

Anna Leginowicz

Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy

Identyfikacja *sweet spotów* w poszukiwaniach złóż niekonwencjonalnych

W poszukiwaniach złóż niekonwencjonalnych kluczową rolę pełni określenie parametrów geomechanicznych, otrzymywanych nie tylko z danych geofizyki wiertniczej czy analiz laboratoryjnych, lecz także w wyniku estymacji z danych sejsmicznych 3D, tak aby scharakteryzować cały obszar złożowy. W artykule przeanalizowano parametry charakteryzujące złoża niekonwencjonalne, takie jak: kruchość skały (*brittle*), zawartość materii organicznej (TOC) oraz moduły sprężystości. Najlepszą metodą na pozyskanie modułu Younga, który dobrze charakteryzuje kruchość w strefach złożowych utworów łupkowych, jest inwersja danych sejsmicznych typu *pre-stack*. Właściwa estymacja parametrów geochemicznych ośrodka geologicznego przyczynia się do lepszej identyfikacji *sweet spotów*, a tym samym do wyboru optymalnej lokalizacji otworów wiertniczych.

Słowa kluczowe: złoża niekonwencjonalne typu *shale gas*, identyfikacja *sweet spotów*, parametry geomechaniczne, właściwości sprężyste skały.

Sweet spots identification in unconventional reservoirs

Geomechanical parameters estimation is the most important issue in unconventional resource plays. These parameters are usually obtained from well logs and geological core analysis, but for geomechanical properties estimation it is better to use prestack seismic data. In this article such reservoir characterization properties were analyzed: brittle, total organic carbon (TOC) and elastic parameters. The best method for obtaining Young's modulus, which is a measure of brittleness, is pre-stack seismic inversion. Appropriate geomechanical parameters estimation is important for shale plays sweet spots identification and optimal well placement.

Key words: unconventional reservoir like shale gas, sweet spots identification, geomechanical parameters, elastic parameters of rock.

Wstęp

Zainteresowanie eksploatacją złóż niekonwencjonalnych, na przykład typu *shale gas*, wzrosło ogromnie w ciągu ostatnich lat dzięki możliwościom odwiertów horyzontalnych oraz technice hydraulicznego szczelinowania. Jednak wskazanie odpowiedniej lokalizacji otworu (tzw. *sweet spot*) stało się wielkim wyzwaniem dla przemysłu poszukiwań węglowodorów.

W artykule przedstawiono przykłady z międzynarodowej literatury branży poszukiwań węglowodorów, w których zwrócono uwagę na parametry takie jak: zawartość materii organicznej, moduły sprężystości oraz kruchość (*brittle*), ponieważ skały sztywne wykazują większą podatność na spękanie, a taka właściwość podnosi parametry przepuszczalności strefy złożowej.

Najodpowiedniejszą metodą według Sharmy i Chopry [16] oraz Banika i in. [1] na uzyskanie modułu Younga, który dość dobrze charakteryzuje kruchość w strefach złożowych utworów łupkowych, jest inwersja danych sejsmicznych typu *pre-stack*.

Inwersja sejsmiczna, łącząca dane sejsmiczne i dane geofizyki wiertniczej, jest metodą znaną i cenioną przez geofizyków od wielu lat, ponieważ pozwala na prognozowanie litologii, nasycenia i porowatości w miejscach odległych od pomiarów otworowych, dlatego też na obecnym poziomie prac poszukiwawczych większość projektów sejsmicznych obejmuje etap przetwarzania pod kątem inwersji oraz samą inwersję sejsmiczną.

Charakterystyka źródeł niekonwencjonalnych typu *shale gas*

Formacje łupkowe pełnią rolę zarówno skały macierzy-
stej, jak i skały złożowej i zazwyczaj charakteryzują się sil-
ną anizotropią ośrodka. Według geologów i petrofizyków
odkrycie właściwego połączenia zależności takich paramet-
rów jak: zasobność w substancję organiczną (TOC – *total
organic carbon*), dojrzałość termiczna, porowatość i kru-
chość (*brittle*) – zdolność skały do spękań – warunkuje od-
powiednią identyfikację *sweet spotów* w złożach niekon-
wencjonalnych.

Zazwyczaj do obliczeń tych parametrów wykorzystu-
je się połączone informacje petrofizyczne z danych otworowy-
ch i analiz geologicznych rdzeni, jednak dotyczy to tyl-
ko strefy przyotworowej. Do rozpoznania obszarów położo-
nych dalej od otworu wskazane jest użycie danych sejsmicz-
nych szerokiego azymutu (*wide-azimuth*) i kolekcji kątowych

(*angle gathers*), które pozwalają uzyskać informacje zwią-
zane z identyfikacją miejsc typu *sweet spot* [8].

