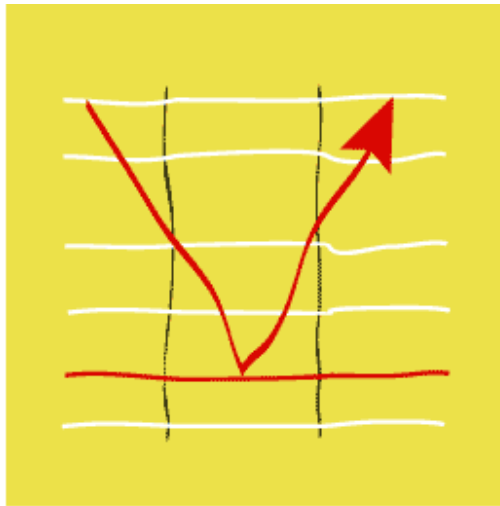


SISMIQUE DE PUITS



Cours online de géophysique
Université de Lausanne · Institut Français du Pétrole

Professeur

Jean-Luc Mari

Table des matières

Sismique de puits	3
1 Introduction	3
2 Mise en œuvre	3
2.1 Les tirs en surface	4
2.2 Les tirs en puits	7
2.3 La sismique de puits à puits.	8
3 La sonde de puits	9
4 Traitement	11
4.1 Première séquence : la phase de pré-traitement.	15
4.2 Seconde séquence : le <u>pointé</u> des temps des premières arrivées.	16
4.3 Troisième séquence : la séparation des ondes	17
4.4 Quatrième séquence : Obtention de l'image sismique	18
4.4.1 Obtention de l'image sismique lorsque émetteur et récepteur sont situés sur une même normale aux couches	18
4.4.2 Obtention de l'image sismique lorsque émetteur et récepteur ne sont pas situés sur une même normale aux couches	22
5 Exemples d'imagerie et d'applications de la sismique de puits	29
5.1 Calage de la sismique de surface	29
5.2 Prédiction sous le puits par ballade sismique	30
5.3 Sismique de puits <u>transposée</u> en cours de forage	31
5.4 Imageries par étude tomographique	34
5.5 Sismique de puits et pendagemétrie	36
5.6 Sismique de puits et monitoring	41
6 Conclusion	43
7 Bibliographie	44
7.1 Ouvrages :	44
7.2 CD Rom :	44
7.3 Articles :	44

SISMIQUE DE PUITS

1 Introduction

La méthode géophysique la plus utilisée pour déterminer les structures du sous-sol est la méthode sismique. La mise en œuvre la plus répandue est celle de type couverture multiple en sismique réflexion. Cette technique fournit une échographie du sous-sol à 2 ou 3 dimensions (figure 1). Pour obtenir un calage en profondeur plus précis que celui obtenu en utilisant les vitesses issues des données sismiques de surface, les géophysiciens utilisent des données de puits telles que carottage sismique et diagraphie sonique, et plus récemment les informations extraites de la sismique de puits.

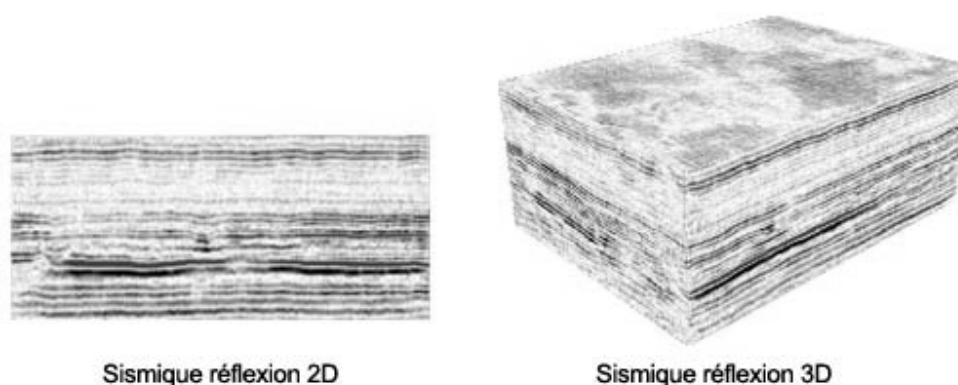


Figure 1 : Imagerie du sous – sol. A : sismique réflexion 2D , B : sismique réflexion 3D

La sismique de puits est utilisée pour une meilleure connaissance du gisement en phase d'exploration, mais peut être également utilisée en phase d'exploitation en sismique répétitive pour l'étude du gisement au cours du temps (monitoring).

2 Mise en œuvre

On peut distinguer trois types de sismique de puits : tir en surface avec récepteur dans le puits, tir dans le puits avec récepteur en surface, tir dans un puits avec récepteur dans un autre puits .

2.1 Les tirs en surface

Le profil sismique vertical (PSV) est la mise en œuvre de sismique de puits la plus couramment utilisée. Cette mise en œuvre nécessite une source sismique située en surface, un géophone de puits ancré successivement à différentes cotes profondeur. La source a une position fixe. Elle est en général située à l'aplomb du géophone de puits quelle que soit sa profondeur. La sismique de puits a une résolution verticale métrique à décimétrique et une investigation latérale de quelques dizaines à plusieurs centaines de mètres. La figure 2 montre un enregistrement de PSV non traité obtenu au puits appelé B. Dans cette représentation, l'axe horizontal représente les différentes profondeurs du géophone de puits, l'axe vertical représente le temps d'écoute. Dans cet exemple la profondeur du capteur varie entre 1045 et 105 m, la source de surface est faiblement déportée (30 m) par rapport à la tête de puits. La distance entre deux positions successives du géophone dans le puits varie de 3 à 23 m. Après traitement, le PSV fournit une trace sismique sans multiples directement comparable à la section sismique de surface passant au voisinage du puits. Contrainte par les données diagraphiques (sonique et densité) elle fournit au puits et sous le fond du puits un log d'impédance acoustique.

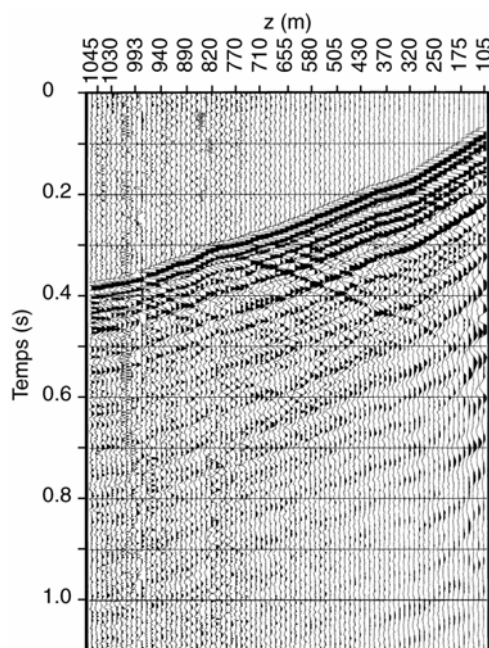


Figure 2 : Exemple de PSV. Puits B. (document : Gaz de France)

Une façon d'augmenter l'investigation latérale du PSV consiste à déporter la source par rapport au puits. Cette mise en œuvre est appelée Profil Sismique Vertical Déporté (Offset VSP) ou Profil Sismique Oblique (PSO). L'image obtenue après traitement est dans ce cas une section sismique en couverture simple. La figure 3 est un exemple d'imagerie par PSO avec un faible offset de la source (70 m). L'axe horizontal représente la distance du point miroir par rapport au puits.

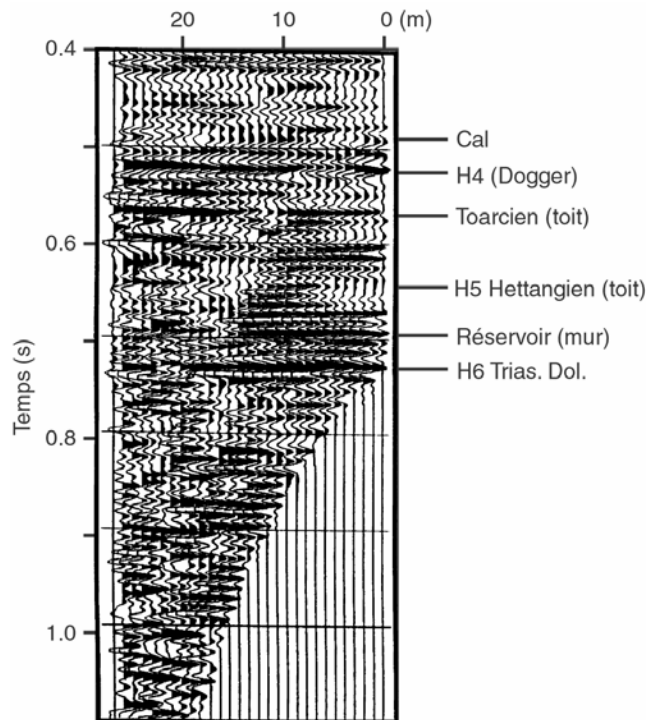


Figure 3 : Exemple d'imagerie par PSV déporté (document : Gaz de France)

Une Ballade Sismique ou Walkaway est un ensemble de PSV déportés, la source occupant successivement plusieurs positions correspondant à des déports croissants par rapport à la gueule de trou. L'image obtenue après traitement est une section en couverture multiple de faible degré. La figure 4 illustre la mise en œuvre d'une ballade sismique.

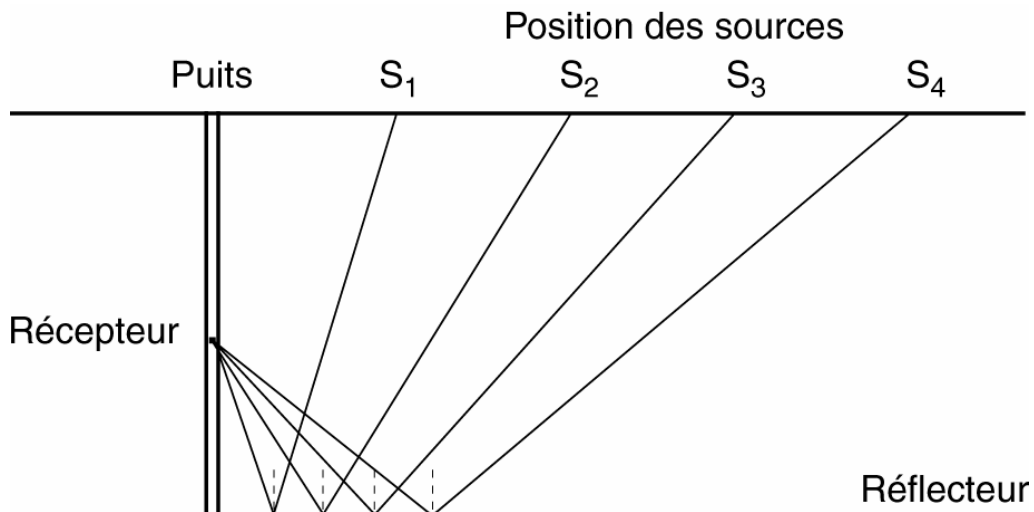


Figure 4 : La ballade sismique

Dans cette mise en œuvre le nombre de positions du géophone de puits est généralement limité. La figure 5 montre un exemple d'imagerie par ballade sismique. L'investigation latérale d'une ballade sismique est cependant limitée (de quelques centaines de mètres au kilomètre) par rapport à celle d'un profil classique de sismique réflexion. Ceci souligne le caractère d'étude locale du réservoir par sismique de puits.

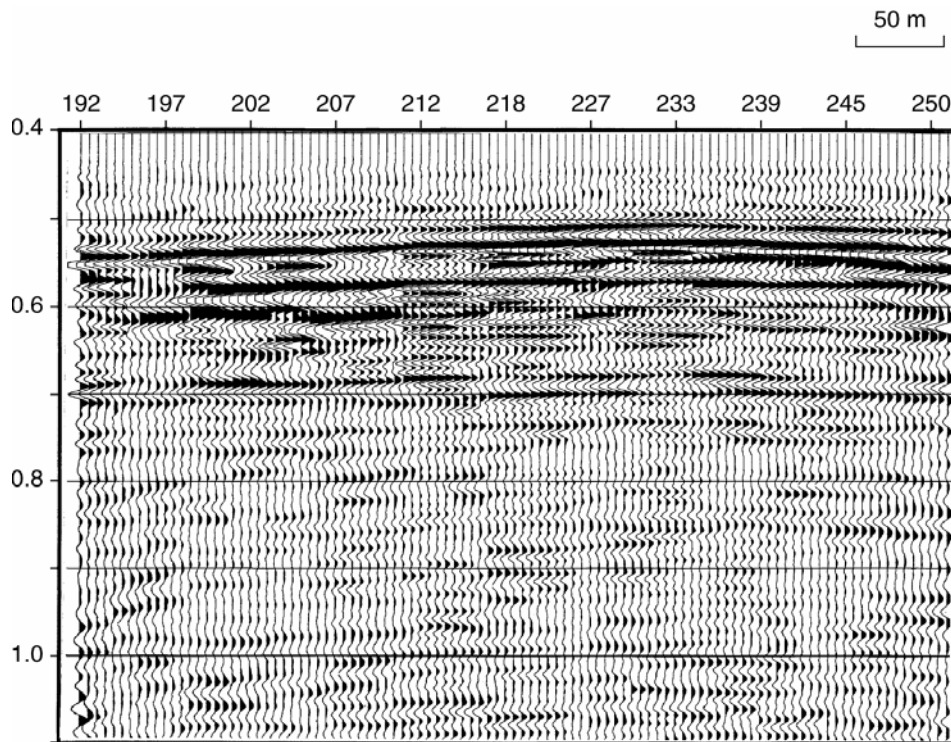


Figure 5 : Exemple d'imagerie par ballade sismique (document : Gaz de France - IFP)

2.2 Les tirs en puits

Un PSV classique est généralement mis en œuvre avec une source de surface et un géophone de puits. Il peut être enregistré en utilisant une source de puits et un géophone en surface. On parle alors de PSV transposé ou de sismique de puits transposée. Les PSV ou PSO (Profil Sismique Oblique) permettent d'obtenir une image du réservoir en dessous du puits. En cours de forage on peut utiliser comme source de puits l'outil de forage lui-même, ce qui permet d'obtenir au fur et à mesure de l'avancement une image des formations non encore forées (prédiction sous le puits). La figure 6 montre une comparaison entre un PSV transposé obtenu avec l'outil de forage comme source (drill-bit), et le PSV classique obtenu dans le même puits après forage avec une source en surface et un géophone de puits.

Les PSV présentés en figure 6 ont subi un traitement fournissant des traces sismiques comparables à celles de la sismique réflexion de surface.

