

# Poszukiwania złóż gazu ziemnego w osadach miocenu zapadliska przedkarpackiego na podstawie interpretacji anomalii sejsmicznych — weryfikacja anomalii

Michał Myśliwiec\*

**Exploration for gas accumulations in the Miocene deposits of the Carpathian Foredeep using Direct Hydrocarbon Indicators — verification of anomalies (southern Poland).** Prz. Geol., 52: 307–314.

*S u m m a r y.* The paper reviews the applied prospecting methods and potential methods of testing the seismic anomalies related to gas accumulation in the Miocene deposits of the Carpathian Foredeep. Since many detected anomalies is demonstrated by test drilling to have no commercial value, it is important to develop a set of effective methods allowing for verification of the hydrocarbon potential associated with particular anomalies.

**Key words:** seismic anomalies, bright spot, time sag, Miocene, Carpathian Foredeep, gas fields

Przyczyną powstawania anomalii sejsmicznych, podobnych do anomalii typu *bright spot* lub *time sag*, nie musi być występowanie akumulacji gazu ziemnego. Mogą to być zmiany litologiczne, a w przypadku osadów miocenu zapadliska przedkarpackiego również nierównomierna kompaktacja zróżnicowanych litologicznie osadów piaszczysto-ilastych. Anomalie sejsmiczne powstają również w związku ze złożami, które nie mają wartości przemysłowej. Często w takich przypadkach są to poziomy skał zbiornikowych z niskim nasyceniem gazem ziemnym — *low saturated reservoirs* lub *fizz water reservoir* (De-Hua, 2001, 2002; Hornby, 2000).

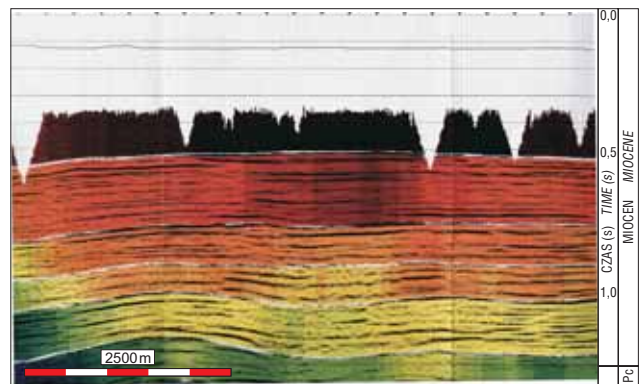
W związku z tym, dla poszukiwań w zapadlisku przedkarpackim niezwykle ważne staje się poszukiwanie metod pozwalających na **weryfikację wartości anomalii**. Jest to cały kompleks technik interpretacyjnych, z jednej strony polegających na szczegółowym badaniu pełnego obrazu falowego, a z drugiej na szukaniu możliwości lepszego odtwarzania geometrycznego układu warstw skalnych i głębokościowego odwzorowania struktur.

Dla realizacji tego drugiego celu konieczne jest poprawne określenie rozkładu prędkości. Niejednokrotnie podejmowano próby jego określenia poprzez badania modelowe (Borys i in., 2000; Myśliwiec i in., 1999), co w znaczący sposób przeniosło się do praktyki przemysłowej. Pozwala to często na poprawniejsze lokalizowanie pierwszych odwiertów poszukiwawczych w stosunku do kulminacji struktur akumulujących gaz ziemny. Standardowo prowadzone są również badania zmian prędkości wzdłuż profili sejsmicznych, i to zarówno prędkości sumowania, jak i prędkości interwałowych. Szczególnie te drugie wykonywane dla interwałów ważnych z punktu widzenia złożowego pozwalają na poparcie poprawności interpretacji bezpośrednich wskaźników węglowodorów lub na jej zaprzeczenie, bowiem zazwyczaj strefom złożowym odpowiadają wyraźne anomalie prędkości interwałowych (ryc. 1). Prawidłowa lokalizacja anomalii prędkości może być również uwzględniona przy modelowaniu pola prędkości stosowanego dla transformacji czasowo-głębokościowej.

Jedną z powszechnie stosowanych metod szczegółowego badania obrazu falowego jest analiza atrybutów trasy sejsmicznej znana pod pojęciem analizy trasy zespolonej (*complex seismic trace analysis*). Zarówno klasyfikacje, jak i charakterystyka poszczególnych atrybutów były już szeroko prezentowane w literaturze. W tym miejscu

warto jednak zacytować A. E. Barnes'a z firmy Landmark Graphics, który słusznie zwrócił uwagę na fakt, że wykorzystanie do interpretacji wciąż mnożących się nowych atrybutów ma często charakter mody (Barnes, 2000). Z punktu widzenia poszukiwań naftowych ważniejsze jest, aby przynajmniej niektóre z kilkuset już rodzajów atrybutów nabrały znaczenia bardziej geologicznego niż tylko geofizycznego.

W poszukiwaniach naftowych w zapadlisku przedkarpackim najczęściej stosowanymi atrybutami są te „podstawowe” oparte o transformację Hilberta, tzn. energia sygnału, częstotliwość chwilowa, faza chwilowa i polarność. Energia sygnału, jako pochodna amplitudy przydatna jest zarówno dla rozpoznawania anomalii typu *bright spot* i *time sag*, jak i pomaga w określaniu zmian litologicznych i litostratygraficznych (zmiany miąższości) oraz geometrycznego układu warstw (niezgodności, ryc. 2). Obniżenie wartości częstotliwości chwilowej występujące poniżej warstw nasyconych gazem może być dobrym wskaźnikiem obecności węglowodorów, choć często efekt ten jest potęgowany przez obecność skał nieskonsolidowanych. Pomaga również w rozpoznawaniu zmian miąższości (wyklinowania warstw) i litologii (ryc. 3). O roli zmian polarności dla identyfikacji stref nasyconych węglowodorami wspomniano już wyżej przy okazji definiowania anomalii związanych z nasyceniem gazem (ryc. 4). Zmiany fazy chwilowej są dobrym wskaźnikiem lateralnej



**Ryc. 1.** Przykład anomalii prędkości interwałowych na profilu sejsmicznym związanej ze złożem gazu ziemnego. Złoże gazu Chałupki Dębniańskie. Kolor ciemnobrązowy oznacza anomalię prędkości

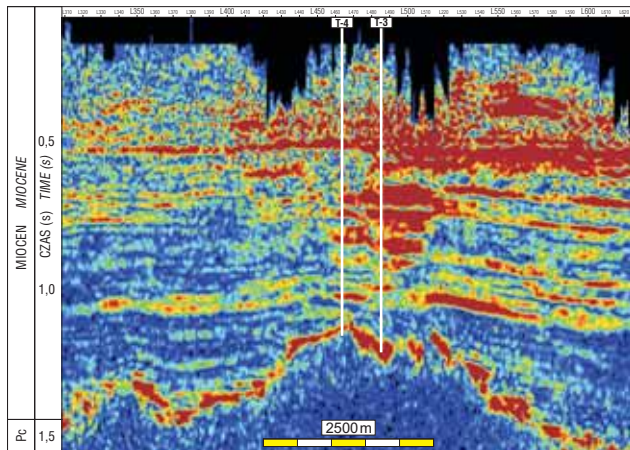
**Fig. 1** The case of the interval velocity analysis for the seismic line across the Chałupki Dębniańskie gas field. The brown colour indicates the anomaly lowering of the velocity

\*PGNiG S.A. Departament Poszukiwania Złóż, Ośrodek Południe w Jasle, ul. Asnyka 6, 38-200 Jasło; m.mysliwiec@geonaf.ta.jaslo.pl

ciągłości warstw skalnych, położenia uskoku i wyklinań. Rzadziej do rozwiązywania szczegółowych problemów poszukiwawczych (np. w rejonach o wyjątkowo dużych zmianach facjalnych) są stosowane atrybuty bardziej skomplikowane, będące pochodną wyżej wymienionych atrybutów pierwotnych, jak GRXPRI, będący iloczynem dwóch atrybutów trasy sejsmicznej, perigramu i cosinusa fazy (perigram — obwiednia amplitudy z usuniętą składową niskoczęstotliwościową). Atrybut ten podkreśla wysokoamplitudowe ciągłe horyzonty, podczas gdy niskoenergetyczne są redukowane do zera. Pozwala to wyeksponować miejsca o charakterze anomalii potencjalnie związanych z akumulacjami węglowodorów (Raczyńska, 2001).

