

VARIATION DES AMPLITUDES DES ONDES SISMIQUES AVEC LA DISTANCE EMETTEUR RECEPTEUR. APPLICATION POUR LA DETECTION DU GAZ

Abdelkader KASSOURI* Mounir DJEDDI** et Mabrouk DJEDDI*

RESUME

L'augmentation de l'amplitude du signal sismique réfléchi, avec l'offset, dans une collection CDP (Common Depth Point), sur les interfaces des couches sédimentaires, a poussé les géoscientistes au développement de la technique bright spot vers une nouvelle méthode appelée l'analyse des amplitudes en fonction de l'offset (AVO).

Cette méthode est basée sur la théorie de partition d'énergie développée par Knott [1899] et Zoeppritz [1919]. Plusieurs approximations, de l'équation complexe de Zoeppritz qui exprime la variation du coefficient de réflexion en fonction de l'angle d'incidence, ont été présentées par différents auteurs [Bortfeld 1961, Aki and Richards 1980, Shuey 1985, Hilterman 1989]. Shuey [1985] a simplifié l'équation à une forme de trois termes; chaque terme de l'approximation décrit une certaine gamme angulaire de la courbe des angles d'incidence.

Une analyse AVO, complétée avec les attributs sismiques, peut largement augmenter la probabilité de détection de gaz et permet aussi de comprendre certains échecs d'exploration.

Notre travail concerne l'application de cette méthode, en utilisant l'approximation de Shuey, pour la détection de gaz sur un prospect du sud ouest Algérien. Les résultats obtenus sont présentés dans cet article.

Mots clés : Amplitude - Offset - Angle d'incidence - Attributs - Crossplot AVO.

SEISMIC WAVES AMPLITUDES VARIATION WITH THE DISTANCE BETWEEN SOURCE AND RECEIVER. APPLICATION TO GAS DETECTION.

ABSTRACT

The increase of reflected seismic signal amplitude with offset, in a CDP gather (Common Depth Point), at interfaces of sedimentary layers, leads geoscientists to the development of bright spot technique towards a new method called the analysis of amplitudes versus offset (AVO).

* Laboratoire de physique de la terre - Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie Université de Boumerdes 35000. Algerie

** laboratoire des systèmes et signaux. SUPELEC, Plateau du Moulon. 91192 GIF - SUR - Yvette - France

- Manuscrit déposé le 01 Juillet 2001, accepté après révision le 01 Décembre 2001

This method is based on the theory of energy partitioning developed by Knott [1899] and Zoeppritz [1919]. Several approximations of Zoeppritz complex equation which expresses the variation of reflexion coefficient with incidence angle, were presented by many authors [Bortfeld 1961, Aki and Richards 1980, Shuey 1985, Hilterman 1989]. Shuey [1985] simplified the equation to a form including three terms ; each term of the approximation describes a certain angular range of the incidence angle curve.

AVO analysis, completed with seismic attributes, can increase considerably the probability of gas detection and allows to understand some failures of the exploration.

Our work relates to the application of this method, using Shuey's approximation, for gaz detection in an Algerian south-west prospect. The obtained results are presented in this paper.

Keywords : Amplitude - Offset - incidence angle - Attributes - AVO crossplot.

INTRODUCTION

L'énergie sismique est transmise par deux types d'ondes de volume : l'onde de compression (onde P) et l'onde de cisaillement (onde S). L'onde P déplace les particules de la roche dans la direction de sa propagation. L'onde S déplace les particules dans une direction perpendiculaire à celle de sa propagation. Les ondes S ne se propagent pas dans les fluides.

Les vitesses de ces deux types d'onde sont données par :

$$\text{Vitesse d'onde P : } V_p = \sqrt{\frac{k + \frac{4}{3}\mu}{\rho}} \quad (1)$$

$$\text{Vitesse d'onde S : } V_s = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}} \quad (2)$$

k : coefficient d'incompressibilité (N/m²)
 μ : module de cisaillement (rigidité)(N/m²)
 ρ : densité de la roche (g/cm³)

Si on considère l'interface de deux milieux tabulaires, élastiques, isotropes et semi-infinis et une onde P incidente; à l'impact de cette

onde, l'énergie incidente est distribuée en quatre ondes distinctes; l'onde P réfléchi, l'onde P transmise, l'onde S réfléchi et l'onde S transmise (fig. 1). Les énergies transmises et réfléchies à la limite de deux milieux sont fonction de l'énergie incidente et des impédances acoustiques des deux milieux.

Chacune de ces ondes continuera à se réfléchir et se réfracter sur d'autres interfaces, en générant autant d'ondes P que d'ondes S.

Le résultat de ces conversions est qu'une partie de l'énergie de l'onde P serait perdue à chaque interface. Cette perte d'énergie dépend de l'angle d'incidence.

A l'incidence normale, il n'y a pas de conversion en ondes S et le coefficient de réflexion de l'onde P est donné par la relation :

$$R(0)_n = \frac{Z_{n+1} - Z_n}{Z_{n+1} + Z_n} \quad (3)$$

Z_n : impédance acoustique du milieu n

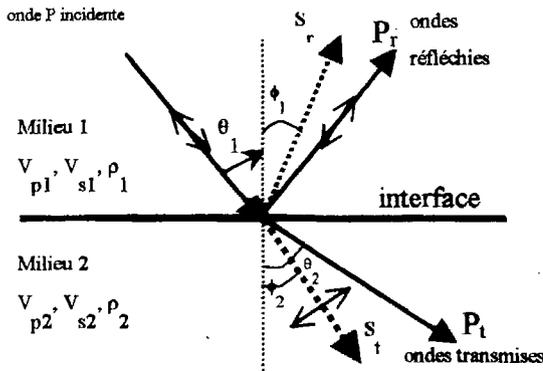


Fig. 1 - Réflexion et transmission sur une interface de deux milieux élastiques pour une onde P incidente

