

Poszukiwania złóż gazu ziemnego w osadach miocenu zapadliska przedkarpackiego na podstawie interpretacji anomalii sejsmicznych — podstawy fizyczne i dotychczasowe wyniki

Michał Myśliwiec*

Exploration for gas accumulations in the Miocene deposits of the Carpathian Foredeep using Direct Hydrocarbon Indicators (southern Poland). *Prz. Geol.*, 52: 299–306.

S u m m a r y. During last 50 years of exploration more than 120 gas and oil fields were discovered in the Carpathian Foredeep. The bulk of produced hydrocarbons (97%, mainly gas), were contained in the Miocene deposits, with a further 3% in the Miocene basement. The Miocene contains only gas, while both oil and gas were found in the basement rocks. The Miocene gas reservoirs are typically multi-horizon and saturated by the gas of very high methane content, usually 95 - 99%. About 90 billion cubic meters of this kind of gas were already produced. The Przemyśl Gas Fields Group is the largest one in Poland with GIP of the near 71 billion cubic meters and the cumulative field production, as of December 31, 2002, amounted to 55 billion cubic meters. Better prospecting methods, particularly the direct hydrocarbons indicators (DHI) methods, opened a new stage of the exploration of gas accumulations in the Miocene deposits. Only during last 8 years near 20 new gas fields were discovered with these methods. The history and the physical background of the DHI methods were presented.

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

Ropa naftowa i gaz ziemny w Polsce południo-wschodniej występują w Karpatach i zapadlisku przedkarpackim. Od połowy XIX w. do końca 2002 r. w Karpatach odkryto 69 złóż ropy naftowej, w zapadlisku przedkarpackim zaś 13 złóż ropy oraz 60 złóż gazu ziemnego. Ze złóż w Karpatach wydobyto 8,6 mld m³ gazu oraz 12 mln ton ropy naftowej, w zapadlisku 90,5 mld m³ gazu oraz 3,2 mln ton ropy. W zapadlisku w osadach miocenu pozostało jeszcze do wydobycia ok. 65 mld m³ gazu według danych złóż udokumentowanych i będących w trakcie dokumentowania.

Na obszar Przedgórze (zapadliska przedkarpackiego) prace poszukiwawcze przeniosły się z Karpat w połowie ubiegłego wieku. Po raz pierwszy zastosowano tutaj wtedy badania sejsmiczne. Dzięki nim nastąpiły wkrótce odkrycia dużych złóż gazu ziemnego. Zaletą występującego w nich gazu jest jego wysoka jakość — zawartość metanu sięga zazwyczaj 98%. Ponadto gaz ten nie zawiera żadnych szkodliwych zanieczyszczeń i nie wymaga kosztownych procesów oczyszczania.

Postęp w odkrywaniu nowych złóż gazu ziemnego w zapadlisku zawsze był ściśle uwarunkowany postępowaniem technicznym i unowocześnianiem technik poszukiwawczych. Dwukrotnie w historii poszukiwań zaznaczyło się obniżenie ich efektywności, po raz pierwszy na początku lat 70., po raz drugi w latach 80., w obu przypadkach przewyżnione znaczącym postępowaniem technologicznym (ryc. 1). Szczególnie rozpoczęcie w 1994 r. wierceń na podstawie wyników interpretacji bezpośrednich wskaźników węglowodorów na sekcjach sejsmicznych (anomalie amplitudowe, anomalie typu *time sag*) znacznie zwiększyło tempo odkrywania nowych akumulacji.

Podobnie jak w większości basenów naftowych na świecie, także i w osadach miocenu zapadliska przedkarpackiego, ok. 50% zasobów gazu ziemnego udokumentowano w pierwszej wstępnej fazie poszukiwań.

Obejmowała ona lata od 1952 do końca lat 60. i była prowadzona w okresie określania zasadniczych cech budowy geologicznej regionu. Dzięki istnieniu bardzo dobrego reflektora sejsmicznego, jakim jest poziom anhydrytowy już wtedy, za pomocą najprostszych analogowych aparatów geofizycznych, było możliwe lokalizowanie wyniesień strukturalnych w podłożu miocenu. W ten sposób odkryto największe zarówno pod względem powierzchni, jak i zasobów pole gazu ziemnego Przemyśl, a później złoża: Lubaczów, Jarosław, Miocin, Żołynia–Leżajsk i Czarna Sędziszowska. Wtedy odkryto również złoża ropy naftowej i gazu ziemnego w osadach mezozoicznych podłoża miocenu w zachodniej części zapadliska (Grobla–Pławowice, Partynia–Podborze, Tarnów, Borys, Myśliwiec, 2002).

Wysoka efektywność poszukiwań prowadzonych w pierwszym okresie wynikała przed wszystkim z dużej powierzchni odkrywanych złóż. Wkrótce po stwierdzeniu, że skałami zbiornikowymi dla gazu ziemnego są nie tylko piaskowce, ale również mułowce przewarstwiane skałami ilastymi i lateralne zmiany facji zbiornikowych w obrębie horyzontów gazonośnych często decydują o zasięgu akumulacji gazowych, konieczne stało się poszerzenie zakresu stosowanych technik pomiarowych i interpretacyjnych.

W latach 1970–1987 znaczny postęp zanotowano zarówno w technologii i interpretacji badań sejsmicznych, jak i interpretacji pomiarów geofizyki wiertniczej. Poligonem doświadczalnym stało się m.in. odkrywanie i rozpoznawanie wielohoryzontowego złoża gazu ziemnego Husów–Albigowa–Krasne, w którym oprócz obrazu strukturalnego szczegółowo rozpoznano zmiany facjalne (Borys & Myśliwiec, 2002).

Znaczący postęp w badaniach sejsmicznych przyniosło wprowadzenie do użytku aparatów z zapisem magnetycznym. Dzięki poprawieniu jakości otrzymywanego obrazu sejsmicznego, możliwe stało się odwzorowywanie zasięgu występowania nasuniętego orogenu karpacko-stebnickiego w części południowej zapadliska, a w części północnej identyfikowanie struktur kompakcyjnych o znacznie mniejszej amplitudzie. Efektem tych prac stało się odkrycie kolejnych złóż gazu ziemnego w rejonie Przemyśla

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

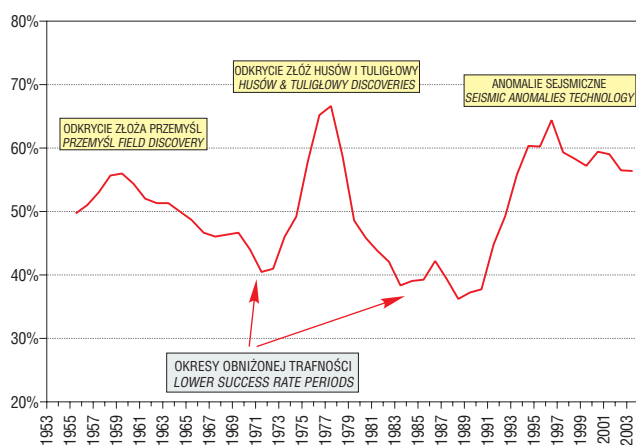
(złoże Tuligłowy), Mirocina, Jarosławia oraz w rejonie Rzeszowa — złoża Kielanówka i Zalesie.

