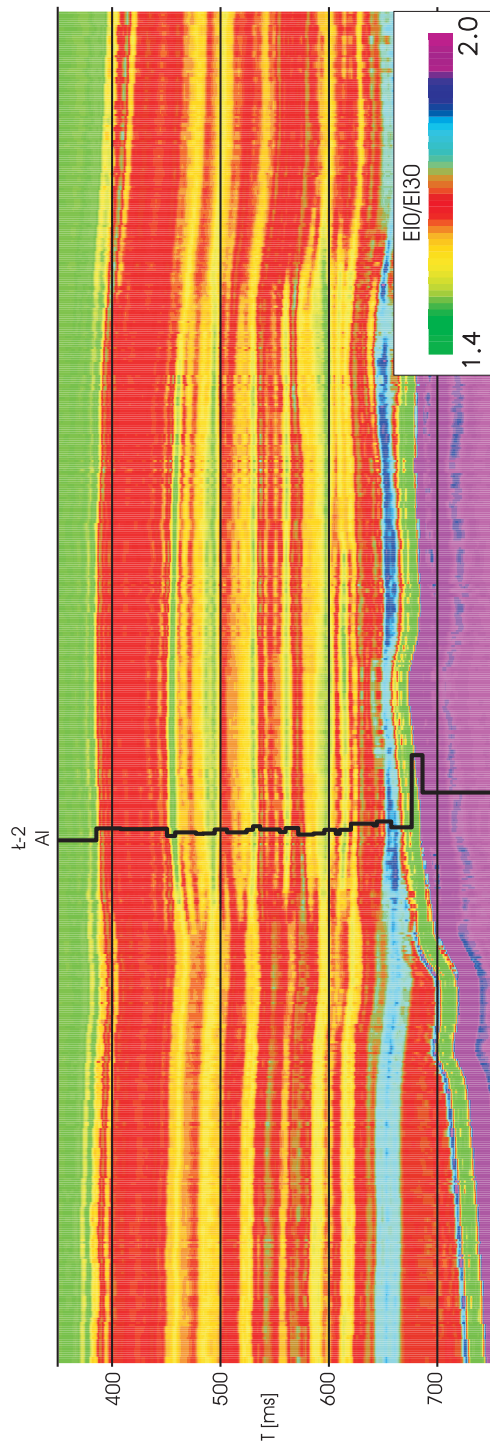


Fig. 8. Sekcja syntetyczna dla modelu w pełni nasyconego – stosunek $EI(0^\circ)/EI(30^\circ)$; AI – impedancja akustyczna, EI – impedancja elastyczna

Fig. 8. Synthetic section for fully saturated model – $EI(0^\circ)/EI(30^\circ)$ ratio; AI – acoustic impedance, EI – elastic impedance