Reflection and transmission at interface between two infinite elastic half-spaces for an incident P-wave

A l'incidence normale, on a :

$$\frac{\text{énergie réfléchie d'onde P}}{\text{énergie incidente d'onde P}} = \left[\frac{\rho_2 v_2 - \rho_1 v_1}{\rho_2 v_2 + \rho_1 v_1} \right]^2$$

Les directions d'émission et de transmission sont régies par les lois de Snell et Descartes :

$$P = \frac{\sin(\theta_1)}{V_{p1}} = \frac{\sin(\theta_2)}{V_{p2}} = \frac{\sin(\phi_1)}{V_{s1}} = \frac{\sin(\phi_2)}{V_{s2}} \quad (4)$$

Où :

- P : paramètre de raie
- V_{p1} : vitesse de l'onde P dans le milieu 1
- V_{p2} : vitesse de l'onde P dans le milieu 2
- V_{s1} : vitesse de l'onde S dans le milieu 1
- V_{s2} : vitesse de l'onde S dans le milieu 2
- θ_1 : angle d'incidence de l'onde P
- θ_2 : angle de transmission de l'onde P
- ϕ_1 : angle de réflexion de l'onde S
- ϕ_2 : angle de transmission de l'onde S

PRINCIPE FONDAMENTAL DE L'AVO

La sismique classique de réflexion est utilisée pour la localisation des structures pouvant piéger les hydrocarbures comme les anticlinaux, les failles et les biseaux...etc. L'exploration serait meilleure si les hydrocarbures pourraient être détectés directement sur les sections sismiques.

Les fortes amplitudes observées sur les sections sismiques à offset nul ont poussé les géophysiciens à étudier leur variation; ces fortes énergies sont appelées «bright spot». C'est les contrastes des paramètres physiques des formations qui donnent naissance à ces anomalies d'amplitude.

La sismique lithologique consiste à détecter les anomalies d'amplitude appelées: bright spot, flat spot et dim spot (fig.2).

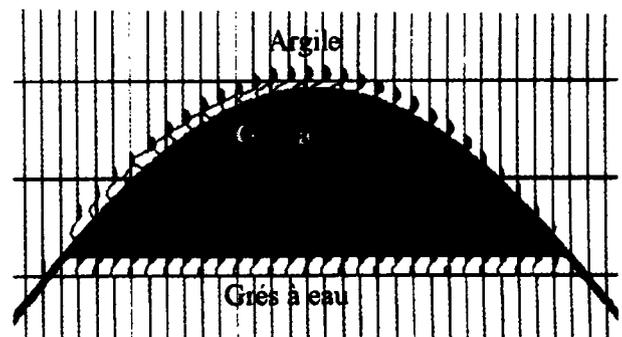


Fig. 2 - section sismique à zéro offset dans un cas d'un anticlinal imbibé d'hydrocarbures

Zero offset seismic section in the case of hydrocarbons saturated anticline

Interface argile / grès à gaz : bright spot
(Shale/gas sandstone interface: bright spot. Gaz)

Interface grès à gaz / grès à huile : flat spot
(sandstone/oil sandstone interface: flat spot.)

Interface argile / grès à huile : dim spot
(Shale/oil sandstone interface: dim spot.)

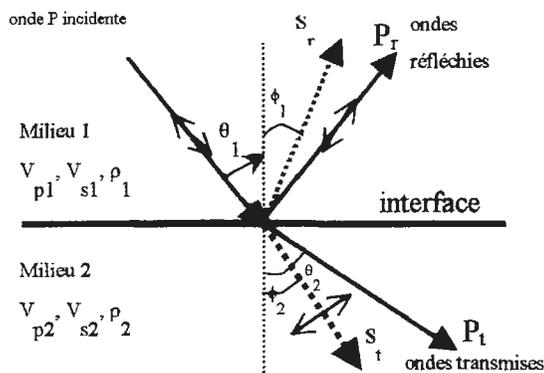


Fig. 1 - Réflexion et transmission sur une interface de deux milieux élastiques pour une onde P incidente

Reflection and transmission at interface between two infinite elastic half-spaces for an incident P-wave

A l'incidence normale, on a :

$$\frac{\text{énergie réfléchiée d'onde P}}{\text{énergie incidente d'onde P}} = \left[\frac{\rho_2 v_2 - \rho_1 v_1}{\rho_2 v_2 + \rho_1 v_1} \right]^2$$

Les directions d'émission et de transmission sont régies par les lois de Snell et Descartes :

$$P = \frac{\sin(\theta_1)}{V_{p1}} = \frac{\sin(\theta_2)}{V_{p2}} = \frac{\sin(\phi_1)}{V_{s1}} = \frac{\sin(\phi_2)}{V_{s2}} \quad (4)$$

Où :

- P : paramètre de raie
- V_{p1} : vitesse de l'onde P dans le milieu 1
- V_{p2} : vitesse de l'onde P dans le milieu 2
- V_{s1} : vitesse de l'onde S dans le milieu 1
- V_{s2} : vitesse de l'onde S dans le milieu 2
- θ_1 : angle d'incidence de l'onde P
- θ_2 : angle de transmission de l'onde P
- ϕ_1 : angle de réflexion de l'onde S
- ϕ_2 : angle de transmission de l'onde S

PRINCIPE FONDAMENTAL DE L'AVO

La sismique classique de réflexion est utilisée pour la localisation des structures pouvant piéger les hydrocarbures comme les anticlinaux, les failles et les biseaux...etc. L'exploration serait meilleure si les hydrocarbures pourraient être détectés directement sur les sections sismiques.