Po raz drugi spadek efektywności poszukiwań miał miejsce na przełomie lat 80. i 90. (ryc.1). We wschodniej części zapadliska odwiercono wówczas wiele otworów nie uzyskując znaczących wyników przemysłowych. Jednocześnie w wielu próbach złożowych stwierdzano występowanie poziomów gazowo-solankowych. Wobec coraz gorszych wyników uzyskiwanych na podstawie stosowanej wówczas klasycznej strukturalnej metody poszukiwań, koniecznym stało się wypracowanie metodyki poszukiwawczej, która pozwoliłaby na poprawniejsze lokalizowanie odwiertów w obrębie obiektów poszukiwawczych o niewielkich powierzchniach i amplitudach. Obok szukania nowocześniejszych technik interpretacyjnych, szczególny nacisk położono na kompleksowość analiz geologiczno-geofizycznych.

Punktem przełomowym było odkrycie wielohoryzontowego złoża gazu ziemnego Biszcz (1995). Odkrycie to poprzedziła kilkuletnia kompleksowa analiza całej północno-wschodniej części zapadliska ze szczególnym uwzględnieniem badania obrazu falowego czasowych przekrojów sejsmicznych (Borys i in., 2000). Szczególną uwagę zwrócono na anomalie zapisu sejsmicznego polegające na wzroście amplitudy oraz „ugięciu” czasowych refleksów sejsmicznych. Rozpoczęcie badań obrazu falowego zbiegło się w czasie z rewolucją sprzętową i interpretacyjną w firmach geofizycznych zarówno jeśli chodzi o pozyskiwanie danych, jak i ich przetwarzanie. Coraz szerzej zaczęto stosować trójwymiarowe badania sejsmiczne 3D.

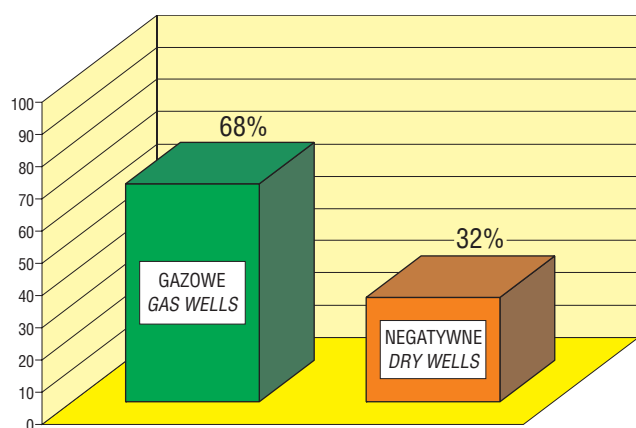
Nowa metodyka okazała się niezwykle efektywna. Jej wprowadzenie, w ciągu ostatnich 10 lat przyniosło odkrycie we wschodniej części zapadliska przedkarpackiego wielu nowych złóż gazu ziemnego. Ich wydajne i najzasobniejsze poziomy położone są w średnim przedziale głębokościowym, tj. od 500 do 1000 m. Są to złoża wielohoryzontowe. Liczba horyzontów piaszczystych nasyconych gazem waha się od kilku do ponad 20 (Kuryłówka, Dzików, Chałupki Dębniańskie, Jasionka), przy miąższości od 2 do 35 m. Przyptywy absolutne gazu ziemnego są znaczne, od kilkudziesięciu do 500 i więcej m^3/min . Przy selektywnym uzbrojeniu odwiertów dopuszczalne wydajności z pojedynczych odwiertów często osiągają ponad $100 m^3/min$. (Borys & Myśliwiec, 2002).

Udział odwiertów wykonywanych we wschodniej części zapadliska przedkarpackiego na podstawie interpretacji bezpośrednich wskaźników węglowodorów na sekcjach sejsmicznych (anomalie amplitudowe, anomalie typu *time sag*) systematycznie rósł od kilku lat w pierwszych latach, do 100% obecnie. W większości są to odwierty, których głębokość nie przekracza 2000 m, co w korzystny sposób wpływa na koszty poszukiwań. Na 108 odwiertów wykonanych na podstawie tej metodyki w latach 1994–2003, 73 były produktywne (gaz), a 35 negatywnych. Daje to wysoką 68% trafność metody poszukiwawczej (ryc. 2). Odkryto lub poszerzono zasięg 20 złóż gazu ziemnego (Biszcz, Wola Obszańska, Księżpól, Kuryłówka, Palikówka, Rudka, Bratkowice, Dzików, Chałupki Dębniańskie, Żołyńca, Grodzisko Dolne, Dąbrowica, Łukowa, Terliczka, Stobierna, Jasionka, Luchów–Wola Różaniecka, Sarzyna, Kupno). Udokumentowano już w nich zasoby w ilości ponad 11 mld m^3 , a sz-



Ryc. 1. Wykres trafności odwiertów w zapadlisku przedkarpackim za lata 1953–2003

Fig. 1. The graph showing the success of the exploration wells in the Carpathian Foredeep (1953–2003)



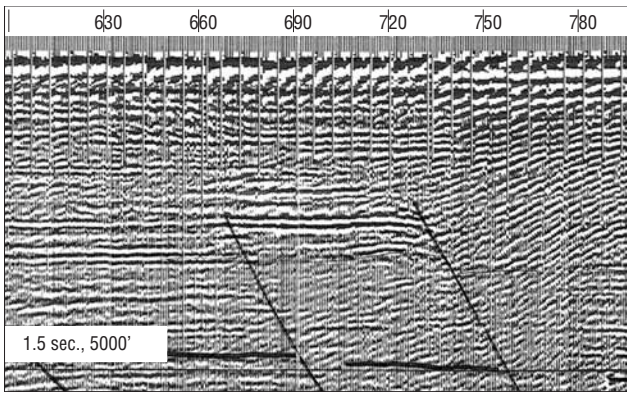
Ryc. 2. Trafność odwiertów wykonanych w latach 1994–2003 w oparciu o identyfikację bezpośrednich wskaźników węglowodorów na profilach sejsmicznych

Fig. 2. The graph showing the success of the DHI application (1994–2003)

cunkowe zasoby złóż będących w trakcie dokumentowania wynoszą ok. 6 mld m^3 . Z perspektywy ponad 10 lat należy stwierdzić, że odkrywanie i rozpoznawanie w zapadlisku przedkarpackim kolejnych złóż gazu ziemnego było możliwe jedynie dzięki zmianie metodyki poszukiwań.

Historia stosowania interpretacji anomalii sejsmicznych w poszukiwaniach węglowodorów

Historia przemysłowego stosowania interpretacji anomalii sejsmicznych typu *bright spot* datuje się na późne lata 60 (Forrest, 2001abc, 2002). W 1967 r. zwrócono uwagę na dziwne silne refleksy sejsmiczne w szczytach płytkich struktur na należącej do firmy Shell koncesji Main Pass 122/133 położonej na szelfie Zatoki Meksykańskiej (ryc. 3). Początkowo przypuszczano, że refleksy te są związane z występowaniem skał twardych, najprawdopodobniej silnie wapnistych. W następnym roku przewiercono jeden z takich silnych refleksów i z zaskoczeniem stwierdzono, że odkryto piaszczyste horyzonty gazowe o miąższości ok. 10 m. Z tych płytko zalegających złóż od połowy lat 70. wydobyto ok. 10 mld m^3 gazu.