O ile w złożach konwencjonalnych porowatość jest bar-
dzo ważnym parametrem, o tyle w złożach niekonwencjo-
nalnych nie stanowi już ona tak jednoznacznego wyznacz-
nika własności złoża – zwykle nie występuje korelacja po-
między porowatością a parametrem TOC, określającym za-
sobność skały w substancję organiczną.

Yexin Liu w swoim artykule [8] przedstawia specjali-
styczną metodologię i schemat postępowania w celu uzy-
skania informacji o parametrach takich jak: TOC, paramet-
try anizotropii (*epsilon* i *delta*) oraz naprężenia ośrodka z da-
nych sejsmicznych, które wraz z danymi otworowymi i in-
formacjami geologicznymi dostarczają cennej wiedzy na te-
mat identyfikacji *sweet spotów* w utworach typu *shale gas*.

Analiza modelu petrofizycznego źródeł typu *shale gas*

Gaz zawarty w utworach łupkowych zazwyczaj można
podzielić na dwa typy:

- gaz zaabsorbowany/pochłonięty (*adsorbed gas*) – jest to
gaz wchłonięty w materię organiczną i skupiony we frak-
cji łupkowej TOC,
- gaz wolny (*free gas*) – znajdujący się w bardzo niskopo-
rowatych łupkach, w przestrzeni porowej szkieletu skal-
nego (*shale matrix*), podobnie do złóż konwencjonal-
nych [8, 13].

Ważnym czynnikiem charakteryzującym złoża niekon-
wencjonalne jest zawartość kerogenu (materii bitumicznej)

w utworach łupkowych. Rejestruje się ją dzięki odpowiednim
profilowaniom otworowym, takim jak profilowania: gamma
(wartości wysokie do bardzo wysokich), oporności (wysokie
wartości), porowatości neutronowej (wysokie), gęstości
objętościowej (niskie), akustyczne (wysokie wartości czasu
interwałowego ΔT) [8].

Bazując na modelu petrofizycznym złóż typu *shale gas*,
przedstawionym na rysunku 1, każde profilowanie otworowe
można opisać odpowiednim równaniem, uwzględniającym
zawartości minerałów, materii organicznej (TOC), gazu (wol-
nego i zaabsorbowanego) oraz wody (wolnej i związanej).



Rys. 1. Analiza modelu petrofizycznego złóż typu *shale gas* ([8], zmienione)

Metody identyfikacji *sweet spotów*

Zasobność skały w substancję organiczną (TOC) jest
kluczowa w analizach złóż łupkowych. Zwykle TOC kore-
luje się dobrze z wysokimi wartościami profilowania gam-
ma, niskimi wartościami gęstości objętościowej i wysokimi

wartościami czasów interwałowych (ΔT) rejestrowanych za
pomocą profilowania akustycznego. Mimo tego, że dużym
problemem jest wydzielenie TOC na podstawie porowato-
ści całkowitej, to zostały przedstawione metody estymacji

TOC przy wykorzystaniu profilowania akustycznego i profilowania oporności [9].

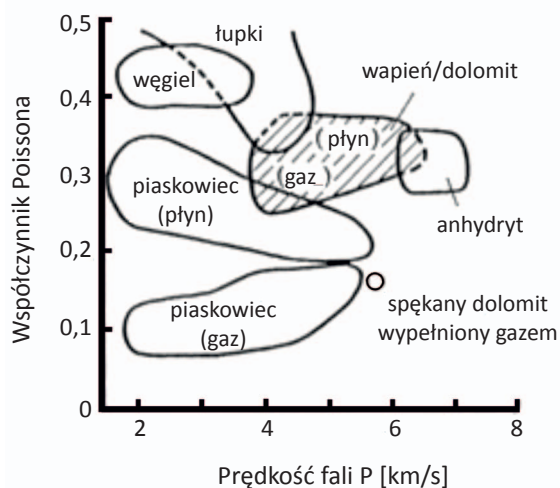
W artykule *Workflows for Sweet Spots Identification in Shale Plays Using Seismic Inversion and Well Logs* [8] zaprezentowano metodę estymacji TOC nazwaną sejsmiczną inwersją TOC, w której połączono sejsmiczne parametry takie jak: V_p , V_s oraz gęstość objętościową z petrofizycznymi danymi TOC z danych otworowych.

