

Badania anomalii sejsmicznych w strefach pionowej migracji gazu

Kaja Pietsch*, Maria Bała*

Investigations of seismic anomalies in the areas of vertical gas migration

Summary. Direct seismic survey and surface geochemical investigation play an important role in prospecting for oil and gas. As a result of hydrocarbons diffusing from a deposit to the surface (England & Fleet, 1991), the anomalous wave field is observed over some hydrocarbon deposits (Van den Bark & Thomas, 1980) what is confirmed by surface geochemical anomalies. Hence, hydrocarbon leakage zones identified on seismic sections and correlated with surface geochemical anomalies may be an additional indicator of hydrocarbon deposit.

This research problem was considered during prospecting for hydrocarbon deposits in the Palaeozoic (Carboniferous and Devonian) formations on the West Pomerania (NW Poland). The Mesozoic and Zechstein reflecting horizons were exactly located by seismic survey made by Geophysical Company Zakład Geofizyka – Toruń. The sub-Zechstein reflections were observed occasionally (Pietsch et al., 1995a). Therefore detecting seismic anomalies caused by the vertical gas diffusion might help located hydrocarbon accumulation.

The main goal of completed modelling study is to find whether seismic anomalies related to the vertical gas migration might be generated on the territory of West Pomerania. The first stage of investigation included the studies of velocity changes with different gas saturating ratios. At the second stage the possibility of the anomalous wave field generation was estimated by means of the theoretical modelling. The correctness of the proposed approach was tested by interpreting seismic data and correlating seismic anomalies with geochemical anomalies.

Rola badań sejsmicznych w poszukiwaniach naftowych jest już od dawna ugruntowana. Geologiczna interpretacja zdjęć sejsmicznych stanowi bowiem podstawę przy lokalizacji tak strukturalnych jak i, od pewnego już czasu, stratygraficznych pułapek złożowych. Zmienność parametrów sprężystych górotworu pod wpływem nasycenia skał węglowodorami, a szczególnie gazem powoduje, że coraz częściej badania sejsmiczne wykorzystywane są również do określenia nasycenia pułapek, czyli do lokalizacji złóż (**bezpośrednie poszukiwania sejsmiczne**). Nasycenie skał zbiornikowych węglowodorami ma bowiem istotny wpływ na prędkość propagacji fali podłużnej i poprzecznej oraz wielkość ich tłumienia. Zmienność obu tych parametrów petrofizycznych może w sposób istotny wpłynąć na zapis sejsmiczny, co prowadzi do powstawania anomalnego pola falowego.

W grupie metod wspomagających lokalizację złóż ropy i gazu obok bezpośrednich poszukiwań sejsmicznych istotną rolę zaczynają odgrywać również **powierzchniowe badania geochemiczne**. Obie metody wykorzystują m.in. proces ciągłego rozpraszania nagromadzonych w złożu wę-

glowodorów, od złoża do powierzchni (England & Fleet, 1991). Prowadzi to do rejestracji powierzchniowych anomalii geochemicznych nad niektórymi złożami (Smith & Ellis, 1963) oraz anomalnego pola falowego (Van den Bark & Thomas, 1980). Identyfikacja w zapisie sejsmicznym „węglowodorowych kominów dyfuzyjnych” i ich korelacja z powierzchniowymi anomaliami geochemicznymi może więc być dodatkowym wskaźnikiem obecności złoża.

Problematyka identyfikacji w zapisie sejsmicznym stref dyfuzji gazu nad złożem ma niewielką literaturę. W większości publikacji autorzy (Andrew i in., 1991; Eliason i in., 1983; Sangupta & Rendleman, 1991; Van den Bark & Thomas, 1980) stwierdzają obecność zjawiska nie zajmując się jego teoretycznym uzasadnieniem, a związek anomalii sejsmicznych z migrującym gazem potwierdzają badaniami geochemicznymi, powierzchniowymi i w otworach wiertniczych. Nie ma więc kryteriów identyfikacji w zapisie sejsmicznym anomalii związanych ze strefami rozproszenia gazu nad złożem.

W związku z powyższym, podstawowym zadaniem przy poszukiwaniu anomalii sejsmicznych związanych z migracją gazu, obok określenia zmienności prędkości pod wpływem nasycenia, jest konstrukcja teoretycznego pola falowego dla modelu sejsmologicznego „bez gazu” i „z gazem”. Dzięki porównaniu pól teoretycznych obliczonych dla obu tych modeli można ocenić wpływ nasycenia na zapis sejsmiczny, a tym samym podjąć próbę sformułowania kryteriów identyfikacji anomalii sejsmicznych wywołanych dyfuzją gazu. Testem sprawdzającym poprawność zaproponowanej metody może być interpretacja zarejestrowanego zapisu sejsmicznego i korelacja anomalii sejsmicznych z anomaliami geochemicznymi.

Problem ten jest szczególnie istotny przy poszukiwaniach złóż węglowodorów na obszarze Pomorza Zachodniego (rejon struktury Dobrzycy) w utworach paleozoicznych (karbon i dewon), przykrytych przeszło dwu i pół kilometrowym kompleksem utworów mezozoicznych i cechsztyńskich. Badania sejsmiczne wykonane na tym obszarze (Zakład Geofizyka-Toruń) pozwalają na precyzyjną lokalizację horyzontów odbijających z utworów mezozoiku i cechsztynu. Odbicia podcechsztyńskie śledzone są natomiast sporadycznie, co utrudnia, a czasami wręcz uniemożliwia konstrukcję planów strukturalnych trzech horyzontów: „famentu”, „turneju” i „wizenu” (Pietsch i in., w: Górecki i in., 1995b).

Na obszarze struktury Dobrzycy wykonano również powierzchniowe badania geochemiczne. Wskazują one na obecność wyraźnych anomalii geochemicznych i ich korelację z rozciągłością struktur i uskoków podłoża dewońsko-karbońskiego, stwierdzonych na podstawie badań sejsmicznych (Strzetelski i in., w: Górecki i in., 1995b).

W związku z powyższym wydaje się, że poszukiwanie w zapisie sejsmicznym, rejestrowanym na obszarze Pomorza Zachodniego, anomalii związanych z „kominami dyfuzyjnymi” jest w pełni uzasadnione. Ich ewentualna obecność może pokazywać drogi migracji gazu w nadkład oraz potwierdzić powiązanie anomalii powierzchniowych ze złożami węglowodorów, co z kolei może być dodatkowym wskaźnikiem ułatwiającym lokalizację złóż.

*Zakład Geofizyki, Akademia Górniczo-Hutnicza, al. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków

Model sejsmogeologiczny górotworu

Konstrukcja teoretycznych pól falowych i identyfikacja na ich podstawie ewentualnych anomalii sejsmicznych wywołanych migrującym w nadkład gazem wymaga znajomości parametrów sejsmicznych ośrodka. Konieczne do konstrukcji modeli sejsmogeologicznych parametry to, obok geometrycznego rozkładu granic sejsmicznych, parametry petrofizyczne poszczególnych warstw (m.in. prędkość propagacji fal sprężystych oraz gęstość).

Parametry sejsmogeologiczne

Wymienione wyżej parametry zostały określone na podstawie danych geofizyki wiertniczej z otworów: Biesiekierz-2, Daszewo-12, Dunowo-1 i Dygowo-1. Odwierty te otaczają rejon struktury Dobrzyca (niestety żaden otwór nie jest na niej zlokalizowany).

W otworach tych wykonano interpretację ilościową profilowań geofizyki otworowej pod kątem określenia litologii i porowatości oraz prędkości propagacji fal dla kompleksu utworów od czwartorzędu do spągu osadów cechsztyńskich. Do interpretacji wykorzystano najbardziej informatywne, pozwalające w sposób wiarygodny zrealizować założony cel, krzywe pomiarowe: PG, PNG, PŚr, PA oraz dwa profilowania oporności — POg (1,05m) i POst (Pietsch i in., w: Górecki i in., 1995b). Dla wszystkich wydzielonych warstw określono również, na podstawie badań laboratoryjnych, wartości gęstości objętościowej. Parametry sejsmiczne poszczególnych kompleksów litostratygraficznych, wydzielonych w pionowym profilu górotworu, zestawione są w tab.1.