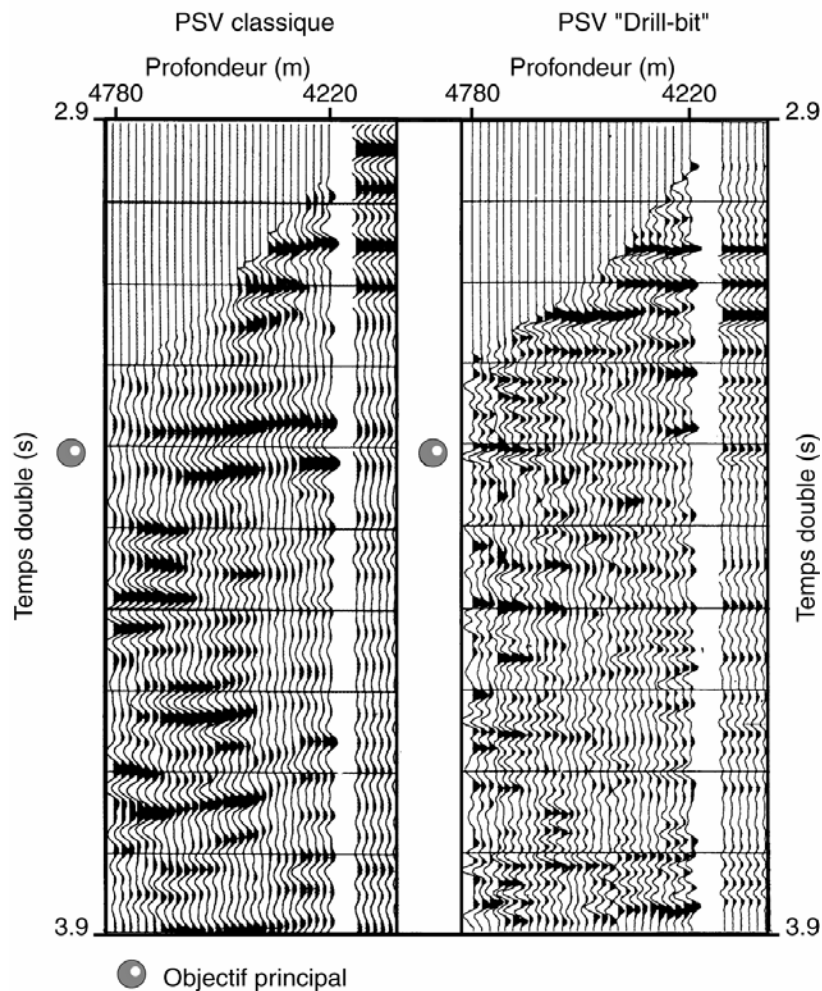


Figure 6 : Comparaison entre PSV transposé (drill-bit) et PSV classique (d'après Miranda et al., 1996)

2.3 La sismique de puits à puits.

La sismique de puits à puits est mise en œuvre avec une source dans un puits et un géophone dans un autre puits. Elle peut fournir des images des formations entre les puits sous forme de sections en sismique réflexion donnant les contrastes d'impédance acoustique (figure 7) ou de modèles de vitesses obtenus par inversion des temps de première arrivée (tomographie par transmission, figure 8).

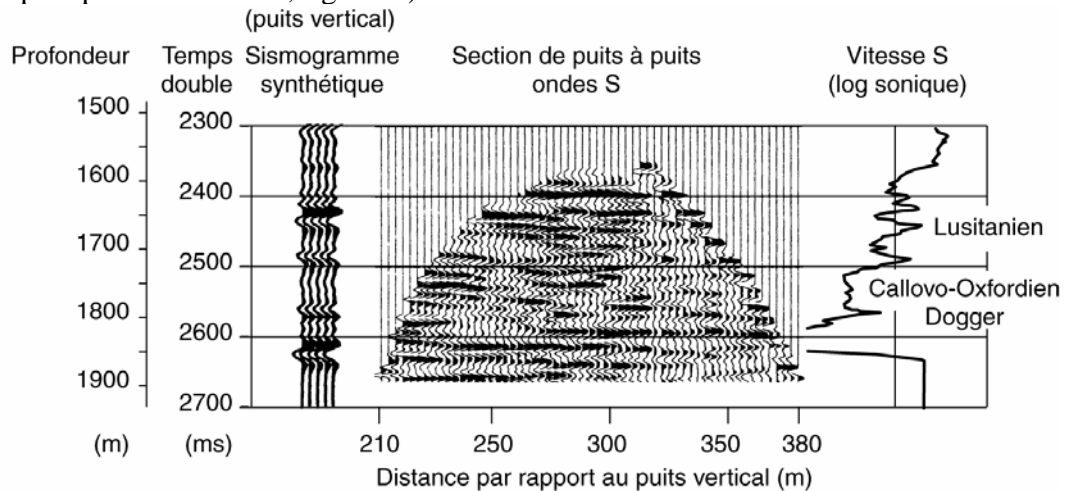


Figure 7 : Exemple de sismique de puits à puits en réflexion en ondes S entre un puits vertical et un puits dévié (d'après Becquey et al., 1992)

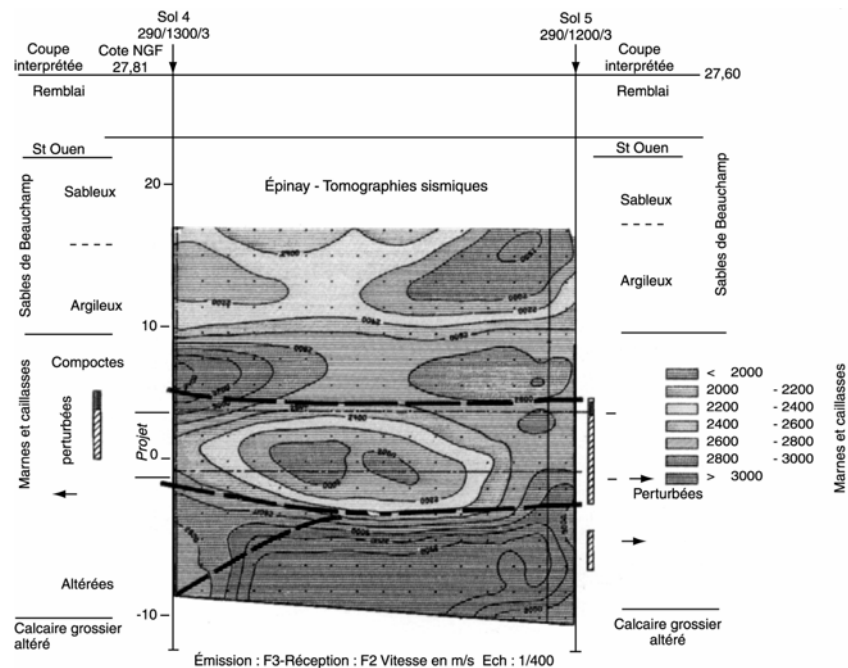


Figure 8 : Exemple de tomographie par transmission en génie civil (document : F. Lantier, consultant)

L'ensemble des différentes mises en œuvre de sismique de puits peut être regroupé sous le terme général de profil sismique de puits.

3 La sonde de puits

Classiquement, un profil sismique de puits s'exécute au moyen d'émissions sismiques en surface et d'une écoute faite dans le puits. Cette dernière est effectuée grâce à une sonde de puits particulier que l'on fait stationner successivement à différentes profondeurs.

La sonde de puits comprend un capteur, généralement à trois composantes, un système d'ancrage, une unité de numérisation (pour les outils récents).

L'acquisition peut être faite avec un capteur unique ou une antenne de capteurs composée d'un outil maître et d'un ensemble de satellites.

Un exemple de sonde équipée d'un géophone 3 composantes, d'un hydrophone et d'un inclinomètre est présenté en figure 9.

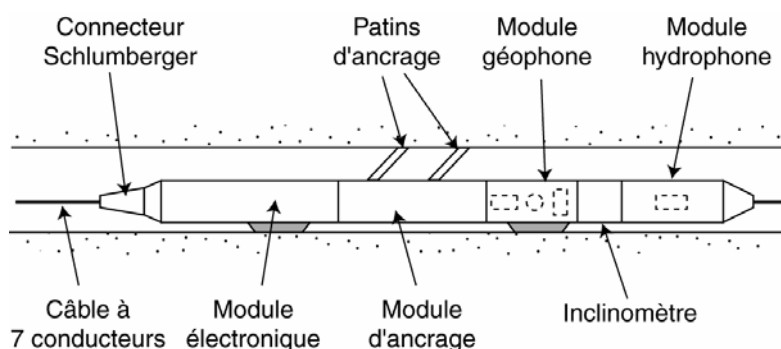


Figure 9 : Sonde de puits SPH CGG- IFP : schéma de l'outil

Dans le but de réduire le temps d'acquisition de la sismique de puits et donc le coût d'immobilisation des puits, la plupart des systèmes de réception dans le domaine pétrolier sont des sondes multiples regroupant un outil maître et des outils satellites. Elles permettent l'enregistrement simultané sur plusieurs cotes et sont particulièrement utiles lors d'enregistrements de type ballade sismique. L'outil maître comprend le système télémétrique qui permet la transmission de l'information du fond vers la surface. Chacun des outils comprend un système d'ancrage et un module sismique. Parmi les systèmes disponibles sur le marché, nous présentons deux exemples.

La partie gauche de la figure 10 montre un schéma de l'outil maître du système de réception "Combinable Seismic Imager" (CSI) de la société Schlumberger. Dans le module sismique les géophones sont montés sur cardan et découplés du corps de l'outil pour obtenir une meilleure qualité du signal sismique. La partie droite donne la configuration classique d'utilisation du système CSI.

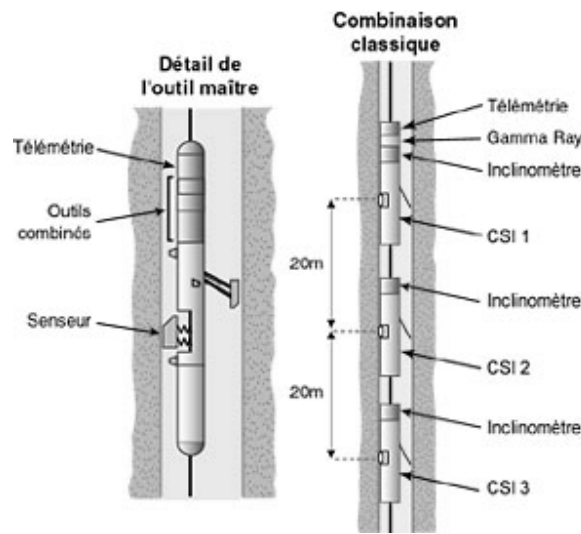


Figure 10 : schéma de l'outil CSI (d'après un document Schlumberger)

Dans le système SST 500 de la Compagnie Générale de Géophysique illustré par la figure 11, chaque outil satellite est équipé de géophones 3 composantes et d'un hydrophone en option. L'acquisition sismique peut être réalisée en utilisant au maximum 16 outils satellites avec géophones 3 composantes, ou 12 outils satellites avec géophones 3 composantes et hydrophone. Ce type d'outil minimise le temps d'occupation du puits pour les acquisitions de type ballade sismique.



Figure 11 : photo des satellites de l'outil SST 500 (document : CGG)

La source de surface est une source sismique classique (vibrateur, chute de poids en terrestre, canon à air ou à eau en marine). Pour les applications de génie civil on peut utiliser un marteau.

Les opérations de sismique de puits peuvent être réalisées en puits verticaux, déviés ou horizontaux, en trou ouvert ou tubé.

La distance ΔZ entre 2 positions du géophone de puits doit être faible (quelques mètres) pour permettre le traitement des données et éviter tout phénomène d'aliasing. Une règle simple s'applique :

$$\Delta Z \leq V_{\min} / 2 F_{\max}$$

V_{\min} : vitesse minimale de la formation

F_{\max} : fréquence maximale enregistrée

Exemple : $V_{\min} = 1500 \text{ m/s}$

$F_{\max} = 150 \text{ HZ}$

$$\Delta Z \leq 5 \text{ m}$$

Le déport D de la source dépend de la profondeur H de l'objectif. Pour une imagerie par réflexion, les angles d'incidence ne doivent pas dépasser 30 degrés. Une règle pratique donne $D < 3/4 H$

4 Traitement

Un enregistrement PSV est composé d'ondes montantes et descendantes, P et S, ainsi que des modes guidés d'interface liés à la présence du puits et du fluide. Les modes guidés couramment appelés ondes de tube sont des ondes de Stoneley.

Le PSV de la figure 12 montre un fort niveau d'ondes de tube notées TW1 à TW6. Les ondes de surface générées par la source créent un champ d'ondes de tube (TW1) qui se réfléchit en fond de puits (TW2), et au toit d'une zone poreuse et perméable située à 440 m de profondeur (TW3). TW3 se réfléchit de nouveau à la surface au contact fluide – air (TW4). L'onde P descendante pénétrant la zone perméable à 440 m donne naissance à une onde de tube (TW5) qui se réfléchit en fond de puits (TW6). On peut noter également des ondes de tube secondaires à vitesse apparente lente dues à l'outil. On peut quelquefois utiliser les ondes de Stoneley pour obtenir des renseignements concernant la vitesse des ondes de cisaillement et la perméabilité des formations traversées par les puits.

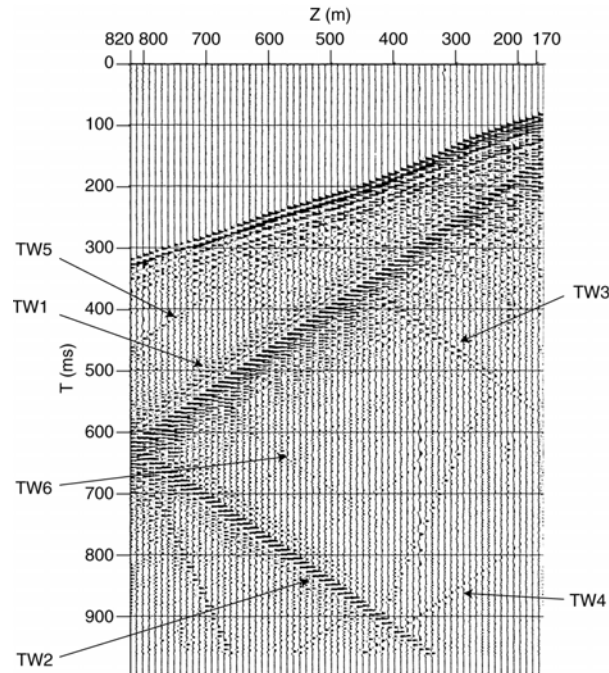


Figure 12 : Exemple de PSV avec ondes de tube (document : Gaz de France – IFP).

La figure présente un PSV synthétique calculé en utilisant l'équation des ondes 1D, pour un modèle à deux couches sur un substratum infini. La première couche a 200m d'épaisseur avec une vitesse de 1400m/s et une densité de 2.12 g/cm³. La deuxième couche a 150m d'épaisseur, une vitesse de 2400m/s et une densité de 2.25 g/cm³. Le substratum a une vitesse de 3400m/s et une densité de 2.45 g/cm³. Dans la simulation le signal sismique est un signal à phase nulle de bande passante 0-90 Hz. Le PSV est calculé pour 54 cotes espacées de 10m dans l'intervalle de profondeur 0-530m. La simulation a été réalisée au pas d'échantillonnage de 0.5 ms. L'axe horizontal représente les positions du géophone de puits exprimées en numéro de trace.

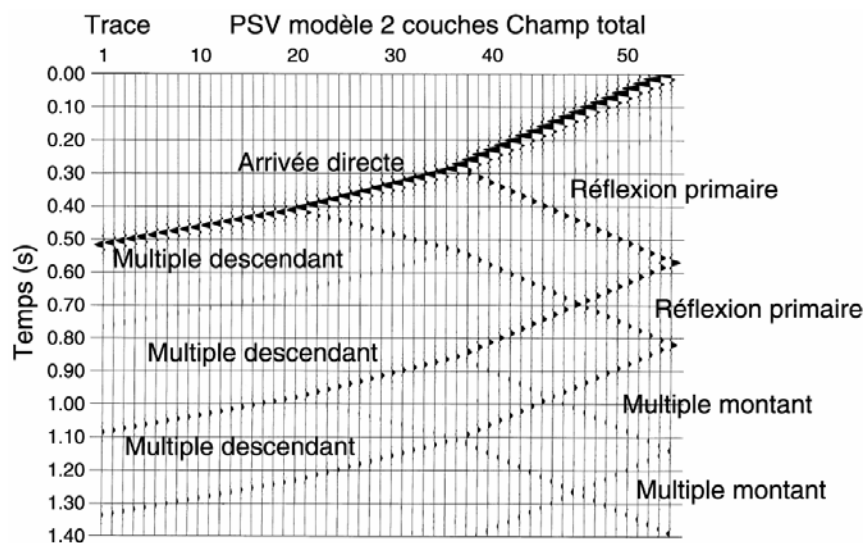


Figure 13 : Propagation des ondes en PSV. Exemple synthétique

Les ondes de volume descendantes sont les ondes émises par la source, formant les arrivées directes et l'ensemble des événements multiples descendants créés par les marqueurs situés au-dessus du géophone de puits. Les ondes de volume montantes sont les ondes réfléchies primaires ou multiples montants.