Autor przedstawia również metodę estymacji anizotropowych parametrów Thomsena za pomocą sejsmicznej inwersji anizotropowej, która wykorzystuje dane sejsmiczne pełnego azymutu i kolekcje kątowe (*full-azimuth seismic angle gathers*). Połączenie danych geomechanicznych z sejsmicznymi danymi przed składaniem (V_p , V_s , gęstość) dostarcza informacji na temat kruchości i anizotropii w formacji łupkowej [8].

Ważnym problemem interpretacji sejsmicznej jest stworzenie poprawnego modelu geometrycznego ośrodka i jego właściwości fizycznych, a informacja o tym, zawarta w trasie sejsmicznej fali podłużnej, zwykle bywa niejednoznaczna. Prędkość rozchodzenia się fal sprężystych w skałach zależy m.in. od ich składu mineralnego, porowatości, ilości i rodzaju medium nasycającego (woda, ropa naftowa, gaz). W celu uzyskania dokładnej charakterystyki właściwości zbiornikowych badanego ośrodka niezwykle pomocne mogą okazać się prędkości fal podłużnych V_p i poprzecznych V_s [6].

Znanym faktem jest zależność prędkości fali podłużnej od właściwości ośrodka – maleje ona w przypadku występowania nawet nieznacznych ilości gazu w skale, a gdy ośrodek jest zawodniony, prędkość fali podłużnej rośnie. W takim przypadku warto wykorzystać prędkość fali poprzecznej, która nie ulega wyraźnym zmianom w tych warunkach.

Dlatego też do wykrywania złóż gazu coraz częściej wykorzystuje się parametr V_p/V_s jako wskaźnik medium



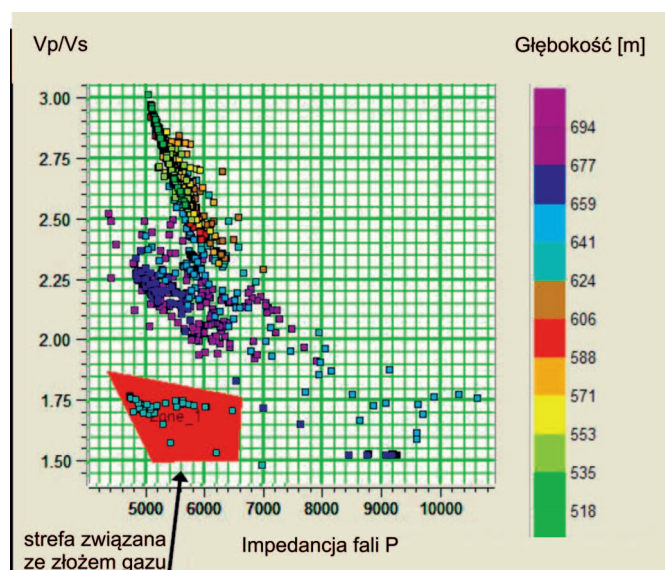
Rys. 2. Współczynnik Poissona jako wskaźnik litologii ([5], zmienione)

nasycającego, szczególnie przydatny przy ustalaniu poziomych zmian nasycenia gazem.

Z fizycznego punktu widzenia wartości prędkości V_p i V_s są bardzo ważnymi parametrami, od nich zależą wartości modułów sprężystości: E , K , μ , σ , które – jak wiadomo – charakteryzują mechaniczne właściwości skały i dzięki którym możemy określić jej rodzaj i parametry fizyczne, a w odróżnieniu od modułów statycznych nie odnoszą się tylko do próbki skały badanej w laboratorium.

Prędkość fali podłużnej nie jest wystarczającym wyznacznikiem litologii, ponieważ wiele typów skał może mieć takie same wartości V_p [5] (rysunek 2). Analizując dane sejsmiczne i otworowe, można obliczyć parametr V_p/V_s oraz współczynnik Poissona, który daje możliwość przybliżenia składu mineralnego, porowatości i typu medium złożowego (rysunek 3) [13].

Rozróżnienie zawartości mediów złożowych oraz litologii w ośrodku geologicznym jest fundamentalną charakterystyką złożową, która decyduje o rozwoju danego obszaru złożowego.



Rys. 3. Wykres krzyżowy (*crossplot*) parametrów: współczynnika Poissona oraz impedancji akustycznej (I_p) (niskie wartości V_p/V_s i I_p związane są z kumulacją gazu) ([13], zmienione)

W przypadku złóż niekonwencjonalnych, takich jak utwory łupkowe (*shale gas*), kluczową właściwością jest kruchość (*brittle*) w strefie złożowej [16]. Skały kruche mają większą tendencję do spękań, co sprzyja lepszemu szczelinowaniu skał łupkowych podczas eksploatacji. Przeanalizowano różne parametry fizyczne, które cechują skały, i wybrano spośród nich moduł Younga (E), ponieważ najlepiej korelował z parametrem kruchości skały (*brittle*).