Prędkość w funkcji nasycenia gazem

Prędkości kompleksów obliczone na podstawie profilowania akustycznego PA (tab. 1) odzwierciedlają rozkład prędkości wzdłuż pionowego profilu badanych odwiertów, dając w efekcie model prędkościowy górotworu. W modelu tym nie uwzględniony jest jednak wpływ migrującego gazu na prędkość propagacji fal sejsmicznych.

W celu określenia wpływu zmian nasycenia skał osadowych wodą i gazem na kształtowanie się prędkości fal podłużnych wykorzystano model teoretyczny Kustera i Toksöza (1974). Model K-T został zmodyfikowany i dostosowany do obliczeń numerycznych przez Bałę (1989). Pozwala on na określenie związków pomiędzy parametrami sprężystymi a współczynnikiem porowatości, składem mineralnym szkieletu oraz współczynnikiem nasycenia porów różnymi mediami (woda, ropa, gaz). Umożliwia modelowanie spektrum porowego, poprzez wprowadzenie tzw. współczynnika kształtu porów α_m (pory sferoidalne lub sferyczne) oraz ich koncentracji $c(\alpha_m)$. Suma koncentracji porów o różnym α_m daje całkowity współczynnik porowatości skały:

$$\sum_{m=1}^M [c(\alpha_m)] = K_p$$

($m=1 \dots M$)

gdzie: M — ilość różnych współczynników kształtu porów.

Wprowadzając współczynnik α_m , wyrażający stosunek pólsi mniejszej do większej (a/b), oraz koncentracji porów $c(\alpha_m)$ można przybliżyć charakter przestrzeni porowej ośrodka skalnego zakładając pewien „rozkład” porów. Wy różnia to model K-T od innych modeli znanych z literatury

(Bała, 1989). Pewnym mankamentem modelu jest pominięcie wpływu rozprożeń wielokrotnych na poszczególnych elementach modelu. Sprowadza to ośrodek porowaty do modelu skały o porach nie kontaktujących się. Jednak pomimo tego ograniczenia wyniki uzyskane na drodze modelowań są zadowalające i zbieżne z badaniami laboratoryjnymi (Knight & Nolen, 1990). Model K-T może być wykorzystany do

Tab. 1. Parametry warstw sejsmicznych

| Numer* | Stratygrafia warstwy | Litologia | Prędk. (m/s) | Gęstość (g/cm ³) | Porowat. (%) |
|--------|---|---|--------------|------------------------------|--------------|
| 20 | Q +Tr K2 K2 K2 K2 K1+J3 km | piaski żwiry gliny margle piaskowce mułowce margliste margle mułowce margliste | 2375 | 2,00 | 8–20 |
| 19 | J3o | wapienie | 4000 | 2,25 | 5,5 |
| 18 | J3o J2 J2 J2 | iłowce piaskowce margliste iłowce mułowce iłowce | 2635 | 2,28 | 4–10 |
| 17 | J2+J1 | piaskowce | 3125 | 2,28 | 10 |
| 16 | J1d J1k J1s J1s | piaskowce iłowce piaskowce iłowce z wkł. piaskowca | 2900 | 2,29 | 3–17 |
| 15 | J1h | piaskowce | 2420 | 2,29 | 16 |
| 14 | T3re | iłowce | 2500 | 2,43 | 2 |
| 13 | T3re | piaskowce zailone (porowate) | 2000 | 2,43 | 15 |
| 12 | T3re | piaskowce zailone iłowce zapiaszczone | 2500 | 2,43 | 2–15 |
| 11 | T3re | piaskowce zailone z wkł. dolomitu | 3570 | 2,43 | 3 |
| 10 | T3k2 | iłowce z wkł. gipsu | 2970 | 2,51 | 4 |
| 9 | T3k1 | iłowce zapiaszczone iłowce, piaskowce | 2495 | 2,51 | 5 |
| 8 | T2m | wapienie iłowce dolomity | 4200 | 2,68 | 4 |
| 7 | T1r+T1p2 | iłowce mułowce piaskowce | 3730 | 2,42 | 3–15 |
| 6 | T1p1 | iłowce mułowce | 4170 | 2,61 | 1 |
| 5 | T1p1 | piaskowce (tygrysi) | 3770 | 2,49 | 13 |
| 4 | T1p | iłowce z wkł. węglanów wapienie | 4585 | 2,63 | 2–17 |
| 3 | P2 (Z3+Z2+Z1) | sole anhidryty dolomity | 6080 | 2,36 | |
| 2 | P1+C1 | piaskowce wapiaste iłowce | 4700 | 2,55 | |
| 1 | D3 | dolomity | 5330 | 2,65 | |

* — numer wydzielonej warstwy sejsmicznej na ryc. 2

określania tzw. „efektywnych” parametrów sprężystości ośrodka, a więc efektywnej prędkości fal podłużnych (V_p) i poprzecznych (V_s), dynamicznych modułów: Younga (E), odkształcenia objętości (K) i postaci (μ), współczynnika Poissona (ν) oraz gęstości skał równoważnej gęstości objętościowej (ρ).

W pracach Bały (1989; 1991; 1994) przedstawiono wyniki modelowań dla ośrodków bardziej złożonych, w których szkielet skalny zawierał kilka minerałów skalotwórczych, występujących w różnych proporcjach, a pory były nasycone wodą, ropą lub gazem, względnie dwoma mediami równocześnie (zmiany współczynnika nasycenia wodą (K_w) i gazem (K_g)).

W ramach prac prowadzonych w rejonie Dobrzyca obliczenia wykonano dla wybranych poziomów litostratigraficznych. Przy wyborze warstw — modeli kierowano się zarówno wynikami interpretacji profilowań geofizyki wiertniczej, jak również wynikami porozymetrycznych badań laboratoryjnych. Wykonano je w Zakładzie Surowców Energetycznych AGH (Pietsch i in., w: Górecki i in., 1995b). W konsekwencji zostało wybranych osiem poziomów zbiornikowych, z tego pięć w otworze Biesiekierz-2 (warstwy BW1, BW2, BW3, BW4, BW5) i trzy w otworze Dunowo-1 (DW1, DW2, DW3). W tab. 2 zestawiono parametry wejściowe dla warstw modelowych.

Parametry opisujące przestrzeń porową: α_m i $c(\alpha_m)$ dla poszczególnych poziomów otrzymano wykonując kolejne iteracje obliczeń, aż do uzyskania najlepszego dopasowania prędkości V_p z wartościami wyinterpretowanymi z profilowań akustycznych, przy zadanym 100% nasyceniu porów wodą

Tab. 2. Zestwienie uśrednionych parametrów dla modeli warstw na podstawie interpretacji krzywych geofizyki wiertniczej i danych laboratoryjnych (porozymetrycznych)

| Nr modelu | Głębokość (m) | Gęstość szkielet. (g/cm^3) | Porowatość K_p (%) | Zailenie (%) | Prędk. V_p (m/s) | Stratygrafia | Litologia |
|-----------|---------------|--------------------------------|----------------------|--------------|--------------------|--------------|------------------|
| BW1 | 440,0–493,0 | 2,55 | 10,0 | 8,0 | 4000 | J3o | wapienie |
| BW2 | 1140,0–1200,0 | 2,54 | 16,1 | 8,0 | 3125 | J1 | piaskowce |
| BW3 | 1560,0–1582,0 | 2,55 | 11,7 | 18,0 | 2955 | T3Kd | piaskowce |
| BW4 | 1698,5–1775,0 | 2,60 | 7,5 | 9,0 | 4330 | T1Ret | piaskowce |
| BW5 | 1860,0–1980,0 | 2,60 | 10,0 | 5,0 | 4325 | T1Pp | piaskowce |
| DW1 | 740,0–960,0 | 2,52 | 19,5 | 10,0 | 2390 | J2c | piaskowce |
| DW2 | 1388,0–1550,0 | 2,56 | 22,9 | 7,0 | 2630 | T3Kg | piaskowce |
| DW3 | 2074,0–2088,0 | 2,55 | 15,3 | 5,0 | 3770 | T1P | piaskow. tygrysi |

złożową. W obliczeniach uwzględniono również obecność materiału ilastego w skale, którą określono na podstawie kompleksowej interpretacji profilowań geofizyki wiertniczej.