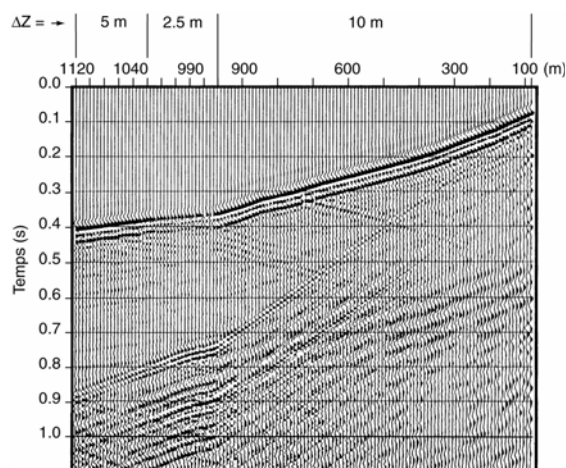


Figure 14 : Exemple de PSV réel. (document : Gaz de France – IFP).

La section PSV (figure 14), enregistrée au puits nommé A, est composée de 130 traces. Elle montre l'onde descendante directe, un ensemble d'arrivées réfléchies montantes coupant l'arrivée directe et des ondes de tube descendantes réfléchies au fond du puits.

Lorsque la source est déportée on observe des phénomènes de conversion. Pour bien comprendre la propagation des ondes il est nécessaire d'enregistrer les données sur des capteurs multi composantes.

Les figures 15 et 16 montrent un PSV déporté enregistré avec un géophone de puits à deux composantes, verticale Z et horizontale H. Sur les deux composantes la première arrivée est l'onde directe P. On observe une onde descendante S de vitesse apparente faible mais plus marquée sur la composante horizontale. Les ondes montantes sont visibles sur les deux composantes, la vitesse apparente des ondes S étant plus faible que celle des ondes P.

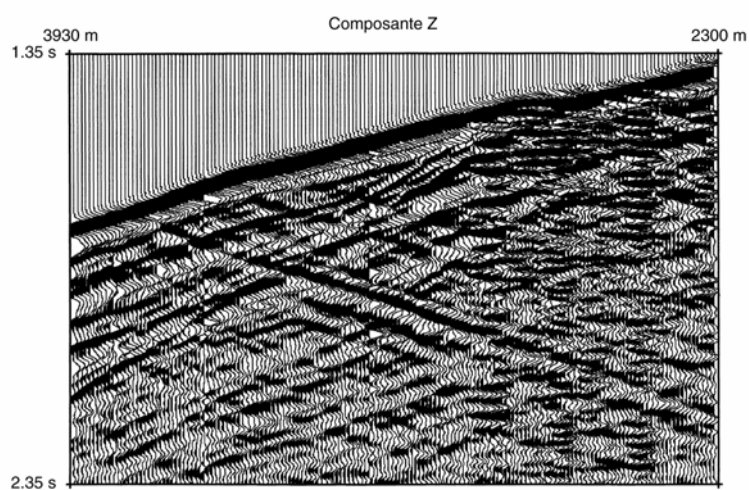


Figure 15 : Exemple de PSV déporté enregistré avec un géophone de puits à deux composantes : composante Z (d'après J. Mars et al.,1999)

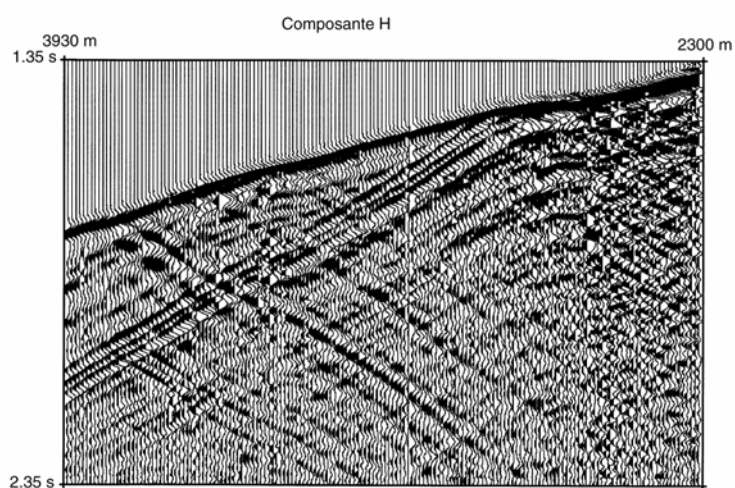


Figure 16 : Exemple de PSV déporté enregistré avec un géophone de puits à deux composantes : composante H (d'après J. Mars et al.,1999)

Dans le cas de la sismique de puits à puits (figure 17), le champ d'onde observé est complexe.

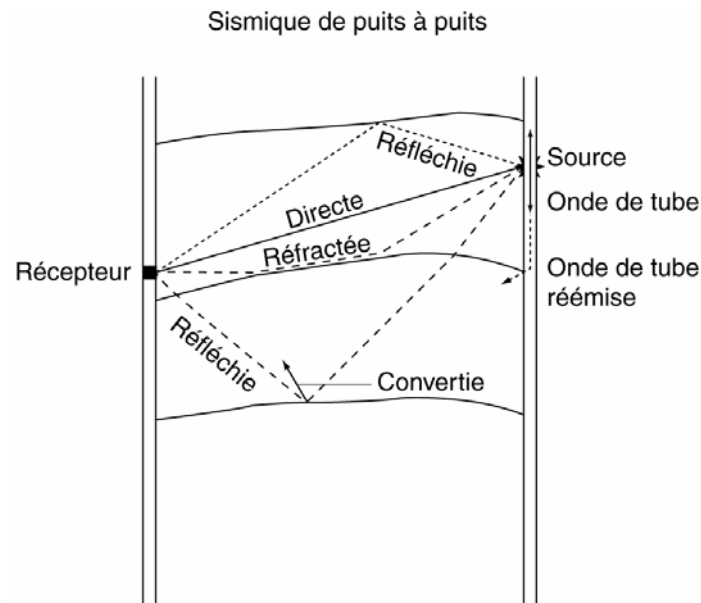


Figure 17 : Trajet des ondes en sismique de puits à puits

D'une manière générale on observe :

L'onde directe

Les ondes réfléchies et ou réfractées sur des marqueurs situés au-dessus ou en dessous de la position du récepteur, avec et sans phénomène de conversion.

Des ondes de conversion créées par les ondes de tube générées par la source. Ces phénomènes de conversion, ondes de tube- ondes de volume, se produisent aux limites des couches associées à de forts contrastes d'impédance acoustique et en fond de puits.

Quelle que soit la géométrie d'acquisition le traitement des données peut être subdivisé en plusieurs séquences.

4.1 Première séquence : la phase de pré-traitement.

- Le démultiplexage des données ;
- La corrélation, si la source sismique est une source vibratoire située en surface ou si la source est l'outil de forage;
- La correction de l'effet de fluctuation de signature ;
- Les corrections de rotation d'outil et de déviation de puits ;
- L'élimination des enregistrements de mauvaise qualité ;
- La sommation des enregistrements obtenus à la même cote ;
- Les corrections de type divergence sphérique et absorption ;
- Le tri en composantes, si l'outil de puits utilisé est à trois composantes.

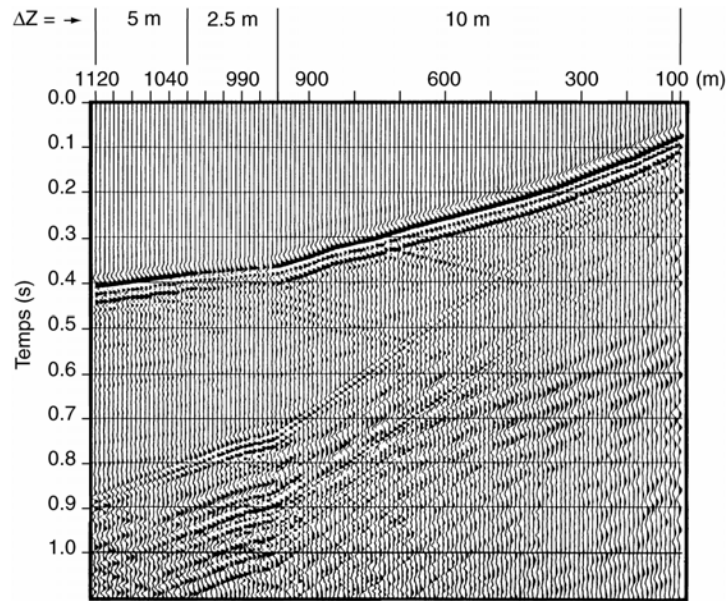


Figure 18 : PSV après pré-traitement – Puits A. (document : Gaz de France – IFP).

La section (figures 14 et 18) est constituée de 130 traces acquises entre 80 et 1125m. Elle montre des ondes descendantes, un groupe d'ondes réfléchies montantes et des ondes de tube.

4.2 Seconde séquence : le pointé des temps des premières arrivées.

La seconde séquence de traitement consiste à pointer les temps des premières arrivées qui fournissent la loi temps- profondeur et les différents logs de vitesse (figure 19).

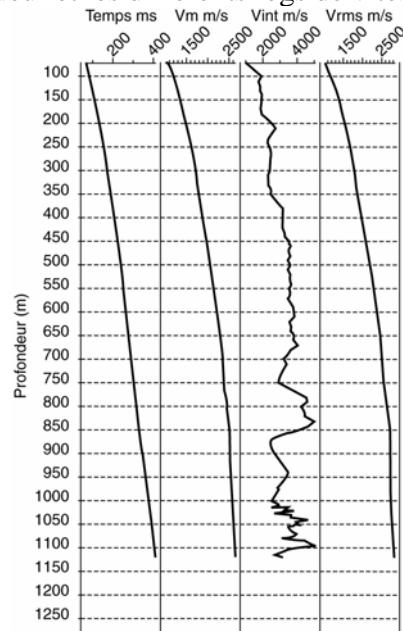


Figure 19 : Logs sismiques au puits A (document : Gaz de France – IFP) Vm: vitesse moyenne, Vint: vitesse d'intervalle, Vrms : vitesse moyenne quadratique.

4.3 Troisième séquence : la séparation des ondes

La troisième séquence de traitement consiste à séparer les différentes ondes

L'enregistrement de sismique de puits est composé d'ondes de volume de type P et/ou S descendantes et montantes, ainsi que des modes guidés d'interface liés à la présence du puits (ondes de tube).

Les ondes descendantes sont des ondes émises par la source formant les arrivées directes et l'ensemble des événements multiples créés par les marqueurs sismiques situés au-dessus du géophone de puits. Les ondes de volume montantes sont des ondes réfléchies primaires et multiples. Seules les ondes réfléchies primaires prennent naissance au niveau des premières arrivées.

Sur l'enregistrement, les ondes descendantes sont caractérisées par des vitesses apparentes ($\Delta z / \Delta t$) positives, les ondes montantes par des vitesses apparentes négatives.

La séparation des ondes montantes et descendantes est basée de façon explicite ou implicite dans les différentes méthodes de séparation, sur le fait que les deux types d'ondes ont des vitesses apparentes de signe opposé. Ces méthodes de séparation d'ondes peuvent être divisées en deux catégories (Mari, Glangeaud et Coppens, 1997):

Les méthodes qui nécessitent que la section sismique de puits soit horizontalisée sur le temps de la première arrivée (onde directe) l'arrivée directe avant que l'algorithme de séparation ne soit appliqué.

Les méthodes qui ne nécessitent pas d'horizontalisation.

Parmi les méthodes ou filtres appartenant à la première catégorie on peut citer:

Le filtre par somme et différence

Le filtre médian

Le filtre de Wiener

Le filtre en vitesse apparente si la distance entre cotes n'est pas régulière

Le filtre par décomposition en valeurs principales (SVD).

Les filtres appartenant à la deuxième catégorie sont:

Les filtres basés sur la matrice spectrale (SMF)

Les méthodes paramétriques.

Le filtre en vitesse apparente si la distance entre cotes est régulière.

Il existe des méthodes de séparation non basées sur le critère de vitesse apparente, notamment les filtres de polarisation pour l'extraction des ondes P et des ondes S.

Il est souvent nécessaire de combiner plusieurs méthodes pour obtenir une séparation d'ondes optimale. En PSV déporté, par exemple, on utilisera un filtre en vitesse apparente pour séparer les

ondes montantes et descendantes, suivi d'un filtre de polarisation pour séparer ondes P et ondes S.

4.4 Quatrième séquence : Obtention de l'image sismique

Après séparation des ondes, la séquence de traitement qui aboutit à l'image sismique optimale pour l'interprétation géologique diffère selon qu'il s'agisse d'une mise en œuvre avec émetteur et récepteur sur une même normale aux couches ou non.

4.4.1 Obtention de l'image sismique lorsque émetteur et récepteur sont situés sur une même normale aux couches

C'est le cas le plus simple qui correspond au puits vertical foré dans un milieu à couches horizontales, la source étant située proche de la gueule du trou. La séquence de traitement comprend:

- La déconvolution des ondes montantes par les ondes descendantes. Quelle que soit la position du géophone, le signal descendant est le champ des ondes descendantes incluant les multiples descendants créés par les marqueurs situés au dessus du géophone. Le signal montant est la convolution du signal descendant par la suite des coefficients de réflexion situés sous le géophone, là où les multiples montants peuvent être négligés. Le traitement de déconvolution permet de s'affranchir à la fois du signal de la source et des multiples descendants.
- L'horizontalisation des ondes montantes déconvoluées. Cette opération rend l'enregistrement PSV comparable en temps (temps double) à un enregistrement de sismique réflexion de surface.
- L'obtention de la trace somme PSV. Les ondes montantes déconvoluées et horizontalisées sont sommées dans un couloir suivant immédiatement la première arrivée. Le résultat est une trace somme comparable à un film synthétique sans multiples dans la bande de fréquences du signal reçu. Elle est donc comparable à la trace sismique obtenue par la sismique de surface après sommation en couverture multiple.

Les figures 20 à 24 présentent la séquence classique de traitement d'un PSV :

.