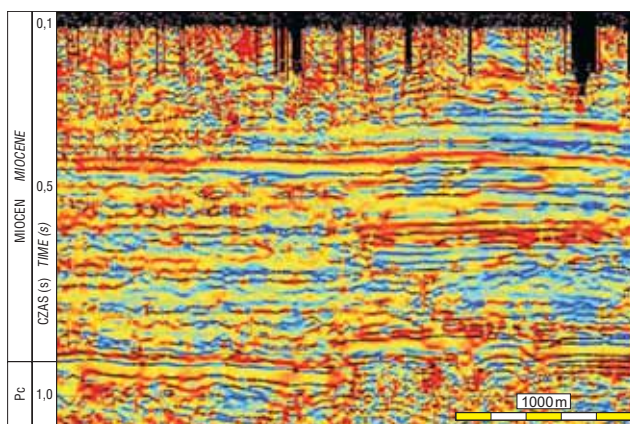
Ogólnie wybór atrybutów jest uzależniony od wymogów konkretnego zadania poszukiwawczego, a w przypadku metodyki bezpośrednich wskaźników węglowodorów obejmuje on przede wszystkim takie atrybuty, które mogą zweryfikować miejsca anomalne podejrzane o związek z akumulacjami gazu.

Od dawna i powszechnie stosowaną metodą sprawdzającą wartość bright spotów jest metoda AVO (*Amplitude Variation with Offset*). Wykorzystuje ona związek



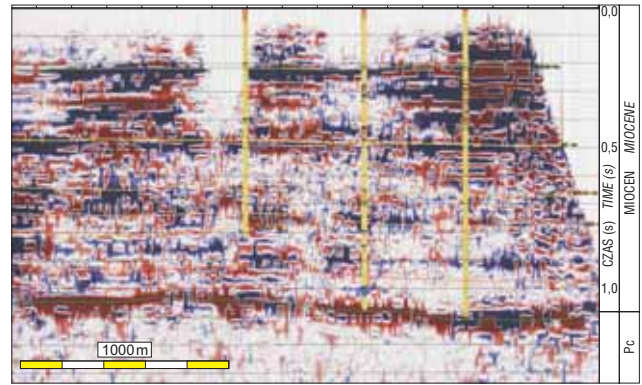
Ryc. 2. Przykład atrybutu energia sygnału dla profilu przez złożo gazu ziemnego Terliczka

Fig. 2. The reflection strength attribute for the seismic line across the Terliczka gas field



Ryc. 3. Przykład atrybutu częstotliwość chwilowa dla profilu sejsmicznego przez złożo Żołyń. Odcienie koloru niebieskiego oznaczają obniżenie częstotliwości poniżej horyzontów nasyconych gazem

Fig. 3. The instantaneous frequency attribute for the seismic line across the Żołyń gas field. The blue colour indicate the frequency lowering below the gas saturated horizons



Ryc. 4. Przykład atrybutu polarność chwilowa dla profilu przez złożo Chałupki Dębnińskie (część skrajnie prawa) i Żołyń „E” (część lewa)

Fig. 4. The instantaneous polarity attribute for the seismic line across the Chałupki Dębnińskie (right part) and Żołyń „E” gas field (left part)

współczynników odbicia z kątem padania fal poprzez zmianę odległości (offsetu) pomiędzy punktem wzbudzenia i odbioru. Nasycone gazem osady piaszczyste mogą objawiać się zwiększeniem amplitudy wraz z zwiększaniem offsetu, przy czym zmiana amplitudy może być również konsekwencją zmian w litologii.

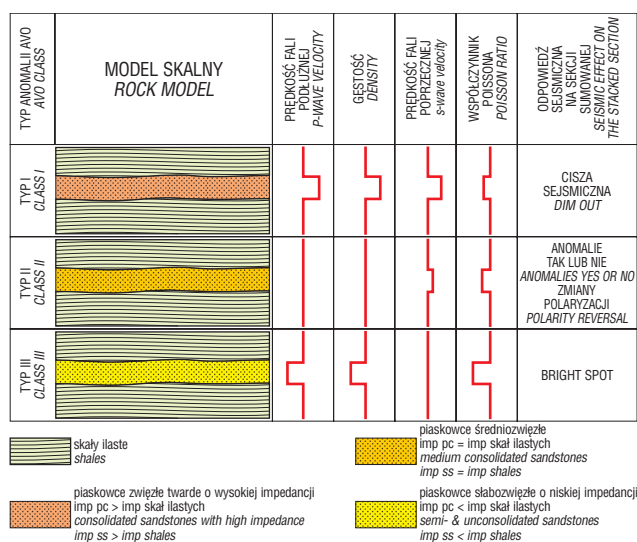
To, w jaki sposób, i czy zjawisko zwiększenia amplitudy wraz z odległością pomiędzy źródłem i odbiornikiem fali wystąpi, zależy nie tylko od stanu nasycenia, ale w dużej mierze od właściwości sejsmo-akustycznych samych skał zbiornikowych (ryc. 5, 6). Inne wyniki AVO można uzyskać dla słabo skonsolidowanych skał charakteryzujących się dużo mniejszą impedancją\* w stosunku do skał otoczenia (słabo skonsolidowane piaskowce nasycone gazem, typ III), inne dla skał o impedancji podobnej do otoczenia (typ II), a jeszcze inne dla skał o impedancji wysokiej, jak np. piaskowce twarde i zwarte (typ I). Metoda AVO jest szczególnie przydatna w drugim przypadku, kiedy piaszczyste skały zbiornikowe i nieproduktywne skały ilaste mają podobną impedancję.

Warto dodać, że standardowa analiza AVO wykorzystuje anomalne zmiany w prędkości fali podłużnej  $V_p$  (lub impedancji P) i prędkości fali poprzecznej  $V_s$  (lub impedancji S) dla określenia w pierwszym rzędzie zmian rodzaju płynów porowych, ale również i litologii. Na podstawie jej wyników nie jest możliwe wyróżnienie akumulacji o niskim nasyceniu gazem.

Z punktu widzenia poszukiwania akumulacji gazowych bardziej efektywna może być analiza danych sejsmicznych oparta o badanie fal poprzecznych S lub przemiennych P-S. Przy zastosowaniu odpowiednich technologii pozwala ona na rozróżnianie nasycenia gazem i wodą oraz określenie względnego stopnia nasycenia gazem.

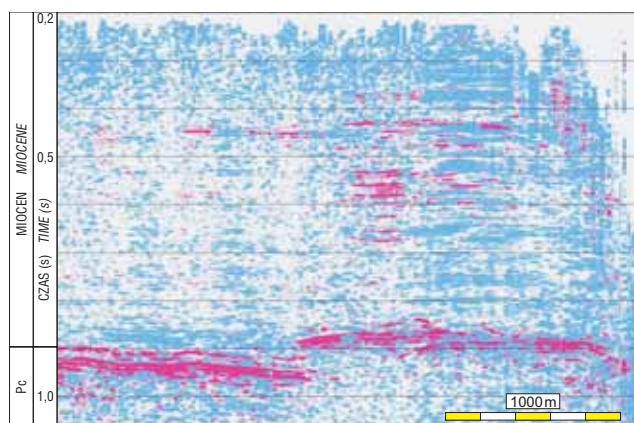
Badanie fal poprzecznych, czy też przemiennych otwiera zupełnie nowe pole dla poszukiwań węglowodorów. Ich użyteczne wykorzystanie jest obecnie przedmiotem ogromnej ilości różnego rodzaju badań, w tym również weryfikowania anomalii sejsmicznych. Ponieważ wzbudzanie fal poprzecznych jest nadal trudniejsze, powszechniej stosowane są fale przemiennie (ryc. 7). Zaletą rejestrowania fal poprzecznych jako przemiennie jest przede wszystkim to, że fale te mogą być rejestrowane wraz z falami podłużnymi.