Wartości stałych sprężystych dla szkieletu piaskowca i wapienia przyjęto zgodnie z pracami Estwooda i Castagna (1983) oraz Bały (1989).

Przy obliczeniach nasycenie przestrzeni porowej, wyrażające objętość danego medium w porach ośrodka, zmieniano od 0% do 100%

Obliczenia wykonano dla trzech wariantów obecności fazy ciekłej i gazowej w porach:

♦ wariant 1 — media mieszają się tworząc jednorodną ciecz,

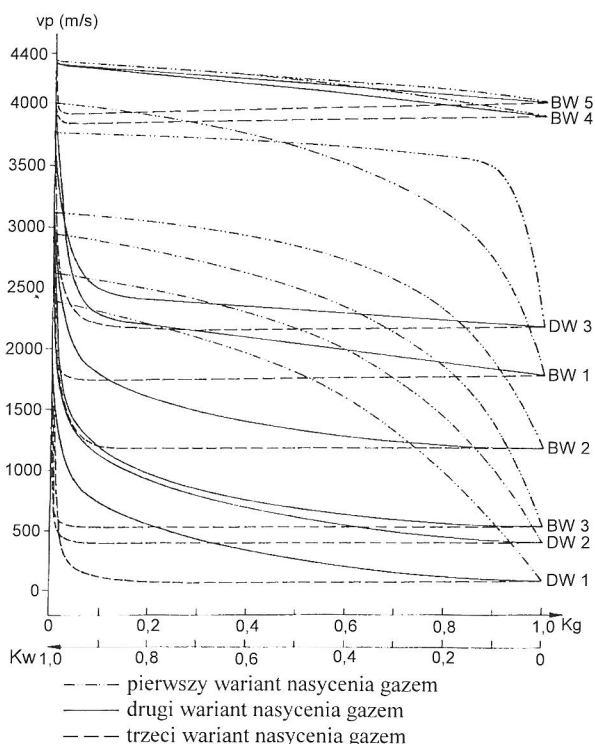
♦ wariant 2 — media nie mieszają się wzajemnie, a każde z nich zajmuje oddzielne pory. Początkowo gaz zajmuje pory o niskim współczynniku α_m , potem w miarę wzrostu nasycenia (K_g) wypełniane są stopniowo pory większe, aż do osiągnięcia wartości $K_g = 1$ (100%) kiedy gaz zajmuje już wszystkie pory,

♦ wariant 3 — media nie mieszają się ze sobą. Wariant taki może odpowiadać pęcherzykom gazu w solance.

Wyniki obliczeń dla poszczególnych wariantów przedstawione są na ryc. 1.

Charakter zmian prędkości fal podłużnych (wariant 1) w miarę obniżania się współczynnika nasycenia wodą (K_w) i wzrostu współczynnika nasycenia gazem (K_g) jest podobny dla wszystkich warstw. Obserwuje się początkowo łagodny spadek V_p , a przy $K_g > 0,7$ dość gwałtowne obniżenie prędkości. Największe obniżenie V_p występuje w modelach DW1, DW2, BW2 oraz BW3, które charakteryzują się dużą porowatością. Najmniejsze zmiany prędkości obserwuje się w modelach BW4 i BW5 mających dość duże V_p (przy $K_w = 1$) i porowatości odpowiednio równe 7,5% i 10% (ryc. 1).

Wyniki obliczeń dla drugiego wariantu pokazują zupełnie inny charakter zależności. Kształt funkcji $V_p = f(K_w, K_g)$ zależy od porowatości i od spektrum porowego modelu. W przypadku skał o wysokiej porowatości zaznacza się silny spadek V_p przy małych nasyceniach gazem. Np. dla modeli BW2, BW3, DW1 i DW2, charakteryzujących się dużą porowatością, V_p obniża się o ok. 68–80% przy 10% ($K_g = 0,1$) nasyceniu gazem. W pozostałym przedziale nasycenia prędkość maleje znacznie wolniej. Dla modeli BW4 i BW5 przy 10% nasyceniu gazem spadek jest dużo mniejszy i wynosi ok. 10%. Dla tych modeli można również zauważyć podobieństwo kształtu funkcji do krzywych uzyskanych dla pierwszego wariantu nasycenia. Obserwuje się także silną zależność zmian prędkości od spektrum porowego modelu. Obecność porów o niskim α_m może być przyczyną znacznych zmian V_p w przypadku nasycenia ich gazem (ryc. 1).



Ryc. 1. Zależność prędkości V_p od nasycenia gazem (K_g) i wodą (K_w); BW1... DW1 — modele warstw

Wyniki obliczeń dla wariantu trzeciego pokazują podobne zależności jak przy wariacie drugim, z tym że spadek prędkości jest jeszcze bardziej gwałtowny i to już dla nasycenia gazem (Kg) rzędu ułamków %. Obserwuje się mianowicie bardzo gwałtowne obniżenie V_p w przedziale „śladowego” nasycenia gazem. Zmniejszenie prędkości o ok. 90% następuje przy nasyceniu gazem (Kg) rzędu od 0,001 (0,1%) do 0,1 (10%). Przy nasyceniu $K_g = 0,1-0,15$ prędkość osiąga minimum, potem powoli rośnie. Dla modeli DW1, DW2, BW2 i BW4, które charakteryzują się niskimi prędkościami przy 100% nasyceniu wodą, obliczenia przeprowadzono metodą przybliżoną (ryc. 1).

Podsumowując przedstawione wyżej wyniki obliczeń prędkości dla modeli skał porowatych i trzech wariantów rozmieszczenia fazy wodnej i gazowej w przestrzeni porowej, można sformułować następujące wnioski:

— wykonane obliczenia potwierdzają przyjęte założenie o wyraźnej zmianie prędkości propagacji fal sprężystych w przypadku obecności gazu w skale,

— bardzo istotny wpływ na prędkość V_p ma charakter rozmieszczenia fazy wodnej i gazowej w porach skalnych. Może się zdarzyć, że „śladowe” nasycenie gazem wywoła bardzo silne obniżenie prędkości,

— prędkość propagacji fali podłużnej zależy nie tylko od porowatości skały, ale również od spektrum współczynnika porów (α_m), które w pewnym sensie opisuje przestrzeń porową,

— obecność porów cienkich (o małym współczynniku α_m) może być przyczyną znacznych zmian prędkości V_p w przypadku nasycenia ich gazem.

Uzyskane zależności potraktowane zostały jako wartości reperowe dla kolejnych warstw mezozoicznych budujących pionowy przekrój analizowanych odwiertów. W praktyce założenie zmiany prędkości propagacji fal pod wpływem migracji gazu zrealizowano przypisując każdej warstwie (tab. 1) nowe wartości prędkości dobrane zgodnie z krzywymi reperowymi, w zależności od porowatości i prędkości (tab. 2) oraz w zależności od stopnia (Kg) nasycenia gazem (ryc. 1).

Model sejsmogeologiczny

Podstawą do konstrukcji modelu sejsmogeologicznego był czasowy przekrój sejsmiczny TO 070594 zarejestrowany przez Zakład Geofizyka-Toruń w centralnej części struktury Dobrzyca. Interpretację geologiczną tego przekroju (Pietsch i in., w: Górecki i in., 1995b) wykonano biorąc pod uwagę tak litologię warstw, jak i ich prędkości, gęstości oraz porowatości.

Skonstruowany na podstawie tego przekroju model sejsmogeologiczny przedstawiony jest na ryc. 2. Wyznaczone w modelu granice sejsmiczne odpowiadają rozkładowi podstawowych granic litostratigraficznych występujących w pionowym przekroju górotworu w strefie struktury Dobrzyca. Parametry sejsmiczne poszczególnych warstw modelu (prędkość warstwową, gęstość i porowatość) przyjęto na podstawie danych z otworów (tab. 1) oraz danych prędkościowych obliczonych przy założeniu migracji gazu (ryc. 1).