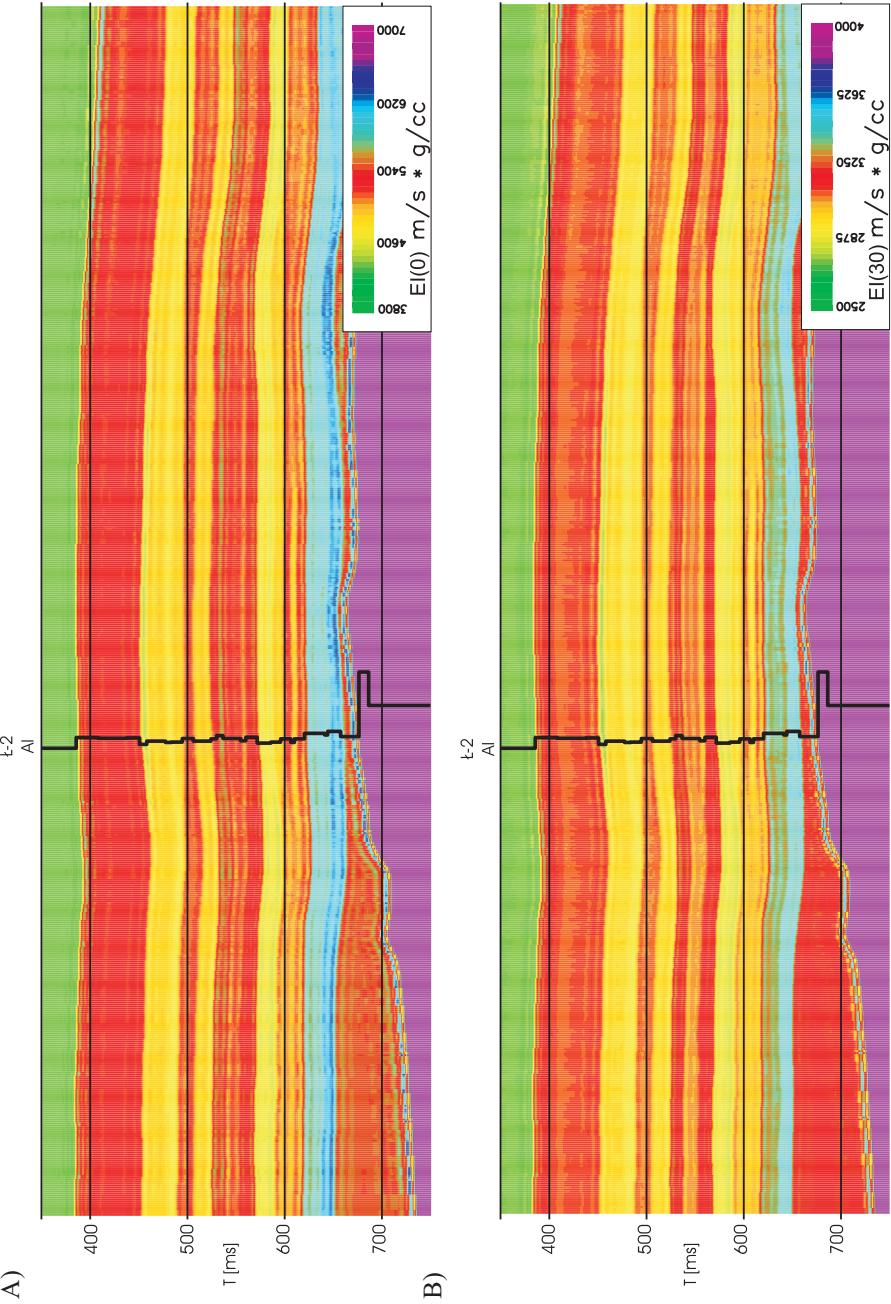


Fig. 9. Sekcja syntetyczna dla modelu w częściowo nasyconego – impedancja elastyczna (EI): A) $EI(0^\circ)$; B) $EI(30^\circ)$; AI – impedancja akustyczna
Fig. 9. Synthetic section for partially saturated model – elastic impedance (EI): A) $EI(0^\circ)$; B) $EI(30^\circ)$; AI – acoustic impedance

KRYTERIA ZŁOŻOWEJ INTERPRETACJI DANYCH SEJSMICZNYCH

Na przekrojach AVO Product warstwy nasycone gazem charakteryzują się dodatnimi wartościami, których wielkość wzrasta wraz z nasyceniem (Fig. 3). Dla klasy IV wartości są ujemne, podobnie jak i w strefach nienasyconych (Pietsch *et al.* 2007).

Atrybut Fluid Factor pokazuje strefy, w których stosunek V_P/V_S odbiega od statystycznego wyznaczonego trendu. Warstwom nasyconym odpowiada podwyższenie amplitudy, dla stropu refleks ujemny, a dla spągu – dodatni. Przy dużym nasyceniu amplitudy mają duże wartości, a przy małym na występowanie nasycenie wskazuje raczej charakterystyczny rozkład refleksów – flat spot, zmiana fazy (Fig. 4A i B).

Przekroje $\lambda\rho$ i $\mu\rho$ umożliwiają lokalizację stref nasyconych, szczególnie o dużym nasyceniu, które charakteryzują się najniższymi wartościami na przekrojach $\lambda\rho$. Na przekrojach $\mu\rho$ strefy te są prawie niewidoczne (Fig. 5 i 6).

Przekroje impedancji elastycznej obliczone dla kąta padania $0^\circ EI(0) = AI$ oraz kąta podania $= 30^\circ EI(30)$ umożliwiają lokalizację warstw nasyconych (w strefach nasyconych wartości impedancji są najniższe, o wielkości zależnej od stopnia nasycenia). Natomiast ich stosunek $EI(0)/EI(30)$ pozwala na wydzielenie serii piaszczystych i ilastych (Fig. 7–9).

ZŁOŻOWA INTERPRETACJA PRZEKROJU SEJSMICZNEGO – ZŁOŻE „ŁUKOWA”

Interpretację w strefie złoża „Łukowa” wykonano na profilu sejsmicznym T0152005, tym samym, który posłużył do konstrukcji, omówionego powyżej, teoretycznego pola faliowego. Profil przebiega w kierunku NE–SW, zgodnie z upadem depozycyjnym warstw miocenu, w odległości ok. 600 m od pozytywnego otworu „Łukowa 2” (Ł-2).