\*impedancja — opór stawiany przez ośrodek propagacji fali — iloczyn gęstości ośrodka oraz prędkości propagacji



Ryc. 5. Typy anomalii AVO w zależności od właściwości sejsmo-akustycznych skał

Fig. 5. The types of the AVO anomalies depending of the reservoir rocks acoustic properties



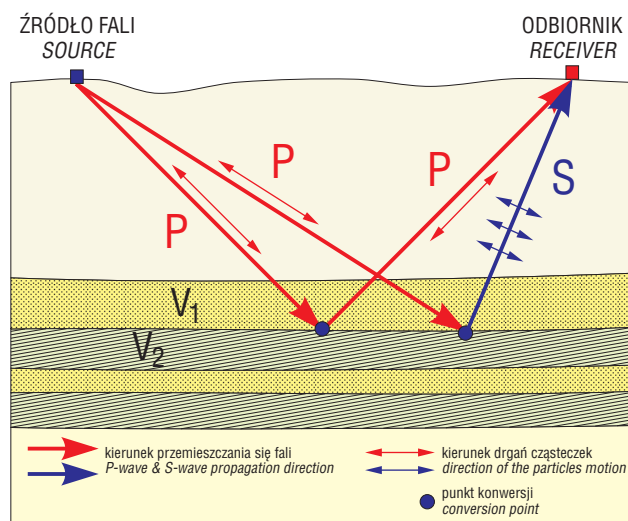
Ryc. 6. Przykład odpowiedzi AVO dla profilu sejsmicznego przez złożo Żołynia w interwale 0,3 do 0,7 s. W dolnej części profilu refleksy od poziomu ewaporatowego

Fig. 6. The case of the AVO anomaly founded on the seismic line across the Żołynia gas field in the time interval of 0.3–0.7 s. The anomalies in the lower part of the profile correspond to evaporitic series

Aby dokładnie zrozumieć wagę stosowania fal poprzecznych lub przemiennych w poszukiwaniach naftowych konieczne jest przypomnienie chociaż tych ich podstawowych właściwości, których konsekwencje możliwe są do wykorzystanie w poszukiwaniach naftowych.

Po pierwsze, fale poprzeczne rozprzestrzeniają się wolniej, czyli te same zjawiska geologiczne rejestrowane są w dłuższym czasie. Następstwem tego jest wyższa rozdzielczość fal poprzecznych (Jędrzejowska-Tyczkowska, 2002). Ponadto stosunek prędkości fali poprzecznej (lub przemiennych) do prędkości fali podłużnej może być używany jako wskaźnik typów litologicznych skał, zmian litologii i facji osadowych oraz również w ograniczonym zakresie do weryfikacji anomalii sejsmicznych.

Po drugie, fale poprzeczne rozchodzą się tylko w ośrodku sprężystym, tzn., że na ich prędkość nie ma wpływu medium wypełniające pory skał zbiornikowych. Ma to kapitalne znaczenie dla badania za ich pomocą stref nasyconych węglowodorami (Jędrzejowska-Tyczkowska, 2002). Standardowo polega to na wykonaniu analizy



Ryc. 7. Powstawanie fal przemiennych

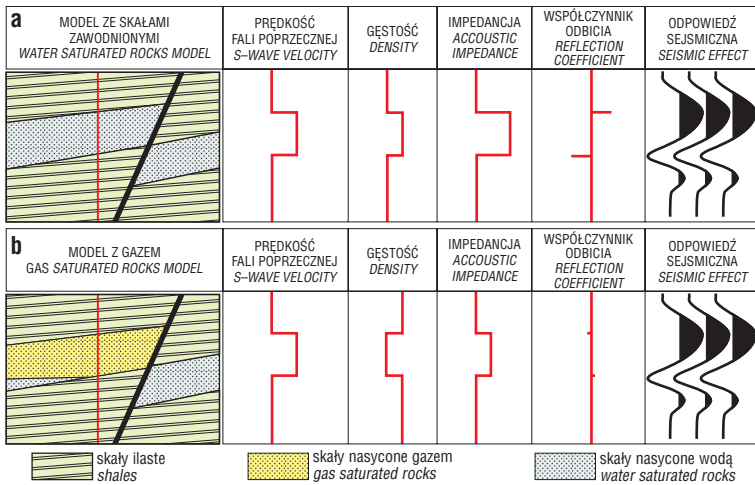
Fig. 7. The nature of the shear waves

porównawczej obrazu uzyskanego z rejestracji fal podłużnych i poprzecznych (lub przemiennych). Ponieważ woda, gaz i ropa naftowa znajdujące się w złożach nie mają znaczącego wpływu na prędkość fali poprzecznej, na sekcji fal S lub P–S brak będzie rejestrowanych przez fale P anomalii sejsmicznych typu *bright spot* czy *time sag* (ryc. 8).

Po trzecie, fale poprzeczne charakteryzują się dwójłomnością, czyli zdolnością do podwójnego załamania. Fala rozdziela się na dwie składowe, szybką (SV) oraz wolną (SH), spolaryzowane liniowo w dwóch wzajemnie prostopadłych płaszczyznach (Jędrzejowska-Tyczkowska, 2002). Ta cecha fali poprzecznej ma ogromne znaczenie interpretacyjne. Pozwala ona na ilościowe badanie zjawiska anizotropii horyzontalnej ośrodka, przede wszystkim anizotropii wywołanej przez obecność gęstej sieci spękań, szczelin i uskoków. Z praktyki wiadomo, że wzajemna orientacja obu składowych fali poprzecznej uzależniona jest od cech budowy geologicznej i rozkładu naprężeń w górotworze. Zgodnie z kierunkiem wyższych naprężeń zorientowana jest składowa wolna (SH), a składowa szybka (SV) w kierunku naprężeń niższych.

Przytoczone cechy fal poprzecznych wskazują, że dla wykorzystania ich właściwości w poszukiwaniach węglowodorów konieczna jest rejestracja pełnego obrazu falowego, tzn. fal podłużnych i obu składowych fal poprzecznych. Z takimi wieloskładnikowymi badaniami 2D–3C wiąże się poważne nadzieje na kolejny duży krok metodyczny w poszukiwaniu węglowodorów w zapadlisku przedkarpackim. Alternatywne do uzyskanej z rejestracji fal podłużnych sekcje sejsmiczne P–S, P–SV i P–SH mogą umożliwić lepsze rozpoznanie geometrii warstw skalnych, zmienności ich litologii i facji sedymentacyjnych oraz eliminowanie niezwiązanych z akumulacjami gazu anomalii sejsmicznych.

Takie były główne cele wykonanego w 2002 r. (Geofizyka Kraków) w rejonie Żołyni i Chałupki Dębniańskich 6-kilometrowego profilu doświadczalnego 2D–3C, tzn. z rejestracją pełnego obrazu falowego (Gruszczak i in., 2003). Dla kontroli interpretacji uzyskanych danych sejsmicznych wykorzystano znane już dane geologiczno-złożowe. W złożu Chałupki Dębniańskie gaz ziemny odkryto dotychczas w 15 horyzontach o miąższości od kilku do kilkunastu metrów. Każdy horyzont ma swój własny kontakt gaz–woda. Rozdzielone są one warstwami łupków, mułowców, zawodnionych piaskowców oraz piaskowców o niskim nasyceniu gazem. Ponieważ złożo jest położone



Ryc. 8. Schematyczne i modelowe przedstawienie parametrów akustycznych skał i możliwa odpowiedź sejsmiczna rejestrowana za pomocą fali poprzecznej (a) dla piaskowca nasyconego wodą, (b) dla piaskowca nasyconego gazem

Fig. 8. Schematic comparison of the S-wave velocity, rock density and synthetics for (a) the water saturated sandstones model, (b) the gas saturated sandstones model

