

Układ geometryczny i ocena właściwości serii zbiornikowej złoża Barnówko–Mostno–Buszewo (BMB) — największego złoża ropy naftowej w Polsce — na podstawie zdjęcia sejsmicznego 3D

Maciej Górski*, Małgorzata Trela*

Barnówko–Mostno–Buszewo (BMB) — the greatest oil field in Poland: Geometry and reservoir description based on 3D seismic survey

Summary. The greatest oil field in Poland was discovered on the western part of the Zechstein Main Dolomite barrier zone. Proven geological reserves were estimated as $64.4 \cdot 10^6$ T (498.2 million barrels) of crude oil & condensate and $29.4 \cdot 10^9$ m³ ($1038.3 \cdot 10^9$ cubic feet) of natural gas. Estimated exploitable reserves are $10.1 \cdot 10^6$ T (76.6 million barrels) and $9.9 \cdot 10^9$ m³ ($349.6 \cdot 10^9$ cubic feet). The objects of analysis were trap geometrical aspects (structural and thickness maps). Seismic amplitude examination were carried out in comparison with well data in order to analyse reservoir characteristics. Based on 3D seismic survey data, the paleotopographic reconstructions were undertaken for Zechstein deposits. Inverted seismic data and porosity values from well logs were used to generate pseudo-porosity reservoir map.

W wyniku intensywnych prac poszukiwawczych — obejmujących ok. 400 km profilowań sejsmiki dwuwymiarowej (2D), 181 km² sejsmiki trójwymiarowej (3D) oraz 12 otworów wiertniczych — nastąpiło odkrycie największego złoża węglowodorów na Niziu Polskim: Barnówko–Mostno–Buszewo (BMB) (ryc. 1) (Mamczur i in., 1997).

Prace sejsmiki 2D przeprowadzone w latach 1978–1994 doprowadziły do zlokalizowania kilku form strukturalnych w poziomie granicy refleksyjnej Z_2 z cechsztynu m.in. Barnówka, Mostna i Buszewa (Wróbel & Szpinalska, 1979; Wierzchowska-Czulińska & Wietecha, 1990, 1994).

Wykonane pierwsze otwory poszukiwawcze wykazały perspektywiczność wymienionych struktur. W utworach węglanowych poziomu dolomitu głównego w otworze Mostno-1 nawiercono gaz, w otworze Barnówko-1 — gaz w stropowej partii, a ropę w spągu, w otworze Buszewo-1 — ropę naftową. Pozytywne wyniki tych otworów były podstawą podjęcia, w lipcu 1994 r., decyzji o lokalizacji w tym rejonie największego dotychczas przedsięwzięcia sejsmiki 3D w Polsce. Powierzchnia operacyjna zdjęcia wyniosła 181 km². Wykonawcą wszystkich etapów prac był Zakład Geofizyka Toruń na zlecenie BG Geonafte PGNiG. W międzyczasie odwiercono otwory Buszewo-2 i Buszewo-2k dające przyływ ropy z serii zbiornikowej poziomu dolomitu głównego (Ca2).

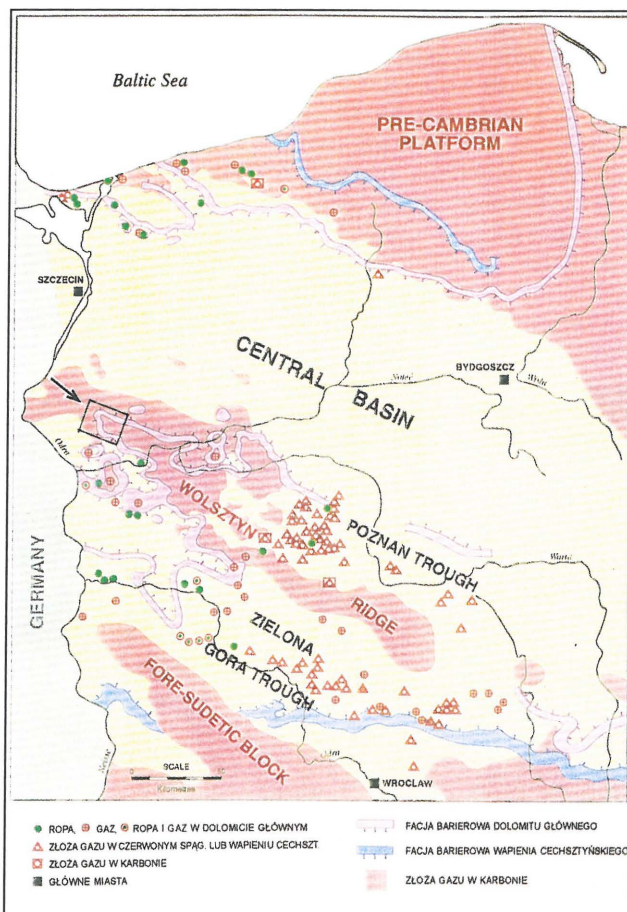
W tym okresie nastąpiło sformułowanie przez L. Króla (inf. ustna, 1994) tezy, że w rejonie badań mamy do odkrycia jedno duże złożo ropno-gazowe, a nie trzy oddzielne złoża Barnówka, Mostna i Buszewa. Teza ta opierała się na wnikliwej analizie rezultatów danych sejsmiki 2D i trzech pierwszych wierceń. Następne wiercenia Barnówko-2 i Mostno-2 zostały zlokalizowane na podstawie materiałów znajdujących się w fazie interpretacji zdjęcia 3D. W wyniku oprobowania serii złożowej dolomitu głównego w otworze Barnówko-2

stwierdzono przyływ gazu z kondensatem, a z otworu Mostno-2 — gazu.

Zakończona w maju 1996 r. interpretacja zdjęcia 3D wykazała, że rezultaty interpretacji zarówno strukturalnej, jak i sejsmostratygraficznej dowodzą istnienia jednej dużej megastruktury gazowo-ropnej (Górski & Trela, 1996). Podstawą tej tezy były wyjątkowo dobrej jakości dane sejsmiczne pozwalające — po raz pierwszy w historii penetracji polskiego basenu cechszyńskiego — na określenie geometrii serii zbiornikowej, tj. map strukturalnych stropu i spągu, oraz określenie jej właściwości fizycznych poprzez analizy amplitud i wyliczenie porowatości inwersyjnych.

W tym okresie teza jednej dużej megastruktury zaczęła zyskiwać coraz więcej zwolenników, a o jej powszechnym przyjęciu przesądziły pozytywne i potwierdzające ją wyniki wierceń Barnówko-3, Mostno-3, Mostno-4, Buszewo-3 i Buszewo-7. Wszystkie otwory w rejonie Barnówka i Mostna były wiercone przez Zielonogórski ZGNiG, a w rejonie Buszewa przez ZPNiG w Pile.