Zwykle określa się stałe fizyczne z danych otworowych, to jednak charakteryzuje zbyt mały obszar badań.

Aby przestudiować poziomą zmienność kruchości, konieczne jest wykorzystanie danych sejsmicznych 3D. Uzyskanie modułu Younga z danych sejsmicznych bywa czasami utrudnione, ponieważ wiąże się z koniecznością obliczenia gęstości z danych sejsmicznych daleko offsetowych, które nie zawsze są dostępne.

Przedstawiony przez R. K. Sharmę i S. Choprę w artykule pt. *Determination of lithology and brittleness of rocks with a new attribute* [16] nowy atrybut ($E\rho$) jest iloczynem modułu Younga oraz gęstości. W przypadku skał kruchych oba parametry: moduł Younga i gęstość przyjmują wysokie wartości, więc jeśli atrybut $E\rho$ wykazuje wysokie wartości, to stanowi to dobry wskaźnik kruchości skały. $E\rho$ jest także przydatny w charakterystyce złożowej w połączeniu z kolejnym atrybutem, będącym iloczynem modułu objętości i gęstości ($K\rho$), który dobrze charakteryzuje zawartość mediów złożowych [16]. We wspomnianym artykule zaprezentowano relację łączącą wartości modułu Younga z wartościami inwersji sejsmicznej i w ten sposób pokazano możliwość identyfikacji parametru kruchości skały w utworach łupkowych.

Poniżej przedstawiono znane relacje opisujące związki modułów sprężystości oraz prędkości fal podłużnych, poprzecznych i gęstości objętościowej:

$$E = 3K(1 - 2\sigma) \quad \text{Moduł Younga, moduł sprężystości podłużnej} \quad (1)$$

$$K = \rho \cdot \left(V_p^2 - \frac{4}{3} \cdot V_s^2 \right) \quad \text{Moduł odkształcenia objętości} \quad (2)$$

$$\mu = \rho \cdot V_s^2 \quad \text{Moduł odkształcenia postaci} \quad (3)$$

$$\sigma = \frac{V_p^2 - 2V_s^2}{2(V_p^2 - V_s^2)} \quad \text{Współczynnik Poissona} \quad (4)$$

$$\lambda = \rho \cdot (V_p^2 - V_s^2) \quad \text{Stała Lamégo} \quad (5)$$

$$\beta = \frac{3}{\rho} (3V_p^2 - 4V_s^2) \quad \text{Wartość ściśliwości skały} \quad (6)$$

gdzie:

V_p, V_s – to prędkości rozchodzenia się podłużnej i poprzecznej fali sprężystej,

ρ – gęstość objętościowa skały.

Moduł Younga (E), znany również jako moduł sztywności, jest miarą sztywności skały. Współczynnik Poissona to miara wytrzymałości skały. Moduł objętościowy (moduł odkształcenia objętości) (*bulk modulus*) (K) stanowi miarę wytrzymałości skały na zmiany objętości i jest znany jako moduł nieściśliwości, a ponadto ma związek z porowatością skały.

Moduł odkształcenia postaci (moduł sprężystości postaciowej) (*shear modulus*) (μ) to miara sztywności lub odporności

na deformacje działające w kierunku poprzecznym i jest związany z litologią skały.

Moduł Younga (E) może być zdefiniowany w następujący sposób [16]:

$$E = \rho V_s^2 \frac{(3V_p^2 - 4V_s^2)}{V_p^2 - V_s^2} \quad (7)$$

Jeśli przemnożymy obie strony równania (7) przez gęstość (ρ) i użyjemy relacji $I_p = \rho \cdot V_p$ oraz $I_s = \rho \cdot V_s$, to powyższą zależność można zapisać jako [16]:

$$E\rho = \mu\rho \frac{3I_p^2 - 4I_s^2}{I_p^2 - I_s^2} \quad (8)$$

W ten sposób, używając sejsmicznej inwersji, dostaje się wprost atrybut, który pozwala identyfikować kruchość skał w utworach łupkowych [16].

Aby otrzymać jak najwięcej informacji z inwersji sejsmicznej, należy wykonać pełną inwersję elastyczną (*full elastic inversion*), która estymuje impedancję fali P, impedancję fali S oraz gęstość [7, 13]. Algorytm obliczający impedancję elastyczną bazuje na koncepcji Patricka Connolly'ego [2], której główną ideą jest aproksymacja równania Zoeppritza.