Na analizowanym profilu widać dwie strefy zapisu anomalnego, które można wiązać z występowaniem warstw nasyconych gazem. Interpretacja wykonana z wykorzystaniem sejsmicznych wskaźników węglowodorowości (Fig. 10) pokazuje, że najczęściej na nasycenie gazem wskazują bright spoty, ugięcia czasowe i flat spoty. W sejsmicznym obrazie złoża widać również, że niektóre horyzonty nasycone mogą być odwzorowane w postaci zmian fazy lub dim spotów. W strefie 1 horyzonty złożowe zidentyfikowano od czasu 342 ms (1) aż do 510 ms (11). W strefie 2– od czasu 348 ms (2) do czasu 510 ms (11). Horyzonty nasycone dla obu stref złożowych zlokalizowane są w tych samych warstwach i charakteryzują się takimi samymi wskaźnikami *DHI*.

Bazując na omówionych wyżej modelowniach, za najbardziej informatywne uznano przekroje sejsmiczne w wersji AVO Product oraz Fluid Factor. Analiza przekroju odtworzonego w wersji AVO Product (Fig. 11) lokalizuje wszystkie horyzonty nasycone, które wyznaczono z wykorzystaniem bright spotów. Horyzonty, które zidentyfikowano na podstawie dim spotów, charakteryzują się niskimi wartościami atrybutu AVO Product, pomimo to są widoczne w zapisie sejsmicznym.

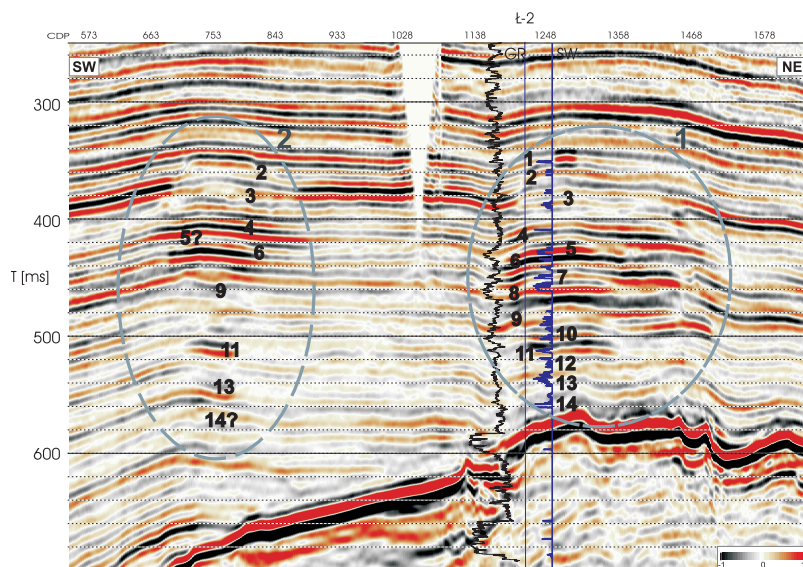


Fig. 10. Fragment przekroju T0152005 z zaznaczonymi strefami o anomalnym zapisie sejsmicznym: *GR* – profilowanie gamma, *SW* – wskaźnik nasycenia wodą, 1 i 2 – strefy o anomalnym zapisie, 1, 2, 3, ... – wyinterpretowane warstwy nasyczone

Fig. 10. Part of the T0152005 profile with zones of anomalous seismic response: *GR* – Gamma Ray, *SW* – water saturation; 1 and 2 – anomalous zones, 1, 2, 3, ... – interpreted gas saturated layers

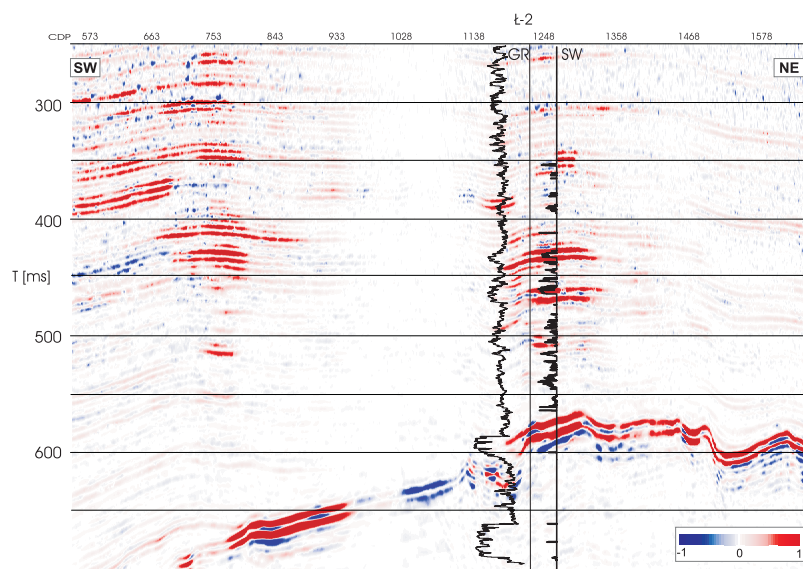


Fig. 11. Fragment przekroju T0152005 – AVO Product: *GR* – profilowanie gamma, *SW* – wskaźnik nasycenia wodą