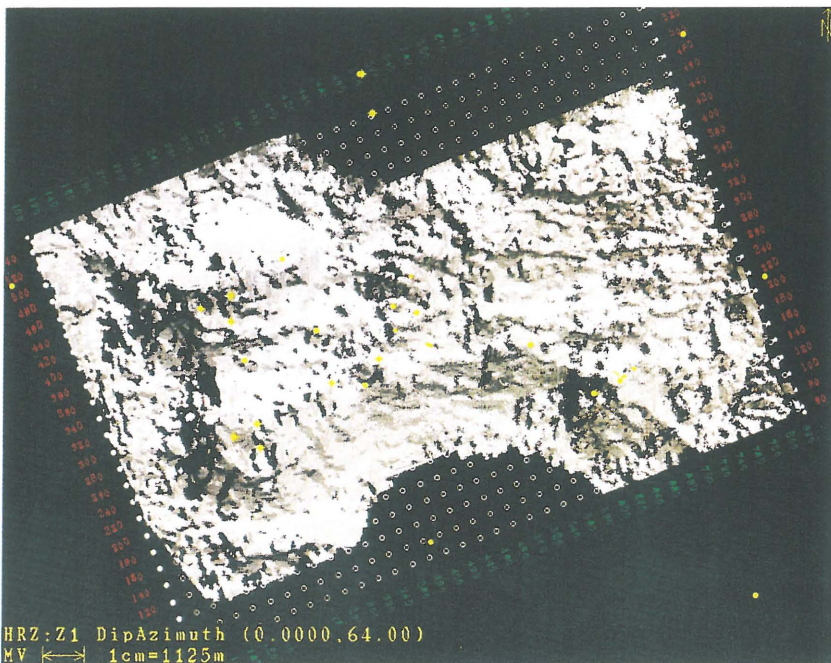
W ramach PGNiG powołano zespół dokumentujący po-



Ryc. 1. Lokalizacja złoża BMB na tle mapy występowania węglowodorów w zachodniej Polsce (Technical..., 1996)

Fig. 1. Location of the BMB field on the map of hydrocarbon occurrences in western Poland (Technical..., 1996)

*Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo S.A. w Warszawie Oddz. Geofizyka Toruń, ul. Chrobrego 50, 87-100 Toruń



Ryc. 2. Analiza upadków i azymutów granicy refleksyjnej Z₁' pozwalająca wydzielić kalderę wulkanów Barnówko i Mostno i lineamenty odpowiadające rozłomom tektonicznym
Fig. 2. DipAzimuth display of Z₁' reflector. Note the Barnówko and Mostno volcanic caldera and lineaments corresponding to tectonic zones

la złożowego ropno-kondensatowo-gazowego BMB (koordynator: R. Urbański, gł. dokumentator: Z. Wojtkowiak). W skład zespołu dokumentacyjnego weszli m.in. po raz pierwszy geofizycy (M. Górski & M. Trela) z uwagi na fakt, iż rezultaty interpretacji sejsmiki 3D wraz z rezultatami wierceń stanowiły bazę określenia najważniejszych parametrów obliczeniowych. Rezultatem prac zespołu było zatwierdzenie 64,4 mln ton ropy i 29,4 mld m³ gazu jako zasobów geologicznych w kategorii B + C. Całkowita powierzchnia pola złożowego wynosi 32,5 km². Zasoby wydobywalne ustalono na 10,1 mln ton ropy i 9,9 mld m³ gazu. Przy określeniu wielkości zasobów wydobywalnych przyjęto, przez ostrożność, bardzo małe współczynniki szczypania. Dane te pozwalają uznać złoż BMB za największe złoż ropy naftowej w Polsce (Radecki, 1997; Mamczur i in., 1997). Koordynacją prac związanych z poszukiwaniem i udokumentowaniem złoża BMB kierował S. Radecki. Zo-

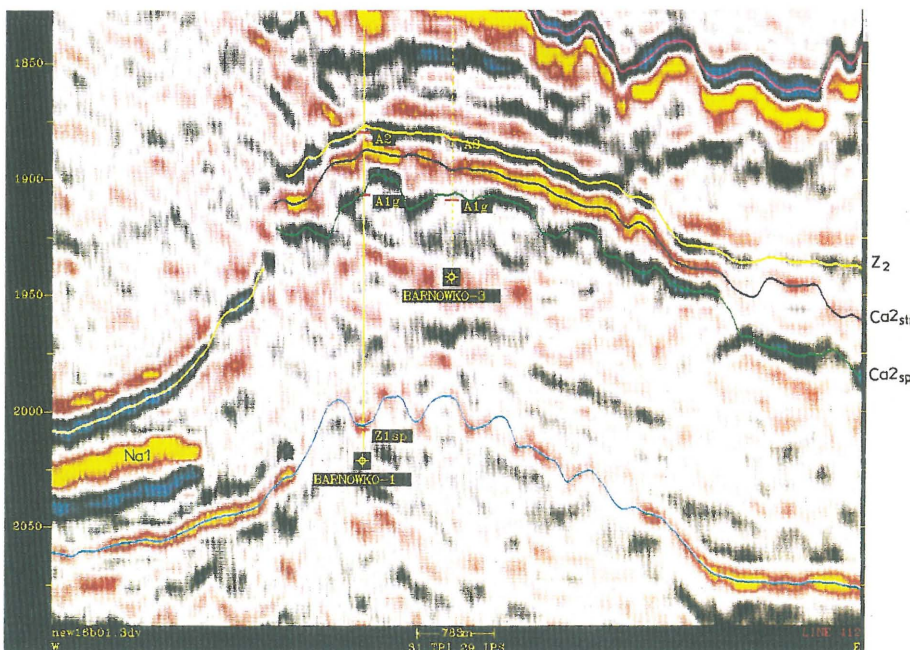
Położenie geologiczne. Zarys poglądów na sedimentację utworów cyklotemów PZ1 i PZ2 w rejonie złoża

Złoże BMB jest położone w zachodniej części Polski w województwie gorzowskim (ryc. 1). Sedimentacja cechsztyńska zaszła na tym obszarze urozmaiconą powierzchnię poerozyjną (Kiersnowski i in., 1995).

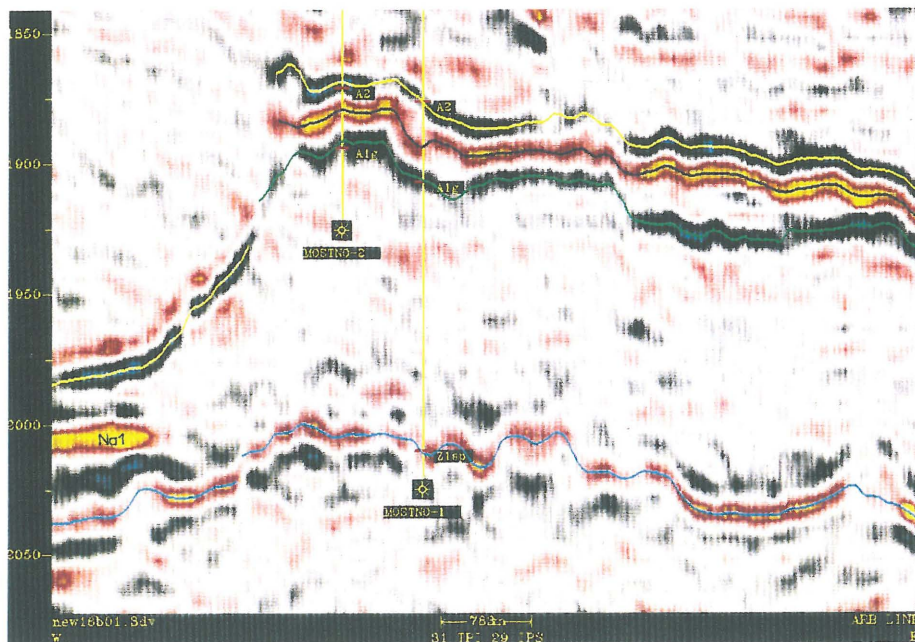
Na podstawie literatury oraz opracowań archiwalnych (Antonowicz & Knieszner, 1981, 1984; Peryt & Dyjaczynski, 1991; Dyjaczynski, 1996; Antonowicz i in., 1995) przyjmujemy następujący model rozwoju sedimentacji. W cyklu PZ1 wokół paleopodniesień utworzonych przez wylewocze wielkopolskiej formacji wulkanogenicznej (autuńskie), w płytkowodnym środowisku sedimentacyjnym następuje wzmocniona sedimentacja siarczanów. Paleopodniesienia te są doskonale widoczne na analizie upadków i azymutów (ang. DipAzimuth) granicy refleksyjnej Z₁ ze szpagu cechsztynu (ryc. 2).