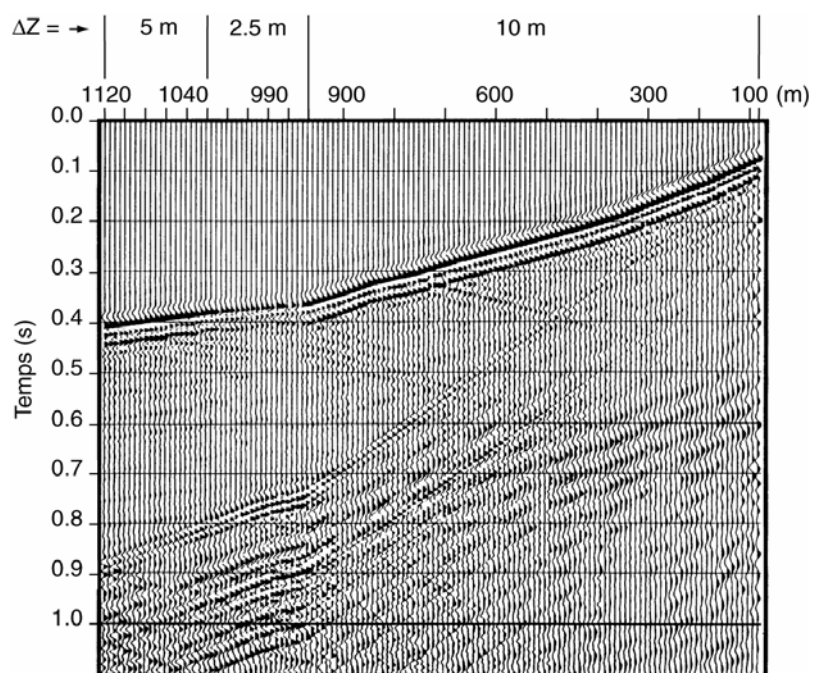


Figure 20 : Traitement classique d'un PSV : Après pré-traitement (document : Gaz de France – IFP).

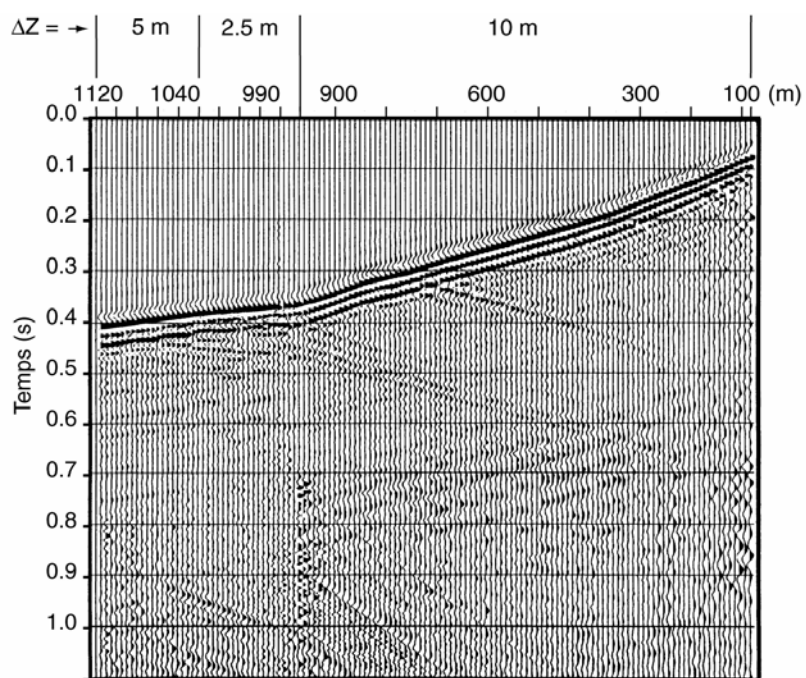


Figure 21: Traitement classique d'un PSV : Filtrage des ondes de tube. (document : Gaz de France – IFP).

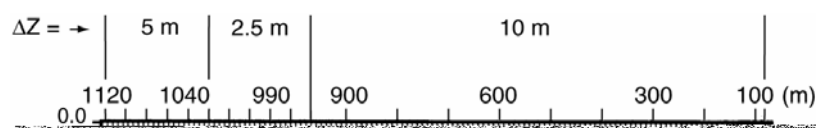


Figure 22: Traitement classique d'un PSV : Extraction et horizontalisation des ondes descendantes. (document : Gaz de France – IFP).

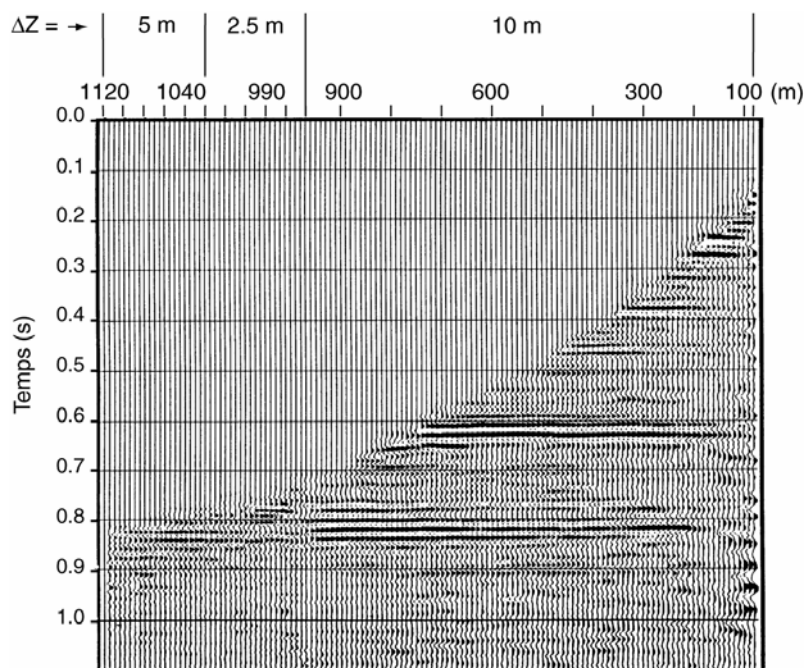


Figure 23: Traitement classique d'un PSV : Extraction et horizontalisation des ondes montantes. (document : Gaz de France – IFP).

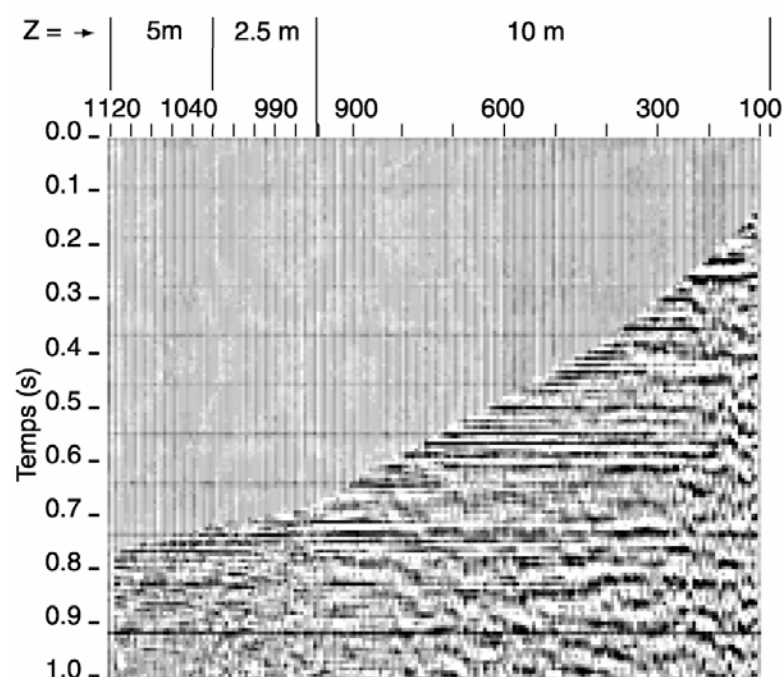


Figure 24 A: Traitement classique d'un PSV : Déconvolution des ondes montantes par les ondes descendantes. (document : Gaz de France – IFP).

Les données ont été acquises avec un déport de source d'environ 50m. Le traitement a été effectué en négligeant le déport, l'image obtenue est une trace unique appelée trace somme présentée en figure 24 B.

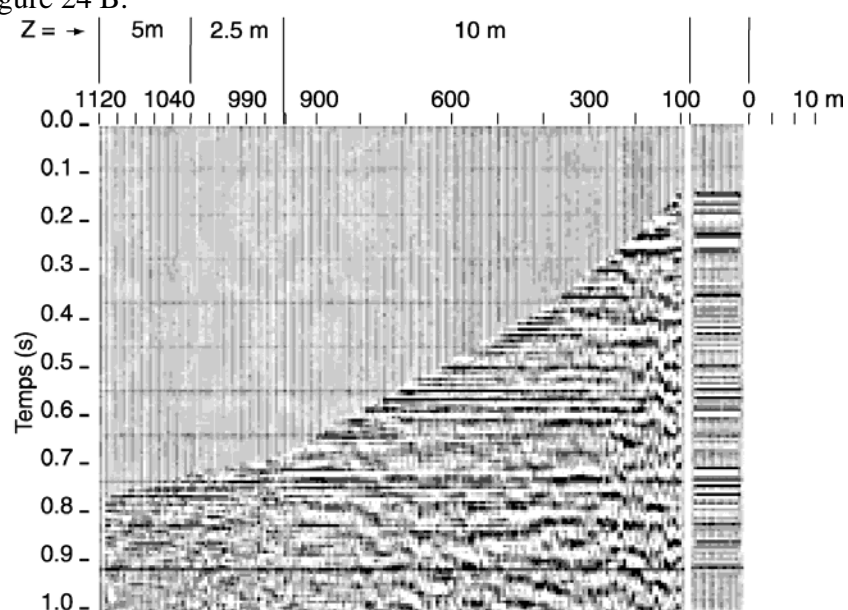


Figure 24 B: Traitement classique d'un PSV : trace somme (document : Gaz de France – IFP).

La section présentée en figure 24 C (partie droite) appelée section PSV migrée a été obtenue après un traitement qui prend en compte le fait que la source et le capteur ne sont pas strictement sur la même verticale. Cet aspect est abordé au paragraphe suivant.

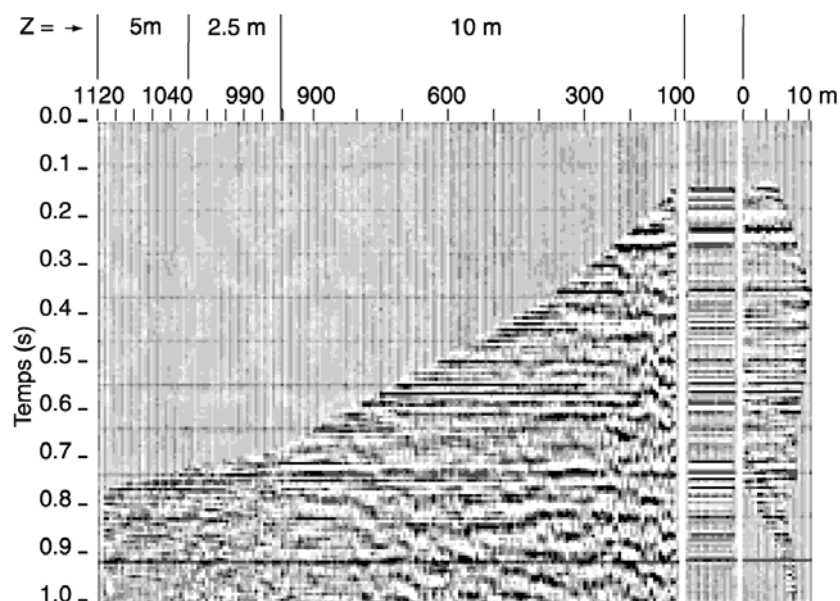


Figure 24 C: Traitement classique d'un PSV :section migrée. (document : Gaz de France – IFP).

4.4.2 Obtention de l'image sismique lorsque émetteur et récepteur ne sont pas situés sur une même normale aux couches

C'est le cas le plus général qui s'applique au PSV déporté, au PSV en puits dévié, à la ballade sismique et à la sismique de puits à puits. La séquence de traitement comprend:

- La déconvolution des ondes montantes. L'opérateur de déconvolution est unique. Il est extrait des traces de fond de puits et permet de s'affranchir du signal source
- La correction dynamique et la mise en temps double des ondes montantes déconvoluées. La correction dynamique a pour but de compenser l'obliquité induite par le déport de la source. Elle a pour objet de prendre en compte la géométrie d'acquisition. Pour cette correction, il est nécessaire de connaître le modèle de vitesse. .
- La migration: La méthode la plus couramment utilisée en PSV est celle proposée par Wyatt et Wyatt (1982). La section sismique PSV obtenue après migration est directement comparable à une section sismique réflexion de surface. La section PSV migrée classiquement appelée VSP-CDP stack a une investigation latérale de quelques dizaines à quelques centaines de mètres.

L'exemple suivant montre une section sismique obtenue à l'aide de données enregistrées dans un puits fortement dévié sur le champ de Wytch farm. pour le compte de BP-Amoco et de ses partenaires.

Les données de puits ont été acquises dans le puits dévié F18 (qui atteint un maximum de déviation de 88.5°) avec une source vibratoire située à une distance de 1865 m (Jerry's Point (JP)) par rapport à la tête de puits. Les données ont été acquises en utilisant un géophone de puits à 3 composantes de type CSI (Combinable Seismic Imager Tool de la société Schlumberger). Le géophone de puits est équipé de capteurs de fréquence naturelle 10 Hz. Les filtres à l'acquisition sont un filtre coupe-bas à 2 Hz avec une pente de 6 dB/oct et un filtre coupe-haut à 330 Hz avec une pente de 30 dB/oct. Le signal vibratoire a été émis dans la bande passante 10 - 80 Hz. La durée du balayage en fréquence (sweep) est de 16 secondes.

Le modèle de vitesse utilisé pour traiter les données de sismique de puits a été créé en utilisant les informations fournies par la sismique de surface et les lois de vitesse déduites de l'ensemble des puits situés au voisinage du puits F18. Le modèle de vitesse a été affiné par inversion des temps pointés de premières arrivées en minimisant l'écart entre les temps mesurés et les temps calculés par l'algorithme d'inversion. L'écart entre les temps calculés et mesurés n'excède pas 3 ms. La figure 25 montre le modèle de vitesse, la trajectoire du puits, les différentes positions du géophone de puits, la localisation des points d'émission. Les tracés de rai montrent pour chaque point source le trajet suivi par l'onde descendante.

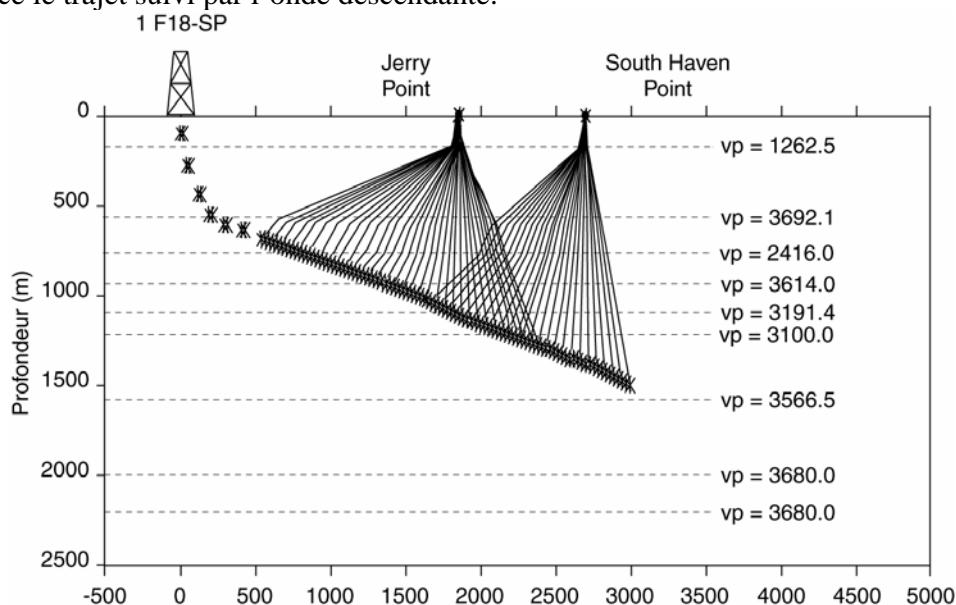


Figure 25 : PSV en puits dévié. Modèle de vitesse et trajectoire du puits (document BP exploration)

Les figures 26 à 32 décrivent la séquence de traitement appliquée aux données puits obtenues avec la source localisée au point Jerry (JP). Les différentes phases de traitement sont:

- Filtrage en fréquence et récupération d'amplitude. Les données sismiques ont été filtrées dans la bande passante 5-80 Hz et compensées de l'effet de divergence sphérique par application d'une loi de gain. Chaque trace PSV a été ensuite normalisée sur l'arrivée directe pour compenser les pertes par transmission. Le résultat de ce pré-traitement est présenté en figure 26. L'axe horizontal de la section PSV représente la longueur de câble filé le long de la trajectoire du puits.