Jako ewentualne drogi migracji gazu z utworów paleozoicznych do partii przystropowych przyjęto strefy uskokuwe ograniczające od NE strukturę Dobrzyca (strefy te obejmują zarówno utwory paleozoiczne jak i mezozoiczne, dochodząc do warstw przypowierzchniowych) oraz niewyróżniające się w zapisie sejsmicznym strefy występujące nad uskokami przecinającymi jedynie utwory paleozoiczne

(patrz ryc. 8). Strefy migracji zaznaczone są na modelu szrafurą i oznaczone kolejno 1, 2, 3 i 4 (ryc. 2).

Teoretyczne pole falowe

Modelowania sejsmiczne to metoda, która pozwala na ocenę roli poszczególnych parametrów sejsmogeologicznych ośrodka w kształtowaniu pola falowego, a tym samym na powiązanie ewentualnych anomalii sejsmicznych z wywołującymi je przyczynami. Zmieniając więc w sposób świadomy parametry modelu sejsmogeologicznego można prześledzić zmiany jakim ulega pole falowe np. pod wpływem zmienności prędkości propagacji fal, wywołanej dyfuzją gazu ze złoża w nadkład.

Teoretyczne sprawdzenie hipotezy o powstawaniu anomalii sejsmicznych pod wpływem dyfuzji gazu w nadkład wymaga w pierwszej kolejności konstrukcji pól falowych dla modeli sejsmogeologicznych aproksymujących badany górotwór, a dopiero później obliczenia pól przy założeniu zmienności prędkości pod wpływem mikroinfiltracji gazu. Porównanie pól teoretycznych obliczonych dla modeli „bez” i „z” dyfuzją gazu może dopiero pokazać skalę zjawiska i stanowić podstawę do opracowania kryteriów identyfikacji w zapisie sejsmicznym dróg migracji gazu od złoża w nadkład, czasami aż do powierzchni Ziemi, o czym mogą świadczyć powierzchniowe anomalie geochemiczne.

Teoretyczne pole falowe obliczone zostało pakietem programów STRUCT firmy Geophysical Micro Computer Application Ltd. (GMA), pracujących na komputerze PC AT 486. Umożliwiają one obliczenie, obok fal odbitych, również fal dyfrakcyjnych, które powstają w strefach gwałtownych zmian parametrów sprężystych w górotworze.

Obliczenia wykonano dla sygnału teoretycznego Rickera o częstotliwości dominującej 30 Hz, który dość dobrze odzworowuje rejestrowane w strefie struktury Dobrzyca rzeczywiste sygnały sejsmiczne, na co jednoznacznie wskazuje analiza sygnałów wyestymowanych z zarejestrowanych tras (Pietsch i in., w: Górecki i in., 1995b). W celu upodobnienia sekcji teoretycznych do rejestrowanych przekrojów czasowych, przy ich obliczeniu założono 15% poziom szumów skorelowanych z sygnałem.

Teoretyczny przekrój sejsmiczny — model „bez gazu”

Podstawą do konstrukcji przekroju teoretycznego jest model sejsmogeologiczny obrazujący ułożenie kolejnych granic sejsmicznych (ryc. 2), których parametry petrofizyczne są zestawione w tab. 1.

Teoretyczna sekcja sejsmiczna obliczona dla takiego modelu przedstawiona jest na ryc. 3. Porównanie sekcji syntetycznej z modelem wskazuje, że w zapisie teoretycznym widoczne są wszystkie granice sejsmiczne, a ich amplituda jest ściśle związana z wielkością kontrastu twardości akustycznych (iloczyn prędkości i gęstości) na tych granicach. Najsilniejsze odbicia (nie licząc granicy najpłytszej — 20/19 — wapienie oksfordu) związane są z silnie porowatymi piaskowcami w górnej części triasu (13/12), wapieniem muszlowym (9/8), piaskowcem tygrysim (5/4) i cechsztynem (4/3). Uskoki występujące w modelu są również możliwe do identyfikacji na sekcji teoretycznej. Ich obecność podkreślają brak ciągłości granic sejsmicznych i wyraźnie widoczne hiperboliczne fragmenty fal dyfrakcyjnych.

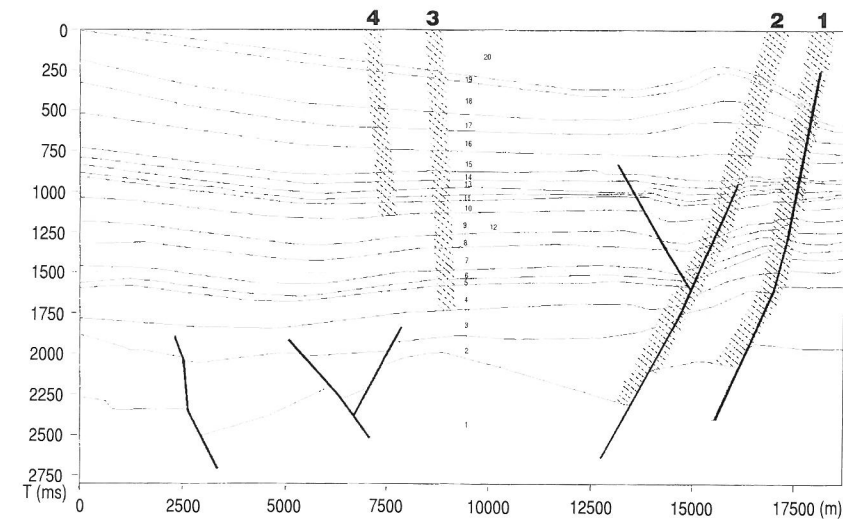
Teoretyczny przekrój sejsmiczny — model „z gazem”

Konstrukcję teoretycznych pól falowych dla modelu „z gazem” wykonano bazując na opracowanym modelu sejsmogeologicznym (ryc. 2, tab. 1) i przyjmując jako drogi migracji gazu założone strefy uskoku i strefy rozluźnienia górotworu nad uskokami paleozoicznymi (zaznaczone na modelu — ryc. 2), w których zmieniano prędkość w zależności od wariantu nasycenia gazem przestrzeni porowej (ryc. 1).

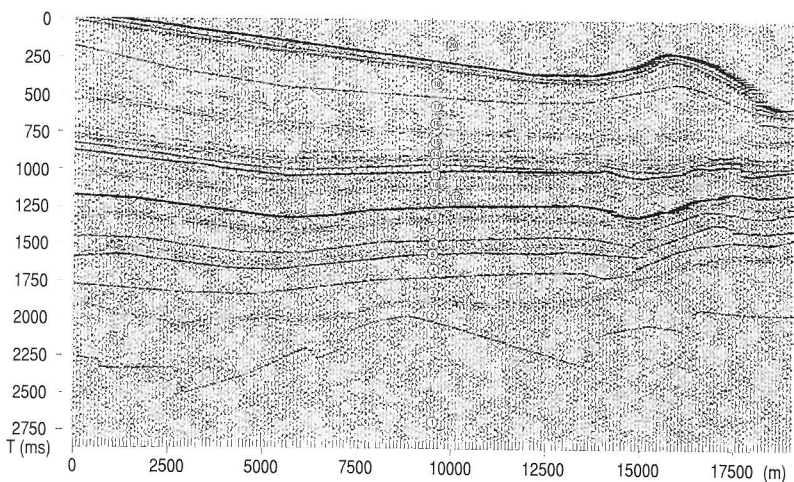
Zróżnicowanie charakteru zmian prędkości w zależności od wariantu wypełnienia gazem przestrzeni porowej (ryc. 1) spowodowało, że konstrukcję teoretycznego pola falowego wykonano przyjmując, dla wszystkich trzech wariantów nasycenia, różną procentową zawartość gazu w porach. I tak dla wariantu pierwszego (mieszanka jednorodna) zmieniano od 10% ($K_g = 0,1$) do 50% ($K_g = 0,5$), dla wariantu drugiego (gaz zajmuje oddzielne pory) od 1% do 5%, a dla trzeciego (pęcherzyki gazu) od 0,1% do 2,5%.