Formy wokół Barnówka i Mostna można zinterpretować jako zerodowane kaldery wulkaniczne, a leżące na wschód od nich lineamenty jako rozłamy tektoniczne będące miejscem wypływu law.

Osady siarczanów rozwijając się w pionie i rozprzestrzeniając w poziomie łączyły pobliskie paleopodniesienia w jedną platformę siarczanową. Rejon tworzenia się platformy ma swoją wyraźną gra-



Ryc. 3. Pionowa sekcja sejsmiczna przez rejon Barnówka (revers SEG). Na1 — utwory soli najstarszej, Z₂, Ca2_{str}, Ca2_{sp} — granice refleksyjne
Fig. 3. Seismic section crossing the Barnówko area (revers SEG). Na1 — the Oldest Salt, Z₂, Ca2_{str} (top of Ca2), Ca2_{sp} (base of Ca2) — reflectors



Ryc. 4. Pionowa sekcja sejsmiczna przez rejon Mostna (revers SEG). Oznaczenia jak na ryc. 3

Fig. 4. Seismic section crossing the Mostno area (revers SEG). Indications as on Fig. 3

nicę. Zasięg występowania najstarszej soli kamiennej (Na1) wyznacza początek strefy skłonu platformy. Granica ta jest wyraźnie widoczna na sekcjach sejsmicznych (ryc. 3, 4).

W rejonie platformy jedynie w lokalnych zagłębieniach mogło dojść do sedimentacji najstarszej soli kamiennej. Natomiast na przeważającym jej obszarze anhydryt górny (A1g) zalega bezpośrednio na anhydrycie dolnym (A1d).

Na tak ukształtowaną powierzchnię nastąpiła transgresja morza dolomitu głównego. Krawędź platformy siarczanowej wyznaczyła strefę barierową dla sedimentacji utworów węglanowych. Ograniczała ona otwarty, stosunkowo głęboki basen od laguny. Brzeg strefy barierowej jest wyraźnie wyznaczony poprzez analizę zjawisk krawędziowych (ang. *edge*) granicy refleksyjnej Z_2 (ryc. 5).

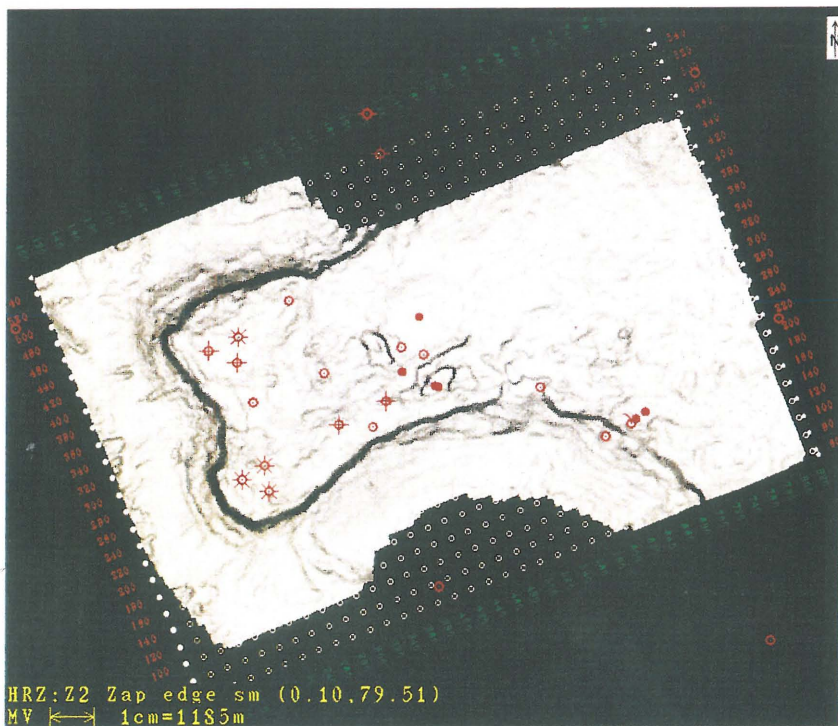
czynskim, 1996). W strefie barierowej w warunkach płytkiego, ciepłego i wysokoenergetycznego środowiska morskiego następuje intensywna sedimentacja piasków węglanowych zbudowanych z onkoidów i ooidów. Osady te charakteryzują bardzo dobre właściwości zbiornikowe (porowatość 13,7–25,4 %, przepuszczalność 11,7–68,9 mD).

Opisane warunki geologiczne doprowadziły do powstania pułapek naftowych, gdzie skałą zbiornikową są porowate i przepuszczalne utwory węglanowe poziomu dolomitu głównego, a skałami uszczelniającymi ekranujące je anhydryty i sole. Dobre właściwości zbiornikowe ulegają pogorszeniu w miarę przesuwania się do części lagunowej zbiornika z powodu następujących zmian facjalnych. W miarę przesuwania się do coraz głębszych części laguny różnie bowiem zawartość mikrytu w profilu.

Warunki formowania odbić sejsmicznych

Warunki formowania odbić sejsmicznych w obrębie profilu checsztyńskiego zostały przedstawione w klasycznej już pracy Kniesznera, Poleszaka i Skalnego (1975).

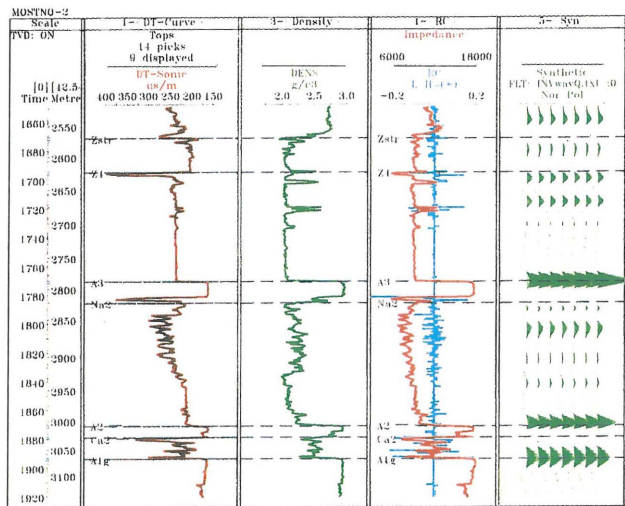
Nowoczesna sejsmika uzupełnia ten schemat nowymi możliwościami. W rejonie występowania platformy siarczanowej na anhydrytach poziomu A1g o znacznych wartościach impedancji akustycznej, ok. 18 000 gm/cm³s, zalega seria zbiornikowa dolomitu głównego o impedancji w granicach 11500–14000 gm/cm³s przykryta anhydrytem podstawowym (A2), o podobnych właściwościach, jak A1g. Ten układ warstw jest przykryty niskopiętnym kompleksem starszej soli kamiennej (Na2). W obrazie sejsmicznym daje to układ trzech granic refleksyjnych: Z_2 — związanej z dodatnim współczynnikiem odbicia w stropie anhydrytu podstawowego, Ca2_{str} — związanej z ujemnym współczynnikiem odbicia w stropie dolomitu głównego i Ca2_{sp} — związanej z