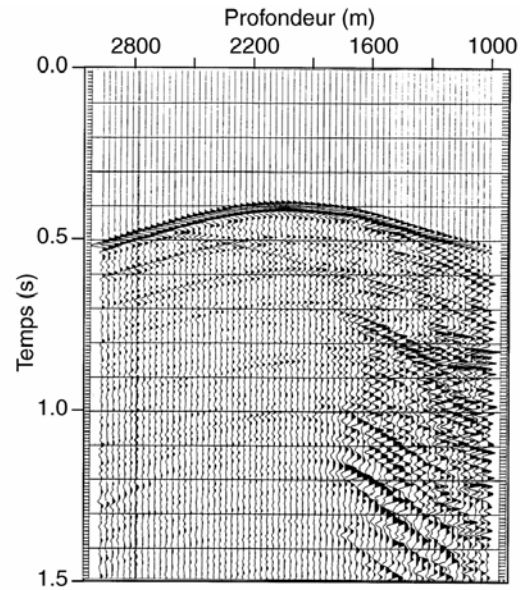


Figure 26 : PSV en puits dévié. Filtrage en fréquence et récupération d'amplitude (document BP exploration)

- Pointé des temps de première arrivée et séparation des ondes. La section PSV a été horizontalisée sur les temps pointés des premières arrivées. Un filtre médian à 7 termes a été appliqué aux données horizontalisées pour extraire les ondes descendantes qui sont présentées en figure 27. La section en ondes descendantes a été soustraite aux données initiales. La section résidu a été corrigée des temps de premières arrivées pour ramener chaque trace PSV à son temps initial. La section PSV résidu, présentée en figure 28, montre principalement les ondes montantes.

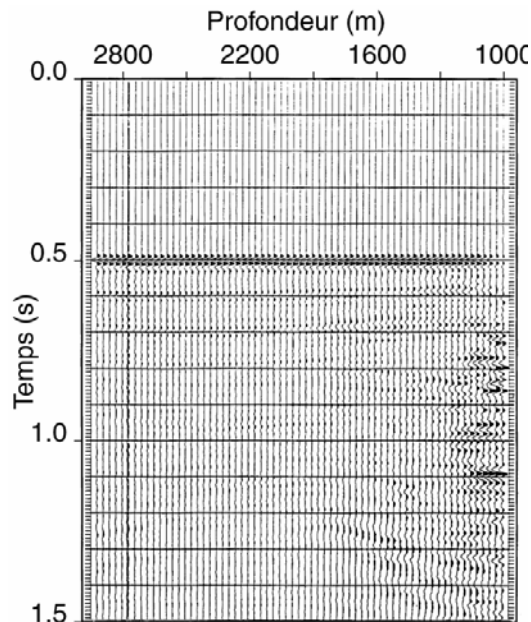


Figure 27 : PSV en puits dévié. Ondes descendantes mises à l'horizontal (document BP exploration)

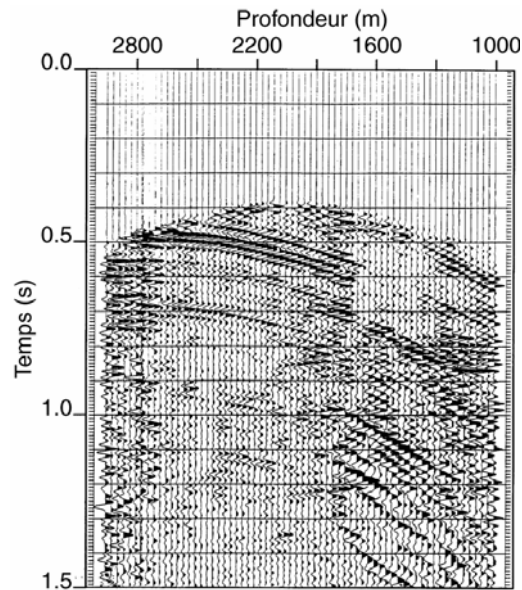


Figure 28 : PSV en puits dévié. Section PSV résidu document BP exploration)

- Déconvolution. Une déconvolution de type Wiener-Levinson a été appliquée aux ondes descendantes (figure 29) et aux ondes montantes (figure 30). L'opérateur calculé sur le champ descendant dans le but de transformer l'ondelette descendante en un signal à phase nulle est appliqué sur les champs montant et descendant. Pour chaque cote PSV, un opérateur différent est calculé.

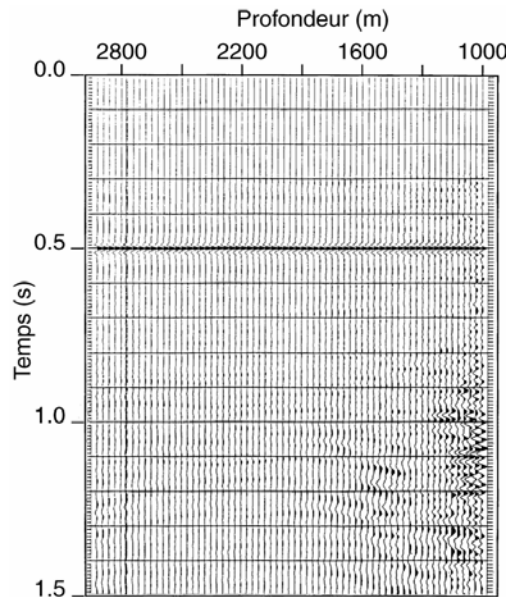


Figure 29: PSV en puits dévié. Ondes descendantes après déconvolution de Wiener (document BP exploration)

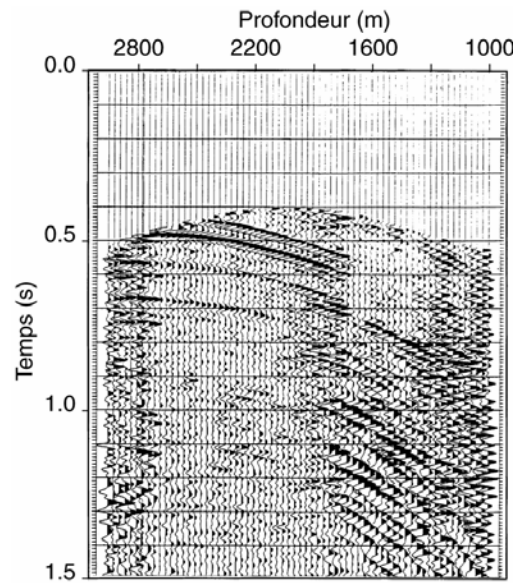


Figure 30 : PSV en puits dévié. Ondes montantes après déconvolution de Wiener (document BP exploration)

- Obtention de l'image sismique. L'image sismique est obtenue à partir de la section en ondes montantes déconvoluées. Cette opération est réalisée en 4 étapes:
 1. Calcul du modèle de vitesse.
 2. Corrections dynamiques et mise en temps double des ondes montantes (figure 31)

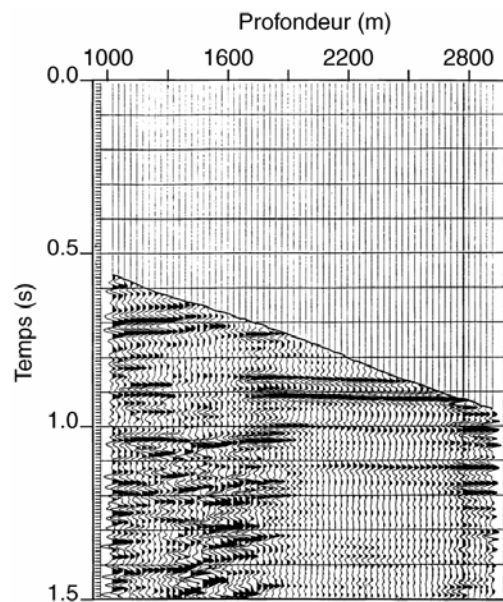


Figure 31 : PSV en puits dévié. Ondes montantes après déconvolution de Wiener et corrections dynamiques. (document BP exploration)

3. Calcul des lignes d'égale abscisse X des points miroir. La figure 32 montre la répartition des lignes d'égale abscisse X (iso-X) sur la section présentée en figure 31 après application d'une loi de gain. La distance entre deux lignes iso-X a été choisie à 25 m.

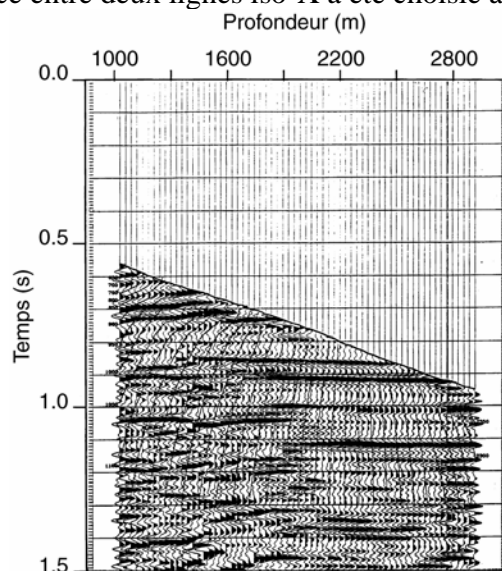


Figure 32 : PSV en puits dévié. Ondes montantes après déconvolution de Wiener et corrections dynamiques. Lignes d'égale abscisse X (iso-X) présentées tous les 50 m(document BP exploration)

4. Migration selon la méthode de Wyatt (1982). La section PSV migrée est présentée en figure 33. L'axe horizontal représente la distance horizontale entre le puits (abscisse 0 m) et les différents points miroir. La distance entre deux points miroir est de 25 m. L'investigation latérale de la section PSV est de l'ordre de 1000 m. La section est rejouée en polarité normale selon la convention SEG. En polarité normale, une onde de compression montante réfléchiée par un réflecteur associé à une augmentation d'impédance acoustique est représentée par une valeur négative de l'amplitude (phase blanche).

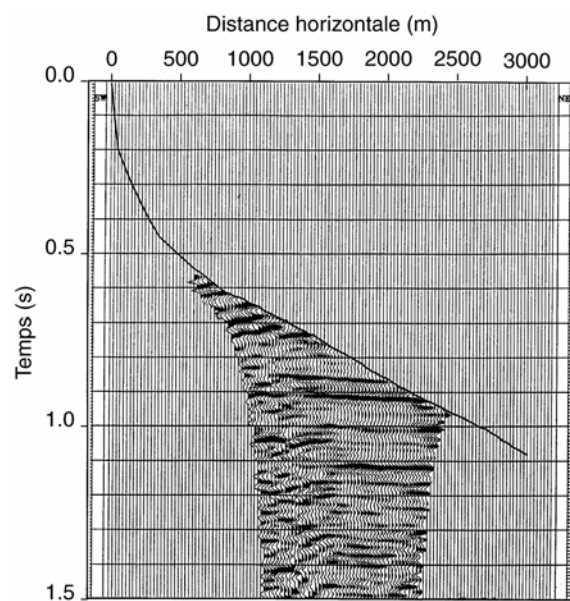


Figure 33: PSV en puits dévié. Section migrée (document BP exploration)

5 Exemples d'imagerie et d'applications de la sismique de puits

5.1 Calage de la sismique de surface

La figure 34 présente le calage d'une section sismique de surface passant par les puits A et B. La distance entre les deux puits est de 1600 m. Le calage est effectué en utilisant les ondes montantes déconvoluées des PSV enregistrés aux puits A et B.

La même séquence de traitement a été appliquée aux puits A et B. . La figure 35 montre le calage de la sismique de surface sur les traces somme PSV.

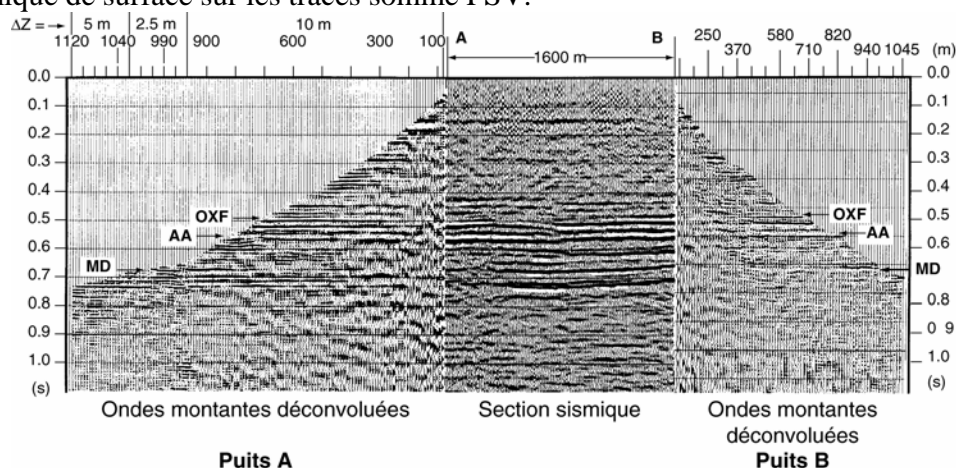


Figure 34 Corrélation entre les données de sismique de surface et de puits (document Gaz de France).

La figure 35 montre le calage de la sismique de surface sur les traces somme PSV.

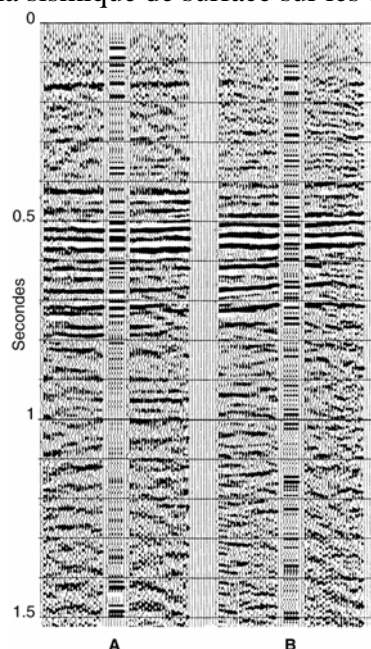


Figure 35 Corrélation entre les données de sismique de surface et les traces somme PSV (document Gaz de France).

5.2 Prédiction sous le puits par ballade sismique

Cet exemple (figure 36) montre un ensemble de PSV déportés acquis sur une antenne réceptrice composée de 15 capteurs permanents situés dans l'intervalle de profondeur 540 – 680m (déport maximal de la source 800m). L'axe horizontal représente les positions successives de la source située en surface.