Les fortes amplitudes observées sur les sections sismiques à offset nul ont poussé les géophysiciens à étudier leur variation; ces fortes énergies sont appelées «bright spot». C'est les contrastes des paramètres physiques des formations qui donnent naissance à ces anomalies d'amplitude.

La sismique lithologique consiste à détecter les anomalies d'amplitude appelées: bright spot, flat spot et dim spot (fig.2).



Fig. 2 - section sismique à zéro offset dans un cas d'un anticlinal imbibé d'hydrocarbures

Zero offset seismic section in the case of hydrocarbons saturated anticline

Interface argile / grès à gaz : bright spot
(Shale/gaz sandstone interface: bright spot. Gaz)

Interface grès à gaz / grès à huile : flat spot
(sandstone/oil sandstone interface: flat spot.)

Interface argile / grès à huile : dim spot
(Shale/oil sandstone interface : dim spot.)

Bright spot : C'est une forte amplitude négative observée au sommet d'un réservoir de grès à gaz dont la couverture est l'argile. Elle est due à un grand contraste négatif d'impédance acoustique.

Flat spot : C'est une amplitude positive moyenne observée sur l'interface de grès à gaz et grès à huile. Elle est due à un contraste positif d'impédance acoustique.

Dim spot : C'est une forte amplitude positive. Elle est due à un fort contraste positif d'impédance acoustique au niveau de l'interface. Elle se présente sur les bordures du réservoir entre la couverture et les grès à huile.

L'anomalie d'amplitude de type «bright spot» est utilisée comme indice direct d'hydrocarbures (DHI). Bien qu'elle ait permis la découverte de plusieurs gisements dans le monde, un grand nombre de puits ont été trouvés secs, à cause de la multiplicité de l'origine du bright spot. Il peut être produit par des conditions géologiques autres que la présence des hydrocarbures, pour tout fort contraste d'impédance acoustique: couche de calcaire encaissée dans l'argile ou intrusion des roches ignées dans les carbonates par exemple.

Pour remédier à cette ambiguïté, une nouvelle technique est développée dans les années 80, c'est l'analyse de la variation de l'amplitude du coefficient de réflexion en fonction de l'offset (AVO) ou de l'angle d'incidence (AVA).

L'objectif de la technique AVO est d'extraire les paramètres acoustiques et les caractéristiques lithologiques des roches réservoirs à partir des enregistrements sismiques. Elle permet ainsi, en principe, de confirmer ou d'infirmer l'existence des hydrocarbures dans les différents pièges.

APPROXIMATION DE L'EQUATION DE ZOEPPRITZ

La variation du coefficient de réflexion avec l'angle d'incidence est donnée par les équations de Knott-Zoeppritz (1919). Ces équations sont

complexes et ne permettent pas une déduction directe des paramètres physiques des couches. Pour de petites variations des paramètres des couches et dans le cas des angles d'incidence rencontrés en sismique de réflexion, ces équations peuvent être remplacées par des approximations simplifiées de prédiction de l'effet d'AVO.

Des simplifications de ces équations ont été données par des géophysiciens. La représentation graphique, des approximations de la distribution des amplitudes de l'onde P réfléchie en fonction du sinus carré de l'angle d'incidence, a une allure d'une ligne droite. La pente et l'intercepte de cette droite dépendent des paramètres physiques des roches entourant le réflecteur.

La plupart des inversions AVO, pour l'estimation des propriétés des roches, sont basées sur l'approximation linéaire du coefficient de réflexion $R_{pp}(\theta)$ de l'onde P.

APPROXIMATION DE BORTFELD (1961)

Bortfeld a linéarisé l'équation de Zoeppritz en supposant de petits changements dans les propriétés des couches, il a séparé les effets en trois variables : contraste de vitesse ΔV_p , ΔV_s , et contraste de densité $\Delta \rho$.

$$R_{pp}(\theta_1) = \frac{1}{2} \ln \left[\frac{V_{p2} \rho_2 \cos(\theta_1)}{V_{p1} \rho_1 \cos(\theta_2)} \right] + \left(\frac{\sin(\theta_1)}{V_{p1}} \right)^2 (V_{s1}^2 - V_{s2}^2) \times \left[2 + \frac{\ln \left(\frac{\rho_2}{\rho_1} \right)}{\ln \left(\frac{V_{s2}}{V_{s1}} \right)} \right] \quad (5)$$

APPROXIMATION DE AKI ET RICHARD (1980)

Ils ont exprimé l'équation de $R_{pp}(\theta)$ en fonction de trois termes : changement dans la densité, variation de la vitesse de l'onde P et de la vitesse de l'onde S.

$$R_{pp}(\theta) \approx \frac{1}{2}(1-4p^2V_{s1}^2) \left(\frac{\Delta\rho}{\rho_s} \right) + \frac{1}{2\cos^2\theta} \left(\frac{\Delta V_p}{V_{ps}} \right) - 4p^2V_{sa}^2 \left(\frac{\Delta V_s}{V_{sa}} \right) \quad (6)$$

$$\begin{aligned} \Delta\rho &= \rho_2 - \rho_1 & V_{pa} &= (V_{p2} + V_{p1})/2 \\ \Delta V_p &= V_{p2} - V_{p1} & V_{sa} &= (V_{s2} + V_{s1})/2 \\ \Delta V_s &= V_{s2} - V_{s1} & \theta &= (\theta_1 + \theta_2)/2 \\ \rho_a &= (\rho_1 + \rho_2)/2 & P &: \text{ paramètre de raie} \end{aligned}$$

Afin d'éviter le calcul de l'angle de transmission θ_2 pendant le traitement, on utilise souvent θ_1 au lieu de θ . Cette approximation donne des résultats acceptables pour des angles d'incidence inférieurs à 30°.