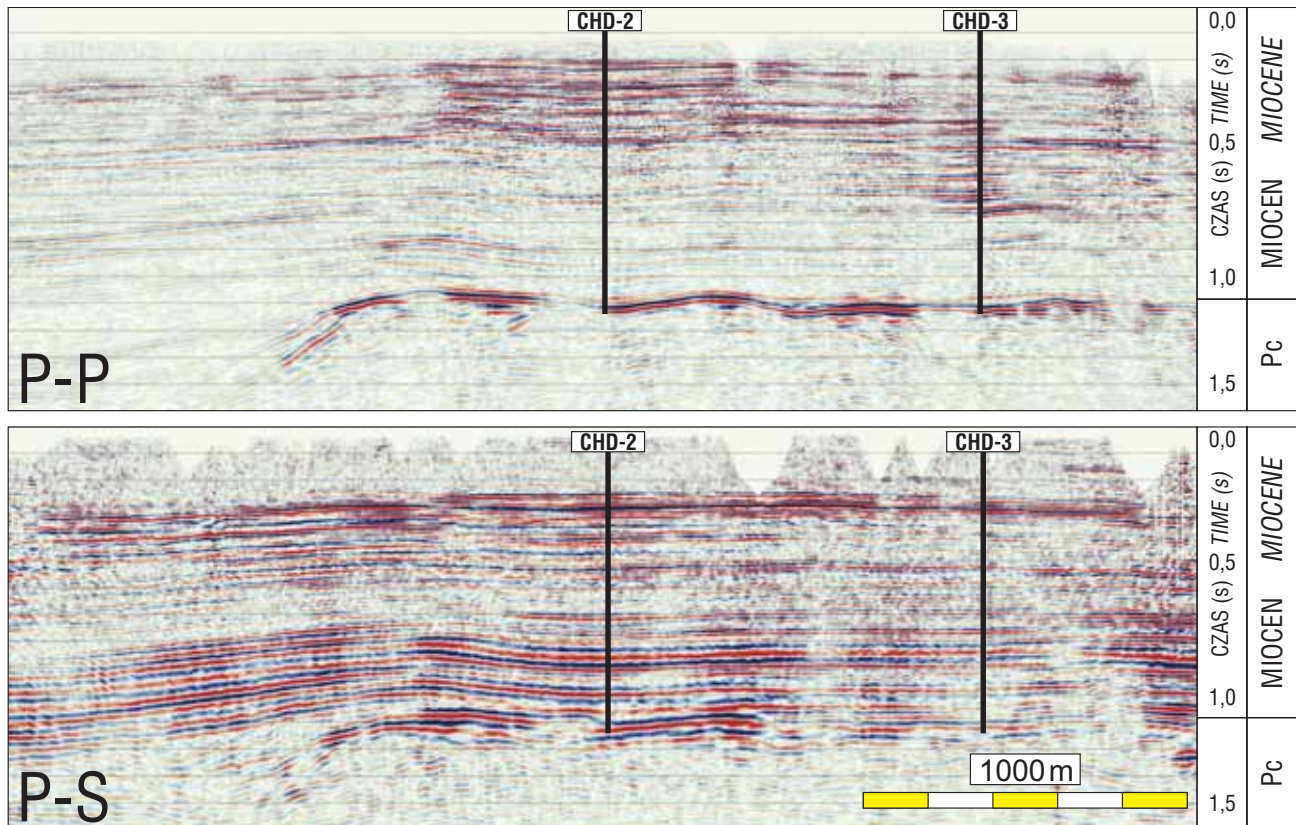
na niedużej głębokości i ciśnienie nie przekracza tutaj 10 MPa wszystkie horyzonty gazowe, w tym również poziomy nasycone gazem w stopniu nieprzemysłowym powodują znaczne zmiany impedancji akustycznej. Ostatecznie cały taki układ skał i mediów (gaz, woda i ich mieszaniny) jest przyczyną powstawania bardzo czytelnej anomalii na standardowych pomiarach sejsmicznych oraz, jak się okazało w pracach doświadczalnych, również na profilu sejsmicznym 2D-3C w wersji P-P. Anomalia ma charakter

całego zespołu *bright spotów* oraz ugięcia czasowych refleksów sejsmicznych (*time sag*).

W trakcie prac doświadczalnych w rejonie złoża Chałupki Dębniańskie, przeanalizowano obraz uzyskany z rejestracji zarówno fali podłużnej, jak i fali poprzecznej. Analiza i interpretacja miała przede wszystkim charakter porównawczy obu otrzymanych obrazów oraz analizy stosunku prędkości fali poprzecznej do podłużnej. W jej wyniku określono lokalizację kolejnego odwiertu poszukiwawczego.

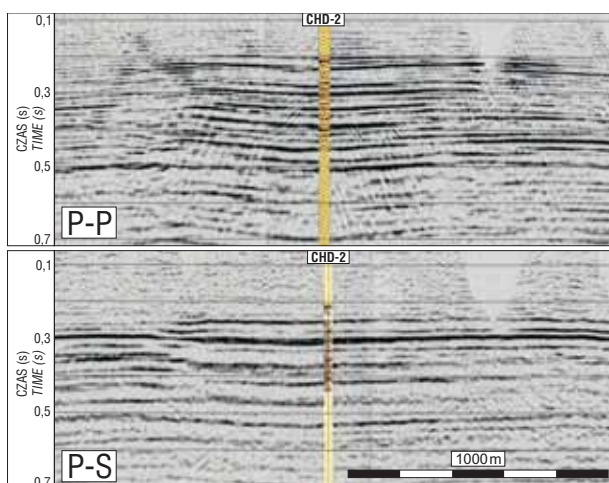
Fale poprzeczne zostały zarejestrowane jako fale przemienne. Dostarczyły one alternatywnej sekcji sejsmicznej, której interpretacja została wykorzystana dla lepszego zdefiniowania obrazu strukturalnego (1), litologii (2) i zmian litofacjalnych (3) oraz analizy i kontroli poprawności interpretacji anomalii sejsmicznych (4).

W pierwszym rzędzie zwrócono uwagę na zmiany wartości amplitudy oraz układu refleksów w rejonie już odkrytego złoża. Na profilu doświadczalnym towarzysząca strefie złożowej anomalia typu *time sag* obserwowana na danych w wersji fal poprzecznych P-P, zanika na wersji fal przemiennych P-S (ryc. 9, 10). W związku z tym na tym etapie interpretacji można było uznać, że porównanie danych sejsmicznych w wersji P-P z wersją P-S może być stosowane w zapadlisku przedkarpackim dla odróżniania anomalii *time sag* związanych z akumulacjami gazu od często występujących tutaj ugięć refleksów sejsmicznych wywołanych przez nierównomierną kompaktację zróżnicowanych litologicznie osadów piaszczysto-ilastych.



Ryc. 9. Porównanie profilu sejsmicznego uzyskanego z rejestracji fal podłużnych P-P z profilem fal przemiennych P-S. Profil doświadczalny 2D-3C z rejonu Chałupki Dębniańskie

Fig. 9. The simple comparison between P-P and P-S version of the 2D-3C seismic profile from the Chałupki Dębniańskie area

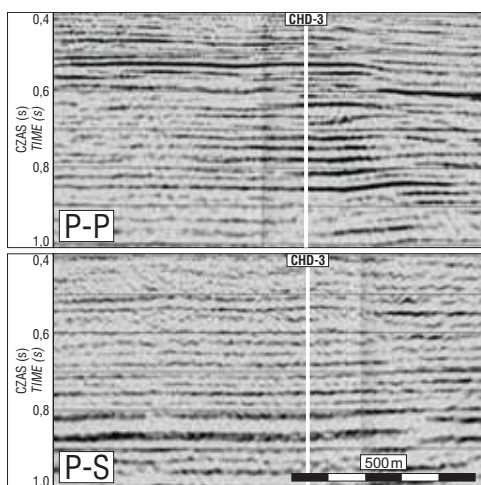


**Ryc. 10.** Powiększenie fragmentu profilu doświadczalnego 2D-3C w części odpowiadającej złożu gazu Chałupki Dębniańskie (seria bright spotów i anomalia time sag)