Fig. 11. Part of the T0152005 profile – AVO Product: *GR* – Gamma Ray, *SW* – water saturation

Na przekroju AVO Product prześledzić można również niewielkie, podwyższone wartości poniżej zidentyfikowanych wcześniej stref nasyconych. Może to wskazywać na występowanie dodatkowych horyzontów gazowych. Na przekroju Fluid Factor (Fig. 12) obie strefy złożowe są wyraźnie widoczne. Widoczne są zarówno wszystkie horyzonty już wcześniej zidentyfikowane (Fig. 10), jak i horyzonty, których ślad zaznaczał się na przekroju AVO Product (Fig. 11). Szczególnie wyraźnie widoczna jest anomalia w strefie 2, na czasie 550 ms (13). Jeżeli przyjąć do interpretacji atrybutu Fluid Factor wnioski wynikające z modelowań, że wartość atrybutu zmniejsza się wraz ze spadkiem nasycenia, wyraźne anomalie, ale o niewielkich wartościach, należy wiązać z częściowym nasyceniem przestrzeni porowej gazem (horyzonty 12, 13 – strefa 1, oraz 14 – strefa 1 i 2).

W celu potwierdzenia sugestii wynikających z interpretacji przekrojów AVO Product i Fluid Factor o częściowym nasyceniu głębszych horyzontów (poniżej czasu 500 ms) profil T0152005 odtworzono w wersji przekrojów $\lambda\rho$ i $\mu\rho$ (Fig. 13A i B), wykorzystując do tego celu przekroje refleksyjności fali P i S. Piaskowce w pełni nasycone powinny charakteryzować się najniższymi wartościami $\lambda\rho$, natomiast przy częściowym nasyceniu wartości $\lambda\rho$ są zbliżone do wartości uzyskanych dla piaskowców nienasyconych – złoż nie jest widoczne. Dla strefy 1 widoczne są wszystkie horyzonty aż do czasu 530 ms (12), dla strefy 2 widoczne są wszystkie zidentyfikowane horyzonty aż do czasu 550 ms (13) (Fig. 13A). Na przekroju $\mu\rho$ złoż jest w zasadzie niewidoczne (Fig. 13B).

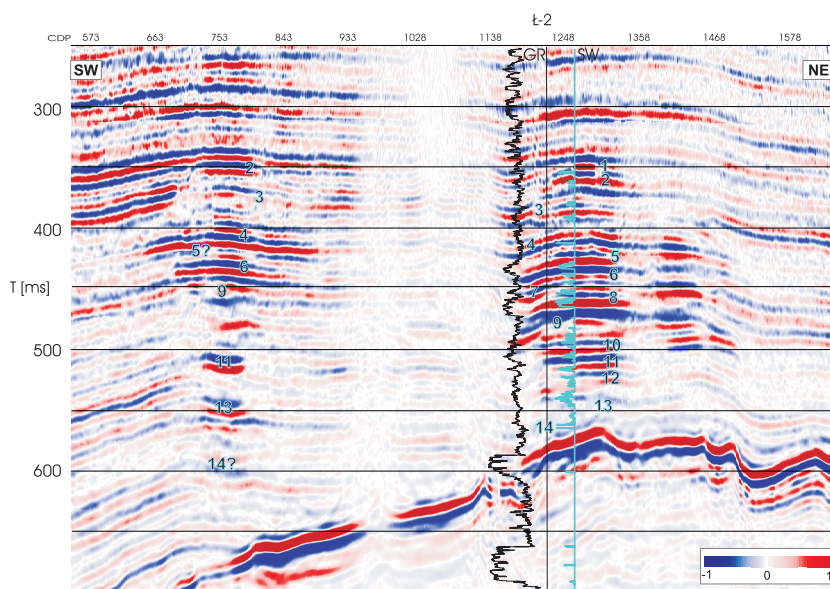


Fig. 12. Fragment przekroju T0152005 – Fluid Factor: GR – profilowanie gamma, SW – wskaźnik nasycenia wodą, 1, 2, 3, ... – wyinterpretowane warstwy nasycone