Ryc. 5. Analiza zjawisk krawędziowych granicy refleksyjnej Z_2 ukazująca brzeg strefy barierowej

Fig. 5. Edge display of Z_2 reflector showing the edge of barrier zone

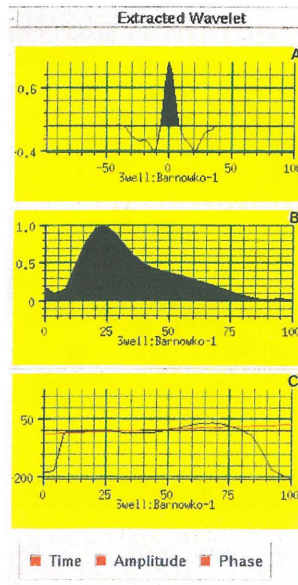
dotatnim współczynnikiem odbicia w stropie anhydrytu górnego. Zjawisko to jest wyraźnie widoczne na sejsmogramach syntetycznych (np. w otworze Mostno-2, ryc. 6). Układ ten występuje jedynie w miejscach, gdzie miąższość i właściwości serii zbiornikowej odpowiadają znanym kryteriom wydzielenia warstwy w zapisie sejsmicznym (Sheriff, 1985; Hardage, 1987; Brown, 1991).



Ryc. 6. Zestawienie profiliowań akustyki, gęstości, współczynników odbić wraz z impedancją, oraz sejsmogramu syntetycznego w otworze Mostno-2

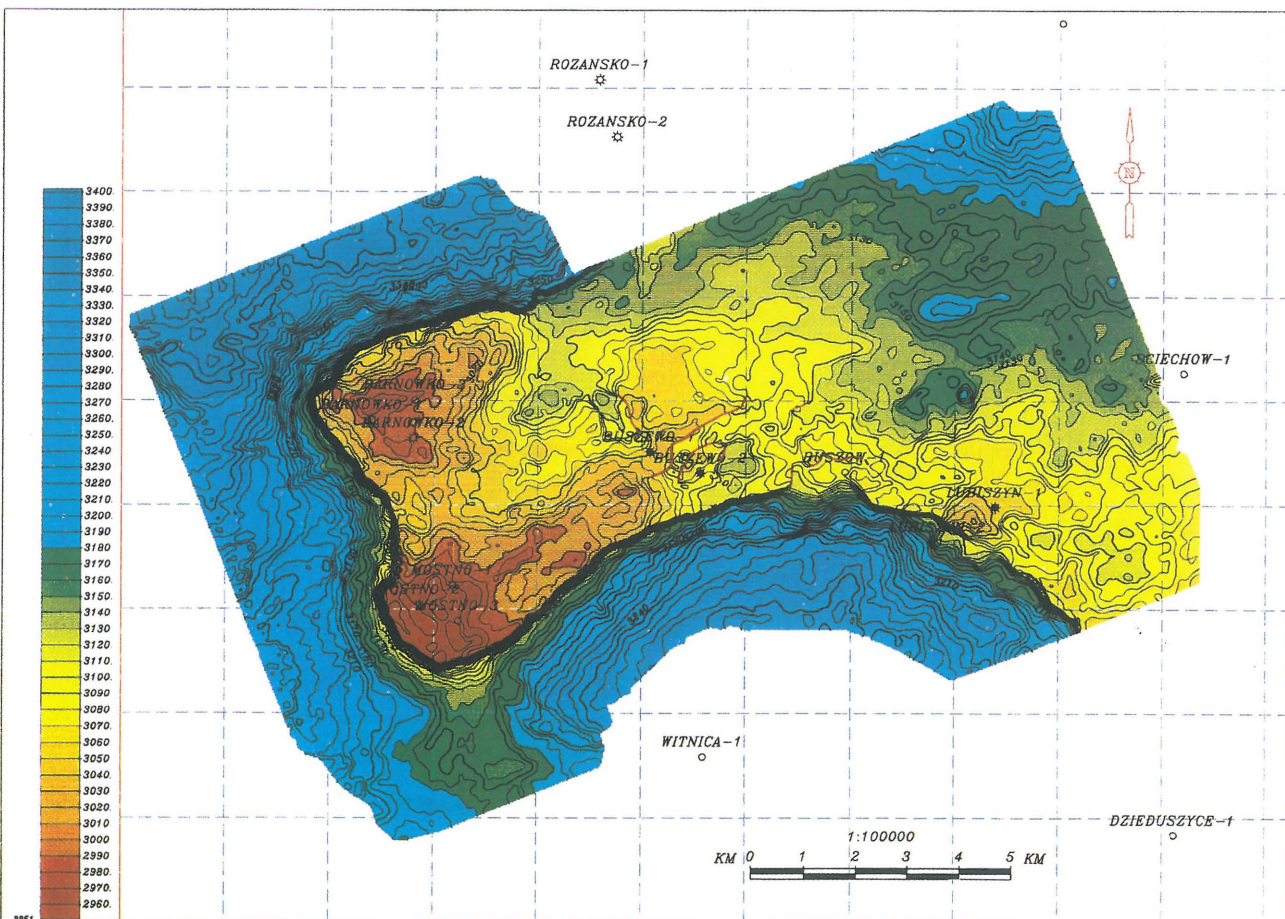
Fig. 6. Composition of sonic log, density log, reflection coefficients convolved with wavelet and synthetic seismogram for the well Mostno-2

Przeprowadzona analiza rozdzielczości pionowej, przy znanym kryterium wynoszącym ćwiartkę długości fali ($\lambda/4$), wykazała, że przy spektrum częstotliwości zapisu sejsmicznego wynoszącym 8/12–70/82 Hz wartości krytyczne rozdzielczości



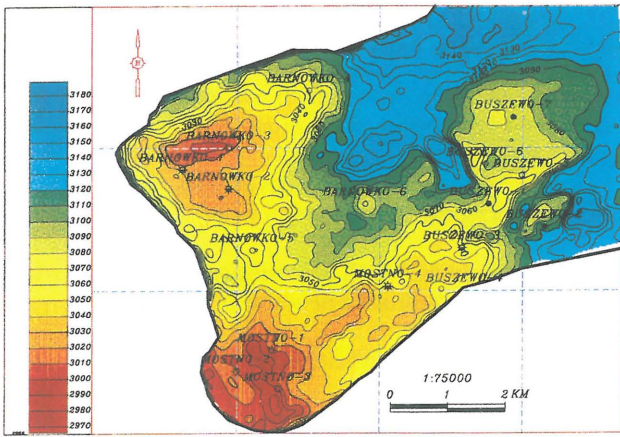
Ryc. 7. Sygnał elementarny (A) i jego widma w domenie częstotliwości (B) i fazy (C) wyekstrahowane z rzeczywistego zapisu sejsmicznego z użyciem profilowania prędkości i gęstości w otworze Barnowko-1