**Fig. 10.** The enlarged part of the 2D-3C profile corresponding to gas zone (the set of bright spots and time sag anomalies)

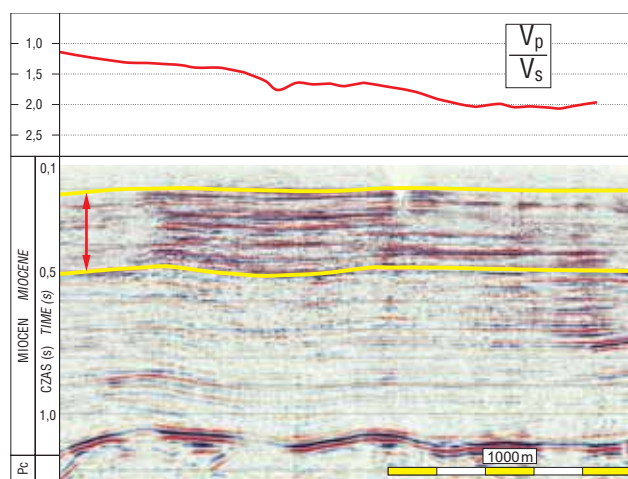
W dalszej kolejności podobną silną anomalię o charakterze *bright spot* oraz ugięcia refleksów *time sag* stwierdzono w NW części profilu w wersji P-P. Brak tych zjawisk w odpowiadających miejscach na profilu w wersji fal przemiennych P-S pozwalał domniemywać, że mogą to być anomalie związane z nierozwierconymi jeszcze akumulacjami gazu ziemnego (ryc. 11).

Iloraz prędkości fali podłużnej do prędkości fali poprzecznej dla profilu doświadczalnego 2D-3C obliczono na podstawie korelacji refleksów sejsmicznych odpowiadających tym samym granicom geologicznym (sejsmicznym), wykonanym na obu wersjach danych, tzn. P-P i P-S. Wartości współczynnika  $V_p/V_s$  wykazują pewne zmiany, które jednak w pierwszym rzędzie należy wiązać ze zmianami litologicznymi i zmianami porowatości osadów piaszczys-



**Ryc. 11.** Powiększenie fragmentu profilu doświadczalnego 2D-3C w części zawierającej anomalię wywołaną przez nieprzemysłowe akumulacje gazu

**Fig. 11.** The enlarged part of the 2D-3C profile including the seismic anomaly caused by the low saturated gas horizons

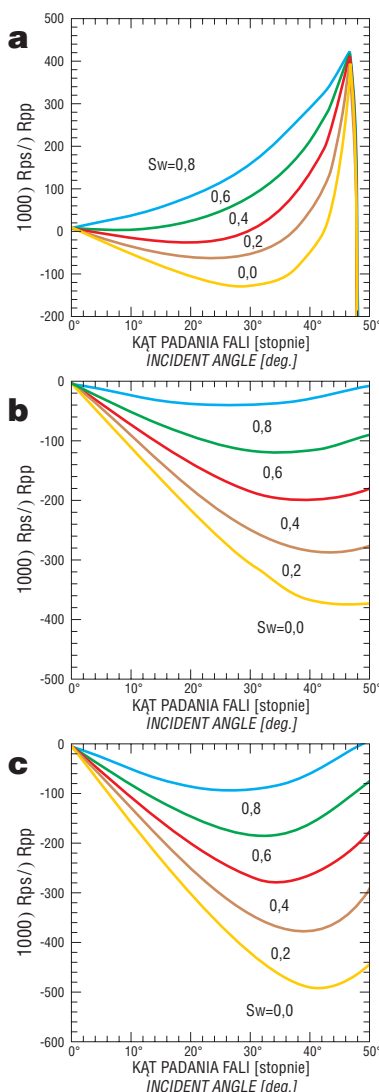


**Ryc.12.** Zmiany współczynnika  $V_p/V_s$  dla wybranego interwału czasowego profilu doświadczalnego 2D-3C w rejonie złoża Chałupki Dębniańskie

**Fig. 12.** The changes of the  $V_p/V_s$  ratio for gas saturated interval on the 2D-3C Chałupki Dębniańskie seismic profile

tych, a dopiero w dalszej kolejności ze zmianami nasycenia gazem (ryc. 12).

Dodatkowo przeanalizowano dwa atrybuty trasy sejsmicznej: AVO Product i współczynnik Poissona, oba wykonane dla fali P-P. Oba atrybuty wykazują pewne



**Ryc. 13.** Wartości współczynnika  $\Delta R_{ps}/\Delta R_{pp}$  w zależności od wartości kąta padania na granicy skała ilasta/piaszkowiec dla różnych typów piaszczystych skał zbiornikowych (klasyfikacja jak dla anomalii AVO: a — typ I; b — typ II, c — typ III) w zależności od stopnia nasycenia wodą oraz kąta padania fali sejsmicznej (Zhu, 2000b)

**Fig. 13.**  $\Delta R_{ps}/\Delta R_{pp}$  as function of the incident angle at the shale/sand interfaces of the a — AVO Class 1 reservoir, b — AVO Class 2 reservoir, c — AVO Class 3 reservoir (Zhu, 2000b)

zmiany, które również mogą być związane ze zmianami nasycenia.

Ostatecznie odwiert Chałupki Dębniańskie-3 w miejscu drugiej anomalii stwierdził obecność wielu poziomów nasyconych wodą złożową z mniejszym lub większym udziałem gazu oraz w głębokości odpowiadającej wyraźnemu *bright spotowi* poziom nasycony gazem, który jednak ze względu na mały wydatek został uznany za nieprzemysłowy.

Wspólna analiza danych sejsmicznych oraz wyników złożowych wykonanego odwiertu wyraźnie wykazuje, że w miejscu badanej anomalii występuje typowy dla osadów miocenu zapadliska układ skała-płyny złożowe (słabo skonsolidowane piaskowce — gaz-woda złożowa), jednak bez horyzontów z wysokim nasyceniem gazem. Nie jest to przypadek odosobniony. Ogólne doświadczenia poszukiwawcze w zapadlisku przedkarpackim, potwierdzają, że 60–70% stwierdzonych zapisów sejsmicznych pierwotnie uznawanych za anomalne okazuje się w praktyce wielohoryzontowymi złożami gazu ziemnego. Reszta to przypadki anomalii wywołanych przez akumulacje nieprzemysłowe lub anomalii pozornych związanych z innymi przyczynami natury geofizycznej lub geologicznej.

Eksperyment 3C Chałupki Dębniańskie, mimo że nie zakończył się pełnym powodzeniem wykazał przydatność tego typu badań dla poszukiwań gazu ziemnego w zapadlisku. Konieczne jest jednak po pierwsze doskonalenie rejestracji i przetwarzania danych wieloskładnikowych (jednocześnie rejestrowanych fal podłużnych i przemiennych), tak aby równie dobre wyniki można było osiągać w trudniejszych warunkach geologicznych oraz przede wszystkim szukanie optymalnych metod interpretacji. Z punktu widzenia ich przemysłowego stosowania komplikowanie tego typu pomiarów (eksperymentalnie wykonywano na świecie już nawet zdjęcia sejsmiczne 9. składnikowe 3D, Kanada) nie jest możliwe do zaakceptowania, ze względu na zbyt duże koszty. Obecnie w warunkach obszarów lądowych do zaakceptowania są pomiary w wersji 3C. Konieczne jest zatem wypracowywanie nowych technik ich interpretacji dostosowanych zarówno do warunków geologicznych występowania złóż gazu, jak i podstawowych celów ich interpretacji. W warunkach osadów miocenu zapadliska przedkarpackiego takimi celami są:

- weryfikacja anomalii sejsmicznych związanych z przemysłowymi akumulacjami gazu ziemnego,
- poprawienie uzyskiwanego z badań sejsmicznych obrazu strukturalnego,
- określanie zmian litologicznych i litofacjalnych osadów,
- określanie zapieszczenia oraz zmian porowatości,
- analiza anizotropii
- poprawienie jakości danych sejsmicznych dla najpłytszej części osadów miocenijskich.