Ryc. 3. Fragment profilu sejsmicznego, na którym zinterpretowano pierwsze bright spoty. Zatoka Meksykańska u wybrzeży stanu Louisiana, koncesja Main Pass 122/133, 1967. Za pozwoleniem M. Forrest (Forrest, 2001, 2002)

Fig. 3. The part of the seismic line with the first interpreted bright spot anomaly, the Cost of Louisiana, Gulf of Mexico, Main Pass 122/133 concession, 1967 (Forrest, 2001, 2002)

W 1968 r. kolejne związane z akumulacjami węglowodorów anomalie sejsmiczne stwierdzono na południowym skrzydle wysadu solnego Bay Marchand oraz w szczytach plioceńskich i plejstocenijskich struktur na szelfie Teksasu i Louisiany. Od samego początku dostrzeżono wagę sposobu graficznego przedstawiania danych sejsmicznych dla identyfikacji *bright spotów*. Sekcję sejsmiczną tak skalowano, aby refleksy o najsilniejszych amplitudach stawały się jak najbardziej czytelne. Wtedy też powstała ich nazwa. W 1969 r. Gene McMahan stwierdził, że te silne refleksy wyglądają jak *bright spots*. I w ten sposób termin *bright spot* przeszedł do historii (Forrest, 2001a).

Nowa technologia wykrywania akumulacji węglowodorów na podstawie bezpośrednich wskaźników na profilach sejsmicznych (*Direct Hydrocarbon Indicators Technique*) przyniosła ogromne odkrycia złóż węglowodorów. Stosowano ją z powodzeniem w Zatoce Meksykańskiej do głębokości 3000 m, a w latach 80. również i głębiej. Wkrótce jednak okazało się, że nie wszystkie *bright spoty* dają przemysłowe akumulacje gazu. Rozwiercano poziomy o niskim nasyceniu gazem (*low saturation gas accumulations* lub *fizz water saturated sandstones*), które również wywołują na sekcjach sejsmicznych anomalie interpretowane jako związane z porowatymi piaskami nasyconymi ropą lub słabo porowatymi piaskami nasyconymi gazem.

Późniejszy rozwój metodyki przyniósł wyjaśnienie kolejnych notowanych na sekcjach sejsmicznych zjawisk anomalnych, jak dim spot, flat spot i in.

Anomalie sejsmiczne — podstawy fizyczne

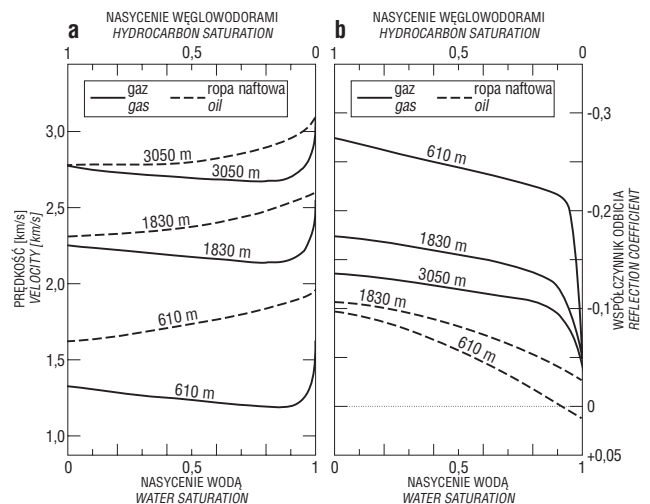
Zmiany prędkości fal sejsmicznych w zależności od zmian nasycenia przestrzeni porowej piaszczystej skały zbiornikowej oraz ich wpływ na współczynnik odbicia przedstawia ryc. 4 (Domenico, 1974). Ponieważ ogólnie mówiąc fala podłużna przemieszcza się zarówno w szkielecie skały, jak i w płynach wypełniających przestrzeń porową — nasycenie pustych porów wodą podnosi jej prędkość. Natomiast zastąpienie wody gazem znacznie obniża gęstość skały i powoduje zmniejszenie prędkości.

Fala poprzeczna przemieszcza się jedynie w szkielecie skały, co powoduje, że rodzaj medium wypełniającego pory nie ma wpływu na jej prędkość.

Z zależności przedstawionej na ryc. 4a wynika również, że już nieduży udział gazu w mieszaninie wypełniającej pory wywołuje znaczne zmniejszenie prędkości fal. Efekt ten jest słabszy dla skał głębiej zalegających ze względu na rozpuszczanie się gazu w wodzie wraz ze zwiększaniem ciśnienia. Konsekwencją zależności gęstości skały i prędkości fali podłużnej od nasycenia są zmiany impedancji akustycznej i współczynników odbicia (ryc. 4b). Obecność ropy naftowej ma znacznie mniejszy wpływ na prędkości fali (ryc. 4b) oraz ze względu na to, że nie jest ona tak podatna na zmiany ciśnienia, wpływ jej jest podobny na różnych głębokościach. Ponadto zmiany prędkości w przypadku zastąpienia wody ropą są tak nikłe, że są poniżej czułości sejsmicznej metody badań (Wang i in., 1990).

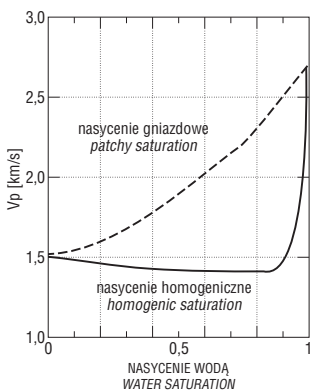
Najczęściej cytowanym rozwiązaniem problemu prędkości fal sejsmicznych w nasyconym porowatym ośrodku skalnym są relacje uzyskane niezależnie przez Biota (1941, 1956) oraz Gassmanna (1951). Dotyczą one porowatego ośrodka skalnego złożonego z (1) matrycy skalnej i (2) przestrzeni porowej w dwóch przypadkach, kiedy jest ona pusta (3) oraz wypełniona płynem: wodą, ropą naftową i gazem ziemnym (4). Późniejsze badanie Domenico (Domenico, 1977, 1984) wykazały, że podane przez Biota i Gassmanna zależności dość dobrze odpowiadają modelowi prędkości dla porowatej skały piaszczystej nasyconej gazem ziemnym.

Mniej znany i rzadziej uwzględniany jest wpływ na prędkość fal sejsmicznych jaki wywiera typ nasycenia, a w szczególności różnica prędkości przy nasyceniu homogenicznym a heterogenicznym w postaci gniazd wypełnionych różnymi płynami (*patchy saturation*), (White, 1975, Dvorkin, 1998, 1999, ryc. 5). W tym drugim przypadku, nawet jeśli wielkość poszczególnych gniazd zawie-



Ryc. 4. a — wpływ zmian nasycenia przestrzeni porowej piaszczystej skały zbiornikowej na prędkość fal sejsmicznych podłużnych P dla różnych głębokości zalegania; b — zmiany wartości współczynników odbicia dla piaszczystej skały zbiornikowej przykrytej skałami ilastymi w zależności od stopnia nasycenia i położonej na różnych głębokościach (Domenico, 1974, 1977)

Fig. 4. a — effect of gas/water or oil/water saturation on P wave velocity; b — effect of gas/water or oil/water saturation on P wave reflectivity for sands overlain by shales. Solid curves indicate gas, dashed oil (Domenico, 1974, 1977)



Ryc. 5. Różnice w prędkości fal podłużnych w zależności od rodzaju nasylenia skały zbiornikowej — nasylenia homogenicznego lub gniazdowego (*patchy saturation*) (Dvorkin, 1998)
Fig. 5. Velocity versus saturation for two cases — homogeneous and patchy saturation (Dvorkin, 1998)

rających różne media jest mniejsza niż długość fali, co uniemożliwia rozpoznanie metodą sejsmiczną, typ nasylenia ma wpływ na prędkość fali i impedancję.