Fig. 7. Time response (A), amplitude spectrum (B) and phase spectrum (C) of extracted wavelet with well logs usage of the well Barnowko-1

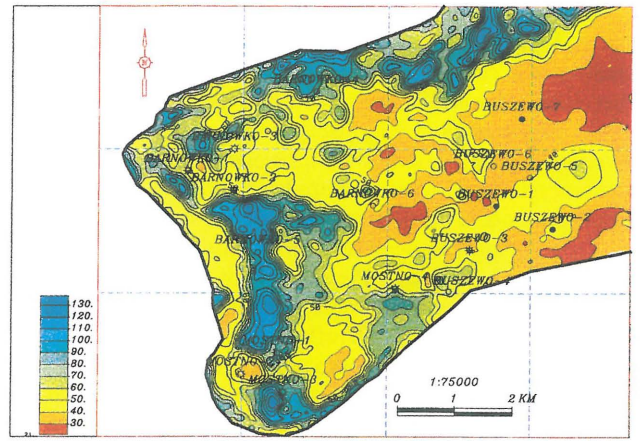


Ryc. 8. Mapa izobat granicy refleksyjnej Z₂ odpowiadającej stropowi anhydrytu podstawowego

Fig. 8. Top Base Anhydrite (A2) depth map



Ryc. 9. Mapa izobat granicy refleksyjnej Ca₂_{str} odpowiadającej stropowi serii zbiornikowej poziomu dolomitu głównego
 Fig. 9. Top Main Dolomite (Ca₂) depth map



Ryc. 10. Mapa miąższości serii zbiornikowej poziomu dolomitu głównego
 Fig. 10. Main Dolomite thickness map

pionowej wynoszą ok. 18 m w przypadku porowatego dolomitu i ok. 25 m w przypadku anhydrytu.

Geometria serii zbiornikowej dolomitu głównego

Dotychczas, na podstawie sejsmiki 2D, geometrię serii zbiornikowej oceniano na podstawie granicy refleksyjnej Z₂. Obecnie, wysoka jakość sejsmiki trójwymiarowej, manifestująca się zerofazowością danych, szerokim spektrum częstotliwości i związanym z tymi cechami kształtem fali elementarnej (ang. *wavelet*) stwarza nowe możliwości (ryc. 7). Wysoka rozdzielczość zarówno w pionie, jak i w poziomie (szczególnie w zachodniej części zdjęcia) pozwala na korelację nie tylko granicy refleksyjnej Z₂, lecz również stropu i spągu serii zbiornikowej.

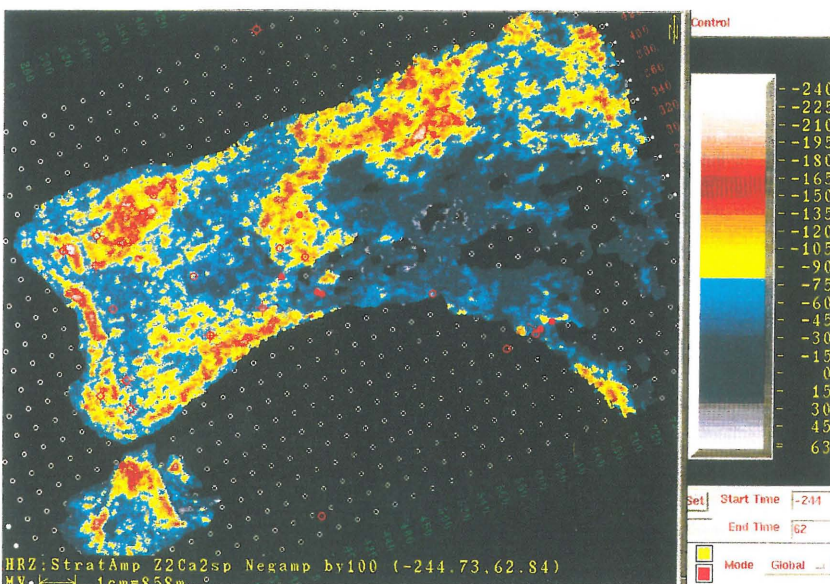
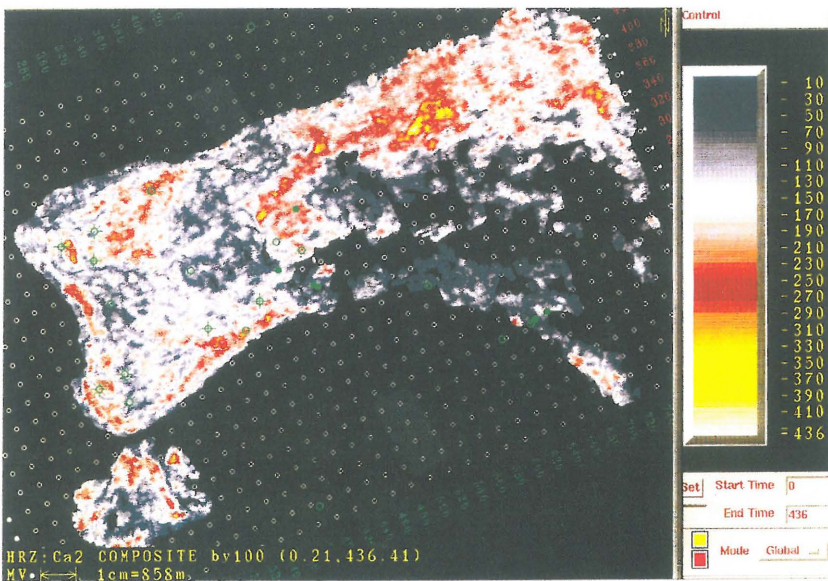


Ryc. 11. Mapa sumarycznych wartości amplitud granic refleksyjnych odpowiadających stropowi i spągu serii zbiornikowej — Composite Amplitude
 Fig. 11. Composite horizon slice of the reservoir

Dobrym przykładem mogą tu być profile sejsmiczne z rejonu Barnówka i Mostna (ryc. 3, 4). Zauważalna bardzo dobra jakość danych powoduje, że w efekcie dysponujemy mapami nie jednej, a trzech granic refleksyjnych: Z₂, Ca₂_{str} i Ca₂_{sp}. Rozpoznanie przestrzennego zalegania tych trzech granic refleksyjnych związanych z serią zbiornikową pozwala w rezultacie finalnym na znacznie lepsze rozpoznanie geometrycznych parametrów pułapki naftowej.



Ryc. 12. Mapa ekstrakcji maksymalnych ujemnych wartości amplitud w bramce Z₂ — Ca₂_{sp}
 Fig. 12. Negative amplitude map in the gate Z₂ — Ca₂_{sp}



Domeną operacyjną poszukiwań naftowych nie jest jednak czas, jak w przypadku sejsmiki, lecz głębokość. Zagadnienie transformacji czas-głębokość jest wyjątkowo skomplikowane. Sejsmika trójwymiarowa również i do tego problemu wnosi nowy aspekt. Przestrzenność informacji dostarczanych przez trójwymiarowy blok danych umożliwia trafniejszą ekstrapolację danych otworowych umożliwiając w rezultacie zbudowanie wiarygodniejszego modelu prędkościowego ośrodka skalnego.

Dobrym przykładem są mapy izobat granic refleksyjnych Z_2 , $Ca2_{str}$ i $Ca2_{sp}$. Pierwsza z nich (ryc. 8) ukazuje regionalną budowę w całym rejonie zdjęcia 3D.