Po kolejnych przekształceniach macierzy Zoeppritza otrzymano następujące określenie impedancji elastycznej [2]:

$$EI = V_p^{(1+\tan^2\theta)} V_s^{(-8K\sin^2\theta)} \rho^{(1-4K\sin^2\theta)} \quad (9)$$

gdzie:

V_p, V_s – prędkości fali podłużnej i poprzecznej [m/s],

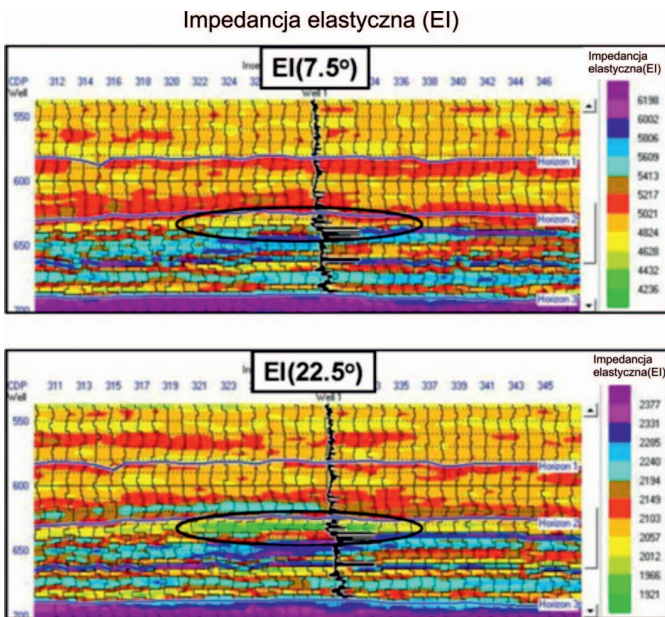
ρ – gęstość objętościowa skały [g/cm³],

θ – kąt padania,

K – moduł odkształcenia objętości, który można wyrazić relacją:

$$K = \frac{V_s^2}{V_p^2} = \left(\frac{\left(\frac{V_s^2(t_i)}{V_p^2(t_i)} \right) + \frac{V_s^2(t_{i-1})}{V_p^2(t_{i-1})}}{2} \right) \quad (10)$$

Analiza impedancji elastycznej wykonanej na danych sejsmicznych *pre-stack* w różnych zakresach kątowych (dla kątów mniejszych i większych) dostarcza informacji na temat nasycenia węglowodorami (na profilu dla kątów większych zauważalne obniżenie wartości EI w strefie związanej z kumulacją gazu w piaskowcach (rysunek 4) [11]) oraz może być cennym wskaźnikiem litologicznym [17] (np. w przypadku rozróżnienia skał piaskowcowych od łupkowych, posiadających zbliżone wartości impedancji akustycznej [10]).



Rys. 4. Profile impedancji elastycznej dla różnych zakresów kątów (obniżenie wartości EI na profilu dla kątów większych, w strefie związanej z kumulacją gazu) ([11], zmienione)

Estymacja fizycznych właściwości skały może być wykonana dzięki znajomości gęstości, impedancji fali P (I_p) i impedancji fali S (I_s). To z kolei wiąże się z inwersją na danych sejsmicznych przed składaniem lub inwersją symultaniczną. Otrzymanie wartości gęstości z danych sejsmicznych związane jest z dostępnością danych daleko offsetowych, a czasami trudno uzyskać tak dalekie offsety i tak duże kąty padania fali. Właśnie dlatego obliczenie gęstości z danych sejsmicznych stanowi dość duży problem [16].

W przypadku braku możliwości obliczenia gęstości charakterystyka złożowa zmierza w kierunku określenia litologii i zawartości płynów. Do rozróżnienia litologii i zawartości mediów wykorzystano impedancję fali P (I_p) i impedancję fali S (I_s), jako że I_p jest wrażliwa na obecność płynów, natomiast I_s nie wykazuje takiej zależności. Goodway i in. zaproponowali metodę (LMR – *Lambda-Mu-Rho*) określania fizycznych parametrów skały, takich jak stałe Lamégo (λ – nieściśliwość oraz μ – sztywność) z impedancji I_p i I_s [3]. Wykazali, że trudno uzyskać bezpośrednio z danych sejsmicznych parametry λ i μ , natomiast o wiele łatwiej określić je można z impedancji I_p oraz I_s .