Fig. 12. Part of the T0152005 profile – Fluid Factor: GR – Gamma Ray, SW – water saturation, 1, 2, 3, ... – interpreted gas saturated layers

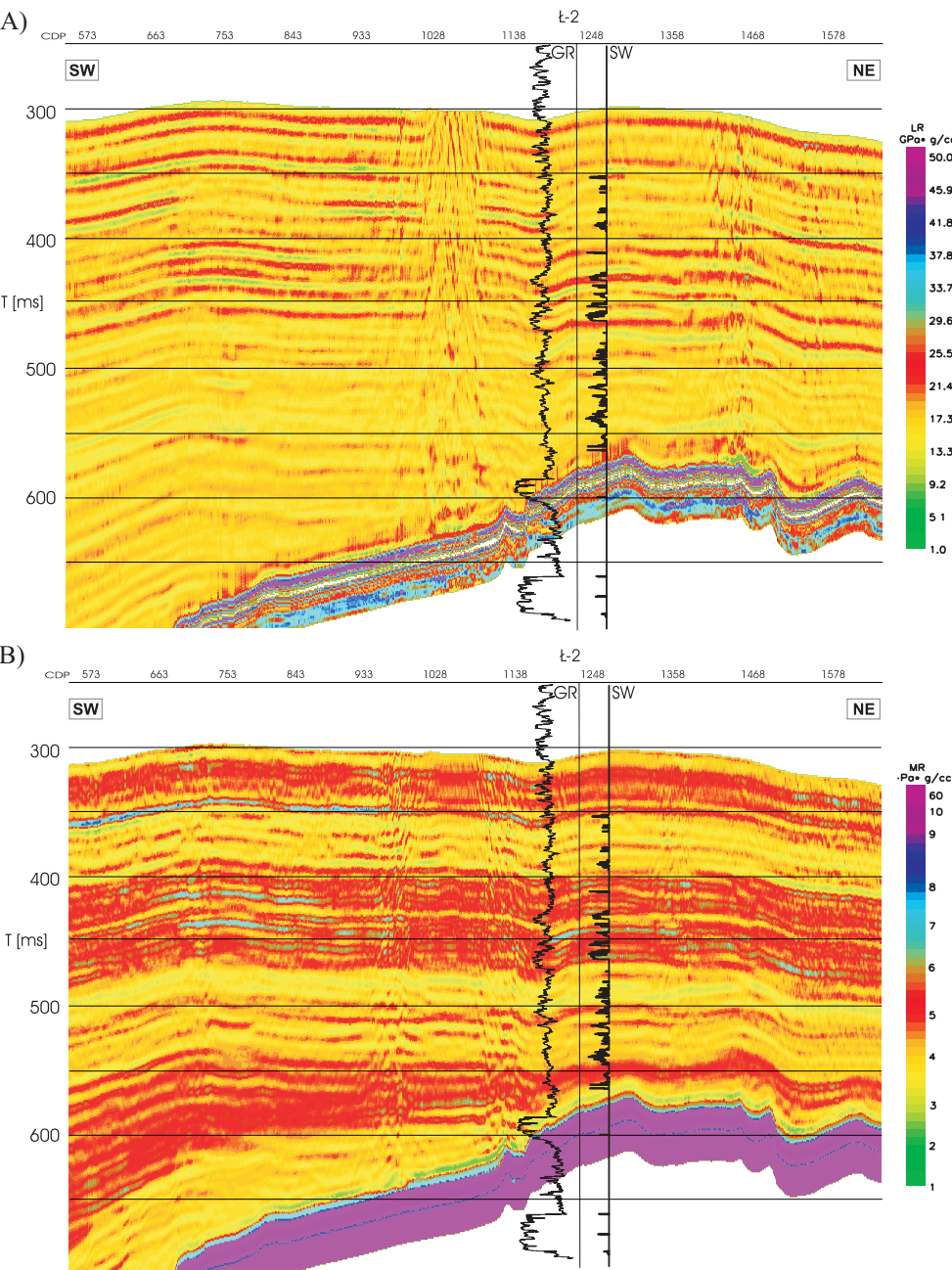


Fig. 13. Fragment przekroju T0152005: A) $\lambda\rho$ (LR); B) $\mu\rho$ (MR); GR – profilowanie gamma, SW – wskaźnik nasycenia wodą

Fig. 13. Part of the T0152005 profile: A) $\lambda\rho$ (LR); B) $\mu\rho$ (MR); GR – Gamma Ray, SW – water saturation