Natomiast mapy granic refleksyjnych stropu $Ca2_{str}$ (ryc. 9) i spągu $Ca2_{sp}$ serii zbiornikowej poziomu dolomitu głównego zostały wykonane w rejonie jej śledzenia tj. w obszarze występowania platformy. Ich analiza, wykorzystująca również dane otworowe, pozwala wyznaczyć geometrię złoża. Poprzez odjęcie obu wartości dla każdego punktu pomiaro-

wego (ang. *bin*) konstruujemy mapę miąższości serii zbiornikowej (ryc. 10).

Wnikliwa analiza tych map pozwoliła autorom na sformułowanie wniosku, że z punktu widzenia geometrii serii złożowej elementy Barnówka, Mostna i Buszewa powinny tworzyć jeden mechanizm złożowy.

Geometria jest jednak tylko jednym aspektem zagadnienia. Drugą, równorzędną kwestią są właściwości serii zbiornikowej.

Ocena właściwości serii zbiornikowej na podstawie analiz amplitud i inwersji sejsmicznej

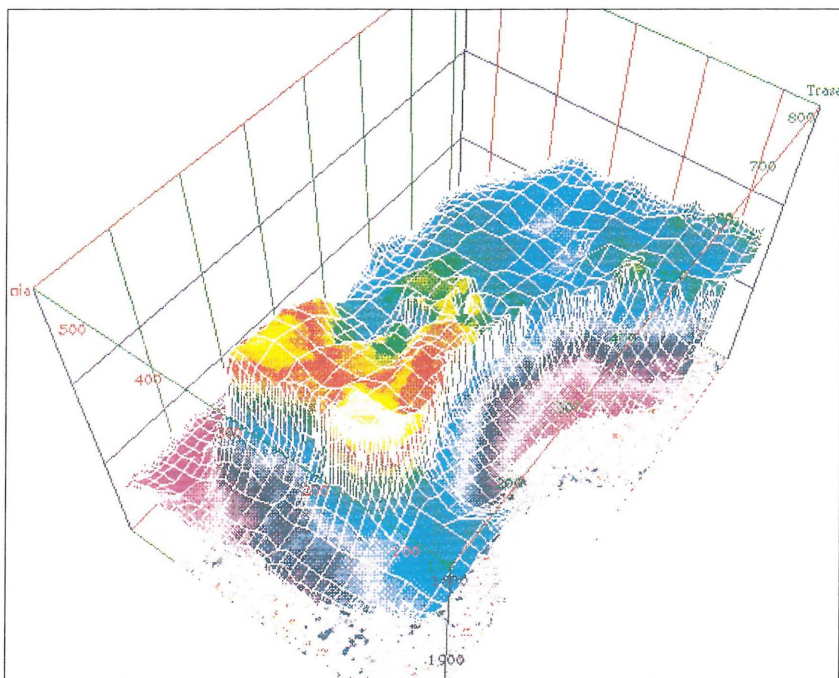
Informacje na temat właściwości serii zbiornikowej mamy z danych otworowych.

W otworze Barnówko-1, w serii zbiornikowej o miąższości 54 m, obserwujemy zmienne wartości porowatości od 4% do 25%, przy obecności węglowodorów w całej miąższości dolomitu głównego. Porowatość średnia ważona całego interwału wynosi 16,7%. W otworze Barnówko-2, przy miąższości serii zbiornikowej 55 m porowatość wykazuje mniejsze wahania (11,5–26,5%, wartość średnia 19,5%).

W rejonie Mostna, w otworze Mostno-1, w profilu otworu, stwierdzono serię zbiornikową o miąższości 80 m, jednak jedynie górne 72 m charakteryzują dobre i średnie wartości porowatości (od 8% do 20%, wartość średnia 13,7%). Natomiast spągowy interwał 8 m charakteryzuje drastyczny spadek właściwości zbiornikowych do wartości porowatości 2–5%. W otworze Mostno-2 przy miąższości



Ryc. 13. Wizualizacja przestrzenna strefy barierowej w rejonie złoża BMB — stan obecny
Fig. 13. Space visualisation of the barrier zone in the BMB field area — now



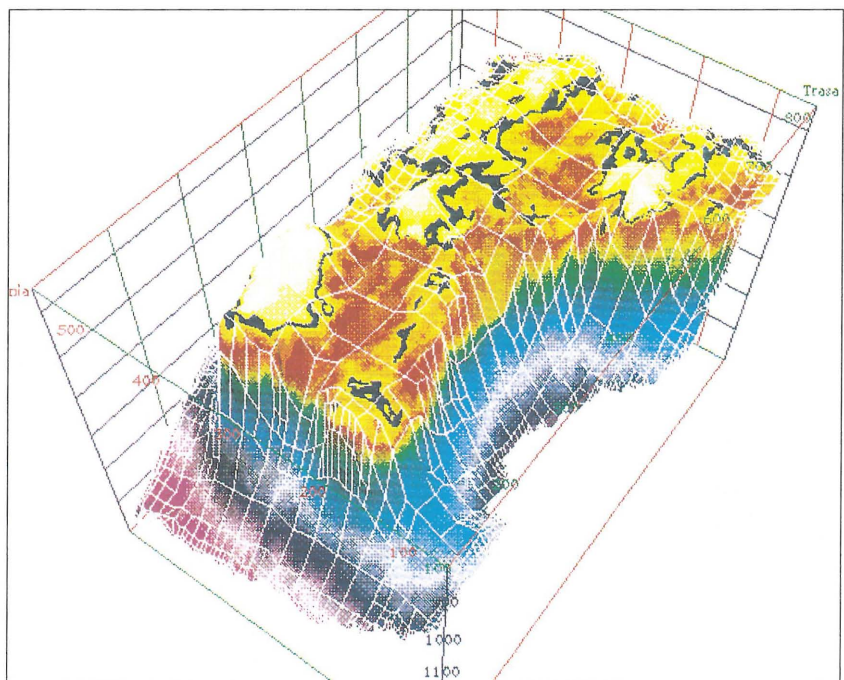
dolomitu głównego 34 m obserwujemy podobny rozrzut porowatości od 7,5% do 23%, przy wyższej wartości średniej 15,9%.

W strefie Buszewa, przy miąższości dolomitu 39 m w otworze Buszewo-1 i 46,5 m w otworze Buszewo-2, obserwujemy porowatości 4–27%, średnio odpowiednio 14,5% i 9,6% przy nasyceniu całego interwału ropą.

Informacje z rdzeni i profilowań w otworach dostarczają nam punktowych informacji o miąższości i właściwościach



Ryc. 14. Wizualizacja przestrzenna strefy barierowej w rejonie złoża BMB — paleogeograficzna w czasie środkowego pstręgo piaskowca
Fig. 14. Space visualization of the barrier zone in the BMB field area — at the time of Middle Bunter Sandstone



serii zbiornikowej. Metodami pozwalającymi na badanie zjawisk w szerszym zakresie przestrzennym są analizy sygnału sejsmicznego w bloku danych 3D.

W literaturze uważa się (Brown, 1991; Hardage, 1987), że najważniejszą rolę odgrywają tu analizy amplitudy. Przedstawiamy poniżej rezultaty dwóch analiz amplitudowych wykonanych w przedziale występowania serii zbiornikowej metodami Composite Amplitude (Brown, 1991) i StratAmp (Landmark, 1995).