Stałe Lamégo obliczane są według zależności (11) i (12) [17]:

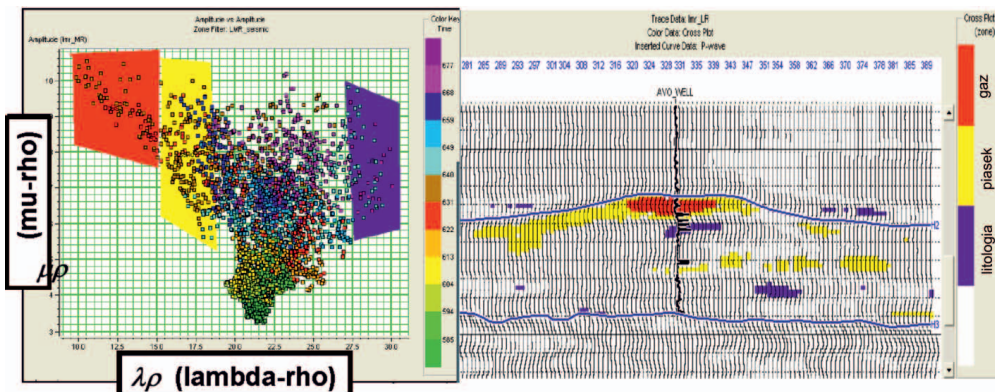
$$\mu\rho = I_s^2 \quad (11)$$

$$\lambda\rho = I_p^2 - 2I_s^2 \quad (12)$$

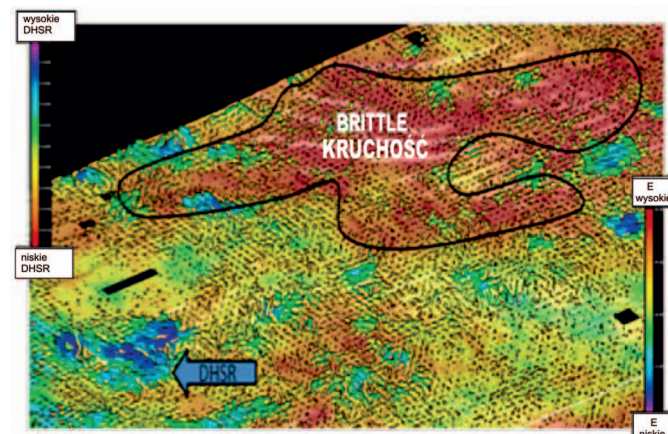
Parametr λ wykazuje dużą wrażliwość na medium zawarte w porach, natomiast stała μ jest wrażliwa na sztywność skały. Atrybuty te określają litologię i zawartość medium, co można najkorzystniej zobrazować na wykresie krzyżowym (*crossplot*) $\lambda\rho$ oraz $\mu\rho$ (rysunek 5) [11].

Kruchość skały jest ważnym parametrem charakteryzującym złoża niekonwencjonalne w skałach łupkowych, na przykład złoża typu *shale gas*. Skały sztywne mają większą tendencję do pęknięcia, przez co podnoszą parametry przepuszczalności strefy złożowej. Moduł Younga (E) otrzymany z inwersji danych sejsmicznych według Sharmy i Chopry [16], Santosa i in. [14] oraz Seny i in. [15] dobrze charakteryzuje kruchość w strefach złożowych utworów łupkowych (rysunek 6).

Metody te jednak wymagają obliczenia gęstości z danych sejsmicznych daleko offsetowych. Inne rozwiązanie zaproponowali Banik i in. [1] (bez potrzeby wykorzystania gęstości), a mianowicie użycie korelacji impedancji I_p i I_s oraz modułu Younga z danych otworowych i wykorzystanie tych relacji do obliczeń modułu Younga w całym zakresie danych sejsmicznych.



Rys. 5. Wykres krzyżowy (*crossplot*) $\lambda\rho$ oraz $\mu\rho$ i strefa związana z obecnością gazu (kolor czerwony – niskie wartości $\lambda\rho$) ([11], zmienione)



Rys. 6. Moduł Younga (E) otrzymany z inwersji danych sejsmicznych charakteryzuje kruchość w strefach złożowych utworów łupkowych ([15], zmienione)

Moduł Younga zwykle jest mierzony z danych geofizyki otworowej oraz danych laboratoryjnych (rdzeni). Wiedza na temat tego modułu przed wierceniem stanowi ceną wskazówkę w procesie poszukiwania złóż. W artykule pt. *Young's modulus from point-receiver surface seismic data* Banik i in. [1] przedstawili metodę opracowaną dla złóż niekonwencjonalnych, takich jak Bakken Shale (złożo gazowe typu *shale gas*), polegającą na estymacji modułu Younga z inwersyjnych danych sejsmicznych i ponadto wykazali wysoką korelację tego modułu z właściwościami elastycznymi skały, a konkretnie z jej kruchością.