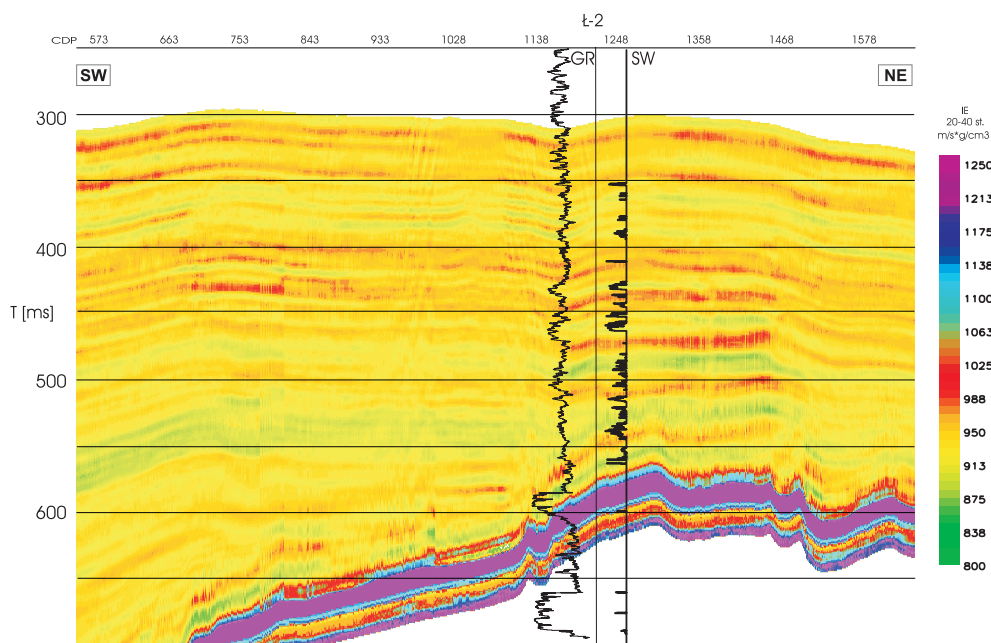


Fig. 14. Fragment przekroju T0152005 – impedancja elastyczna (EI) – kąty $20\text{--}40^\circ$; GR – profilowanie gamma, SW – wskaźnik nasycenia wodą

Fig. 14. Part of the T0152005 profile – elastic impedance (EI) – $20\text{--}40^\circ$ angles; GR – Gamma Ray, SW – water saturation

Przekroje impedancji elastycznej dla kątów $0\text{--}15^\circ$ oraz $20\text{--}40^\circ$, jak również stosunek $EI(0\text{--}15^\circ)/EI(20\text{--}40^\circ)$, obliczone na podstawie rejestrowanego przekroju sejsmicznego, a nie danych modelowych, są mało przydatne nawet do identyfikacji stref złożowych. Ich rozdzielczość jest zdecydowanie zbyt mała i np. na przekroju $EI(20\text{--}40^\circ)$ (Fig. 14) widać jedynie szerokie strefy o obniżonej prędkości, szczególnie dla głębszych horyzontów. Nie najlepsze wyniki zastosowania impedancji elastycznej na przekroju T0152005 mogą wiązać się m.in. z koniecznością wykorzystania obliczonej krzywej V_S i dodatkowo skalibrowanej prędkościami V_S wyznaczonymi z pomiarów PPS-3C w rejonie złoża „Księżpol”, które oddalone jest o kilkanaście kilometrów w kierunku zachodnim.

Potwierdzeniem poprawności wykonanej interpretacji złożowej oraz próby oceny stopnia nasycenia warstw złożowych może być zestawienie przypływów, wg próbnika złoża, ze zinterpretowanym przekrojem sejsmicznym (Fig. 15). Zidentyfikowane w strefie 1 horyzonty 12, 13 i 14 zgodnie z wykonaną interpretacją należy uznać za słabo nasycone, co potwierdzają wyniki opróbowania złoża. Widoczne w zestawieniu niezgodności mogą wynikać nie tylko z faktu, że wykonana interpretacja nasycenia na podstawie zapisu sejsmicznego jest interpretacją jakościową, ale również z faktu, że odwiert, z którym skorelowany jest zapis sejsmiczny, oddalony jest od profilu o ok. 600 m.