Mimo dużego stopnia trudności, na świecie są prowadzone intensywne prace doświadczalne nad różnymi szczegółowymi technikami interpretacyjnymi, które mają na celu ustalenie sposobu obliczania z danych sejsmicznych współczynnika, który pozwoliłby określić stopień nasycenia skał gazem ziemnym. Bardzo obiecujące wyniki uzyskano rozwijając technologię AVO, poszerzając ją o nowe elementy, w tym właśnie szersze stosowanie fal przemiennych. Wypracowane w ten sposób rozwiązania mogą być używane jako nowe samodzielne bezpośrednie wskaźniki węglowodorów.

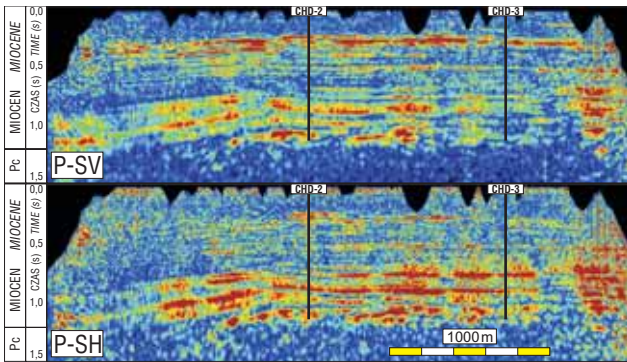
Są to m.in. *fluid factor* (Smith & Gidlow, 1987), parametry petrofizyczne  $\Lambda$ - $\rho$ ,  $\mu$ - $\rho$  i  $\Lambda/\mu$  *fluid stack*, (Goodway i in., 1997; Gray i in., 1999; Chen, 1999) oraz różnice w wartościach współczynników odbicia dla fal podłużnych (P-P) i przemiennych (P-SV), (Casta-

gna & Smith, 1994; Smith & Sutherland, 1996). W tym ostatnim przypadku iloraz wartości różnic współczynników odbicia dla obu typów fal w stosunku do przypadku, gdy skała jest w 100% nasycona wodą ( $\Delta R_{pp}/\Delta R_{ps}$  i  $\Delta R_{ps}/\Delta R_{pp}$ ) jest dobrym przykładem nowego bezpośredniego wskaźnika węglowodorów. Dotychczasowe prace polegające na obliczeniach na podstawie równań Zoeppritza i Gassmanna pokazały, że współczynnik  $\Delta R_{ps}/\Delta R_{pp}$  zachowuje się całkiem różnie w zależności od wartości nasycenia gazem ziemnym i może być używany jako tzw. wskaźnik częściowego nasycenia gazem już przy niskich i średnich offsetach (*partial gas indicator, PGI*). Zmiany porowatości oraz zailenia generalnie słabo wpływają na jego wartości i są możliwe do zidentyfikowania (Zhu i in., 2000a, b, c; Ursenbach & Stewart, 2002; ryc. 13).

Techniką, która może być nie tylko stosowana samodzielnie, ale również w celu wspomoczenia podstawowych badań sejsmicznych jest pionowe profilowanie sejsmiczne PPS (*Vertical Seismic Profiling*). Również i w tym przypadku możliwe jest zastosowanie wieloskładnikowej rejestracji danych, co znacząco może wspomóc interpretację danych powierzchniowej sejsmiki 3C. Jednym z zasadniczych zastosowań pomiaru PPS jest transformacja czasowo-głębokościowa. Pomiary PPS dostarczają najlepszych danych dla związania danych otworowych w domenie głębokości z danymi sejsmicznymi w domenie czasowej. Graficzne przedstawienie obu rodzajów danych zostało słusznie nazwane przez Roberta Stewarta z Uniwersytetu w Calgary „Kamieniem z Rosetty” (Stewart, 1989). W oparciu o wyniki PPS i pomiar akustyczny w odwiercie powstaje rozkład prędkości interwałowych, który ma zasadnicze znaczenie dla przetwarzania danych sejsmicznych. Na podstawie pomiaru PPS przewiduje się również rozkład prędkości poniżej dna odwiertu, w którym pomiar jest wykonywany, co może mieć duże znaczenie z punktu widzenia ekonomicznego.

Przy zastosowaniu odpowiedniego układu punktów wzbudzenia, pomiar PPS umożliwi szczegółowe przebadanie strefy wokół odwiertu w promieniu nawet kilkuset metrów. Wynik takiego pomiaru przypomina klasyczną sekcję sejsmiczną, ale charakteryzuje się znacznie wyższą rozdzielczością. Jeśli w ramach pomiaru PPS zarejestrowany zostanie pełny obraz falowy, poprzez badanie zjawiska anizotropii możliwe stanie się określenie zmian stopnia szczelinowatości skał oraz geometrii spękań i szczelin w zakresie wielkości niemożliwym do rejestrowania zarówno na podstawie analizy rdzeni i pomiarów geofizyki otworowej, jak i powierzchniowych badań sejsmicznych. Badania te mogą wspomóc badanie anizotropii za pośrednictwem interpretacji powierzchniowych badań sejsmicznych 3C.

Zazwyczaj w trakcie opracowywania danych sejsmicznych przyjmuje się, że badany ośrodek skalny jest izotropowy i homogeniczny, podczas gdy ustalono, że już zaledwie 5% anizotropia jest powszechna (Sihgn, 1997). Już w takich przypadkach wyniki badań sejsmicznych będą obarczone znacznymi strukturalnymi i stratygraficznymi błędami, ze względu na niedostosowanie algorytmów standardowego przetwarzania dla warunków znaczącej anizotropii. Problemy te można rozwiązać za pośrednictwem wieloskładnikowych badań 3C sejsmiki powierzchniowej i otworowej (PPS). Jak widać na ryc. 14 zjawisko anizotropii występuje również w osadach miocenu. Badanie szczelinowatości za pośrednictwem wieloskładnikowych danych sejsmiki powierzchniowej i PPS w pierwszym rzędzie dotyczy skał mezozoiczo-paleozoicznego podłoża, na przykład akumulacji gazu w węglanowych osadach dewonu. Ponieważ jednak przyczynami



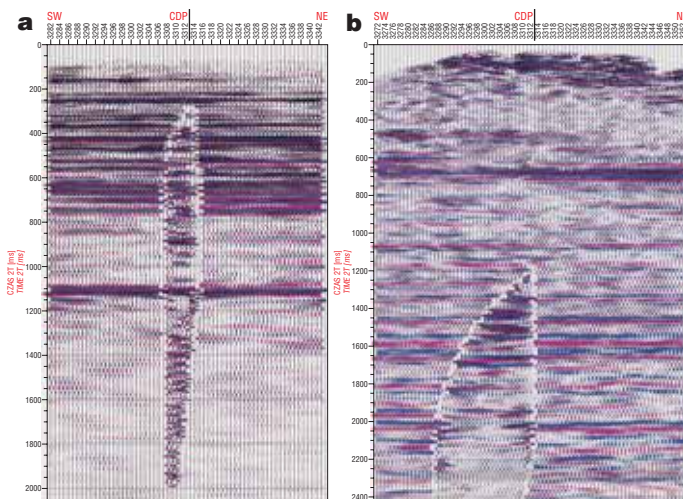
**Ryc. 14.** Porównanie profilu 2D–3C w wersji fal przemiennych P–SH i P–SV

**Fig. 14.** The comparison between P–S (SH) and P–S (SV) versions of the 2D–3C profile from the Chałupki Dębniańskie area

występowania anizotropii jest nie tylko obecność spękań, szczelin i uskoków, ale również nieregularna zmienność uwarstwienia, czy nawet ukierunkowanie ziaren skalnych, jej rozpoznanie ma znaczenie również i w przypadku piaszczysto-ilastych osadów miocenu. Jednocześnie może być ono wykorzystane przy konstruowaniu modeli prędkościowych dla transformacji czasowo-głębokościowej oraz dla badań bezpośrednich wskaźników węglowodorów.