W toku prac doświadczalnych i modelowych ustalono, że na przestrzenne rozmieszczenie gniazdowego nasylenia ma wpływ wiele czynników, takich jak: przepuszczalność absolutna, przepuszczalności względne, nasylenia nieredukowalne, kontrast gęstościowy pomiędzy nasycającymi płynami, zwilżalność skały oraz właściwości płynów.

Obecność różnych płynów w porach skał zbiornikowych jest przyczyną charakterystycznych zmian na obrazie falowym. Identyfikacja na profilach sejsmicznych takich anomalii, które są związane ze strefami nasyconymi węglowodorami lub wykluczanie na tej podstawie ich występowania nosi nazwę metody bezpośrednich wskaźników węglowodorów (*Direct Hydrocarbon Identification, DHI*).

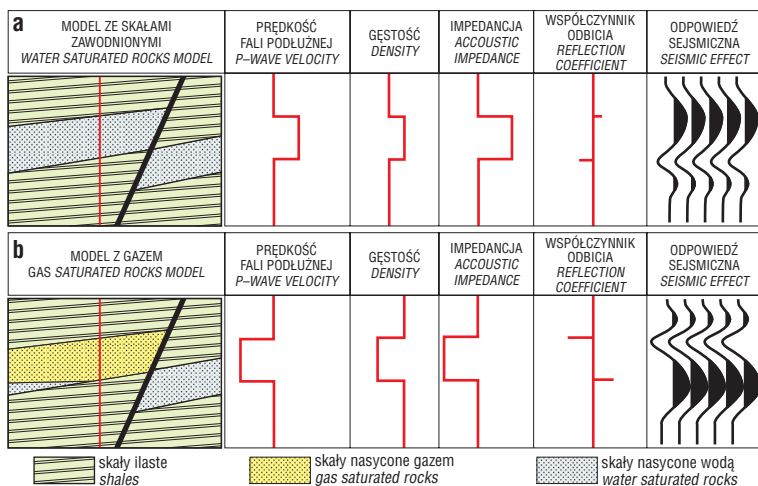
W przypadku piaszczysto-iltych osadów miocenu, gdzie skałami zbiornikowymi są różnej miąższości warstwy piasków, piaskowców i mułowców, dla badań bezpośrednich wskaźników węglowodorów szczególne

znaczenie mają te zmiany prędkości przemieszczania się fali sejsmicznej, które występują na granicach z nadległymi i niżej leżącymi skałami iltastymi. Trzeba jednak pamiętać o tym, że z punktu widzenia badań sejsmicznych niezwykle istotną cechą osadów piaszczysto-iltych miocenu jest ich cienkowarstwowość (*ultra thin beds*). Z całą pewnością duża ich część ma miąższość mniejszą niż 1/4 długości fali, czyli refleksy powstałe na ich granicach będą ulegać interferencji (*tuning*).

Zastąpienie w warstwie porowatej skały zbiornikowej, w miejscu gdzie występuje pułapka dla węglowodorów, wody złożowej gazem ziemnym powoduje zwiększenie kontrastu prędkości propagacji fal sejsmicznych pomiędzy warstwą „gazową” i warstwami skał otaczających. Jeżeli skały nadległe wykazują większe prędkości niż nasycona pierwotnie wodą skała zbiornikowa, to efektem obniżenia jej prędkości w wyniku zastąpienia wody gazem będzie wzrost amplitudy refleksu związanego ze stropem horyzontu złożowego (przyadek 1). Powstanie anomalia typu *bright spot*.

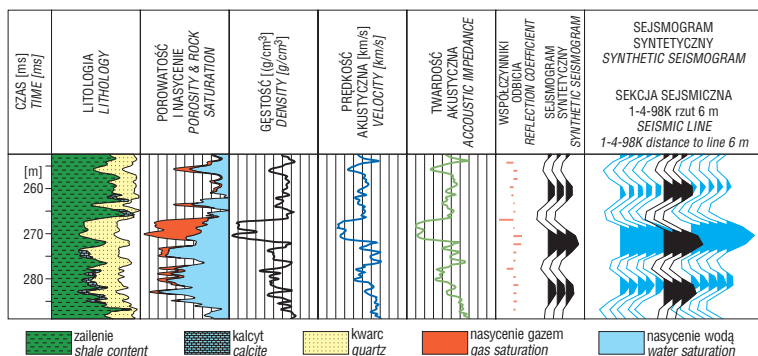
Skały iltaste zazwyczaj charakteryzują się większymi prędkościami propagacji fal sejsmicznych, niż porowate skały zbiornikowe, chociaż może się również zdarzyć, że piaskowce nasycone wodą złożową wykazują prędkości większe (ryc. 6a). W takim wypadku zastąpienie wody gazem zmniejszy impedancje akustyczną, co spowoduje powstanie silnego negatywnego współczynnika odbicia. W takim przypadku *bright spot*, oprócz wzrostu amplitudy, będzie charakteryzował się negatywną polaryzacją (przyadek 2, ryc. 6b, ryc. 7).

Charakter litologiczny osadów miocenu zapadliska przedkarpackiego, głównie ich cienkowarstwowość, powoduje, że do rzadkości należą anomalie znane pod nazwą *flat spotu*, który powstaje na granicy mediów



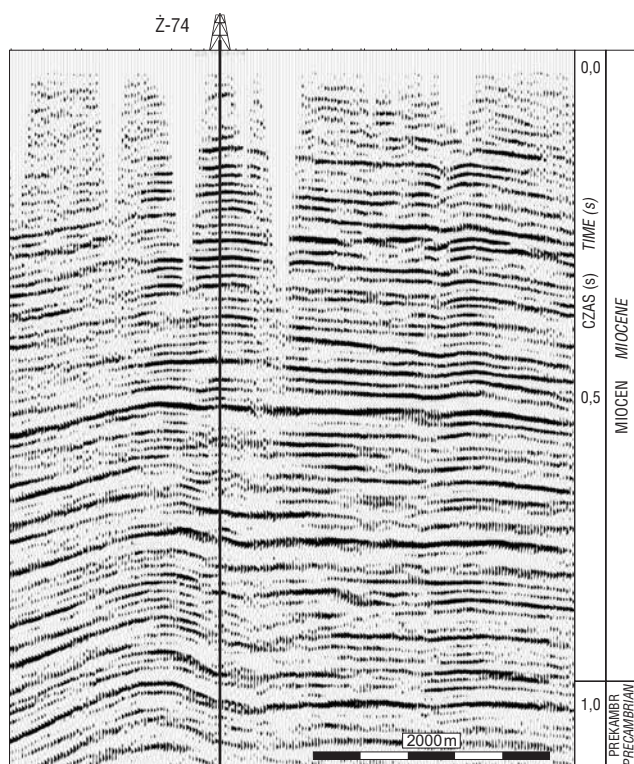
Ryc. 6. Schematyczne modelowe porównanie parametrów akustycznych skał i możliwa odpowiedź sejsmiczna fali podłużnych (a) dla piaskowca nasyconego wodą, (b) dla piaskowca nasyconego gazem