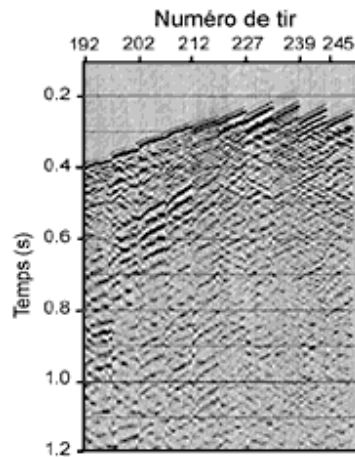


Figure 36 Ballade sismique. Données initiales acquises sur l'antenne de capteurs permanents. (document Gaz de France).

La figure 37 montre la section somme obtenue après une séquence de traitement comprenant: édition, compensation d'amplitude, séparation d'ondes, corrections dynamiques, sommation de type VSP-CDP, corrections statiques et filtrage en fréquence et vitesse apparente. Elle donne une image de la subsurface comparable à celle fournie par la sismique réflexion de surface.

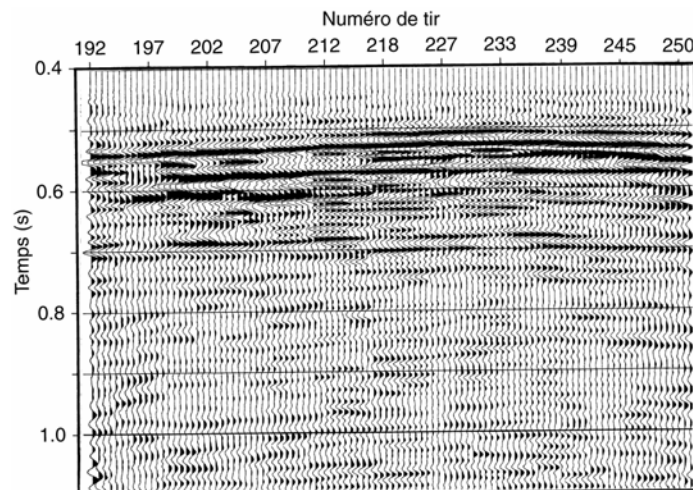


Figure 37 Ballade sismique. Section somme (document Gaz de France).

Sur la figure 38, nous avons un PSV classique, avec un déport de 70m, enregistré dans l'intervalle 100-1040m, avec:

En A la section PSV avec un traitement prenant en compte le déport.

En B la trace somme PSV sans prise en compte du déport.

Nous avons aussi fait figurer une section de type ballade sismique. La section de type ballade sismique a été obtenue à l'aide de capteurs permanent situés entre 540 et 680m. Elle montre des horizons sismiques cohérents à plus de 100m, la prédiction sous le dernier capteur est donc d'environ 400m.

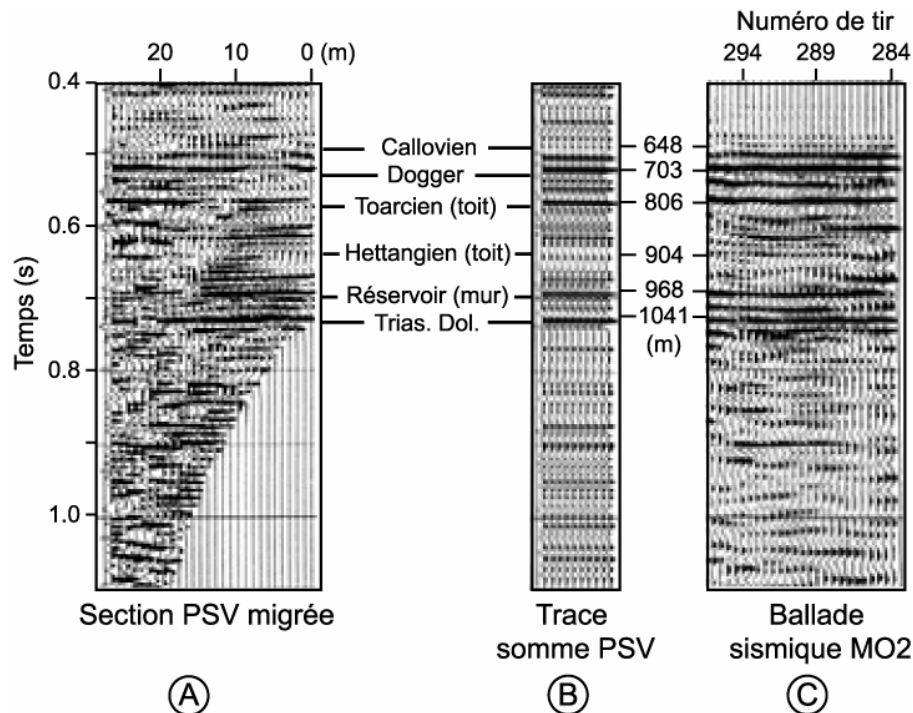


Figure 38 Corrélation entre les sections sismiques de puits et la lithologie (document Gaz de France).

5.3 Sismique de puits transposée en cours de forage

La possibilité d'utiliser un ou plusieurs capteurs situés sur l'unité de forage et des capteurs plantés à la surface du sol pour obtenir des informations géophysiques sur les terrains traversés en cours de forage et des images sismiques a été largement discutée par de nombreux auteurs, notamment Staron et al. (1988), Ng et al. (1990), Naville et al. (1994). Miranda et al. (1996) montrent l'impact de la sismique de puits en cours de forage sur les puits d'exploration.

La figure 39 schématise le principe de mise en œuvre d'une sismique de puits transposée. L'unité de forage est composée d'un derrick et d'une garniture de forage (drill stem). La garniture de forage comprend les tiges de forage (DP drill pipes) et une partie inférieure appelée BHA (Bottom Hole Assembly). La BHA comprend les masses tiges (drill collar), les stabilisateurs, le moteur de fond, éventuellement un système de mesures (MWD measurement while drilling), une

coulisse de battage, un absorbeur de chocs. Sous la *BHA* se trouve l'outil de forage proprement dit (trépan, tricône,...) qui sert de source sismique lors du forage. Les ondes sismiques générées par l'outil de forage sont de deux types : celles qui se propagent dans la formation et qui serviront à l'imagerie (ondes 1, figure 39) et celles qui se propagent dans la garniture de forage et qui seront transmises à la formation par réfraction (ondes 2, figure 39). Les ondes 2 sont des bruits organisés indésirables pour l'imagerie. Un capteur situé sur la garniture de forage enregistre les propagations d'ondes guidées dans la garniture. Habituellement le capteur qui est un accéléromètre à axe vertical est situé au sommet de la garniture de forage. L'introduction d'un absorbeur de chocs ou amortisseur (shock absorber ou shock sub) dans la *BHA* amortit les vibrations dans la garniture de forage et réduit l'amplitude des ondes se propageant dans la garniture (Naville et al., 1994)

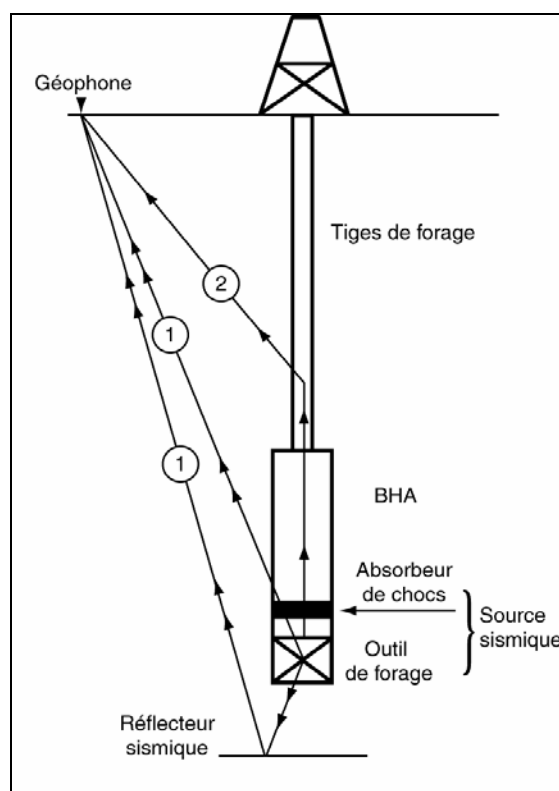


Figure 39 : Principe de mise en œuvre d'une sismique de puits transposée (d'après Naville)

Le dispositif de mise en œuvre industrielle d'une sismique de puits transposée est présenté en figure 40. Il comprend l'unité de forage avec une *BHA* équipée préférentiellement d'un absorbeur de chocs, un équipement de mesure à mémoire commandé par transmission électromagnétique (société Geoservices) comprenant une unité de fond et une unité de surface interfacée avec l'enregistreur sismique de surface, des capteurs sismiques disposés sur la garniture de forage (en surface et / ou au fond), un ensemble de géophones de surface connectés à l'enregistreur sismique de surface.

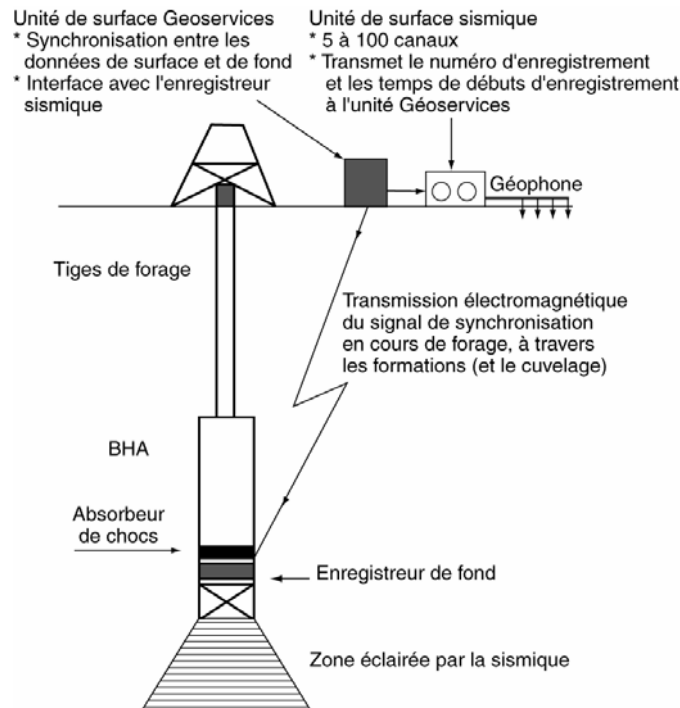


Figure 40 : Dispositif de mise en œuvre d'une sismique de puits transposée (Naville et al.,1994)

Le dispositif sismique d'écoute en surface est composé d'un ensemble de géophones à axe vertical ou à 3 composantes disposés suivant une ligne pour une imagerie en 2D ou répartis sur une surface pour une imagerie en 3D. La position et l'orientation des capteurs de surface sont parfaitement connues. Le pré-traitement des données sismiques consiste à déconvoluer ou à corrélérer les enregistrements des géophones de surface par l'enregistrement du capteur situé sur la garniture de forage

La figure 41 montre un exemple d'imagerie par PSV transposé réalisé en cours de forage en utilisant le système de transmission TRAFOR mis en œuvre sur un site Gaz de France (Naville et al., 1994). La corrélation des enregistrements de surface est faite en utilisant l'enregistrement de fond obtenu sur un accéléromètre à axe vertical situé dans la *BHA* en dessous d'un absorbeur de chocs. La zone d'émission correspond à l'intervalle de profondeurs comprises entre 800 et 950 m. La section PSV transposée a une investigation latérale de 370 m par rapport à l'axe du forage. La figure 41 montre de gauche à droite une comparaison entre 3 méthodes indépendantes :

- un film synthétique obtenu en utilisant les diagraphies sonique et de densité. Le film synthétique est filtré dans la bande passante 10 – 80 Hz
- la trace somme d'un PSV classique acquis après forage du puits
- la section sismique obtenue à l'aide du PSV transposé acquis en cours de forage

On peut constater une excellente corrélation entre les différents sismogrammes à proximité du puits. La sismique de puits transposée a une prédiction sous le puits de 400 ms.

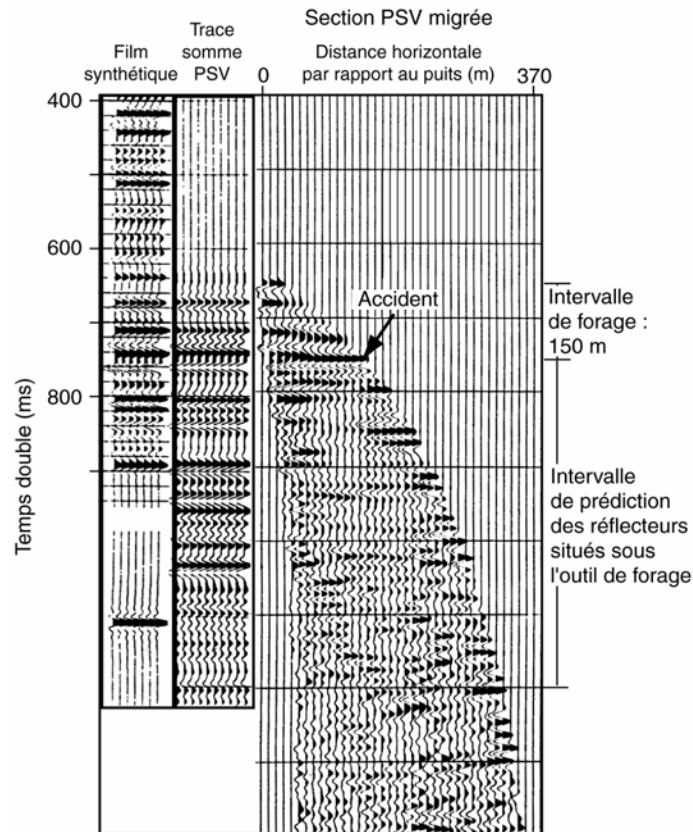


Figure 41 : Sismique de puits en cours de forage. Courtesy Gaz de France (d'après Naville et al., 1994)

5.4 Imageries par étude tomographique

Lorsque l'on dispose de deux ou plusieurs puits une étude tomographique peut être effectuée pour décrire finement la zone située entre les deux puits.

Plusieurs mises en œuvre sont possibles:

- Tomographie par transmission.
- Tomographie par réflexion.
- Tomographie par diffraction.

La figure 42 est un exemple de tomographie par transmission en génie civil, réalisée dans des puits verticaux à l'avant d'un tunnelier servant à la pose d'un égout de gros diamètre. Elle montre une altération importante de la roche dans la zone du projet.

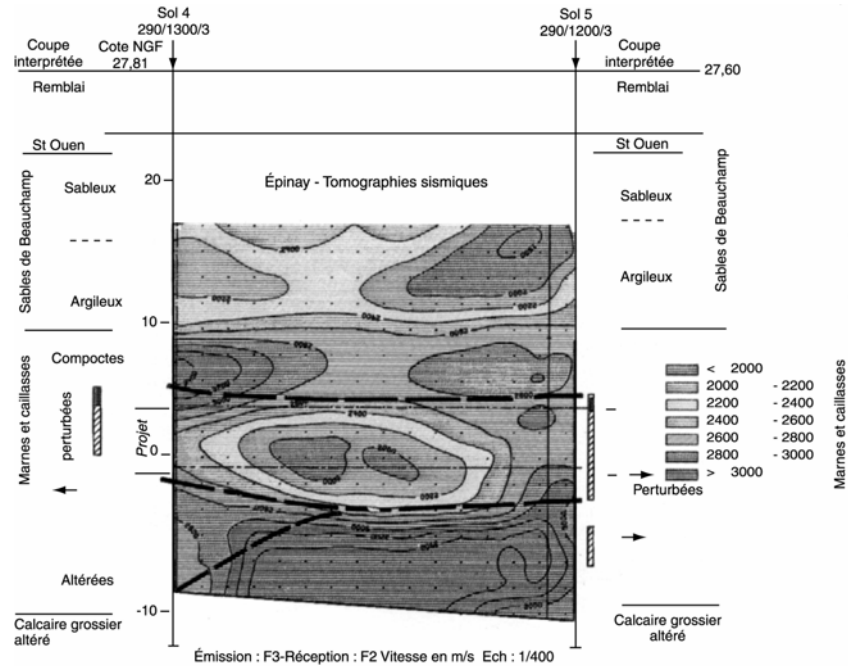


Figure 42 : Exemple de tomographie par transmission (document : F. Lantier)

Il est aussi possible de faire de l'imagerie par réflexion entre puits en traitant les données comme celles qui sont obtenues en PSV déporté (figure 43). L'un des puits sert d'émetteur et l'autre de récepteur.