W artykule *Seismic reservoir characterization in resource shale plays: Stress analysis and sweet spot discrimination* [15] przedstawiono metodologię identyfikacji *sweet spotów*, estymacji parametrów geochemicznych oraz identyfikację głównych kierunków naprężeń przy wykorzystaniu azymutalnych danych sejsmicznych przed składaniem i danych otworowych.

Inwersja *pre-stack* i analiza multiatrybutów dostarcza ilościowej informacji o takich parametrach jak moduł Younga

czy współczynnik Poissona, a te z kolei są ściśle związane z takimi właściwościami jak: porowatość, zawartość minerałów czy substancji organicznej – TOC.

Na przykładzie złoża Haynesville przeanalizowanym w artykule [15] potwierdzono słuszność wyboru parametrów takich jak: podwyższona porowatość, wysoka zawartość skał krzemianowych oraz wysoka zawartość substancji organicznej – TOC jako kluczowych w lokalizacji odwiertów.

Dokładna analiza własności skał pokazuje, że współczynnik Poissona i λ -rho ($\lambda\rho$) (λ – nieściśliwość) dostarczają bardzo ważnych informacji złożowych. Mianowicie obszary o niskim współczynniku Poissona wskazują na większą zawartość skał krzemianowych, a niska zawartość węglanów zwykle jest związana z lepszą porowatością.

Moduł Younga estymowany z inwersji sejsmicznej *pre-stack* jest rozstrzygającym parametrem przy wydzieleniu stref kruchych (*brittle*) w utworach łupkowych. Ponadto interpretacja modułu Younga pozwala na wyznaczenie optymalnych miejsc do zastosowania szczelinowania hydraulicznego [4].

Podsumowanie

Podsumowując, należy stwierdzić, że w poszukiwaniach złóż niekonwencjonalnych kluczową rolę pełni określenie parametrów geomechanicznych otrzymywanych nie tylko z danych geofizyki wiertniczej czy analiz laboratoryjnych, lecz także w wyniku estymacji tych parametrów z danych sejsmicznych 3D, tak aby scharakteryzować cały obszar złożowy.

W artykule zwrócono uwagę na parametry cechujące złoża niekonwencjonalne, takie jak: kruchość skały (*brittle*), zawartość materii organicznej (TOC), moduły sprężystości, a w szczególności moduł Younga, który dobrze charaktery-

zuje kruchość w strefach złożowych utworów łupkowych. Według wielu autorów artykułów zamieszczonych w międzynarodowych czasopismach branży poszukiwań węglowodorów najlepszą metodą na pozyskanie modułu Younga jest inwersja danych sejsmicznych. Dlatego tak cenne są analizy sejsmicznych danych typu *pre-stack*, które dostarczają wiedzy o parametrach geochemicznych ośrodka geologicznego i tym samym przyczyniają się do lepszej identyfikacji *sweet spotów*, czyli wyboru optymalnej lokalizacji otworów wiertniczych.

Prosimy cytować jako: Nafta-Gaz 2016, nr 4, s. 223–229, DOI: 10.18668/NG.2016.04.07

Artykuł nadesłano do Redakcji 9.11.2015 r. Zatwierdzono do druku 18.02.2016 r.

Artykuł powstał na podstawie pracy statutowej pt. *Zastosowanie inwersji sejsmicznej do identyfikacji sweet spotów w utworach łupkowych* – praca INiG – PIB na zlecenie MNiSW; nr zlecenia: 0058/SR/15, nr archiwalny: DK-4100-58/15.

Literatura

- [1] Banik N., Koesoemadinata A., El-Kaseeh K. G.: *Young's modulus from point-receiver surface seismic data*. 80th Annual International Meeting 2010, SEG, Expanded Abstracts, s. 2794–2798.
- [2] Connolly P.: *Elastic impedance*. The Leading Edge 1999, vol. 18, no. 4, s. 438–452.
- [3] Goodway B., Chen T., Downton J.: *Improved AVO fluid detection and lithology discrimination using Lamé petrophysical parameters*. 67th Annual International Meeting 1997, SEG, Expanded Abstracts, s. 183–186.
- [4] Gray D., Anderson P., Logel J., Delbecq F., Schmidt D.: *Estimating in-situ, anisotropic, principal stresses from 3D seismic*. 72nd Annual Meeting 2010, EAGE.
- [5] Kasina Z.: *Przetwarzanie sejsmiczne*. Wydawnictwo Centrum PPGSMiE PAN 1998.
- [6] Leginowicz A.: *Analiza zmienności amplitudy względem offsetu w systemie ProMAX*. Nafta-Gaz 2008, nr 10, s. 661–671.
- [7] Leginowicz A.: *Inwersja elastyczna – podstawy teoretyczne, realizacja praktyczna oraz analiza wyników procedury obliczeniowej*. Nafta-Gaz 2005, nr 12, s. 519–530.
- [8] Liu X.: *Workflows for Sweet Spots Identification in Shale Plays Using Seismic Inversion and Well Logs*. GeoConvention