Z analizy sekcji teoretycznych obliczonych dla pierwszego modelu wynika, że zmiany w zapisie pokazują się dopiero dla kilkudziesięciu procentowej zawartości gazu w porach (Pietsch i in., 1995b). Wynik taki jest w pełni zgodny z przewidywaniami, bowiem zmiany prędkości dla wariantu pierwszego, gdy gaz i woda tworzą jednorodną mieszaninę, są w początkowej fazie bardzo niewielkie (ryc. 1). Wydaje się więc, że sejsmika nie może być pomocna gdy przyjmujemy ten wariant nasycenia, bowiem założenie np. 50% nasycenia przestrzeni porowej gazem jest mało prawdopodobne. Model ten nie został więc udokumentowany rysunkami.

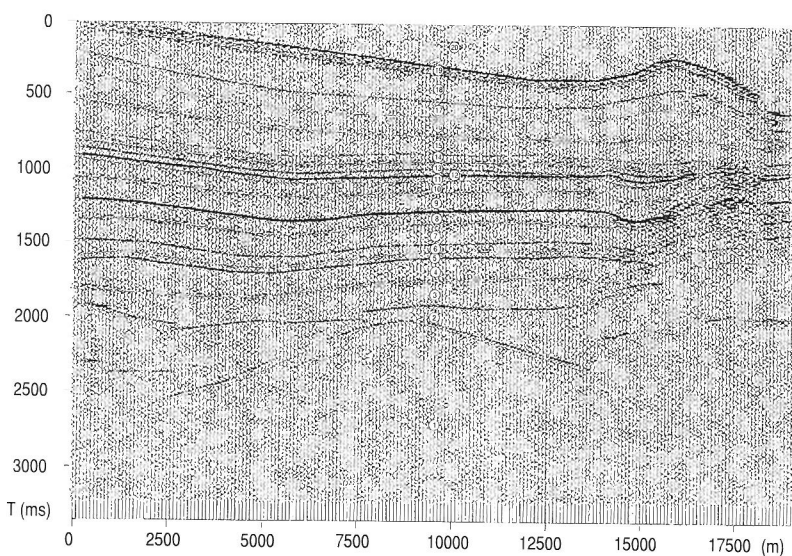
Teoretyczne pole falowe, obliczone dla modelu sejsmogeologicznego z uwzględnieniem stref migracji gazu, zgodnie z pozostałymi dwoma wariantami nasycenia, przedstawione jest w wersji przekrojów czasowych kolejno na rycinach: ryc. 4 i 5 — wariant drugi nasycenia (1% wypełnienia porów gazem: $K_g = 0,01$, $K_w = 0,99$) i ryc. 6 i 7 — wariant trzeci nasycenia (0,1% wypełnienia porów gazem: $K_g = 0,001$, $K_w = 0,999$). Ograniczenia programu STRUCT powodują, że na jednej sekcji teoretycznej można zamodelować jedynie dwie strefy migracji gazu. W związku z powyższym na ryc. 4 i 6 przedstawione są przekroje czasowe, w których założono migrację gazu wzdłuż uskoku dochodzących do warstw powierzchniowych (strefa migracji 1 i 2 — ryc. 2), a na ryc. 5 i 7 — pozostałe dwie strefy (3 i 4 — ryc. 2).



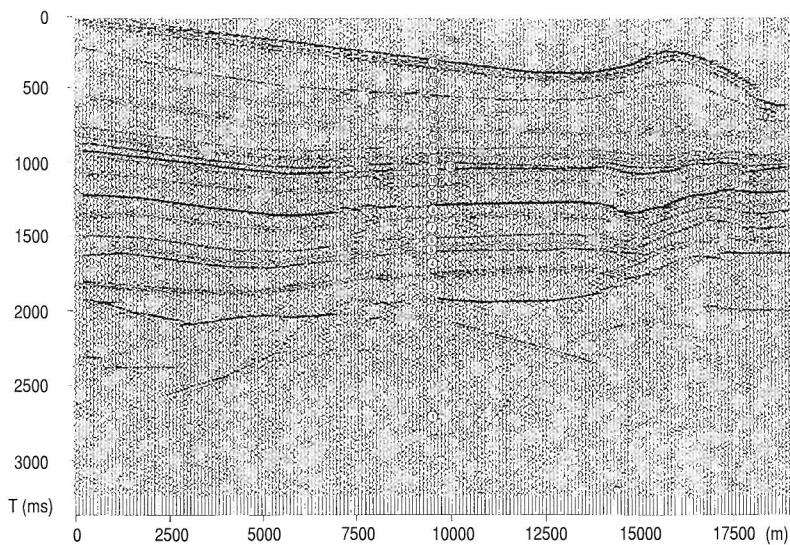
Ryc. 2. Model sejsmogeologiczny 1, 2, 3 i 4 — założone strefy migracji; stratygraficzne dowiązanie granic sejsmicznych (tab. 1): 1 — D3; 2 — P1+C1; 3 — P2; 4 — T1p1; 5 — T1p1(p-ec tyg.); 6 — T1p1; 7 — T1r+T1p2; 8 — T2m; 9 — T3k1; 10 — T3k2; 11 — T3re; 12 — T3re; 13 — T3re; 14 — T3re; 15 — J1h; 16 — J1; 17 — J2+J1; 18 — J2; 19 — J3o; 20 — Q+Tr+K



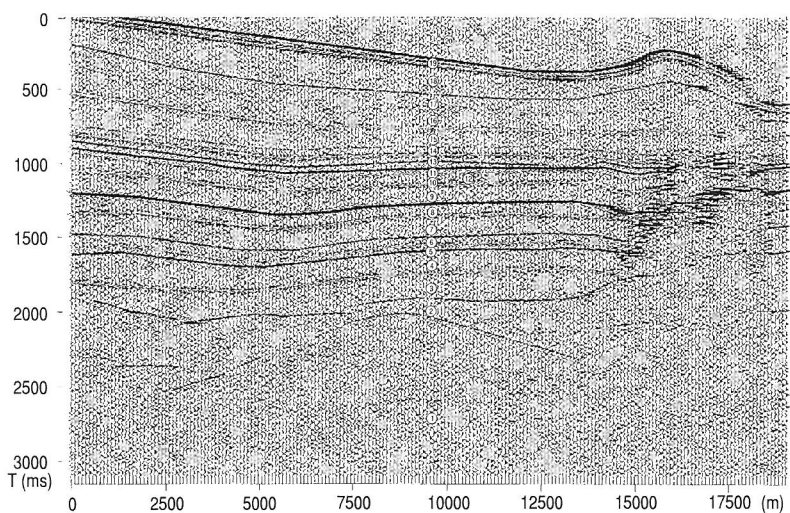
Ryc. 3. Teoretyczna sekcja sejsmiczna (model „bez gazu”) objaśnienia jak na ryc. 2



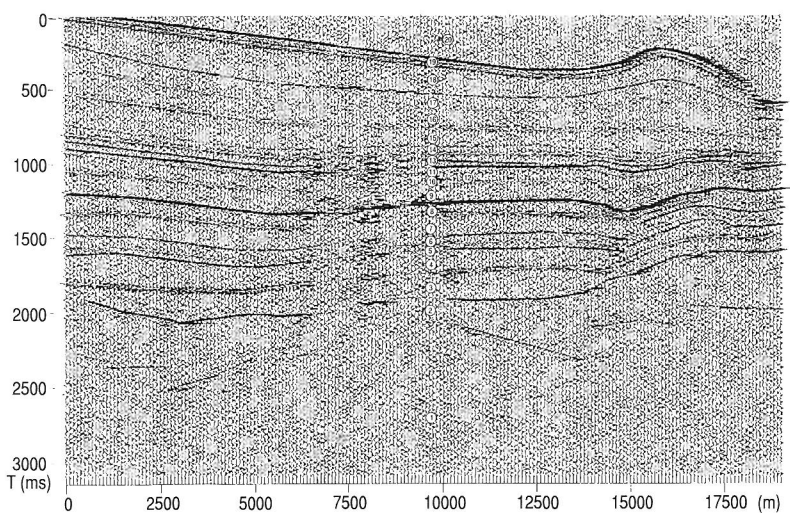
Ryc. 4. Teoretyczna sekcja sejsmiczna (1 i 2 strefa migracji) model „z gazem” — drugi wariant nasycenia (2): $K_g = 0,01$, $K_w = 0,99$