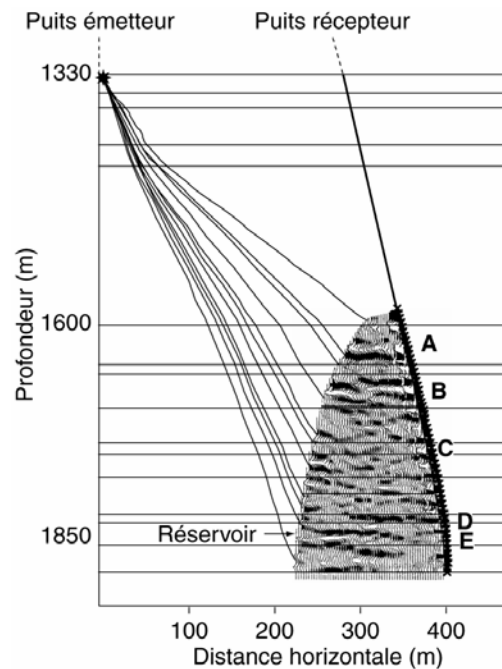


Figure 43 Imagerie de puits à puits par réflexion. (d'après Becquey et al.,1992)

Dans l'exemple présenté en figure 44, la source est une chute de poids générant des ondes S. Après traitement la section obtenue est une section en onde S qui a une meilleure résolution verticale que celle obtenue avec un PSV en onde P acquis dans le puits récepteur.

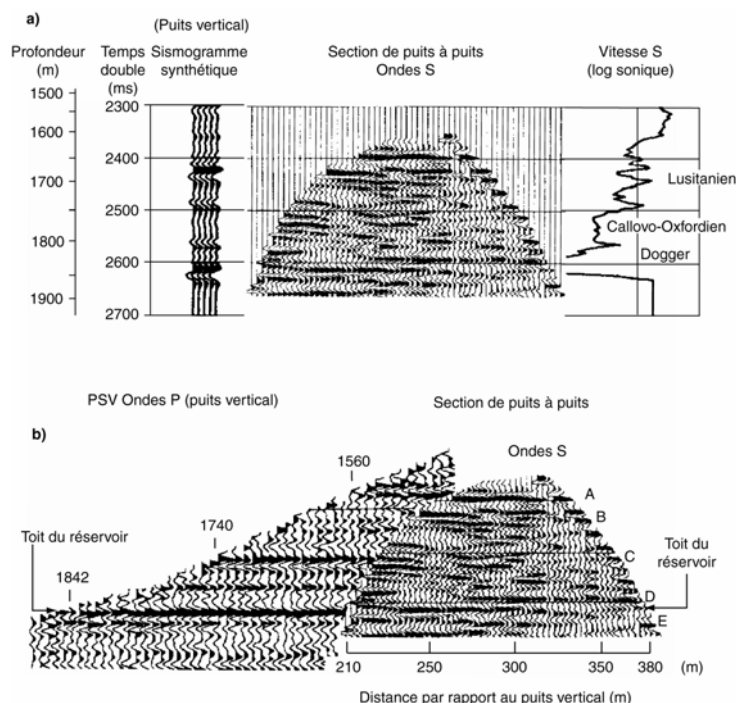


Figure 44. Exemple de sismique de puits à puits en réflexion en ondes S entre un puits vertical et un puits dévié (d'après Becquey et al., 1992) . Comparaison entre la section de puits à puits (ondes S) et un PSV (ondes P) :Partie B.

5.5 Sismique de puits et pendagemétrie

L'enregistrement des données PSV est le plus souvent réalisé en trois composantes. Dans ces conditions les analyses des hodogrammes de la vitesse du mouvement des particules sur les ondes P montantes permet la détermination de l'orientation et du pendage d'un réflecteur (Hardage,1985). Cette méthode de détermination de l'orientation et du pendage d'un réflecteur dans l'espace est présentée en figures 45 A et B. Sur cette figure, l'ellipticité de l'onde compressionnelle est exagérée par rapport à la réalité où la polarité d'une onde P est quasi linéaire. Dans cette approche, l'orientation de l'outil de puits doit être connue. En puits dévié, lorsque la déviation verticale du puits dépasse 8°, les systèmes de géophones montés sur cardans permettent une réorientation correcte. En trou ouvert, elle peut être obtenue à partir des données fournies par un système composé de 2 inclinomètres et d'un magnétomètre couramment utilisé en combinaison avec les outils de pendagemétrie. En trou tubé, on a recours à un système gyroscopique ou à un système à inclinomètres pour des déviations de puits supérieures à 3°.

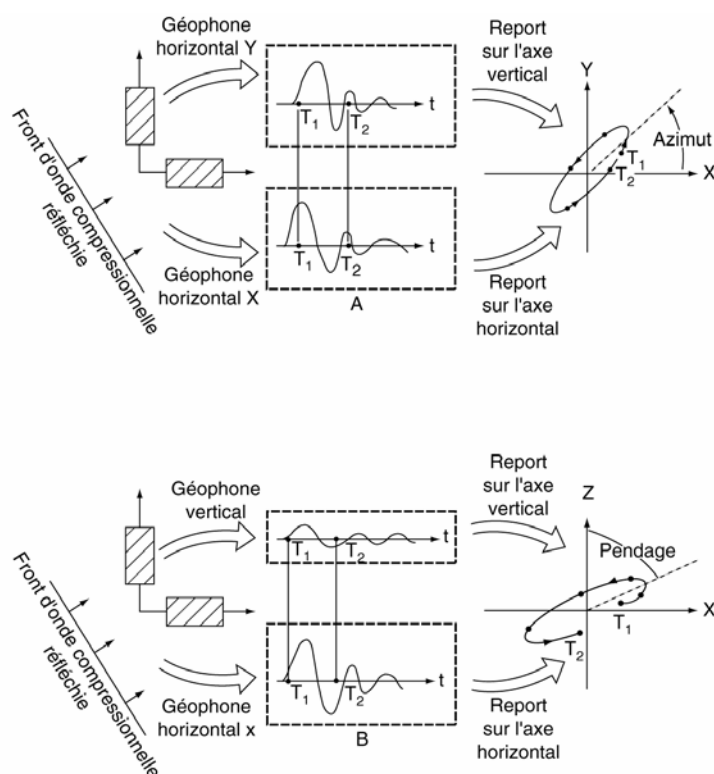


Figure 45 : Détermination des directions azimutale (A) et de pendage (B) du front d'onde P montant à l'aide des hodogrammes. (d'après B.A. hardage, 1985)

En cas de pendage des réflecteurs par rapport au puits, et dans une hypothèse de milieu à vitesse constante, le point de réflexion d'une onde se situe sur un ellipsoïde dont les foyers sont la source et le récepteur (figure 46). La connaissance de la direction de propagation de l'onde réfléchie au récepteur permet de localiser deux points de réflexion sur l'ellipsoïde, l'un au dessous du récepteur (cas le plus probable), l'autre au dessus du récepteur, rarement réaliste. Cette méthode permet d'obtenir à la fois le pendage et l'azimut d'un réflecteur (procédé SEISDIP, brevet et marque déposée IFP). En puits vertical et en PSV non déporté pour des réflecteurs situés juste au dessous du récepteur, l'angle de polarisation de l'onde réfléchie est le double du pendage (figure 47 A) et la direction H de polarisation dans le plan horizontal donne l'azimut. Un schéma plus général de calcul du pendage dans le domaine du couloir de sommation est donné en figure 47 B, quelles que soient la géométrie de puits et la position de la source. La normale N au réflecteur est obtenue en calculant la bissectrice de l'angle formé par la direction de polarisation D de l'onde directe et la direction de polarisation R de l'onde réfléchie enregistrée par géophone situé juste au dessus du réflecteur. L'étude de la polarisation exige un traitement dit isotrope qui respecte les amplitudes relatives des ondes sur chaque composante. D'une manière générale, le traitement des 3 composantes permet d'identifier de façon plus fiable la nature des ondes non descendantes, réfléchies ou diffractées, converties ou non.

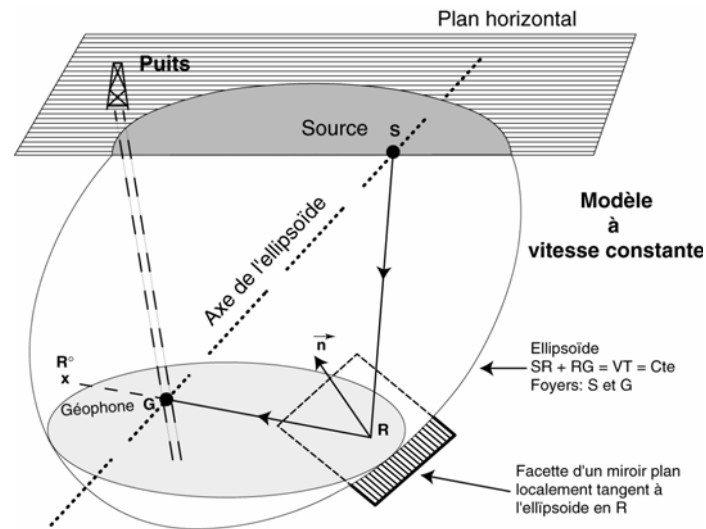


Figure 46 : Principe de la méthode SEISDIP (marque déposée IFP)

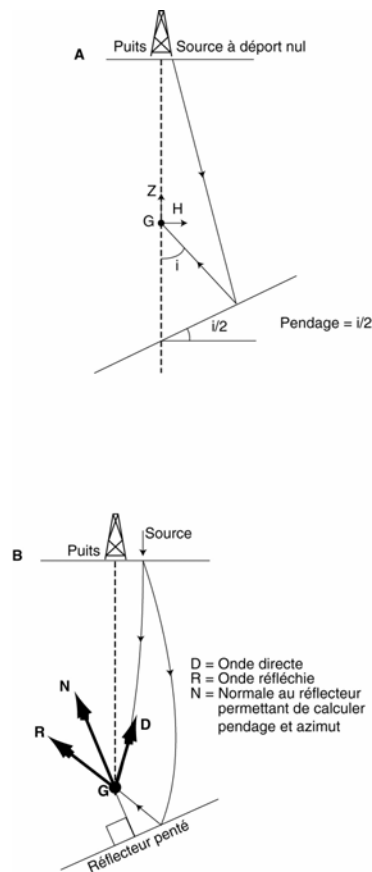


Figure 47 : Estimation du pendage par la méthode SEISDIP (d'après Giot et al., 1992)

A : en puits vertical et en PSV non déporté, par mesure de la direction de polarisation de l'onde réfléchie

B : dans cas général, par mesure des directions de polarisation de l'onde directe et de l'onde réfléchie

La figure 48 est un exemple d'application d'un traitement isotrope. Les trois composantes des ondes réfléchies y sont présentées en temps double après application des corrections statiques d'horizontalisation. La composante horizontale radiale HR est comprise dans le plan vertical de déviation du puits contenant la source. La composante horizontale transverse HT est perpendiculaire (+90° dans le sens trigonométrique) à la composante HR. Sur la composante verticale, quatre réflecteurs sont clairement visibles. Les réflecteurs H1 et H2 sont des réflecteurs sub-horizontaux qui apparaissent continus sur la composante Z. Les réflecteurs H3 et H4 apparaissent pentés et d'extension limitée sur les 3 composantes. Ceci est caractéristique de réflecteurs avec pendage qui ne sont plus éclairés à partir d'une certaine cote du géophone de puits. La figure 49 montre la localisation des réflecteurs obtenue par la méthode SEISDIP dans le plan vertical de déviation du puits et dans le plan horizontal défini par les directions Nord et Est. Le pendage Ouest de l'horizon H3 varie de 6 à 15 degrés en allant vers l'Est montrant une forme flexurale du marqueur confirmée par la connaissance géologique. La forme flexurale qui est une forme géométrique simple donne naissance à une réponse sismique complexe (figure 48) marquée par une discontinuité qui aurait pu être interprétée comme un accident si l'information sur les trois composantes n'avait été prise en considération.

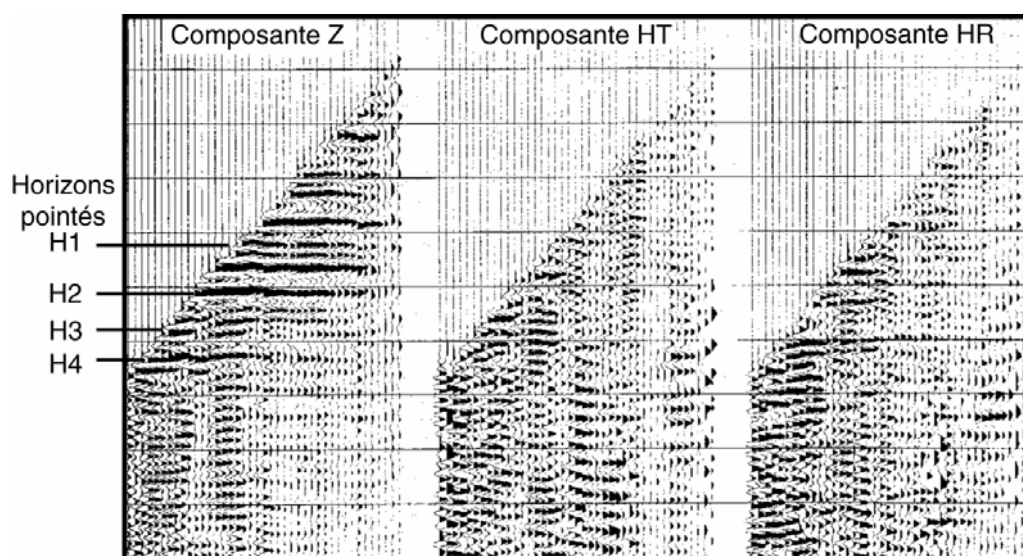


Figure 48 : Exemple d'application d'un traitement isotrope sur des données de puits à 3 composantes (d'après Naville et Japiot ,1989, document non publié)