APPROXIMATION DE HILTERMAN (1983)

Hilterman a séparé l'approximation de Bortfeld en deux termes : terme de fluide $R_f(\theta_1)$ et facteur de cisaillement $R_{sf}(\theta_1)$. Il a modifié l'équation (5) en :

$$\begin{aligned} R_{pp}(\theta_1) &\approx R_f(\theta_1) + R_{sf}(\theta_1) \\ R_f(\theta_1) &= \frac{V_{p2}\rho_2 \cos\theta_1 - V_{p1}\rho_1 \cos\theta_2}{V_{p2}\rho_2 \cos\theta_1 + V_{p1}\rho_1 \cos\theta_2} \\ R_{sf}(\theta_1) &= \left(\frac{\sin\theta_1}{V_{p1}} \right)^2 \left[3(V_{s1} - V_{s2}) + 2 \frac{V_{s2}\rho_1 - V_{s1}\rho_2}{\rho_1 + \rho_2} \right] \end{aligned} \quad (7)$$

Dans le cas d'un fort contraste des propriétés des couches, on multiplie $R_{sf}(\theta_1)$ par $[1 - R_f(\theta_1)]^2$ pour avoir une meilleure approximation.

Si la densité est constante, l'équation (7) devient:

$$R_{pp}(\theta_1) \approx \frac{V_{p2} \cos\theta_1 - V_{p1} \cos\theta_2}{V_{p2} \cos\theta_1 + V_{p1} \cos\theta_2} + 2(V_{s1}^2 - V_{s2}^2) \left(\frac{\sin\theta_1}{V_{p1}} \right)^2 \quad (8)$$

APPROXIMATION DE SHUEY (1985)

Shuey présente une autre forme d'approximation de l'équation de Zoeppritz, en utilisant les paramètres V_p , ρ et σ . Il a éliminé V_s et ΔV_s en introduisant le coefficient de Poisson σ et $\Delta\sigma$.

$$R_{pp}(\theta) \approx R_{pp}(0) + \left[A_0 R_{pp}(0) + \frac{\Delta\sigma}{(1-\sigma_s)^2} \right] \sin^2(\theta) + \frac{1}{2} \frac{\Delta V_p}{V_{ps}} [\tan^2(\theta) - \sin^2(\theta)] \quad (9)$$

En pratique, il est plus difficile de récupérer les amplitudes absolues des réflexions que d'évaluer la variation relative de l'amplitude de réflexion en fonction de l'offset. Alors, il est approprié de considérer l'information contenue dans les amplitudes relatives $R_{pp}(\theta)/R_{pp}(0)$. Le résultat obtenu est :

$$\begin{aligned} R_{pp}(\theta)/R_{pp}(0) &\approx 1 + A \sin^2(\theta) + B [\tan^2(\theta) - \sin^2(\theta)] \\ A &= A_0 + \frac{1}{(1-\sigma_s)^2} \frac{\Delta\sigma}{R_{pp}(0)} & A_0 &= B - 2(1+B) \frac{1-2\sigma_s}{1-\sigma_s} & B &= \frac{\frac{\Delta V_p}{V_{ps}}}{\frac{\Delta V_p}{V_{ps}} + \frac{\Delta\rho}{\rho_s}} \end{aligned} \quad (10)$$

Le paramètre A dans l'équation (10) contrôle la croissance (si $A>0$) ou la décroissance (si $A<0$) de l'amplitude de $R_{pp}(\theta)$ à des faibles angles d'incidence, par contre, le paramètre B contrôle le signe de $R_{pp}(\theta)$ à des grands angles (fig.3).

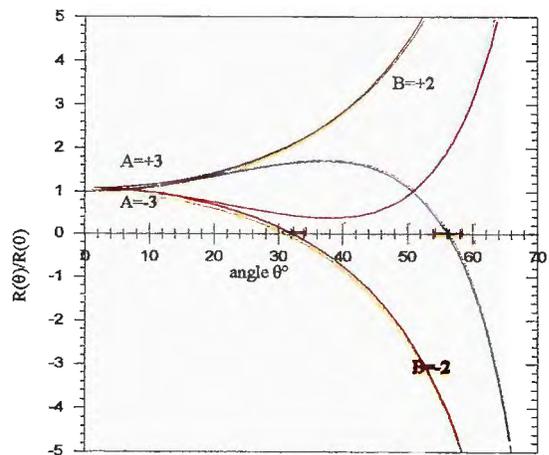


Fig.3 - Quatre variations possibles de l'amplitude de $R(\theta)/R(0)$, pour 4 combinaisons possibles de $A = \pm 3, B = \pm 2$

Four possible variations of the amplitude of $R(\theta)/R(0)$, for four possible combinations of $A = \pm 3, B = \pm 2$

Dans l'équation (9), on perçoit trois termes qui expriment $R_{pp}(\theta)$ en fonction des propriétés acoustiques (densité, vitesse) et élastiques (coefficient de Poisson). L'avantage de cette approximation est que chaque terme de l'équation décrit une certaine gamme angulaire. Le premier terme est le coefficient de réflexion à l'incidence normale, le deuxième terme prédomine à des angles intermédiaires et le troisième terme est dominant à des grands angles proches de l'angle critique.