Ryc. 5. Teoretyczna sekcja sejsmiczna (3 i 4 strefa migracji) model „z gazem” — drugi wariant nasycenia (2): $K_g=0,01$, $K_w=0,99$



Ryc. 6. Teoretyczna sekcja sejsmiczna (1 i 2 strefa migracji) model „z gazem” — trzeci wariant nasycenia (3): $K_g=0,001$, $K_w=0,999$



Ryc. 7. Teoretyczna sekcja sejsmiczna (3 i 4 strefa migracji) model „z gazem” — trzeci wariant nasycenia (3): $K_g=0,001$, $K_w=0,999$

Porównanie pól teoretycznych, obliczonych dla modelu sejsmogeologicznego aproksymującego pionowy przekrój geologiczny wzdłuż profilu sejsmicznego TO 070594, w którym założono dyfuzję gazu lub jej brak, pokazuje jakim zmianom może ulegać pole falowe w strefach migracji gazu.

Teoretyczne pole falowe obliczone dla modelu „bez gazu” (ryc. 3) odtwarza w sposób jednoznaczny układ podstawowych granic sejsmicznych, dając jasny obraz budowy strukturalnej. Występujące w modelu strefy uskokowe są wyraźne i należy je lokalizować w miejscach przerywania ciągłości granic sejsmicznych (ryc. 3).

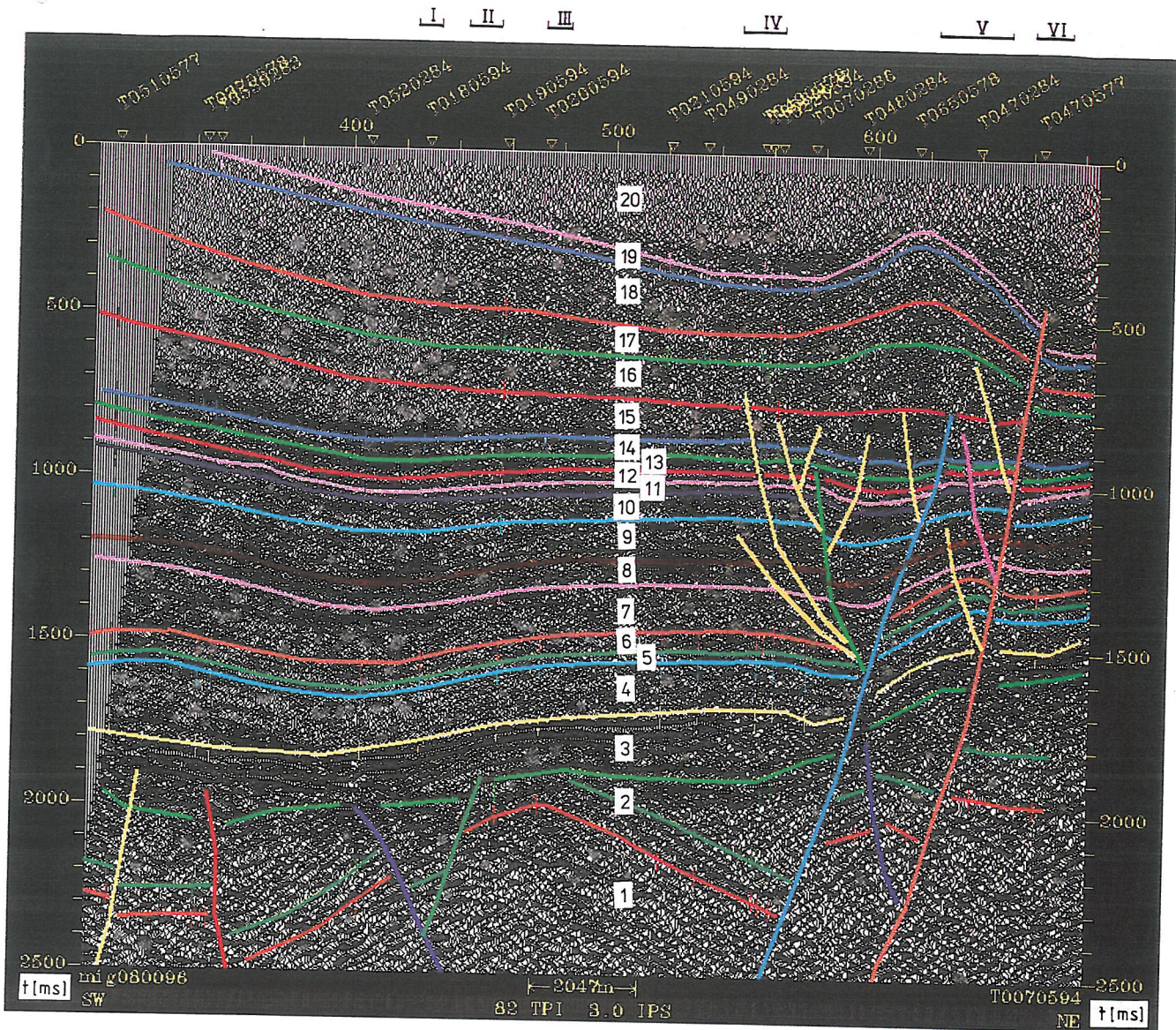
Teoretyczne pole falowe obliczone dla modelu, w którym założono migrację gazu wzdłuż stref rozluźnionych (strefy 3 i 4 — ryc. 2) ma w tych strefach zupełnie odmienny charakter. Obniżenie prędkości propagacji fal, które następuje pod wpływem pojawienia się gazu w nasycającej pory wodzie złożowej, odzwierciedla się w zapisie sejsmicznym gwałtownym zerwaniem ciągłości granic sejsmicznych oraz chaotycznym ułożeniem refleksów o małej i dużej amplitudzie (ryc. 5 i 7). Różnice w zapisie sejsmicznym stref uskokowych, którymi migruje gaz (strefy 1 i 2 — ryc. 4 i 6) i stref uskokowych „bez gazu” (ryc. 3) są również wyraźne.

Dzięki znaczącym różnicom w zapisie teoretycznym dla modeli sejsmogeologicznych „bez gazu” i „z gazem” wydaje się, że lokalizacja dróg migracji gazu w zapisie sejsmicznym powinna być możliwa zarówno wtedy, gdy gaz migruje wzdłuż uskoków, jak i wtedy gdy migruje wzdłuż stref rozluźnionych. W tym ostatnim przypadku ich identyfikacja wydaje się być nawet łatwiejsza.

Próba identyfikacji „pionowych kominów dyfuzyjnych” w zarejestrowanym polu falowym

Porównanie teoretycznych przekrojów sejsmicznych, obliczonych dla modeli sejsmogeologicznych utworów pokrywy permo-mezozoicznej w rejonie struktury Dobrzyca, w których nie założono filtracji gazu oraz w których tą filtrację założono, pokazuje zmiany jakim ulega pole falowe w strefach migracji gazu. Skala tych zmian, duża nawet dla przypadku bardzo małego nasycenia gazem (za wyjątkiem pierwszego wariantu nasycenia), umożliwia sformułowanie następujących, wstępnych kryteriów interpretacji pola falowego:

— strefy gwałtownego przerywania ciągłości granic sejsmicznych i



Ryc. 8. Czasowy przekrój sejsmiczny TO 070594

— towarzyszące tym strefom chaotyczne ułożenie refleksów o dużych i małych amplitudach lokalizują drogi migracji gazu do warstw nadkładu.