Fig. 6. Schematic comparison of the P — wave velocity, rock density and synthetics for (a) the water saturated sandstones model, (b) the gas saturated sandstones model



Ryc. 7. Korelacja danych petrofizycznych i profilu sejsmicznego dla typowej anomalii *bright spot* z piaszczysto-iltych osadów miocenu zapadliska przedkarpackiego (odwiert Ż-74). Interpretacja Geofizyka Kraków, częściowo zmienione

Fig. 7. The correlation of the petrophysical data and the part of the seismic profile for the typical bright spot anomaly in the sandy-shale Miocene deposits of the Carpathian Foredeep (Ż-74 well). Interpretation Geofizyka Kraków, partially changed



Ryc. 8. Profil sejsmiczny z typową anomalią typu *time sag* z osadów piaszczysto-iłastych miocenu zapadliska przedkarpackiego. Profil przez złożo Żołyńia „E”, odwiert Ż-74

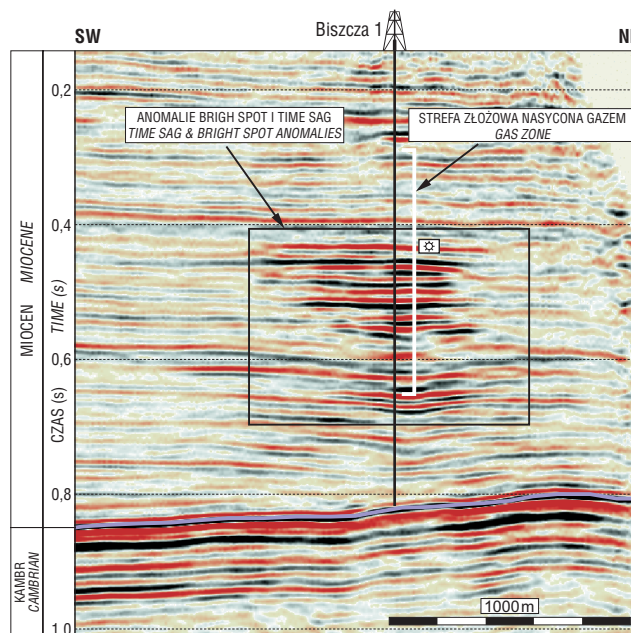
Fig. 8. The seismic profile across the Żołyńia “E” gas field with the time sag anomaly located in the sandy-shale Miocene deposits of the Carpathian Foredeep

wypełniających przestrzeń porową. W przypadku, gdyby miąższość skał była dostatecznie duża w stosunku do rozdzielczości sejsmiki powstaje ona na granicy gaz/woda i ma charakter silnego płaskiego refleksu. Częściej, w skałach cienkowarstwowych wszystkie refleksy pochodzące od stropu i spagu warstw porowatych skał zbiornikowych oraz od kontaktów wypełniających je płynów podlegają interferencji dając refleks o zmiennej amplitudzie i polarności. Tego typu refleksy mogą być również wskaźnikiem obecności węglowodorów.

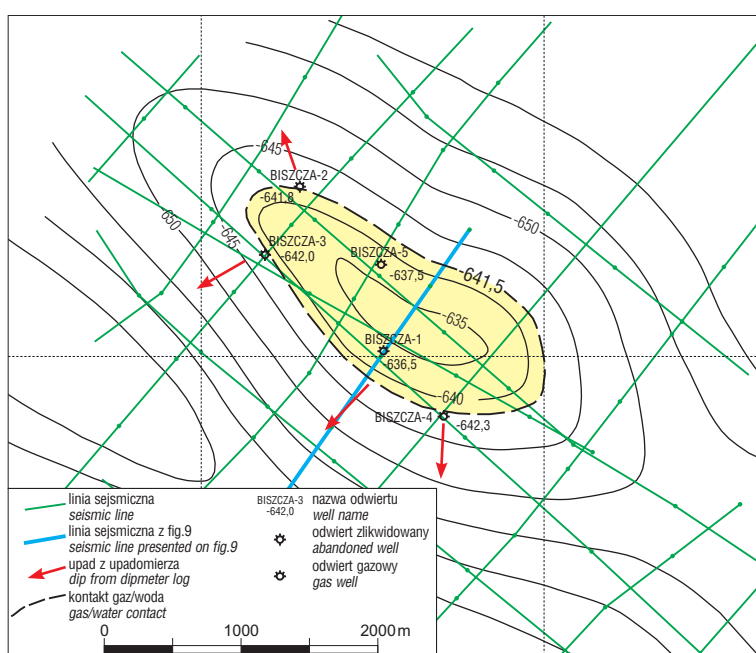
Oprócz anomalii *bright spot* najczęstszym typem anomalii sejsmicznych towarzyszącym złożom gazu ziemnego w osadach miocenu zapadliska przedkarpackiego są anomalie typu *time sag*. Są to występujące w strefie złożowej czytelne i często bardzo silne ugięcia refleksów sejsmicznych na sekcjach czasowych. Opóźnienie czasowe, którym jest *time sag* wywołane jest obniżeniem prędkości rozchodzenia się fali sejsmicznej w porowatych skałach zbiornikowych nasyconych gazem ziemnym (ryc. 8). Ugięcie niekiedy jest tak silne, że mapy czasowe poziomów korelacyjnych znajdujących się w strefie złożowej nie wykazują obecności kulminacji czasowych, które mogłyby odpowiadać wyniesieniom strukturalnym. Pierwszym tego typu zjawiskiem zanotowanym w zapadlisku przedkarpackim była struktura Biszczycy. Klasyfikacja interpretacji materiałów sejsmicznych

nie wykazywała obecności wyniesienia strukturalnego. Jego obecność sugerowały wyniki transformacji czasowo-głębokościowej po modelowaniu prędkości (Borys i in., 1995; Borys i in., 2000, 1999), co zostało potwierdzone pomiarami wykonanymi odwiertami (ryc. 9, 10).

W szczególnych przypadkach, gdy strefa nasycona gazem ziemnym ma znaczną miąższość, może wystąpić zjawisko zaniku ciągłości refleksów sejsmicznych. Warunkiem wystąpienia tego zjawiska znanego pod nazwą „*dim out*” jest zwięzłość skał zbiornikowych. Przypadek taki znany jest ze złoża Jodłówka, gdzie sumaryczna miąższość warstw piaszczystych nasyconych gazem ziemnym wynosi



Ryc. 9. Przekrój sejsmiczny przez złożo gazu ziemnego Biszczycy
Fig. 9. The seismic profile across the Biszczycy gas field



Ryc. 10. Mapa strukturalna VIII horyzontu gazonośnego złoża Biszczycy
Fig. 10. The depth contour map of the VIII gas horizon, Biszczycy gas field

kilkaset metrów. Porowate i zwarte piaszczyste skały zbiornikowe położone są na głębokości ok. 1800–3200 m pod nasunięciem karpacko-stebnickim. W miejscu występowania złoża na danych sejsmicznych zarówno 2D, jak i 3D, ma miejsce wytłumienie refleksów sejsmicznych (ryc. 11). *Dim out* raczej nie występuje w przypadku osadów

skał fliszowych, która tłumi rozchodzenie się fal. Drugim czynnikiem uniemożliwiającym stosowanie metody bezpośrednich wskaźników węglowodorów pod nasunięciem karpacko-stebnickim jest niesprzyjający powstawaniu anomalii charakter sejsmoakustyczny występujących w tej strefie osadów miocenu. Zamiast anomalii amplitudowych

bright spot i ugięcie refleksów *time sag* raczej należy spodziewać się występowania tutaj zjawiska wytłumienia sygnału sejsmicznego (*dim out*) po przejściu fali przez nasycone gazem twardsze skały miocenijskie (złoża gazu ziemnego Jodłówka).