Pierwsza z metod polega na dodaniu bezwzględnych wartości amplitud w stropie i w spągu serii zbiornikowej. Obie amplitudy, przy założeniu stałych wartości impedancji akustycznej dla anhydrytu, zawierają informacje o właściwościach serii zbiornikowej. Rezultatem analizy jest mapa powierzchniowej dystrybucji amplitud w obszarze występowania serii zbiornikowej (ryc. 11).

W metodzie StratAmp wykorzystano opcję polegającą na ekstrakcji maksymalnych ujemnych wartości amplitud w

bramce czasowej zdefiniowanej dodatnimi reflektorami $Ca2_{sp}$ i Z_2 . W efekcie otrzymano mapę dystrybucji maksymalnych ujemnych amplitud w interwale odpowiadającym serii zbiornikowej (ryc. 12).

Porównanie obu map wykazuje bardzo duże podobieństwo. Wpływa na nie zarówno pewna tożsamość obu metod bazujących na seismostratygraficznej analizie facji sejsmicznej, lecz również rzeczywista informacja zawarta w sygnale sejsmicznym. Występujące na obu mapach anomalne strefy wartości amplitud świadczące o bardzo dobrych właściwościach serii zbiornikowej występują w rejonie Barnówka, na N od rejonu Buszewa, oraz w bardzo interesującym rejonie tzw. struktur pogrzebanych występujących w NE części zdjęcia.

Pogrzebanie tej części rejonu nastąpiło w wyniku laramijskiej przebudowy związanej z silną subsyducją późnoczęści obszaru badań, na co dowodów dostarcza analiza paleogeograficzna wykonana w odniesieniu do płaskiej, z sedymentacyjnego punktu widzenia granicy refleksyjnej Tp_2 (ryc. 13, 14).

Czynnikiem deformującym rezultaty seismostratygraficznych analiz facji sejsmicznej jest efekt tuningu. W strefach dostrojenia, gdzie miąższości anhydrytu podstawowego są równe ćwiartce długości fali (i mniej) amplituda odpowiadająca stropowi serii zbiornikowej może wykazywać zawyżone wartości. W związku z powyższym przy ocenie właściwości serii zbiornikowej należy uwzględnić wpływ efektu tuningu.

Nowością, zastosowaną w interpretacji bloku danych 3D Barnówka–Lubiszyn było wykonanie trójwymiarowej inwersji



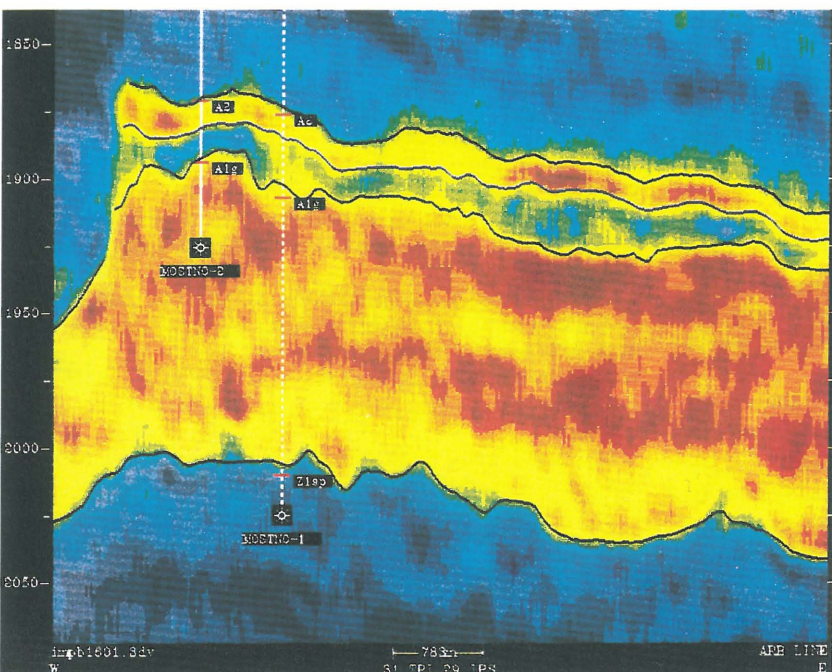
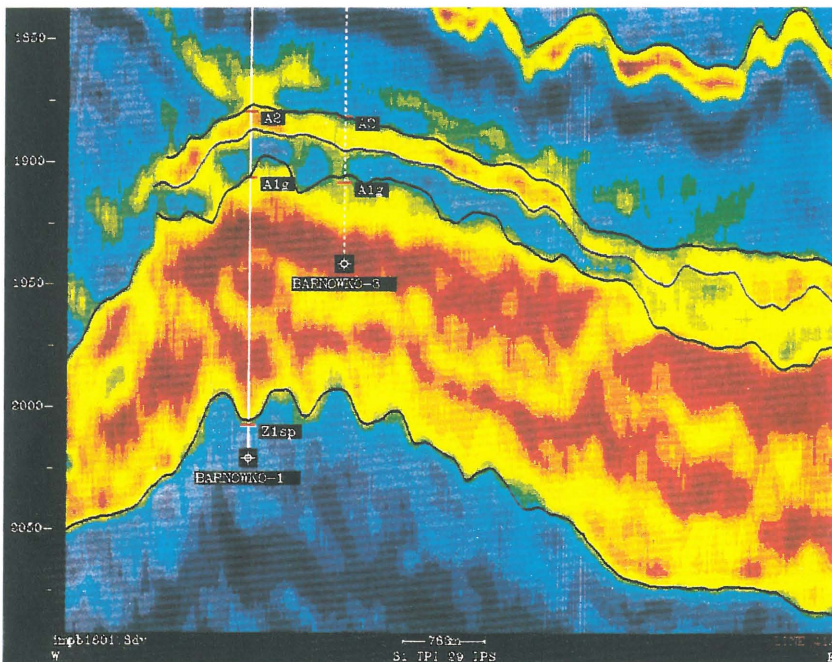
Ryc. 15. Pionowa sekcja sejsmiczna z rejonu Barnówka po inwersji sejsmicznej w wersji pseudoimpedancji akustycznej
Fig. 15. Pseudo-impedance seismic section crossing the Barnówka area

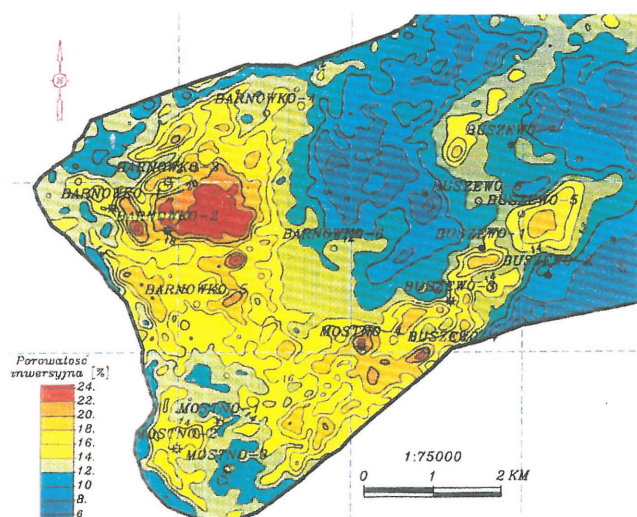
sejsmicznej, którą wykonał M. Zarzyka na podstawie oprogramowanie STRATA z firmy Hampson-Russell. Inwersja sejsmiczna jest procesem wykonywanym po sumowaniu mającym na celu zrekonstruowanie struktury ośrodka skalnego w wersji pseudoprędkości lub pseudoimpedancji akustycznej. Podstawą dla jej wykonania są zsumowane trasy sejsmiczne i model ośrodka oparty o pomiary otworowe profilowań akustyki i gęstości.