TERME DE L'INCIDENCE NORMALE

La valeur de $R_{pp}(0)$ est la moyenne de changement fractionnel de la vitesse V_p et de la densité ρ . En d'autres termes $R_{pp}(0)$ est la moitié de changement du logarithme de l'impédance acoustique ($Z = \rho V_p$).

$$R_{pp}(0) = \frac{1}{2} \frac{\Delta(\rho V_p)}{\rho V_p} = \frac{1}{2} \Delta \ln(\rho V_p) \quad (11)$$

$$= \frac{1}{2} \left(\frac{\rho \Delta V_p + V_p \Delta \rho}{\rho V_p} \right) = \frac{1}{2} \left(\frac{\Delta V_p}{V_p} + \frac{\Delta \rho}{\rho} \right)$$

TERME DES ANGLES INTERMÉDIAIRES ($0^\circ < \theta < 30^\circ$)

L'amplitude de réflexion dans cette gamme angulaire dépend de coefficient $R_{pp}(\theta_1)$ qui est la somme de deux termes.

$$R_{pp}(\theta_1) = \left[A_0 R_{pp}(0) + \frac{\Delta \sigma}{(1 - \sigma_a)^2} \right] \sin^2(\theta_1) \quad (12)$$

La figure 4, montre la prédominance de ce coefficient. La divergence entre les deux courbes de $R_{pp}(\theta)$ avec et sans deuxième terme apparaît à partir de l'angle de 8° environ.

TERME DES ANGLES LARGES ($\theta > 30^\circ$)

A des grands angles, l'amplitude de réflexion est liée au changement de la vitesse V_p . Dans ce cas, le troisième terme domine les deux premiers et l'équation (9) devient :

$$R_{pp}(\theta_1) \approx \frac{1}{2} \frac{\Delta V_p}{V_{pa}} [\tan^2(\theta_1) - \sin^2(\theta_1)] \quad (13)$$

La figure 4 montre la dominance de ce terme à des grands angles. On remarque une divergence entre les deux courbes de coefficient de réflexion sans et avec troisième terme à partir de 30° environ.

Pour des petits angles d'incidence, inférieurs à 30° , Shuey a donné une équation simplifiée à deux termes et linéaire en $\sin^2(\theta_1)$.

$$R_{pp}(\theta_1) \approx R_{pp}(0) + G \sin^2(\theta_1) \quad (14)$$

$$G = A_0 R_{pp}(0) + \frac{\Delta \sigma}{(1 - \sigma)^2}$$

$R_{pp}(0)$ est l'interceptée et G est appelé le gradient AVO. Cette approximation a beaucoup simplifié l'interprétation AVO.

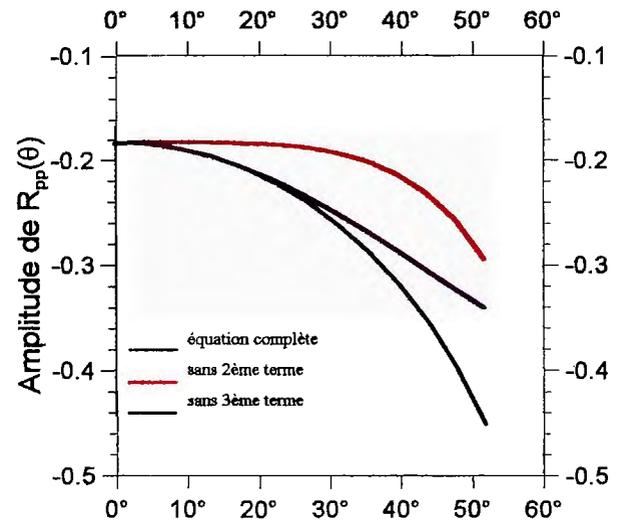


Fig.4 - Amplitude de $R_{pp}(\theta)$ avec et sans deuxième et troisième terme

Amplitude of $R_{pp}(\theta)$ with and without second and third term

On remarque que le coefficient de réflexion est dominé par $R_{pp}(0)$ à des petits angles et par $\Delta\sigma$ à des grands angles. On peut dire que le stack à faibles offsets représente l'image des contrastes d'impédance acoustique de l'onde P, tandis que le stack à grands offsets représente l'image des contrastes du coefficient de Poisson.

Pour des valeurs de $R_{pp}(0)$ et de G , estimées par une régression linéaire, on détermine le contraste du coefficient de Poisson.

La figure 5 montre une comparaison de l'approximation de Shuey avec la solution exacte des équations de Zoeppritz pour certaines valeurs de $\Delta\sigma$ et de ΔV_p .

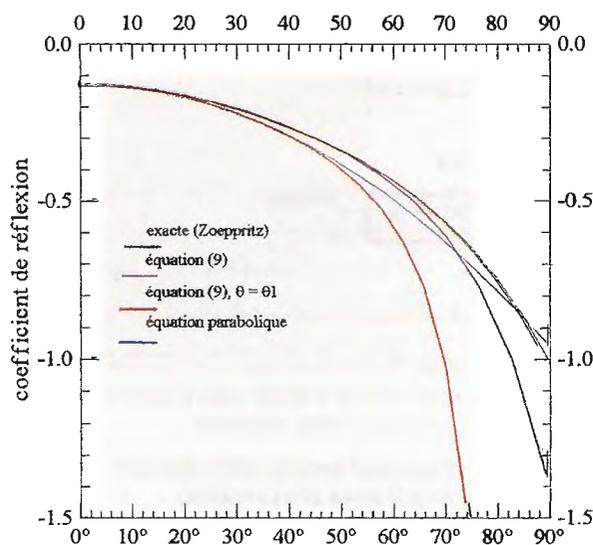


Fig. 5 - Approximations dans un exemple $\Delta V_p < 0$.
L'interface est argile/sable à gaz

**Approximations in an example where $\Delta v_p < 0$.
The interface is shale/gas sand**

$V_{p1}=2500\text{m/sec}$, $\rho_1=2.15$, $\sigma_1=0.4$
 $V_{p2}=2100\text{m/sec}$, $\rho_2=1.95$ et $\sigma_2=0.1$

ATTRIBUTS DE L'ANALYSE AVO

Les données sismiques, servant de support à l'analyse AVO, sont filtrées au maximum du bruit, en tenant compte de la préservation des

amplitudes relatives, et corrigées d'obliquité (correction NMO). Les amplitudes des traces composant les CDP sont représentées sur un graphe en fonction de sinus carré de l'angle d'incidence, et puis le gradient (G) et l'intercepte ($R(0)$) sont évalués pour l'analyse AVO.