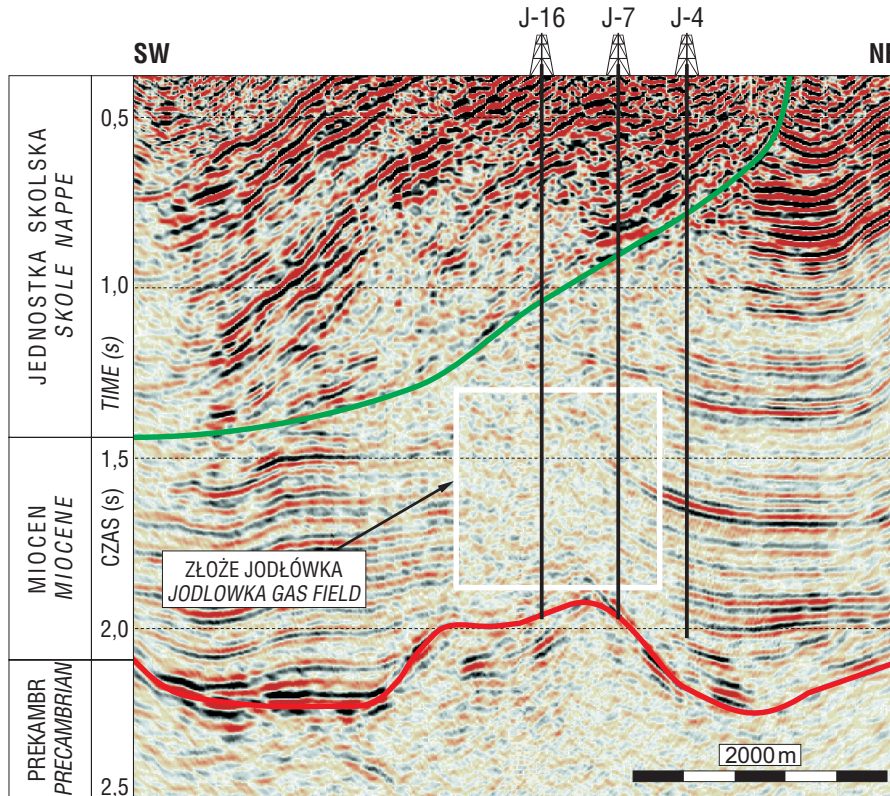
Duże znaczenie dla interpretacji anomalii ma głębokość ich występowania oraz jakość danych sejsmicznych. Wiadomo, że wraz ze zwiększaniem głębokości kontrast gęstościowy pomiędzy różnymi typami skalnymi maleje. Maleje też wraz ze wzrostem głębokości ilość gazu w postaci wolnej, a rośnie ilość gazu rozpuszczonego w wodzie, czyli efekt obniżania prędkości fali sprężystej również się zmniejsza. Zależność pomiędzy gęstością, a prędkością propagacji fali sprężystej maleje również wraz ze wzrostem odległości pomiędzy położeniem badanego obiektu, a miejscem wykonania pomiaru (Jędrzejowska-Zwinczak, 1978). Jeśli do tego dodać, że na większych głębokościach mniejsza jest rozdzielczość

metody sejsmicznej, to oczywistym staje się, że głębiej takie anomalie jak *bright spot* są bardzo słabe lub najczęściej wcale nie występują. Doświadczenia światowe dowodzą, że ich poprawna interpretacja jest możliwa do głębokości ok. 4000 m.

Warunki występowania i metodyka interpretacji anomalii sejsmicznych w osadach miocenu zapadliska przedkarpackiego

Trudność interpretacji anomalii sejsmicznych w ogóle, a w osadach miocenu zapadliska przedkarpackiego w szczególności, wynika z tego, że zjawiska podobne tym opisanym jako anomalne mogą występować bez związku z akumulacjami węglowodorów. Przyczyną powstawania zjawisk na sekcjach sejsmicznych, które są podobne do anomalii typu *bright spot* mogą być zmiany litologiczne, a przyczyną ugięcia refleksów analogicznych do tych identyfikowanych jako *time sag* mogą być często występujące w zapadlisku przedkarpackim ugięcia wywołane przez nierównomierną kompaktację zróżnicowanych litologicznie osadów piaszczysto-ilastych.

W przypadku występujących w zapadlisku przedkarpackim anomalii *time sag* konieczne jest ich powiązanie z dobrze już rozpoznanymi prawidłami powstawania złóż. Otóż pułapkami dla większości złóż są antyklinalne struk-



Ryc. 11. Cisza sejsmiczna złoża gazu ziemnego Jodłówka
Fig. 11. Dim out of the Jodłówka gas field

słabo skonsolidowanych.

Częstość, sposób występowania i czytelność wymienionych typów anomalii sejsmicznych zależy nie tylko od litologii i struktury skały oraz nasycających ją płynów, ale w przypadku skał klastycznych w dużej mierze również od stopnia ich skonsolidowania. Generalnie anomalie sejsmiczne występują częściej, są czytelniejsze i częściej znajdują potwierdzenie w postaci odkrytych akumulacji węglowodorów w skałach słabo skonsolidowanych. Dzięki temu młode wiekiem piaszczysto-ilaste osady miocenu zapadliska przedkarpackiego sprzyjają stosowaniu technologii bezpośrednich wskaźników węglowodorów. Ponadto mamy tutaj wyłącznie akumulacje gazowe, co również jest czynnikiem sprzyjającym dla rejestrowania anomalii na profilach sejsmicznych. Kontrast gęstościowy, a co za tym idzie również kontrast prędkości rozchodzenia się fali sejsmicznej w piaskowcu nasyconym gazem, w stosunku do tegoż nasyconego wodą jest bowiem większy niż w przypadku skał nasyconych wodą i ropą.