- 2013, Integration: Geoscience Engineering Partnership, 6–12 May 2013, Calgary.
- [9] Passey Q. R., Creaney S., Kulla J. B., Moretti F. J., Stroud J. D.: *A practical model for organic richness from porosity and resistivity logs*. AAPG Bulletin 1990, vol. 74, s. 1777–1794.
- [10] Pendrel J.: *Seismic Inversion – The Best Tool for Reservoir Characterization*. CSEG Recorder 2001, vol. 26, no. 1.
- [11] Russell B.: *Making sense of all that AVO and inversion stuff*. The Milton Dobrin Lecture 2010.
- [12] Russell B., Hampson D.: *The old and the new in seismic inversion*. CSEG Recorder 2006, vol. 31, no. 10, s. 5–10.
- [13] *Rzeczpospolita łupkowa – studium wiedzy o gazie z formacji łupkowych*. Prace Naukowe INiG 2012, nr 183.
- [14] Santos D., Alam S., Hendraya L., Alfia N., Sulistiyon O., Munadi S.: *Estimation of limestone reservoir porosity by seismic attribute and AVO analysis*. Exploration Geophysics 1995, vol. 26, no. 3, s. 437–443.
- [15] Sena A., Castillo C., Chesser K., Voisey S., Estrada J., Carcuz J., Carmona E., Hodgkins P.: *Seismic reservoir characterization in resource shale plays: Stress analysis and sweet spot discrimination*. The Leading Edge 2011, vol. 30, no. 7, s. 758–764.
- [16] Sharma R. K., Chopra S.: *Determination of lithology and brittleness of rocks with a new attribute*. The Leading Edge 2015, vol. 34, no. 5, s. 554–564.
- [17] Veeken P. C. H., Da Silva M.: *Seismic inversion methods and some of their constraints*. First Break 2004, vol. 22, no. 6, s. 47–70.



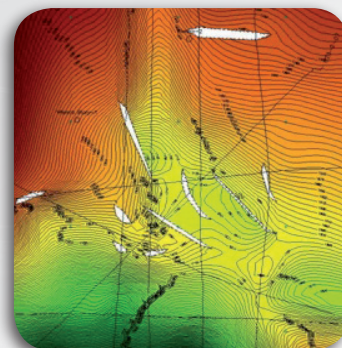
Mgr inż. Anna LEGINOWICZ
Asystent w Zakładzie Sejsmiki.
Instytut Nafty i Gazu – Państwowy Instytut Badawczy
ul. Lubicz 25 A
31-503 Kraków
E-mail: anna.leginowicz@inig.pl

OFERTA

ZAKŁAD SEJSMIKI

Zakres działania:

- interpretacja strukturalna i litofacjalna zdjęć sejsmicznych 2D i 3D;
- wykonywanie inwersji spektralnej sekcji sejsmicznej po sumowaniu;
- budowa modelu prędkościowo-głębokościowego ośrodka na podstawie analizy danych sejsmicznych;
- wieloskładnikowa sejsmika powierzchniowa i otworowa (3D-3C, PPS-3C);
- przetwarzanie i interpretacja pomiarów PPS 3C;
- obliczanie parametrów anizotropii oraz określanie głównych kierunków szczelinowatości na podstawie wieloazymutalnego pomiaru PPS 3C i sejsmiki powierzchniowej;
- migracja sejsmiczna MGF-K w wersji *postack* i *prestack* w dziedzinie czasu i głębokości z uwzględnieniem anizotropii ośrodka typu VTI, TTI, HTI;
- konstrukcja map powierzchniowych;
- zastosowanie metod geostatycznych do budowy statycznych modeli złóż węglowodorów.



P. o. Kierownika: mgr inż. Aleksander Wilk
Adres: ul. Bagrowa 1, 30-733 Kraków
Telefon: 12 61 77 480
Faks: 12 653 16 65
E-mail: aleksander.wilk@inig.pl