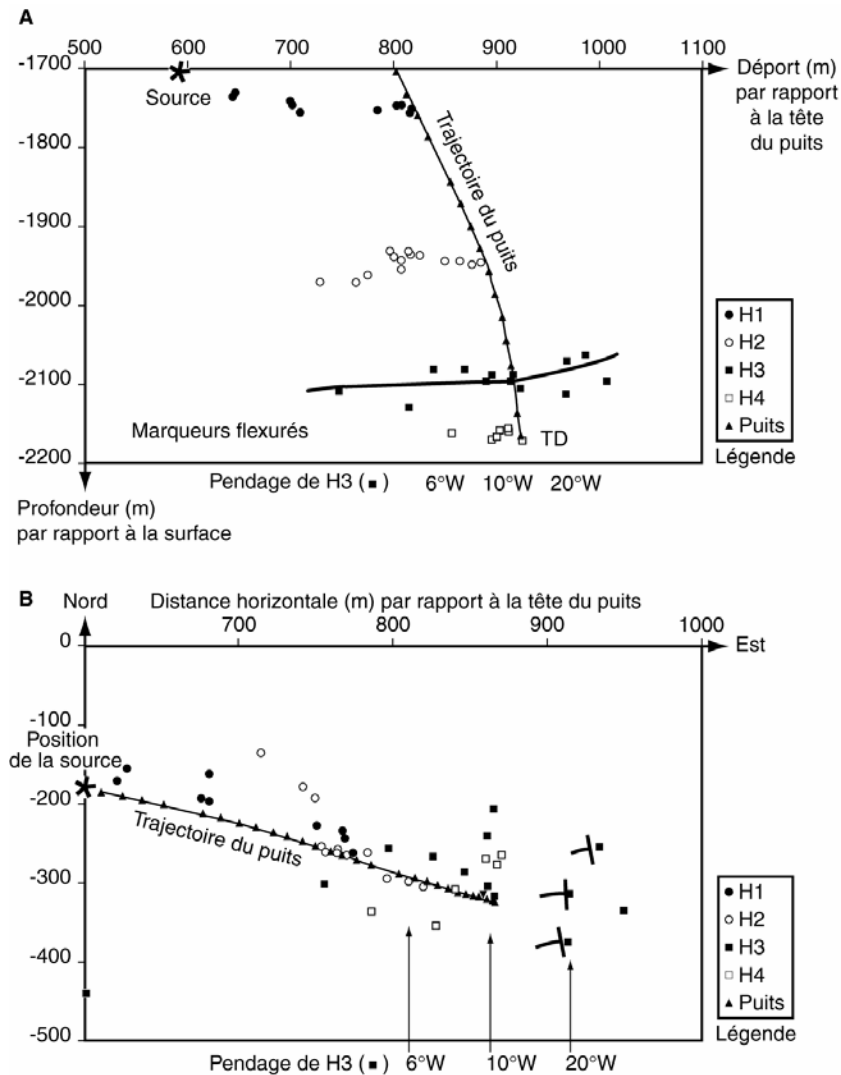


Figure 49 : Localisation de réflecteurs sismiques par la méthode SEISDIP

A : dans le plan vertical de déviation du puits

B : dans le plan horizontal défini par les directions Nord et Est. La trajectoire du puits est indiquée par des triangles. (d'après Naville et Japiot ,1989, document non publié)

5.6 Sismique de puits et monitoring

Les méthodes sismiques peuvent être utilisées pour suivre la production d'un réservoir en cartant la position des anomalies liées à la présence de l'hydrocarbure au cours du temps lors des différentes phases du développement d'un gisement (monitoring). La méthode consiste à comparer les données sismiques 2D ou 3D à différentes époques. On introduit ainsi une nouvelle dimension qui est la date d'acquisition des données sismiques. Si les données sismiques sont acquises lors de campagnes 3D, la sismique répétitive est classiquement appelée sismique 4D, la quatrième dimension étant la date d'acquisition.

La sismique répétitive est une technique d'émergence rapide, à faible coût de mise en œuvre, conduisant à un gain escompté de productivité du champ de quelques pour cents (1% à 7%). Elle est également utilisée pour assurer la surveillance des stockages de gaz en nappe aquifère

Le suivi de la production par sismique répétitive est une surveillance active (monitoring actif). Nous présentons un exemple de monitoring actif par ballade sismique répétitive, réalisé sur le site de stockage de gaz de Céré-la-Ronde. Deux profils de type ballade sismique appelés M01 orienté Nord-Sud (figure 37) et M02 orienté Est-Ouest ont été enregistrés sur la structure.

L'évolution de la bulle de gaz au cours du temps peut être mise en évidence en comparant des données sismiques enregistrées à des époques différentes par mesure des retards temporels. En effet, dans un réservoir, la vitesse des ondes de compression et la densité diminuent lorsque le gaz remplace de l'eau. Les modifications de vitesse et de densité induisent une diminution de l'impédance acoustique du réservoir qui se marque par une modification des amplitudes des traces sismiques. La diminution de vitesse introduit une augmentation du temps des réflexions situées sous le réservoir. Cette augmentation de temps peut être estimée en mesurant un retard temporel Δt calculé pour deux traces point miroir enregistrées au même endroit mais à des époques différentes. La comparaison des traces point-miroir basée sur des techniques de corrélation permet de mesurer à la fois le retard temporel Δt et la hauteur temps H_t associée à la partie du réservoir mise en gaz (Mari et al., 2000).

La figure 50 montre les cartes de retards temporels observés à différentes époques (de Février 1994 à Novembre 1995). L'analyse des cartes des variations des retards temporels montre une mise en gaz chahutée dans la direction Nord-Sud suivant le profil M01, et une mise en gaz progressive sur le profil M02 avec un remplissage plus important dans la direction Ouest-Est en Novembre 1995. Ces cartes ont été obtenues en période d'injection. Cet exemple montre l'aptitude de la méthode sismique à suivre la respiration d'une bulle de gaz en réservoir aquifère.

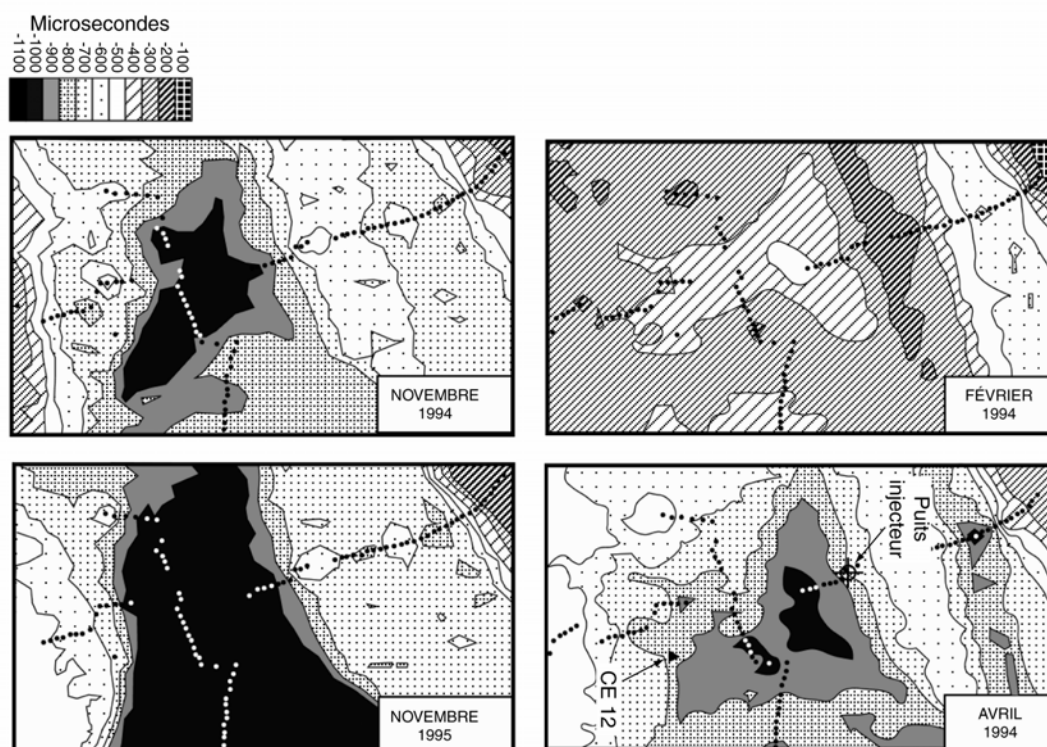


Figure 50 : Cartes des retards temporels observés entre février 1994 et novembre 1995. Document Gaz de France - IFP, Huguet et al., 1998.

La saturation en gaz est estimée à partir de la mesure des quantités H_t et Δt . L'estimation de la saturation est basée sur le modèle de Gassmann (Gassmann, 1951) qui est utilisé pour prédire la variation de la vitesse de compression en fonction de la saturation en gaz. La méthode a été appliquée au profil M01 et les résultats validés au puits par les mesures acoustiques (Dumont et al., 2001) sont présentés en figure 51.

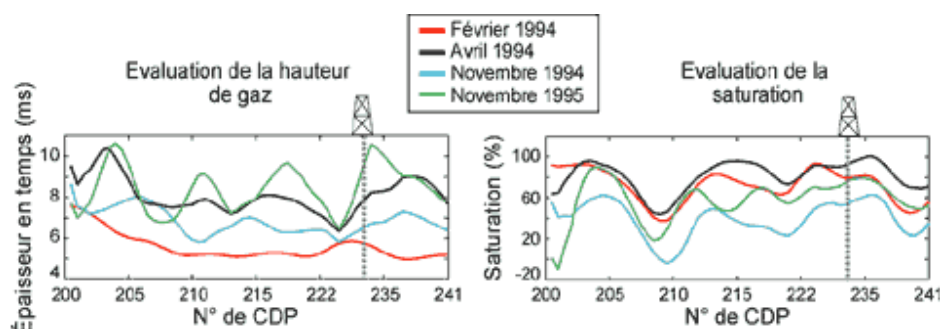


Figure 51 : Evaluation de la hauteur mise en gaz et de la saturation par sismique de puits (d'après Dumont et al., 2001).

Cet exemple montre que la surveillance des mouvements de gaz peut être réalisée par mesure de l'évolution des retards temporels associés aux horizons situés sous le réservoir, la répartition

géographique des anomalies de retard temporel à différentes époques permettant de suivre la migration de la respiration de la bulle de gaz dans le réservoir. La migration du gaz est également confirmée par les anomalies d'amplitude observables sur les profils sismiques au niveau de la zone réservoir.

La méthode développée permet de réaliser un suivi quantitatif de la hauteur mise en gaz et de l'évolution de la saturation du réservoir à une distance de quelques centaines de mètres du puits. Les résultats obtenus sont conformes aux mesures ponctuelles réalisées dans le puits (hauteur en gaz, saturation).

6 Conclusion

Les principales applications de la sismique de puits sont:

- Etablir la relation temps-profondeur ;
- Fournir une sismique de détail au voisinage d'un puits ;
- Caler la sismique de surface ;
- Identifier les réflexions primaires et multiples ;
- Prédire la présence de réflecteurs ou de zones anormales à l'avant du forage, c'est-à-dire sous le puits pour un forage vertical et à l'avant du front de taille d'un tunnel pour un forage horizontal ;
- Fournir une information structurale, ainsi qu'une estimation des paramètres mécaniques et de certains paramètres pétrophysiques.
- Estimer le pendage d'un marqueur

Le PSV déporté et la ballade sismique permettent une extension de l'investigation latérale variable avec la profondeur et fournissent une sismique de détail au voisinage de l'objectif étudié. Si l'investigation latérale de la sismique de puits est de toute façon limitée, le fait d'avoir des récepteurs proches des objectifs permet une bonne résolution verticale, due principalement au fait que la zone altérée de surface n'est traversée qu'une fois.

En cours de forage on peut utiliser, comme source de puits, l'outil de forage lui-même ce qui permet d'obtenir au fur et à mesure de l'avancement une image des formations non encore forées. Enfin, la sismique de puits à puits devrait permettre d'obtenir des informations lithologiques fines dans les zones réservoir. Les différentes techniques de sismique de puits permettent, lorsque les acquisitions sont répétées au cours du temps, d'obtenir un suivi de l'évolution d'un réservoir (monitoring actif).

7 Bibliographie

7.1 Ouvrages :

GRAU G., 1994, Glossaire des principaux termes techniques de la prospection sismique, Editions Technip.

MARI J.L., COPPENS F., 2000, La sismique de puits, Éditions Technip.

HARDAGE B.A., 1985, Vertical seismic profiling , Part A : principes, Geophysical Press, London.

HARDAGE B.A., 1985, Vertical seismic profiling , Part B : advanced concepts, Geophysical Press, London.

HARDAGE B.A., 1992, Crosswell Seismology and Reverse VSP, Geophysical Press, London.

MARI J.L., GLANGEAUD F., COPPENS F., 1997, Traitement du signal pour géologues et géophysiciens., Éditions Technip.

MARI J.L., ARENS G., CHAPPELLIER D., GAUDIANI P., 1997, Géophysique de gisement et de génie civil, Éditions Technip.

7.2 CD Rom :

GLANGEAUD F., MARI J.L., 1999, Traitement du signal pour géologues et géophysiciens., CD Rom réalisé à partir de l'ouvrage "Traitement du signal pour géologues et géophysiciens" de MARI J.L., GLANGEAUD F., COPPENS F. Éditions Technip, 1997

MARI J.L., CHAPPELLIER D., 1999, Géophysique de gisement et de génie civil. Éditeurs : EAGE et Éditions Technip. CD Rom réalisé à partir de l'ouvrage "Géophysique de gisement et de génie civil" de MARI J.L., ARENS G., CHAPPELLIER D., GAUDIANI P. Éditions Technip, 1997

7.3 Articles :

DUMONT M.H., FAYEMENDY C., MARI J.L., HUGUET F., 2001, Underground gas storage: estimating gas column height and saturation with time lapse seismic, Petroleum Geoscience, Volume 7, No 2, pp155- 162.

HUGUET F., DUBOIS J.C., LAURENT J., 1998, Well seismic monitoring using permanent downhole geophones: equipment, results and prospect, EAGE Workshop : Reservoir monitoring, The route to greater value, Contribution of Institut Français du Pétrole and Gaz de France, Leipzig.

MARI J.L., FAYEMENDY C., DUMONT M.H, HUGUET F., 2000, Saturation estimation using both seismic and well data, In : SAID-EAGE, Extended abstracts paper A6, Paris 2000 Conference.

MARI J.L., HUGUET F., SERBUTOWIEZ S., VERDIER F., 1995, Surveillance des mouvements de gaz dans un stockage souterrain en aquifère par sismique de puits (*Gas movement monitoring by well seismic in an underground aquifer storage*), Proceedings of the 1995 International Gas Research Conference, vol. 1, p.627-637.

MARI J.L., WITTRISCH C., GOEPFER R., SPREUX A., 1990, Vertical seismic profile in horizontal wells, In: SPE - 64th annual technical conference and exhibition of the Society of Petroleum Engineers, San Antonio, Oct. 8-11 1989, Proceedings, pp. 579-590. SPE 19856, Journal of Petroleum Technology, Vol. 42, No. 12, Dec. 1990, pp. 1486-1493.

MIRANDA F., ALEOTTI L., ABRAMO F., POLETO F., CRAGLIETTO A., PERSOGLIA S., ROCCA F., 1996, Impact of the seismic While Drilling technique on exploration wells, First Break, Vol. 14, No 2, 55 – 68.

NAVILLE C., LAYOTTE P.C., PIGNARD G., GUESNON J., 1994, Well seismic – Application of the Trafor MWD system to drill-bit seismic profiling, Paper G045, 56th Meeting of the EAGE, Vienna.

NAVILLE C. et al., 1994, Seismic prospecting method and device using a drill bit working in a well:

- US patent 5 372 207 , France patent 92 15986: about improving the drill bit emission with use of downhole sensors combined with shock absorber, jar, drill hammer, tricone or PDC bit
- France patent 95 13830: about improving the drill bit emission with use of downhole sensors above absorber in the drill string.

STARON P., ARENS G., GROS P., 1988, Method of instantaneous acoustic logging within a wellbore, U.S. patent 4 718 048.

WYATT K.D., WYATT S.B., 1982, Determination of subsurface structural information using the vertical seismic profile, Geophysics, 47, 7, 1123-1128.