Wszystkie złoża zidentyfikowane na podstawie bezpośrednich wskaźników węglowodorów (*DHI*) leżą poza strefą nasunięcia Karpat. Badanie i interpretacja anomalii sejsmicznych wymaga bardzo dobrej jakości danych sejsmicznych, tymczasem sejsmika pod nasunięciem nadal pozostawia wiele do życzenia. Czynnikiem utrudniającym tu wykonywanie badań sejsmicznych jest gruba pokrywa

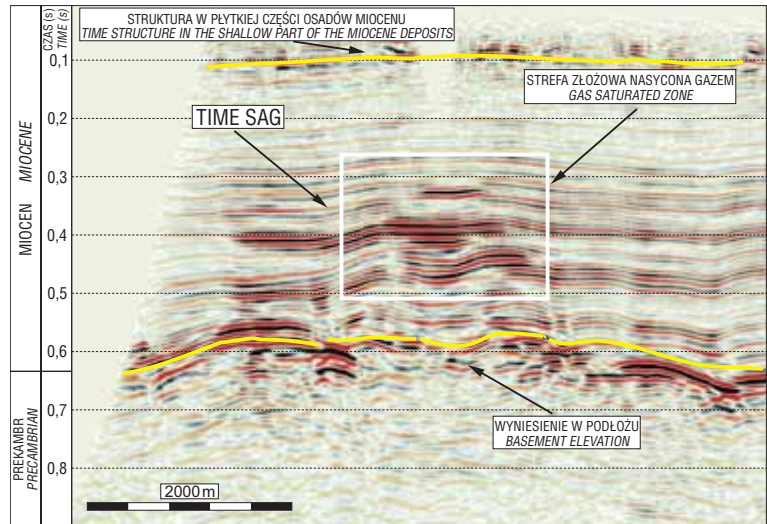
tury kompakcyjne powstałe nad wyniesieniami podłoża o genezie bądź to erozyjnej, bądź tektonicznej, a najczęściej powstałych przy udziale obu tych czynników. Deformacje kompakcyjne i towarzyszące im struktury obserwuje się w całym profilu osadów miocenu, z osadami najpłytszymi włącznie. Jeżeli więc ugięcia refleksów sejsmicznych podejrzane o związek z akumulacjami gazu, występują nad strukturami w podłożu i jednocześnie w strefie najpłytszego miocenu również zarysowuje się obraz struktury, to najpewniej mamy do czynienia także z anomalią rzeczywiście wywołaną przez nasycenie gazem (ryc. 12). Należy podkreślić, że nie uzyskano do tej pory zadawalających wyników w poszukiwaniu złóż w pułapkach innych niż strukturalne. Głównym czynnikiem sprzyjającym powstawaniu złóż w osadach miocenu zapadliska przedkarpacciego jest pozycja strukturalna, a jedynie w niektórych przypadkach dodatkowym czynnikiem ekranującym są zmiany litologiczne i facjalne.

Interpretacja i analiza anomalii sejsmicznych dla osadów miocenu ma charakter przede wszystkim jakościowy. Na świecie, szczególnie w strefie Zatoki Meksykańskiej powszechnie stosowano ilościową analizę opartą o wartość amplitudy, której wyniki pozwalają na określenie miąższości oraz rozmiarów potencjalnego złoża węglowodorów (Forrest, 2001abc, 2002). W przypadku anomalii przedkarpaccich podejmowano i nadal są prowadzone próby oceny ilościowej tego zjawiska poprzez modelowanie rozkładu prędkości stosowanego do transformacji czasowo-głębokościowej w celu prawidłowego określenia położenia zamknięcia strukturalnego. Należy jednak podkreślić, że mimo, iż uzyskiwane wyniki są zadawalające, to ich znaczenie jest wtórne i drugorzędne w stosunku do wyników analizy jakościowej. Ostatecznym weryfikatorem wyników obu typu analiz pozostaje jak zawsze geologiczna interpretacja wyników otworów poszukiwawczych. Amplitudy badanych struktur są bowiem niewielkie, czasami mają zaledwie kilka lub kilkanaście metrów, a ponieważ prawidłowe rozpoznanie pola prędkości nadal nastęrcza sporo trudności, więc dopiero wyniki korelacji pomiarów geofizyki otworowej pozwalają na dokładne odtworzenie obrazu strukturalnego.

Zupełnie odrębnym problemem jest zależność pomiędzy występowaniem anomalii, a możliwością uzyskania przemysłowej produkcji gazu ziemnego. Często zdarza się, że jeśli nawet anomalia sejsmiczna wywołana jest nasyceniem skały zbiornikowej gazem ziemnym, to wcale nie oznacza, że wykonane odwierty muszą przynieść produkcje przemysłową. Obecnie w zapadlisku przedkarpaccim trafność metody bezpośrednich wskaźników węglowodorów ocenia się na od 60 do 70%. Większość z grupy „negatywnych” odwiertów to takie, w których stwierdza się występowanie wielu poziomów nasyconych wodą złożową z mniejszą lub większą ilością

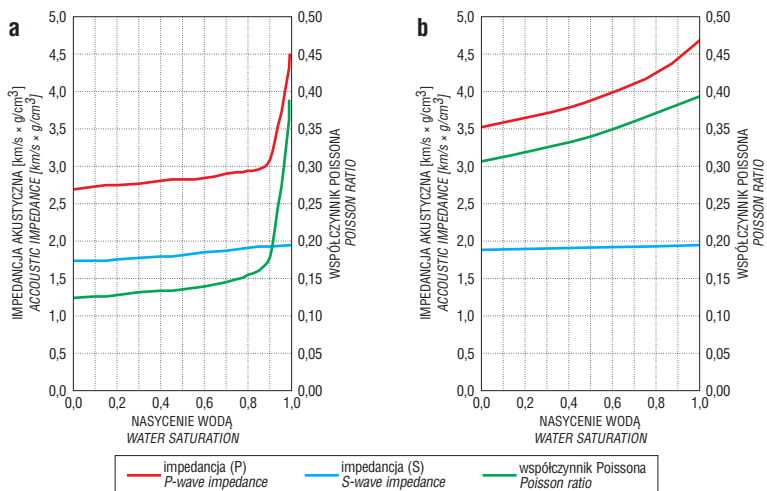
gazu. W czasie prób złożowych z takich poziomów otrzymuje się niejednokrotnie wysokie przyływy gazu ziemnego, ale ze zbyt wysokimi wykładnikami wodnymi, w związku z czym nie podejmuje się ich eksploatacji. Niejednokrotnie również o nieprzemysłowej wartości poziomu decyduje zbyt mały przyływ gazu, zazwyczaj poniżej 50–60 Nm³ na minutę.

Na marginesie warto dodać, że również według danych firmy Shell ok. 50% obiektów rozwierconych na podstawie wyników interpretacji anomalii sejsmicznych było nega-



Ryc. 12. Związek pomiędzy poprawną interpretacją anomalii sejsmicznych typu *time sag* a warunkami geologiczno-strukturalnymi występowania złóż gazu ziemnego w osadach miocenu zapadliska przedkarpacciego (*time sag* Woli Obszańskiej)

Fig. 12. The relationship between the proper interpretation of the time sag anomalies and the rules of the gas fields occurrence in the Miocene cover o the Carpathian Foredeep (Wola Obszańska time sag)



Ryc. 13. Zmiany wartości impedancji akustycznej oraz współczynnika Poissona skał przy różnym nasyceniu wodą i gazem ziemnym. Wyniki doświadczalne oparte o równania Biot'a-Gassmanna wykonane w różnych warunkach (a) przy ciśnieniu 13,8 MPa, temperaturze 30°C i gęstości gazu 0,63; (b) przy ciśnieniu 48,3 MPa, temperaturze 58°C i gęstości gazu 0,7 (De-Hua, 2001, 2002)

Fig. 13. Changes of the acoustic impedance and Poisson's ratio depending of the different water and gas saturation. The results calculated basing Biot'a-Gassmann equations in the different pressure and temperature conditions: (a) 13.8 MPa, 30°C and 0.63 gas density; (b) 48.3 MPa, 58°C and 0.7 gas density (De-Hua, 2001, 2002)

tywnymi. Podobny poziom trafności osiągnęto również na podstawie tradycyjnych metod niewykorzystujących bezpośrednich wskaźników węglowodorów (Wood, 2001).