L'intercepte $R(0)$ est l'amplitude du coefficient de réflexion à l'incidence normale (offset nul). Le gradient G est la pente de la droite du meilleur ajustement de la distribution des amplitudes avec le sinus carré de l'angle d'incidence.

On combine l'intercepte avec le gradient pour mieux distinguer les anomalies AVO; telles que la section produit ($R(0)*G$) ou la section somme ($R(0)+G$).

DIFFERENTS TYPES DE RESERVOIRS

La méthodologie «bright spot», basée sur l'évaluation des coefficients de réflexion à incidence normale; elle s'intéresse aux anomalies d'amplitudes des réflexions dans les situations suivantes:

- **Dim spot** (décroissance de l'énergie positive).
- **Inversion de polarité** (Un pic devenant creux ou vice versa).
- **Bright spot** (forte énergie négative).

L'approche «bright spot», associée à la dimension offset, a donné naissance à l'analyse de la variation des amplitudes avec les offsets (AVO) qui permet de rattacher les trois différentes situations à l'éventuelle présence des hydrocarbures.

Rutherford (1989) a classifié les réservoirs de sable à gaz en trois classes, en fonction de leur impédance acoustique (figure 6).

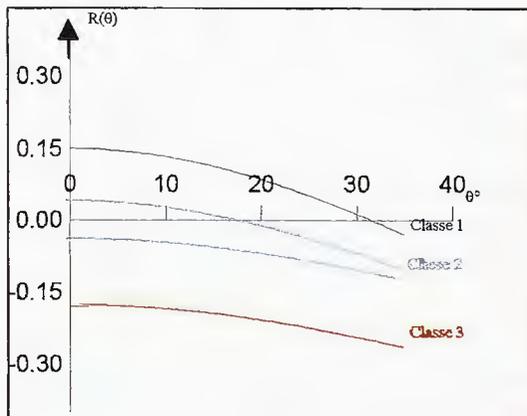


Fig. 6 - classification de Rutherford
Rutherford's classification

ANALYSE AVO SUR DES DONNEES REELLES

L'étude AVO est réalisée sur le profil sismique A100, situé dans le prospect Gourara (sud ouest de l'Algérie). La région présente deux réservoirs principaux : les grès de l'Ordovicien et du Tournaisien. Le réservoir dans cette région présente une porosité d'environ 7% et une bonne perméabilité. La colonne du gaz est importante et la production moyenne est environ 240000 m³ par jour.

Le traitement classique est mené de sorte à obtenir une qualité optimale des données sismiques (fig. 7), pour servir de guide aux opérations nécessaires pour obtenir une section sismique en amplitudes préservées (fig. 8).

Les principales étapes de traitement réalisées sont:

- Compensation des pertes d'énergie par transmission et par divergence sphérique.
- Déconvolution réduisant la distorsion des formes de l'ondelette.
- Egalisation d'amplitudes et corrections statiques résiduelles basées sur la compatibilité surface pour l'atténuation des anomalies superficielles et du relief.
- Analyses de vitesse et application des corrections dynamiques avec une fonction mute adéquate.

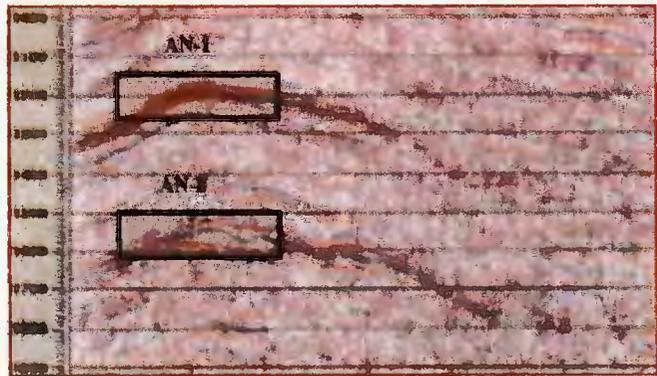


Fig. 7 - Section finale migrée
sans préservation d'amplitudes relatives

*Final migrated section
without relative amplitudes preservation*

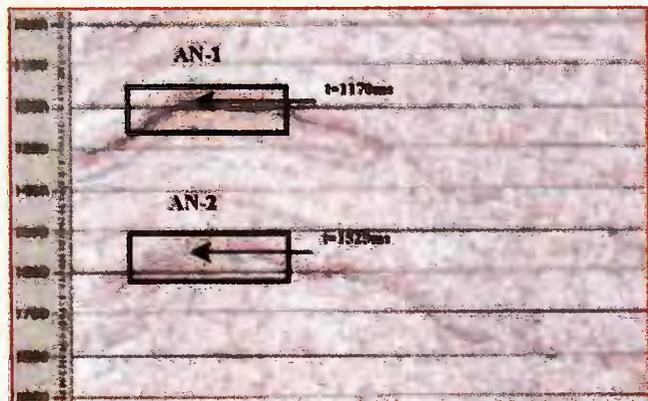


Fig. 8 - Section finale migrée avec préservation
d'amplitudes relatives

*Final migrated section with relative
amplitudes preservation*

Le profil sismique (fig. 8) présente deux anomalies d'amplitude [AN-1(Tournaisien) et AN-2 (Ordovicien)] qui sont l'objet de notre étude AVO. L'analyse AVO est réalisée sur des sections à plages offsets partielles, sur des sections d'attributs AVO et sur des reports graphiques (crossplots).