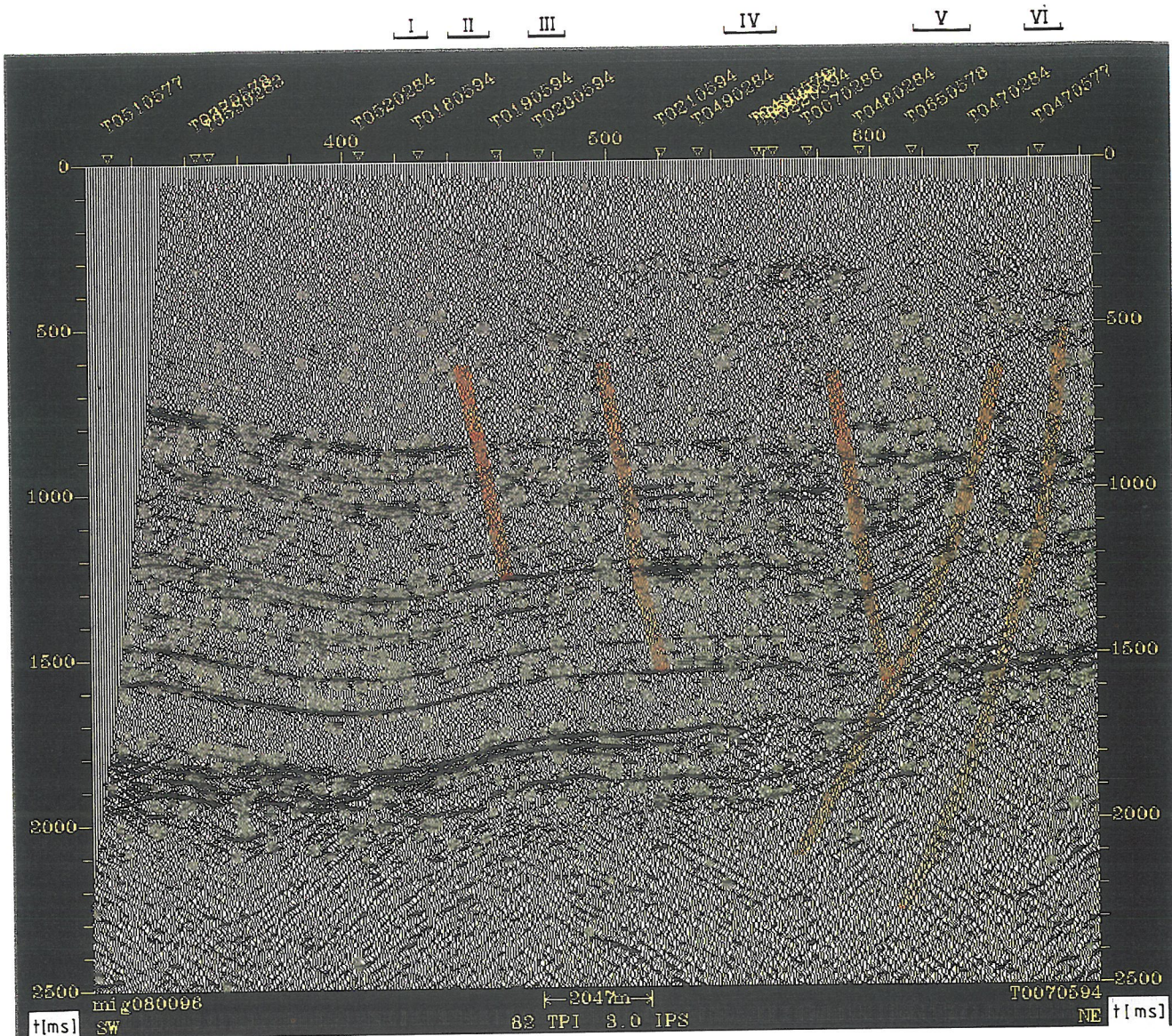
Testem sprawdzającym praktyczną możliwość stosowania metody sejsmicznej do lokalizacji stref migracji gazu może być interpretacja zarejestrowanego profilu sejsmicznego i jego korelacja z powierzchniowymi anomaliami geochemicznymi.

Badania sejsmiczne na obszarze struktury Dobrzyca wykonywano kolejno w latach 1977, 1985 i 1986 oraz w roku 1994, uzyskując dobre rozpoznanie układu strukturalnego serii cechsztyński-mezozoicznej (Pietsch i in., 1995a; Strzetelski i in., 1995). Przykładem otrzymywanego zapisu może być profil sejsmiczny TO 070594 (ryc. 8), który posłużył do konstrukcji modelu sejsmogeologicznego (ryc. 2 i tab. 1).

Wysoka jakość danych sejsmicznych upoważnia do podjęcia próby interpretacji przekrojów czasowych pod kątem lokalizacji ewentualnych dróg migracji. Istotne w tym przypadku znaczenie ma również fakt, że wzdłuż większości zarejestrowanych tu profili sejsmicznych wykonane zo-

stały, przez Zakład Surowców Energetycznych AGH (Górecki i in., 1995a), powierzchniowe badania geochemiczne, w wyniku których zlokalizowano powierzchniowe anomalie geochemiczne (metan + alkan + alkeny + hel). Istnieje więc możliwość jednoznacznej weryfikacji śledzonych anomalii sejsmicznych.

Interpretację i lokalizację ewentualnych „kominów dyfuzyjnych” przeprowadzono dla cytowanego już wyżej profilu TO 070594 (ryc. 9). Widoczna w północno-wschodniej części tego profilu strefa anomalnego zapisu sejsmicznego związana jest ze strefą uskoku (o kierunku SE-NW) o regionalnym znaczeniu (ryc. 8). Analiza strukturalno-tektoniczna danych sejsmicznych z obszaru Dobrzyca (Pietsch i in., 1995a; Strzetelski i in., 1995) wskazuje, że strefę tę tworzy szereg uskóków normalnych o płaszczyznach nachylonych do centrum basenu permsko-mezozoicznego. Uskoki te powstały w permie jako uskoki normalne związane z reżimem tensyjnym. W fazie laramijskiej, w związku z narastaniem reżimu kompresyjnego, uległy one inwersji tektonicznej, stając się z uskóków normalnych uskoki odwróconymi.



Ryc. 9. Czasowy przekrój sejsmiczny TO 070594 z wyinterpretowanymi „kominami dyfuzyjnymi”, I, II... — lokalizacja powierzchniowych anomalii geochemicznych (wg Górecki i in., 1995b)

Obraz sejsmiczny omawianych uskoków jest skomplikowany (przerwanie ciągłości granic sejsmicznych, występowanie fragmentów hiperbol fal dyfrakcyjnych — ryc. 9). Według przedstawionych powyżej modelowań tego typu zapis sejsmiczny odpowiada obrazowi stref uskokowych, wzdłuż których następuje migracja gazu (ryc. 4 i 6). Interpretację taką potwierdzają powierzchniowe anomalie geochemiczne, które są rejestrowane nad tymi strefami (Górecki i in., 1995a; Strzelski i in., w: Górecki i in., 1995b). Są one zaznaczone nad interpretowanym przekrojem sejsmicznym (ryc. 9). Jednoznaczna interpretacja tych stref anomalnych jako „kominów dyfuzyjnych” wydaje się jednak w tym przypadku nie w pełni uzasadniona. Należy bowiem pamiętać o złożonej historii formowania się uskoków, co musiało doprowadzić do wyraźnej deformacji osadów. Widoczny w tych strefach anomalny obraz sejsmiczny może więc być wynikiem nałożenia się wielu czynników i nie można go w sposób jednoznaczny wiązać jedynie z „kominami dyfuzyjnymi”.