Doświadczenia światowe, a w przypadku zapadliska przedkarpackiego prace poszukiwawcze prowadzone przez PGNiG S.A. wykazały, że rozwiercane nieprzemysłowe akumulacje gazu są związane z poziomami zbiornikowymi o niskim nasyceniu gazem ziemnym — *low saturated reservoirs* lub *fizz water reservoir* (De-Hua, 2001, 2002; Hornby, 2000).

Badania doświadczalne, analizy materiałów sejsmicznych i geofizyki otworowej serii skalnych analogicznych do mioceńskich (De-Hua, 2001, 2002; Domenico, 1977, 1984; Hornby, 2000), tzn. złożonych ze słabo skonsolidowanych piaskowców oraz ilowców gęsto przeławionych mułowcami udowodniły, że już zaledwie 15–20% warstewek mułowcowych nasyconych gazem znacznie obniża prędkość fali P, tworząc na danych sejsmicznych obraz „fałszywej” anomalii *bright spot*. Na podstawie równania Gassmanna (Gassmann, 1951) obliczono, że przy ciśnieniu poniżej 20 MPa zaledwie kilka % gazu w przestrzeni porowej zmienia w znaczący sposób właściwości skały zbiornikowej i w konsekwencji obniża prędkości fali. Dalsze zwiększanie nasycenia gazem w przedziale od 10 do 100% nie powoduje już znaczących zmian prędkości fal podłużnych (De-Hua, 2001, 2002, ryc.13a). Tak niski próg czułości fal podłużnych na zawartość gazu powoduje, że w przypadku osadów miocenu zapadliska przedkarpackiego zalegających do głębokości ok. 2000 m (przy normalnym gradientcie ciśnień 20 MPa odpowiada mniej więcej tej głębokości), obecność już bardzo niskich ilości gazu w mieszaninie z wodą złożową w znaczący sposób wpływa na prędkość fali sejsmicznej, wywołując powstawanie anomalii sejsmicznych.

Nieco inaczej wpływ nasycenia wygląda przy ciśnieniach większych niż 20 MPa (ryc.13b). Na głębokościach większych niż 2000 m (przy normalnym gradientcie ciśnienia), poprawne identyfikowanie anomalii *bright spot* jest łatwiejsze.

Wnioski

Stosowanie interpretacji anomalii sejsmicznych w poszukiwaniach złóż gazu ziemnego w zapadlisku przedkarpackim przyniosło odkrycie wielu złóż gazu ziemnego. Piaszczysto-ilaste osady miocenu zapadliska są ośrodkiem skalnym w którym wywołane przez nasycone gazem skały zbiornikowe anomalie sejsmiczne wyraźnie zaznaczają się na przekrojach sejsmicznych. Jednakże znaczna część przebadanych anomalii była związana z akumulacjami nieprzemysłowymi, tzn. takimi w których prócz gazu znaczny jest udział wody złożowej lub uzyskiwane wydajności gazu są niskie. W związku z tym dla poszukiwań w zapadlisku przedkarpackim podstawowym zadaniem jest obecnie poszukiwanie metod pozwalających na weryfikację wartości anomalii. Wypracowanie takiej metodyki możliwe jest na podstawie wyników szczegółowych badań pełnego obrazu falowego uzyskanego zarówno z pomia-

rów w odwiertach (pomiar akustyczny, PPS), jak i sejsmiki powierzchniowej, które muszą być wspierane wierniejszym odtwarzaniem geometrycznego układu warstw skalnych i głębokościowego odwzorowania struktur.

Literatura

- BIOT M. A. 1956 — Theory of propagation of elastic waves in a fluid-saturated porous solid in low-frequency range. *J. Acoustical Soc. Amer.*, 28: 168–178.
- BIOT M. A. 1941 — General theory of three-dimensional consolidation. *J. Appl. Physics*, 12: 155–164.
- BORYS Z., TRYGAR H. & WÓJCIK J. — Possibility of Direct Detection of Gas – results of Biszcza Project, Krzeszów–Tarnogród Area, NE Part of the Carpathian Foredeep. *Modern Exploration and Improved Oil and Gas Recovery Methods*, Cracow, 1995.
- 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.
- 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.
- DOMENICO S.N. 1974 — Effect of water saturation on seismic reflectivity of sand reservoirs encased in shale. *Geophysics*, 39: 759–769.
- DOMENICO S.N. 1977 — Elastic properties of unconsolidated porous sand reservoirs. *Geophysics*, 42: 1339–1368.
- DOMENICO S.N. 1984 — Rock lithology and porosity determination from shear and compressional wave velocity. *Geophysics*, 49: 1188–1195.
- DVORKIN J. & NUR A. 1998 — Acoustic Signatures of Patchy Saturation. *Int. J. Sol. Struct.*, 35: 4803–4810.
- DVORKIN J., MOOS D., PACKWOOD J.L. & NUR A.M. 1999 — Identifying patchy saturation from well logs. *Geophysics*, 64: 1756–1759.
- FORREST M. 2001a — Bright Idea Still Needed Persistence. *Explorer*, AAPG, 5.
- FORREST M. 2001b — 'Toast' Was On Breakfast Menu. *Explorer*, AAPG, 6.
- FORREST M. 2001c — 'Bright' Investments Paid Off. *Explorer*, AAPG, 7.
- FORREST M. 2002 — Gulf of Mexico "Bright Spots" – Early Shell Discoveries. Presented at AAPG Convention, March, 2002.
- GASSMANN F. 1951 — Über die Elastizität poroser Medien. *Vierteljahrsschrift der Naturforschenden Gesellschaft in Zurich*, 96: 1–23.
- HORNBY E.B. & PASTERNAK E.S. 2000 — Analysis of Full-Waveform Sonic Data Acquired in Unconsolidated Gas Sands. *Petrophysics*, 41: 363–373.
- JĘDRZEJOWSKA-ZWINCZAK H. 1978 — Wybrane zagadnienia symulacji efektu sejsmicznego dla metody bezpośrednich poszukiwań złóż bituminów. *Nafta*, 11: 365–371.
- JĘDRZEJOWSKA-ZWINCZAK H. 1994 — Wybrane elementy interpretacji sejsmostratygraficznej Przedgórze Karpat. *Nafta*, 10: 449–466.
- JĘDRZEJOWSKA-TYCKOWSKA H. 2000 — Statyczny model złoża węglowodorów – przybliżenie statystyczne. *Nafta*, 9: 465–470.
- LAWYER L. C. 2002 — From the other side. *The Leading Edge*, 6.
- LAWYER L. C. 2003 — From the other side. *The Leading Edge*, 9.
- MYŚLIWIEC M., BORYS Z. & TRYGAR H. 1999 — New Gas Discoveries in the Carpathian Foredeep, Poland, As the Result of the Seismic Anomalies Interpretation. 61st Conference and Technical Exhibition, Extended Abstracts, Helsinki, vol.1.
- SHERIFF R.E. & GELDART L.P. 1995 — *Exploration Seismology*, Cambridge.
- WANG Z., HIRSCH W. K. & SEDGWICK G. 1990 — Seismic velocities in carbonate rocks. *J. Can. Petro. Tech.*, 30: 112–122.
- WHITE J. E. 1975 — Computed Seismic Speeds and Attenuation in Rocks with Partial Gas Saturation. *Geophysics*, 40: 224–232.
- WOOD A. 2001 — Global exploration — beyond Nintendo. *First Break*, 19: 373–377.