SECTIONS SISMQUES A PLAGES D'OFFSETS

Des sections à plages d'offsets constantes (fig.9,10 et 11), ont été établies afin d'apprécier les éventuelles anomalies AVO.

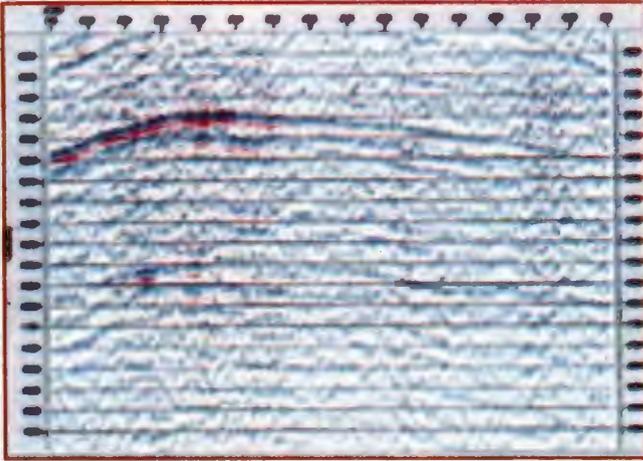


Fig. 9 - Section Stack avec des offsets proches (150-675m)

Partial stack section with near offsets (150 - 675m)



Fig. 10 - Section Stack avec des offsets moyens (750 - 1275 m)

Partial stack section with middle offsets (750 - 1275m)

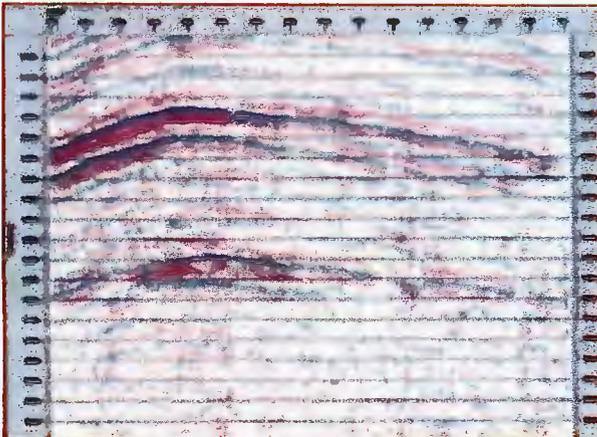


Fig. 11 - Section Stack avec des offsets lointains (1350-1875 m)

Partial stack section with far offsets (1350 - 1875m)

Ces sections montrent une augmentation des amplitudes avec l'augmentation de l'offset, impliquant un gradient AVO pour l'horizon AN1 ($t=1170\text{msec}$ au CDP 330). L'horizon plus profond AN2 ($t=1525\text{msec}$ au CDP 330), présente aussi une augmentation d'amplitude avec l'offset.

SECTIONS D'ATTRIBUTS AVO

Des sections d'attributs ont été réalisées pour chacune des deux anomalies afin de confirmer ou d'infirmar l'interprétation précédente.

Le premier objectif (fig.12) présente:

- Un fort coefficient de réflexion à incidence normale (intercepte $R_{pp}(0)$).
- Un fort gradient AVO (G).
- Un produit $R_{pp}(0)*G$ consistant.
- Un bon facteur fluide.

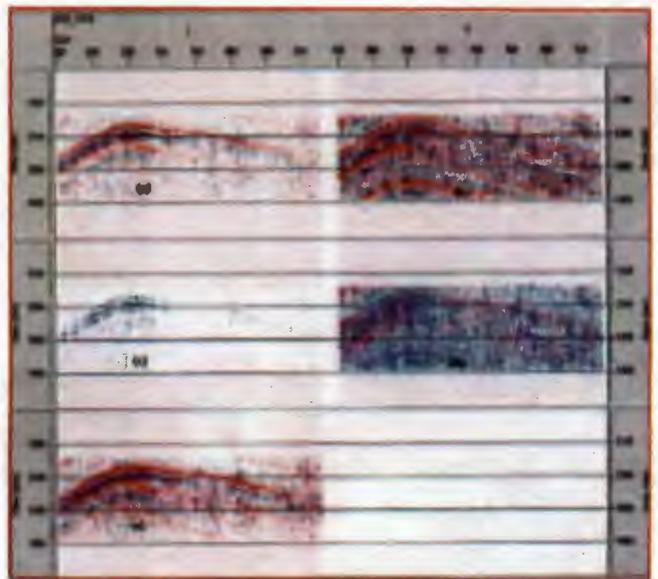


Fig.12 - Attributs AVO du 1^{er} objectif

AVO attributes of first target

- (a) Intercepte (*Intercept*), (b) Gradient (*Gradient*),
 (c) Intercepte * Gradient (*Intercept*Gradient*),
 (d) signe(Intercepte)* Gradient (*Intercept sign*Gradient*),
 (e) facteur fluide (*fluid factor*).



Fig.13 - Attributs AVO du 2^{me} objectif

AVO attributes of second target

(a) Interceptée (*Intercept*), (b) Gradient (*Gradient*), (c) Interceptée * Gradient (*Intercept*Gradient*), (d) signe(Interceptée)* Gradient (*Intercept sign*Gradient*), (e) facteur fluide (*fluid factor*).

Le deuxième objectif (fig. 13) présente:

- Un coefficient de réflexion à incidence normale moyen.
- Un gradient AVO (G) assez consistant.
- Un faible produit ($R_{pp}(0)*G$).
- Un facteur fluide moyen

Les crossplots des figures 14 et 15 montrent l'effet combiné de l'interceptée et du gradient de l'analyse AVO. Ils présentent un nuage de points sous forme d'une ellipse (ellipse Bleue) pour la fenêtre de temps choisie.