Na interpretowanym przekroju czasowym (ryc. 9) widoczne są również strefy przerwania ciągłości zapisu sejsmicznego, które nie obejmują całego przedziału utworów mezozoicznych, a jedynie jego górną część (np. od wapienia muszlowego lub cechsztynu). Występują one w okolicy PS 450 i PS 500. Strefy te mogą odpowiadać „kominom dyfuzyjnym”, które założono nad uskokami przecinającymi utwory paleozoicznego podłoża, pomimo tego że ich obraz sejsmiczny na przekrojach modelowych jest inny (przerwanie ciągłości wszystkich granic sejsmicznych, także tych z utworów dolnego mezozoiku, które nie uczestniczą już w dyfuzji gazu: porównaj model sejsmogeologiczny — ryc. 2 i teoretyczne pole falowe dla modelu „z gazem” — ryc. 5 i 7). Istniejące różnice związane są prawdopodobnie ze stosowanym w programie STRUCT sposobem obliczania pola teoretycznego, który powoduje, że założone strefy migracji zaburzają pole falowe w całym pionowym przekroju modelu, a nie tylko w samej strefie migracji (np. strefa 3 od stropu cechsztynu, strefa 4 od wapienia muszlowego). Tego typu

niezgodność może nie wystąpić na rejestrowanych przekrojach sejsmicznych. Są one bowiem rejestrowane metodą pokryć wielokrotnych (krotność pokrycia: 6000%), w której informacje odnoszące się do każdego punktu głębokościowego pochodzą z sumowania danych uzyskanych przy różnych układach punkt wzbudzenia — punkt odbioru. Również w strefach migracji, wyinterpretowanych na przekroju czasowym (ryc. 9), nie widać wyraźnie dużych, chaotycznie ułożonych refleksów (występują na sekcjach modelowych — ryc. 5 i 7). Może być to związane z faktem przeprowadzania interpretacji na przekroju sejsmicznym nie odtworzonym w rzeczywistych amplitudach, co powoduje (zgodnie z przyjętym schematem przetwarzania danych sejsmicznych) wyrównanie amplitud.

Podsumowanie

Podsumowując analizę zapisu sejsmicznego wykonaną pod kątem oceny możliwości lokalizacji dróg rozproszenia gazu w nadkład, można stwierdzić, że zadanie takie powinno być wykonalne. Należy jednak pamiętać, że prezentowane badania, a szczególnie ich część modelową przeprowadzono przyjmując duży zakres założeń upraszczających tak sam proces migracji gazu, jak i jego wpływ na pole falowe.

W związku z powyższym pełne potwierdzenie hipotezy o możliwości identyfikacji w zapisie sejsmicznym „kominów dyfuzyjnych” wymaga uzyskania odpowiedzi na kilka ważnych do rozwiązania zadania pytań:

1) jaki jest mechanizm migracji gazu przez pory wypełnione wodą złożową? Od tego bowiem zależy, jak wynika z analizy teoretycznych modeli ośrodków porowych, charakter zmian prędkości i tłumienia fal sejsmicznych,

2) które strefy w górotworze są najbardziej predysponowane jako strefy migracji gazu?

3) jakim zmianom ulega prędkość propagacji fal sprężystych pod wpływem migracji gazu?

4) w jaki sposób zmienność parametrów sejsmicznych związana z dyfuzją gazu może odzwierciedlać się w zapisie sejsmicznym, i które z obserwowanych anomalii mogą być podstawą lokalizacji „kominów dyfuzyjnych”?

Uzyskanie odpowiedzi na powyższe pytania zdecydowanie podniesie wiarygodność opracowania kryteriów identyfikacji stref pionowej migracji gazu w zapisie sejsmicznym.

Pomimo przedstawionych powyżej zastrzeżeń, otrzymane już wyniki, a szczególnie zgodność interpretacji sejsmicznej z anomaliami geochemicznymi zdecydowanie wskazuje na celowość kontynuacji badań. Identyfikacja w górotworze stref migracji gazu od złoża w nadkład może być bowiem dodatkowym wskaźnikiem ułatwiającym i umożliwiającym lokalizację złóż węglowodorów, co przyczyni się, po zdobyciu pewnego doświadczenia, do bardziej precyzyjnego projektowania głębokich otworów poszukiwawczych.

Badania, na których oparty jest niniejszy artykuł były finansowane w ramach Prac Bad.-Rozw. KBN nr 811/CS6-9/93 *Analiza basenu naftowego — ocena potencjału generacyjnego i hierarchizacja potencjalnych stref złożowych* (kierownik tematu prof. dr hab. inż. W. Górecki), Zakład Surowców Energetycznych AGH oraz Badań Własnych

Wydziału Geologii, Geofizyki i Ochrony Środowiska AGH *Anomalie geofizyczne wywołane mikroinfiltracją węglowodorów i ich związek ze złożami gazu* (kierownik tematu prof. dr hab. inż. K. Pietsch), Zakład Geofizyki AGH.

Autorki pragną serdecznie podziękować Koleżankom dr hab. inż. J. Jarzynie, mgr inż. B. Czopek i mgr inż. N. Góreckiej za współpracę przy wyznaczaniu parametrów petrofizycznych skał oraz Kolegom dr inż. R. Semyrcze za wykonanie badań porozymetrycznych, mgr inż. P. Krzywcowi za pomoc przy konstrukcji modelu sejsmogeologicznego i J. Śliwińskiemu za pomoc przy obliczeniach. Pragniemy również podziękować Panu prof. dr hab. inż. W. Strzetelskiemu za twórczą dyskusję nad problemami geochemii powierzchniowej.

Literatura

- ANDREW J.A., EDWARDS D.M., GRAF R.J. & WOLD R.J. 1991 — *Geophysics*, 56: 1553–1570.
- BAŁA M. 1989 — *Zesz. Nauk. AGH, Geof. Stosowana*, 3: 1–167.
- BAŁA M. 1991 — Wykorzystanie teoretycznego modelu skał osadowych do określania parametrów sprężystych ośrodka. V Krajowa Konf. Nauk.-Tech. z Zakresu Geofizyki Wiertniczej, cz. II: 1–8, Toruń.
- BAŁA M. 1994 — *Acta Geoph. Pol.*, 2, 149–158.
- BARK VAN DEN E. & THOMAS O.D. 1980 — *AAPG Mem.* 30: 195–224.
- ELIASON P.T., DONOVAN T.J. & CHAVEZ P.S. 1983 — *Geophysics*, 48: 1305–1317.
- ENGLAND W.A. & FLEET. 1991 — *Geol. Soc. Spec. Publ.*, 59.
- EASTWOOD R.L. & CASTAGNA J.P. 1983 — Basic for interpretation of v_p/v_s ratios in complex lithologies. 24 Ann. Log. Symp., June SPWLA, Calgary, Canada. G, 1–17.
- GÓRECKI W., STRZETELSKI W., DZIENIEWICZ M., SECHMAN H. & REICHER B. 1995a — Surface geochemical survey of gas accumulations in Polish Lowland. Proc. EAPG Conf., Glasgow '95. P 544.
- GÓRECKI W. (kier. tematu) 1995b — Analiza basenu naftowego — ocena potencjału generacyjnego i hierarchizacja potencjalnych stref złożowych. Pr. Bad.-Rozw. nr 811/CS6-9/93. Zakład Surowców Energetycznych AGH, Kraków (praca nie publikowana).
- KNIGHT R. & NOLEN-HOEKSEMA R. 1990 — A laboratory study of the dependence of acoustic properties on microscopic fluid distribution. SPWLA 31-st Annual Logging Symp., June 24–27, DD, 1-6.
- KUSTER G.T. & TOKSÖZ M.N. 1974 — *Geophysics*, 39: 587–606.
- PIETSCH K., KRZYWIEC P., GAŚSIOROWSKI T. & SOLARSKI T. 1995a — Tectonics of the Western Pomerania (Białogard-Jamno Area) — Results of Seismic Data Interpretation. Conf. and Exh. "Modern Exploration and Improved Oil and Gas Recovery Methods", East meet West. Cracow, Poland. 254–256.
- PIETSCH K. (kier. tematu) 1995b — Anomalie geofizyczne wywołane mikroinfiltracją węglowodorów i ich związek ze złożami gazu. Badania Własne Wydz. Geol. Geof. i Ochrony Środ., Zakł. Geofizyki AGH, Kraków (praca nie publikowana).
- SENGUPTA M.K. & RENDLEMAN C.A. 1991 — *Geophysics*, 56: 1886–1896.
- SMITH G.H. & ELLIS M.M. 1963 — *AAPG Bull.*, 47: 1898–1903.
- STRZETELSKI W., GÓRECKI W., KRZYWIEC P., PIETSCH K. & REICHER B. 1995 — Tectonic History and Hydrocarbon Habitat of Western Pomerania, N Poland. Proc. EAPG Conf., Glasgow '95. P 565.