Schematy inwersji zakładają konwulcyjny model ośrodka, w którym trasa sejsmiczna jest splotem serii współczyn-



Ryc. 16. Pionowa sekcja sejsmiczna z rejonu Mostna po inwersji sejsmicznej w wersji pseudoimpedancji akustycznej
Fig. 16. Pseudo-impedance seismic section crossing the Mostno area





Ryc. 17. Mapa porowatości inwersyjnych serii zbiornikowej poziomu dolomitu głównego

Fig. 17. Main Dolomite pseudo-porosity map

ników odbicia i fali elementarnej (ang. *wavelet*).

Podstawą poprawnych rezultatów inwersji jest perfekcyjne przetwarzanie charakteryzujące się zerofazowością, wysoką rozdzielczością danych zarówno w pionie jak i w poziomie, oraz zachowanie rzeczywistych względnych amplitud.

Dane sejsmiczne po inwersji (ryc. 15, 16) tworzą nowy jakościowo zbiór danych pozwalający ilościowo ocenić właściwości fizyczne (impedancja akustyczna, prędkość, porowatość) w formacjach geologicznych objętych wiarygodną odpowiedzią sejsmiczną.

Ostatnim etapem analiz było wyliczenie wartości pseudoporowatości zwanej też porowatością inwersyjną na podstawie znanej formuły Wylliego (1958). Średnie wartości porowatości wyliczone w interwale $Ca2_{str}$ – $Ca2_{sp}$ odpowiadają średnim ważonym wartościom porowatości wyliczonym dla całej serii zbiornikowej w oparciu o dane laboratoryjne lub pomiary geofizyki otworowej. Rozkład tak rozumianych porowatości dla serii zbiornikowej prezentuje mapa wartości porowatości inwersyjnej dla poziomu dolomitu głównego (ryc. 17). Została ona skalibrowana do wartości porowatości pomierzonych w otworach celem usunięcia wpływu efektu tuningu i wpływu zmienności mediów w złożu (gaz, kondensat, ropa, woda).

Analiza właściwości serii zbiornikowej i przestrzennej zmienności parametrów charakteryzujących te właściwości dowodzi, że również ten aspekt zagadnienia nie stanowi przeszkody do uznania strefy BMB za jeden mechanizm złożowy.

Wnioski

1. Wysokiej jakości dane sejsmiki 3D tj. charakteryzujące się zerofazowością, wysoką rozdzielczością umożliwiają precyzyjną analizę geometrii serii zbiornikowej i warstw uszczelniających.

2. Przeprowadzone analizy amplitud i rezultatów inwersji pozwalają w sposób względny i statystyczny oszacować przestrzenną zmienność właściwości serii zbiornikowej.

3. Interaktywna interpretacja uwzględniająca kryteria geometrii i właściwości serii zbiornikowej pozwoliła na potwierdzenie tezy o jednej dużej megastrukturze ropno-gazowej.

4. Odpowiednio interpretowane i wykorzystane dane sejsmiki 3D mogą być podstawą do wnioskowania o paleogeografii i paleośrodowiskach sedimentacyjnych.

5. Materiały uzyskane w wyniku interdyscyplinarnej interpretacji trójwymiarowych danych sejsmicznych są wiarygodną informacją zarówno na etapie rozpoznawania, określania zasobów złoża i ustalania reżimu jego eksploatacji.

Zdaniem autorów doświadczenia nabyte przy opracowywaniu trójwymiarowych danych sejsmicznych w rejonie złoża BMB pozwalają na wyrażenie opinii o znacznym wzroście wiarygodności nowoczesnej sejsmiki i odnotowanie faktu, że pozyskane w wyniku zastosowania nowych technik interpretacyjnych dane stają się równorzędym uzupełnieniem informacji pozyskiwanych z wierceń.

Literatura

- ANTONOWICZ L., GREGOSIEWICZ Z., IWANOWSKA E., OZIEMBŁOWSKI P. & WILK M. 1995 — Interpretacja rozwoju osadów dolomitu głównego z wykorzystaniem wyników analizy sedimentologicznej i trójwymiarowego zdjęcia sejsmicznego na strukturze Różańsko. Arch. BG Geonafci, Warszawa.
- ANTONOWICZ L. & KNIESZNER L. 1981 — Inter. Symp. Central European Permian Proc.: 356–368.
- ANTONOWICZ L. & KNIESZNER L. 1984 — Acta Geol. Pol., 34: 81–93.
- BROWN A.R. 1991 — AAPG Memoir, 42: 1–341.
- DYJACZYŃSKI K. 1996 — Mapa paleogeograficzno-facjalna dolomitu głównego. Arch. BG Geonafci, Warszawa.
- GÓRSKI M. 1996 — Sejsmogeologiczna interpretacja pułapek naftowych w utworach permskich na NE skłonie wału wolsztyńskiego z wykorzystaniem trójwymiarowego zdjęcia sejsmicznego. Biblioteka Główna AGH (praca doktorska).
- GÓRSKI M. & TRELA M. 1996 — Opracowanie badań sejsmicznych 3D. Rejon Barnówko–Lubiszyn. Arch. BG Geonafci, Warszawa.
- HARDAGE B.A. 1987 — Seismic Stratigraphy. PPS Bartlesville, Oklahoma.
- KIERSNOWSKI H., PAUL J., PERYT T.M. & SMITH D.B. 1995 — The Permian of Northern Pangea, 2: 119–136. Springer-Verlag.
- KNIESZNER L., POLESZAK E. & SKALNY A. 1975 — Nafta, 7: 278–285.
- KUC B., ZAGÓRSKI J. & MYŚLIWIEC M. 1997 — Prz. Geol., 45: 43–50.
- Landmark 1995 — Desktop Utilities, StratAmp. Landmark Graphics Corp., Houston.
- MAMCZUR S., RADECKI S. & WOJTKOWIAK Z. — Prz. Geol., 45: 582–588.
- PERYT T.M. & DYJACZYŃSKI K. 1991 — Journal of Petroleum Geology, 14: 445–458.
- RADECKI S. 1997 — Magazyn Polski Gaz i Nafta, 1: 11–12.
- SHERIFF R.E. 1985 — AAPG Memoir, 39: 1–10.
- Technical Audit of the Gross Rock Volumes of some Zielona Gora Gas Fields, western Poland 1996 — Drake, Scott & Pickford, Drake Comp. Croydon.
- WIERZCHOWSKA-CZULIŃSKA A. & WIETECZA B. 1990 — Opracowanie badań sejsmicznych rej. Myślubórz–Krzyż cz. I. Arch. BG Geonafci, Warszawa.
- WIERZCHOWSKA-CZULIŃSKA A. & WIETECZA B. 1994 — Opracowanie badań sejsmicznych rej. Myślubórz–Krzyż cz. II. Ibidem.
- WRÓBEL K. & SZPINALSKA I. 1979 — Opracowanie badań sejsmicznych rej. Myślubórz–Krzyż. Ibidem.
- WYLLIE M.R. 1958 — Geophysics, 23: 459–493.