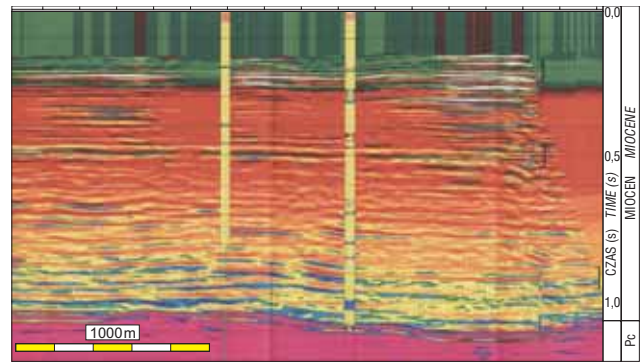
Stosowanie nowoczesnych wysokorozdzielczych sond i nowoczesnych technik interpretacyjnych w geofizyce otworowej pozwoliło już na znaczne podniesienie rozdzielczości pomiarów. W zakresie sejsmiki powierzchniowej rozdzielczość poprawić można wykorzystując pomiary PPS (ryc.15). W przypadku cienko warstwowanych osadów miocenu zapadliska przedkarpackiego ma to zasadnicze znaczenie.

Wstępem do szukania nowych technik interpretacji danych wieloskładnikowych jest pełna integracja pomiarów geofizycznych w odwiertach, w tym PPS, z pomiarami sejsmicznymi. Jest ona konieczna ze względu (1) na szuka-



**Ryc. 15.** a — Zestawienie fragmentu profilu 2D–3C w wersji P–P z transformacją PPS dla fali P–P z odwiertu Chałupki Dębniańskie 3; b — Zestawienie fragmentu profilu 2D–3C w wersji P–S z transformacją PPS fali P–Sv z odwiertu Chałupki Dębniańskie–3. Widoczna znaczna różnica w rozdzielczości pomiędzy profilem sejsmicznym i sumami korytarzowymi uzyskanymi z PPS (na polu fal odbitych wyznaczono korytarz, który zsumowano otrzymując trasę sumaryczną)

**Fig. 15.** a — The compilation of P–P version of 2D–3C profile and P–P wave version of VSP data; b — P–S version of 2D–3C profile and P–Sv wave version of VSP data from Chałupki Dębniańskie 3 well. Note the difference in resolution between seismic profile and the VSP



**Ryc. 16.** Impedancja dla profilu sejsmicznego przez złoża Chałupki Dębniańskie i Żołynia „E”. W górnej części profilu widoczne poziomy porowatych osadów piaszczystych nasyconych gazem (kolor biały)

**Fig. 16.** Acoustic impedance for the seismic profile across the Chałupki Dębniańskie and Żołynia „E” gas fields. Note the porous sandy layers in the higher part of the profile (white color)

nie odniesienia petrofizycznego dla parametrów geofizycznych obliczonych na podstawie analizy atrybutów trasy sejsmicznej, (2) na powiązanie jednolitych charakterystycznych obrazów zapisu sejsmicznego (facji sejsmicznych) z facjami sedimentacyjnymi wydzielonymi na podstawie badań geologicznych materiału rdzeniowego i interpretacji pomiarów geofizyki otworowej, (3) na powiązanie możliwych do zinterpretowania na danych sejsmicznych nieciągłości tektonicznych (uskoków, nasunięć) z wynikami analogicznych badań pomiarów upadomierza, czy też wskazujących na obecność zjawisk tektonicznych korelacjami krzywych geofizycznych w sąsiednich odwiertach. Wszystkie te działania pozwalają nadać geofizycznym cechom danych sejsmicznych znaczenie geologiczne, co ma zasadnicze znaczenie dla poszukiwań naftowych.

Bardzo dobrym przykładem jest tutaj rozwój analizy AVO, w przypadku której włączenie do procesu przetwarzania materiałów sejsmicznych danych petrofizycznych z innych źródeł oraz danych dotyczących anizotropii i tłumienia fal pozwoliło na podniesienie efektywności metody z 30 do 65% (Hilterman, 1998). Kolejnym krokiem w doskonaleniu tej metody jest jej stosowanie dla fal przemiennych P–S. Znane już są podstawy teoretyczne procesu szacowania właściwości skał bezpośrednio z amplitudy fal przemiennych (Aki & Richards, 1980; Gray, 2003). Amplitudy zarejestrowane w domenie fal przemiennych pozostają w bezpośrednim związku z gęstością i wartościami współczynnika odbicia dla tych fal. Jest to o tyle ważne, że na tej podstawie możliwe jest określenie gęstości skał bezpośrednio na podstawie amplitudy przy użyciu metody AVO dla fal przemiennych. Dodatkowo przewagą tego rodzaju AVO nad jej wersją dla fal podłużnych jest to, że zmiana gęstości jest mierzalna przy znacznie krótszym offsecie, zazwyczaj mniejszym niż 2/3 offsetu dla fal P (Gray, 2003). Stosowanie AVO dla fal przemiennych wymaga wysokiej jakości danych sejsmicznych 3C o niskim poziomie zakłóceń.

Techniką, która pozwala na określenie fizycznych właściwości skał z danych sejsmicznych jest inwersja sejsmiczna. Zazwyczaj stosowana jest w celu otrzymania impedancji akustycznej z danych sejsmicznych po sumowaniu. Impedancja jako iloczyn gęstości skał i prędkości fali może być uznana za właściwość skały. Może być przydatnym parametrem do powiązania z

innymi jej właściwościami, jak porowatość, nasycenie, czy litologia, znanymi z danych otworowych (ryc. 16).

### Podsumowanie i wnioski

Złoża gazu ziemnego odkrywane są obecnie w zapadlisku przedkarpackim prawie wyłącznie na podstawie interpretacji bezpośrednich wskaźników węglowodorów na sekcjach sejsmicznych. Odkryto i udokumentowano w ten sposób już wielomiliardowe zasoby, a rezultatem stosowania tej metodyki jest wysoki wskaźnik trafności otworów wiertniczych osiągnięty w ostatnim 10-leciu.

Występująca w zapadlisku przedkarpackim sekwencja skał piaszczysto-mułowcowo-ilastych powoduje powstawanie anomalii sejsmicznych już przy niskiej zawartości gazu. Skały nasycone są różnorodnymi płynami — gazem ziemnym, wodą złożową, mieszaninami wody i gazu w różnych proporcjach oraz wodą złożową z rozpuszczonym w niej gazem. W związku z tym potrzebne jest opracowanie metody, która pozwoli na rozdzielenie anomalii związanych z akumulacjami przemysłowymi od nieprzemysłowych.

Trzeba wyraźnie stwierdzić, że brak jest w tej chwili na świecie metod, wliczając w to AVO i dane sejsmiczne 3C, które mogłyby jednoznacznie eliminować z poszukiwań obiekty objawiające się w postaci anomalii, a będące faktycznie bez znaczenia przemysłowego. Jednak wyniki eksperymentu 2D–3C z rejonu złoża Chałupki Dębniańskie dają nadzieję na to, że zespół technik interpretacyjnych opartych o jednocześnie rejestrowane fale podłużne i poprzeczne może umożliwić skuteczniejsze weryfikowanie anomalii sejsmicznych. Zadanie takie już w zakresie jedynie oceny jakościowej nasycenia (tzn. gaz czy woda złożowa z gazem) jest trudne, ale dla poszukiwań złóż gazu ziemnego w zapadlisku przedkarpackim ma znaczenie zasadnicze.