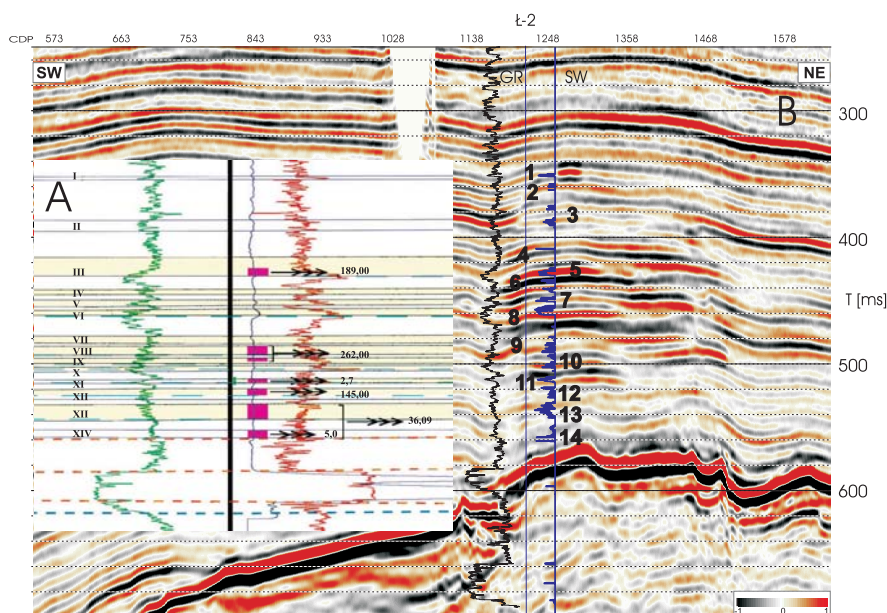


Fig. 15. Zestawienie danych z próbnika złoża (A) ze zinterpretowanym przekrojem sejsmicznym T0152005 (B); GR – profilowanie gamma naturalne, SW – wskaźnik nasycenia wodą, 1, 2, ... – wyinterpretowane warstwy nasycone, I, II, ... – warstwy nasycone wg danych otworowych; 189,00, ... – wielkość przyływu gazu do próbnika złoża [Nm^3/min]

Fig. 15. Juxtaposition of drill-stem tester data (A) with interpreted seismic profile no T0152005 (B); GR – natural gamma ray, SW – water saturation, 1, 2, 3, ... – interpreted gas saturated layers; I, II, ... – gas saturated layers interpreted on well data; 189,00, – gas inflow rate obtained from a drill-stem tester [Nm^3/min]

PODSUMOWANIE

Przedstawione powyżej wyniki analizy metod przetwarzania danych sejsmicznych przed składaniem w celu opracowania kryteriów umożliwiających powiązanie anomalnego zapisu sejsmicznego ze stopniem nasycenia gazem przestrzeni porowych warstw zbiornikowych, pomimo potwierdzenia próbami złożowymi wykonanej interpretacji, ukazują także niedoskonałość posiadanych metod interpretacyjnych. Niestety ta niedoskonałość jest wynikiem zależności zapisu sejsmicznego od wielu wzajemnie powiązanych parametrów petrofizycznych charakteryzujących ośrodek geologiczny.

Przeanalizowane procedury, szczególnie gdy zastosowane są kompleksowo, pozwalają na dobrą lokalizację stref nasyconych. Do wiarygodnej oceny stopnia nasycenia niezbędne są jednak, o czym była już mowa wcześniej, informacje o wzajemnej zależności pomiędzy parametrami petrofizycznymi (nie tylko prędkość propagacji fal P i S, gęstość i tłumienie, ale również m.in. porowatość i kształt porów, skład mineralogiczny, zailenie itp.) a nasyceniem. Na pewno gdyby choć część tych zależności była jednoznacznie określona na podstawie pomiarów geofizyki otworowej, wnioski mogłyby być nie tylko jakościowe.

Niezbędne jest również wprowadzenie pomiarów sejsmicznych 3C na większą skalę, i to zarówno otworowych PPS-3C, jak i powierzchniowych 2D-3C. Pomiary otworowe stwarzają możliwość opracowania wiarygodnego pionowego modelu prędkości fali S (V_S), a pomiary powierzchniowe – możliwość wyznaczenia przestrzennego rozkładu V_S oraz V_P/V_S – parametrów, których znajomość powinna przyczynić się do podniesienia wiarygodności złożowej interpretacji danych sejsmicznych.

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.

Wykorzystany do obliczeń system Hampson-Russell (CGGVeritas) WGGiOŚ AGH uzyskał w ramach University Donation Scheme.

Praca powstała w efekcie 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 oraz prac własnych Katedry Geofizyki Wydziału Geologii Geofizyki i Ochrony Środowiska AGH, nr 10.10.140.184 „Wielowariantowe modelowanie sejsmiczne jako podstawa opracowania kryteriów identyfikacji rejestrowanego pola falowego”.