La tendance globale de la fenêtre du temps choisie (en jaune sur les sections) est représentée par le polygone serré jaune-droite- (ligne des fluides) passant par l'origine du repère. Les points contenus dans le polygone noir, dans le troisième quadrant, correspondent

à une tendance de compressibilité forte due à la présence du gaz au sommet du réservoir.

Les nuages de points en noir sur les deux sections interceptée et gradient correspondent à la zone anormale occupée par les gaz. Les points jaunes définissent les zones d'incompressibilité.

Le gradient en général est nul pour les roches compactes et est consistant pour des roches imprégnées de fluides et grand pour les gaz, quelque soit la classe du réservoir (classes de Rutherford).

La première anomalie est interprétée comme un réservoir de la classe 3; il est associé aux accumulations de gaz. La deuxième anomalie correspondrait à un réservoir moins poreux saturé de gaz.

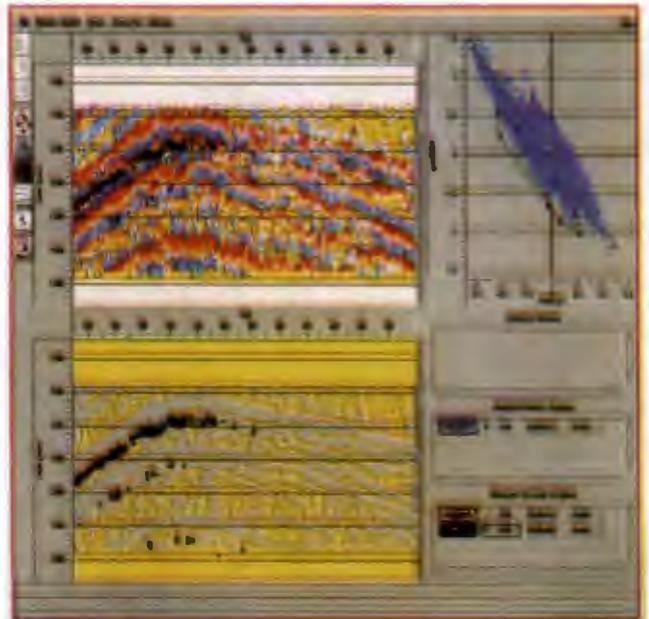


Fig.14 - Crossplot AVO de la première anomalie.

AVO crossplot of first anomaly

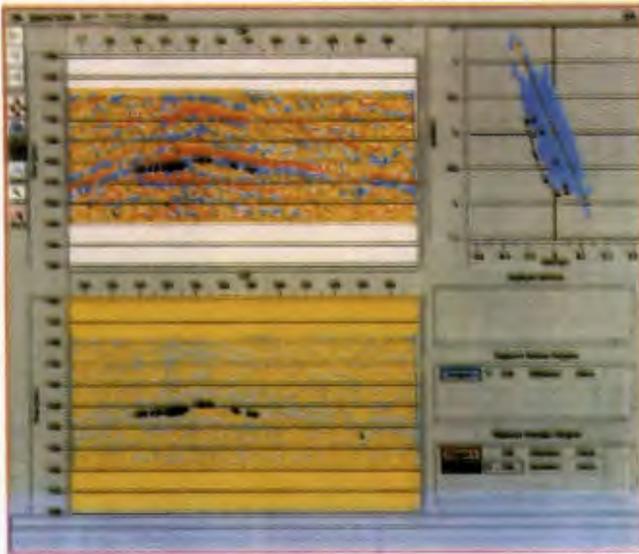


Fig.15 - Crossplot AVO de la deuxième anomalie.

AVO crossplot of second anomaly

CONCLUSION

Notre analyse AVO a confirmé les résultats obtenus dans un puits proche qui présente un bon réservoir productif de l'Ordovicien (deuxième anomalie) et un réservoir Tournaisien productif de troisième classe (première anomalie).

La présence de biseaux sur la section sismique A100 présente l'éventualité d'existence de pièges stratigraphiques, qu'il serait utile de détailler avec une sismique de haute résolution.

Pour mener une étude structurale et stratigraphique plus robuste, il est nécessaire de choisir un meilleur échantillonnage, une couverture multiple plus importante et un maillage sismique plus fin pour assurer la continuité inter-puits dans le bassin.

Les considérations lithologiques et la détection des hydrocarbures peuvent ainsi être tirées à partir de l'estimation des attributs AVO par modélisation AVO directe et inverse.

Aujourd'hui, l'analyse AVO est devenue un outil important en recherche pétrolière pour la prédiction de la lithologie et des types de fluides dans les roches réservoirs.

En Algérie, nous en sommes aux premiers essais de la méthode.

BIBLIOGRAPHIE

- ANTONIO, C.B. RAMOS, AUGUST 1998. AVO processing calibration. The leading edge.
- BADDARI, K., DJEDDI, M., 1994. Elément de seismologie. Office des Publications Universitaires, 1-05-3917, Alger.
- JOHN P. CASTAGNA AND MILO M., BACKUS, TUSLA 1993. Offset dependent reflectivity - Theory and practice of AVO analysis. *Investigation in geophysics* N°. 8, SEG.
- MARK, SAMS, JULY 1998. Yet another perspective on AVO crossplotting. The leading edge, P.911-917.
- ROB SIMM, ROY WHITE, RICHARD UDEN, FEBRUARY 2000. the anatomy of AVO crossplots. The leading edge., Vol. 19,N0. 2, P.151-155.
- SUBHASHIS MALLICK, JULY - AUGUST 1995. Model-based inversion of amplitude variation with offset data using a genetic algorithm, *Geophysics*, Vol. 60, N°.4, P.939-954.
- SHUEY, R.T., 1985. A simplification of the Zoeppritz equations: *Geophysics*, 50, P.609-614.