Rozpoczęcie stosowania jeszcze bardziej zaawansowanych technik interpretacyjnych, tzw. wskaźników częściowego nasycenia gazem, które dają podstawę do określenia procentowych udziałów gazu i wody (*fluid factor*, *Lambda-Rho*, *Mu-Rho* i *Lambda/Mu fluid stack*,  $\Delta R_{pp}/\Delta R_{ps}$ ,  $\Delta R_{ps}/\Delta R_{pp}$ ) powinno być poprzedzone odpowiednimi badaniami danych z odwiertów, takich jak pomiar akustyczny z pełnym zapisem falowym (Jarzyna i in., 2002, Bała & Cichy, 2003) i PPS–3C oraz badaniami laboratoryjnymi właściwości sejsmo-akustycznych na rdzeniach. Późniejsza integracja z danymi sejsmicznymi powinna objąć nie tylko uzyskane wyniki, ale przede wszystkim procesy interpretacji ze szczególnym uwzględnieniem fal przemiennych. Wyniki tych badań mogą dać dobrą podstawę pod opracowanie nowoczesnej metodyki interpretacji danych sejsmicznych weryfikującej anomalie przystosowanej do warunków geologiczno-złożowych w osadach miocenu zapadliska przedkarpackiego.

### Literatura

AKI K. & RICHARDS P.G. 1980 — Quantitative Seismology: Theory and Methods, W.H. Freeman and Co., San Francisco.  
 ANSTEY N.A. 1991 — Velocity in a thin section. *First Break*, 9: 449–457.  
 BAŁA M. & CICHY A. 2003 — Estymacja prędkości fal podłużnych i poprzecznych przy wykorzystaniu metod teoretycznych oraz danych geofizyki wiertniczej. *Prz. Geol.*, 51: 1058–1063.  
 BARNES A. E. 2000 — Seismic Attributes Past, Present, and Future. South West Louisiana Geophysical Society.  
 BORYS Z., MYŚLIWIEC M. & TRYGAR H. 2000 — New Gas Discoveries in the Carpathian Foredeep, Poland, As the Result of the Seismic Anomalies Interpretation. *Oil and Gas News From Poland*, 10: 69–80.  
 BORYS Z. & MYŚLIWIEC M. 2002 — Perspektywy poszukiwań węglowodorów w Karpatach i zapadlisku przedkarpackim. *Nafta*, 9: 447–455.

CASTAGNA J. P. & SMITH S. W. 1994 — Comparison of AVO indicators: a modelling study. *Geophysics*, 59: 1849–1855.  
 CHEN X. C. 1999 — Essentials of Geomodulus Method. SEG Expanded Abstracts.  
 DE-HUA HAN & BATZLE M. 2001 — Fizz Water' and low gas saturated reservoirs. SEG International Exposition and Seventy-First Annual Meeting, Houston.  
 DE-HUA HAN 2002 — Fizz water and low gas saturated reservoirs. *The Leading Edge*, 4.  
 GIDLOW P.M., SMITH G.C. & VAIL P.J. 1992 — Hydrocarbon detection using fluid factor traces: A case history. Expanded abstracts of the Joint SEG/EAEG Summer Research Workshop on „How useful is Amplitude-Versus Offset (AVO) Analysis?": 78–89.  
 GOODWAY W., CHEN T. & DOWNTON J. 1997 — Improved AVO fluid detection and lithology discrimination using Lamé petrophysical Parameters; „Lambda-Rho”, „Mu-Rho”, & „Lambda/Mu fluid stack”, from P and S inversions. 1997 CSEG meeting abstracts, 148–151:1997 SEG meeting abstracts: 183–186.  
 GOODWAY B. 2002 — Elastic-wave AVO methods. CSEG 2002 National Convention Expanded Abstracts.  
 GRAY D., GOODWAY W. & CHEN T. 1999 — Bridging the gap: Using AVO to detect changes in fundamental elastic constants. SEG meeting abstracts: 852–855.  
 GRAY F.D. 2002 — Elastic Inversion for Lamé Parameters. CSEG 2002 National Convention Expanded Abstracts.  
 GRAY D. 2003 — P-S Converted-Wave AVO. CSPG/CSEG Convention.  
 GRUSZCZYK E., TRZEŚNIEWSKI Z., MISIACZEK P., BRETTWOOD P. & TESSMAN J. 2003 — Chałupki Dębniańskie Field: Improving drilling success in shallow gas reservoirs with Vector- Seis. *First Break*, 21: 37–43.  
 HILTERMAN E. 1998 — AVO—is anything left to do. Presented in Special session. „Recent advances and the road ahead”, 68 SEG Meeting, New Orleans, USA.  
 JARZYNA J., BAŁA M., CICHY A., KARCZEWSKI J., MARZENCKI K., ZORSKI T., GADEK W., STADTMULLER M., TWARÓG W. & GAŚSIOR I. 2002 — Przetwarzanie i interpretacja profilowań geofizyki wiertniczej systemem GeoWin. Wyd. WGGiOŚ AGH, Wyd. Arbor, Kraków.  
 JEDRZEJOWSKA-TYCZKOWSKA H. 2002 — Fale poprzeczne i przemiennicze; zalety i wady w aspekcie zastosowania w metodzie sejsmicznej w polskiej perspektywie poszukiwań. Konferencja Geopetrol, Zakopane.  
 JOHNSON D. L., PLONA, T. J. & KOJIMA H. 1994 — Probing Porous Media with First and Second Sound II. Acoustic Properties of Water-Saturated Porous Media. *J. Appl. Phys.*, 76: 115–125.  
 MADHUMITA S. & MAVKO G. 1998 — Reducing uncertainties in saturation scales using fluid flow models; presented at SEG Ann. Conference, 1998.  
 MYŚLIWIEC M., BORYS Z. & TRYGAR H. 1999 — New Gas Discoveries in the Carpathian Foredeep, Poland, As the Result of the Seismic Anomalies Interpretation. 61<sup>st</sup> Conference and Technical Exhibition, Extended Abstracts, Helsinki, vol.1.  
 RACZYŃSKA J. 2001 — Nowe metody prac sejsmicznych oraz poszerzenie badań atrybutów sejsmicznych w celu poprawy efektywności poszukiwań, w materiałach konferencyjnych „Uwarunkowania opłacalności poszukiwań gazu ziemnego w zapadlisku przedkarpackim w świetle nowych technik poszukiwawczych”, Jasło.  
 RAYMER L.L., HUNT E.R. & GARDNER J.S. 1980 — An improved sonic transit time-to-porosity transform. *Soc. Prof. Well Log Analysts 21<sup>st</sup> Ann. Symp.*  
 SINGH V., KUMAR S., KHANNA R.K. & DUTTA D. 1997 — Role of anisotropy in structural imaging. *Proceedings of PETRO-Tech-97*, V-2: 341–352.  
 SHERIFF R.E. & GELDART L.P. 1995 — Exploration Seismology, Cambridge.  
 SMITH G. C. & GIDLOW P. M. 1987 — Weighted stacking for rock property estimation and detection of gas. *Geophys. Prosp.*, 35: 993–1014.  
 SMITH G. C. & SUTHERLAND R. A. 1996 — Short note — The fluid factor as an AVO indicator. *Geophysics*, 61: 1425–1428.  
 STEWART R.R. & DISIENA J.P. 1989 — The values of VSP in interpretation. *The Leading Edge*, 12: 339–346.  
 URSENBACH C.P. & STEWART R.R. 2002 — Estimating RSS(0) from RSP(ε), CREWES, University of Calgary.  
 WANG Z., HIRSCH W. K. & SEDGWICK G. 1990 — Seismic velocities in carbonate rocks. *J. Can. Petro. Tech.*, 30: 112–122.  
 ZHU F., GIBSON R.L., WATKINS J.S. & YUH S.H. 2000a —  $\Delta R_{pp}/\Delta R_{ps}$  to discriminate commercial gas reservoirs from non-commercial reservoirs. AAPG Ann. Meeting, New Orleans.  
 ZHU F., GIBSON R., WATKINS J. & YUH S. 2000b — Distinguishing water saturation changes from porosity or clay content changes using multicomponent seismic data. *Trans. Gulf Coast Assoc. of Geol. Socs.*, 50: 249–258.  
 ZHU F., GIBSON R. L., WATKINS J. S. & YUH S. H. 2000c — Distinguishing fizz gas from commercial gas reservoirs using multicomponent seismic data. *The Leading Edge*, 19: 1238–1245.