LITERATURA

- Aki K. & Richards P.G., 2002. *Quantitative Seismology*. 2nd Edition, W.H. Freedman and Company.
- Castagna J.P., Batzle M.L. & Eastwood R.L., 1985. Relationship between compressional-wave and shear-wave velocities in clastic silicate rocks. *Geophysics*, 50, 571–581.
- Goodway W., Chen T. & Downton J., 1997. Improved AVO Fluid Decection and Lithology Discrimination Using Lamé Petrophysicasl Parameters. *Extended Abstract, Soc. Expl. Geophysics, 67th Annual International Meeting*, Denver.
- Pomianowski P., Zarzycka M. & Płocki R. 2005. *Lubliniec – Aleksandrów – Cieszanów 2D*. Geofizyka Toruń Sp.z o.o., Toruń.
- Nawieśniak A., 2007. *Identyfikacja przyczyn sejsmicznych anomalii amplitudowych w rejonie Lubliniec – Aleksandrów – Cieszanów*. Katedra Geofizyki, WGGiOŚ AGH, Kraków (praca dyplomowa).
- Pietsch K. et al., 2007. *Opracowanie i wdrożenie metodyki analiz anomalii sejsmicznych w miocenie zapadliska przedkarapckiego wiążących zależność zapisu sejsmicznego z występowaniem złóż węglowodorów*. Katedra Geofizyki, WGGiOŚ AGH, Kraków. (przedsięwzięcie zlecone przez Ministerstwo Środowiska, finansowane przez Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, nr 58/2005/Wn-06/FG-bp-tx/D).

Summary

The question, whether it is possible to create such indicators that would allow to assess a saturation degree of reservoir pore space directly from seismic response, is interesting for hydrocarbon prospecting in the NE part of the Carpathian Foredeep (Fig. 1).

This paper presents results of the tests of interpretative procedures based on pre-stack seismic data such as AVO Product, Fluid Factor, $\lambda\rho$ and $\mu\rho$, elastic impedance. The dependence of seismic image of gas reservoir upon plenty of petrophysical parameters causes that the analysis of their influences on seismic response were based on seismic multi-variant modelling.

Seismic model approximating Łukowa gas reservoir was constructed accordingly with a geometry of profile no T0152005 acquired by Geofizyka Toruń Ltd. and additionally supported by log data from Ł-2 well.

Theoretical wavefield was computed with Hampson-Russell System (CGGVeritas) incorporating an algorithm based on ray tracing allowing to generate amplitudes of synthetic data accordingly with Zoeppritz equations. Modelling were performed for both fully saturated (Fig. 2A) case and partially saturated case (Fig. 2B).

AVO Product (Fig. 3A, B) and Fluid Factor (Fig. 4, B) attributes were chosen as to be the most informative ones. The $\lambda\rho$ (Figs 5A i 6A) and $\mu\rho$ (Figs 5B i 6B) projections calculated on the basis of an inversion of reflectivities of both P and S wave were analyzed. The elastic impedance (EI) profiles calculated for 0 (Figs 7A and 9A) and 30 (Figs 7B and 9B) degree angle stacks and $EI(0)/EI(30)$ ratio (Fig. 8) were analyzed as potential saturation degree indicators.

The presented model-based analyses aiming at their validation as indicators of a saturation degree allowed to derive the following conclusions:

- AVO Product exhibits typical III class anomaly that increase with a saturation degree.
- Fluid Factor indicates zones of V_p/V_s ratio deviated from statistically established wet trend. Gas saturation occurs as high amplitudes.
- $\lambda\rho$ profiles underline especially highly saturated zones as minima.
- The minima on $EI(0)$ and $EI(30)$ localize gas zones, and values of both attributes changes with saturation.

In order to validate the established criteria, a reservoir interpretation of T0152005 profile depicting two anomalous zones indicating gas saturation was performed (Fig. 10). The interpretation was based on AVO Product (Fig. 11), Fluid Factor (Fig. 12), $\lambda\rho$ and $\mu\rho$ (Fig. 13A, B) projections and elastic impedance (Fig. 14). The correctness of established criteria was confirmed by a juxtaposition of an inflow rate obtained from a drill-stem tester and the interpreted seismic profile (Fig. 15). Horizons no 12, 13 and 14 identified in zone no. 1 accordingly with the established criteria should be treated as partially saturated as it was confirmed with a formation tester.

The analyzed procedures allow to localize reliably saturated zones, in particular when are used simultaneously. In order to assess a degree of saturation correctly, information about mutual relation among petrophysical parameters and saturation is required.