

**PROfil**

# Sismique en forage et diagraphies acoustiques

**Jean-Luc Mari et Christophe Vergnault**

# **Sismique en forage et diagraphies acoustiques**

**État de l'art du domaine géotechnique  
et transferts méthodologiques  
possibles du domaine pétrolier**

# Sismique en forage et diagraphies acoustiques

État de l'art du domaine géotechnique  
et transferts méthodologiques  
possibles du domaine pétrolier

Jean-Luc Mari  
Christophe Vergniault



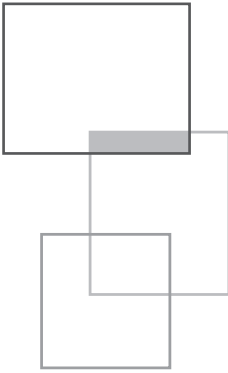
edp sciences

DOI: 10.1051/978-2-7598-2262-1

ISBN(ebook) : 978-2-7598-2262-1

Cet ouvrage est publié en Open Access sous licence creative commons CC-BY-NC-ND (<https://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/fr/>) permettant l'utilisation non commerciale, la distribution, la reproduction du texte, sur n'importe quel support, à condition de citer la source.

© EDP Sciences, 2018



# Table des matières

---

<b>Avant-propos</b>	9
<b>Introduction</b>	11
<b>Chapitre 1 • Mesure des vitesses de cisaillement en forage</b>	15
1.1 Contexte	15
1.1.1 Panorama des mesures $V_s$ invasives et non invasives	15
1.1.2 Applications	17
1.1.3 Conditions environnementales	18
1.2 Les mesures $V_s$ par méthode sismique en forage	19
1.2.1 Downhole	21
1.2.1.1 Dispositif d'acquisition	21
1.2.1.2 Analyse d'un downhole (DH)	26
1.2.1.3 Cas particulier de l'offshore	29
1.2.2 Uphole	30
1.2.3 Crosshole	30
1.2.3.1 Pré-requis	31
1.2.3.2 Dispositif d'acquisition	32
1.2.3.3 Analyse d'un crosshole	36
1.3 La mesure $V_s$ par diagraphies	39
1.3.1 Diagraphies acoustiques de haute résolution verticale	39
1.3.2 PS Suspension Logging (PSSL)	41

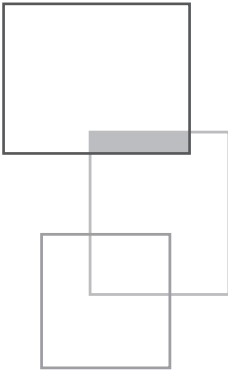
1.4 Cas d'étude d'une acquisition downhole, PSSL et de diagraphie acoustique, dans un même forage	44
1.5 Conclusion	46
Références	47

<b>Chapitre 2 • Sismique de puits</b>	49
2.1 Introduction	49
2.2 Acquisition des données de sismique de puits	53
2.2.1 Moyens nécessaires à l'acquisition des données	53
2.2.2 Mise en œuvre sur le terrain	53
2.2.2.1 Déroulement d'une opération de PSV classique en puits vertical	53
2.2.2.2 Sondes de puits	54
2.2.2.3 Source sismique	56
2.2.2.4 Paramètres d'acquisition	56
2.2.2.5 Sécurité	57
2.2.2.6 Contrôle Qualité	57
2.2.2.7 Production	57
2.3 Ondes sismiques	57
2.4 Séquence de traitement	62
2.5 Application avec un jeu de données du domaine géotechnique	71
2.6 Conclusion	74
Références	76

<b>Chapitre 3 • Diagraphie acoustique</b>	77
3.1 Introduction	77
3.2 Acquisition des données de diagraphies acoustiques	79
3.2.1 Moyens nécessaires à l'acquisition des données	80
3.2.2 Mise en œuvre sur le terrain	80
3.2.2.1 Déroulement d'une opération de diagraphie acoustique en puits vertical	80
3.2.2.2 Sondes acoustiques	81
3.2.2.3 Paramètres d'acquisition et de visualisation	84
3.2.2.4 Diagraphie acoustique en puits dévié	84
3.2.2.5 Sécurité	84
3.2.2.6 Contrôle Qualité	84
3.2.2.7 Production	84
3.3 Ondes acoustiques	85

3.4	Séquence de traitement	88
3.5	Imagerie acoustique	91
3.5.1	Imagerie acoustique par réfraction	91
3.5.2	Imagerie acoustique par réflexion	95
3.6	Caractérisation d'une formation à l'aide des ondes de Stoneley	98
3.7	Conclusion	100
	Références	102
<b>Chapitre 4 • Calage de la sismique de surface</b>		105
4.1	Introduction	105
4.2	Sismique 3D THR et PSV	106
4.3	Diagraphie acoustique	110
4.4	Les logs acoustiques	111
4.5	Conversion en temps des logs acoustiques et calcul du séismogramme synthétique	113
4.6	Temps sonique intégré et temps vertical PSV	115
4.7	Conclusion	118
	Références	118
<b>Chapitre 5 • Exemple de caractérisation d'un aquifère karstique à l'aide des méthodes sismiques et des diagraphies acoustiques</b>		119
5.1	Introduction	120
5.2	Contexte géologique	120
5.3	Acquisition et traitement sismique 3D	122
5.4	Mesures sismiques en forage	126
5.5	Diagraphie acoustique monopole en champ total	129
5.6	Conclusion	133
5.7	Remerciements	134
	Références	135
<b>Conclusion</b>		137





# Avant-propos

J.-L. Mari, C. Vergnault

---

Suite à leurs expériences en géophysique appliquée au domaine pétro-gazier et géotechnique, les auteurs ont cherché à partager le fait que des démarches classiquement appliquées en géophysique d'exploration profonde peuvent se décliner pour certaines reconnaissances géotechniques, hydrogéologiques ou des caractérisations de site dans le cadre d'études d'aléa sismique. Après un état de l'art du domaine géotechnique concernant les mesures en forage des vitesses de cisaillement du sous-sol, l'ouvrage a pour vocation d'illustrer la faisabilité de réaliser des profils sismiques verticaux, des diagraphies et des blocs 3D de sismique réflexion. En plus de ces démonstrations, les auteurs ont cherché à donner aux lecteurs des clefs pour mener à bien ces opérations, aussi bien vis-à-vis de leurs acquisitions, que de leurs traitements et interprétations.

Les auteurs remercient Françoise Coppens, Patrick Meynier et Gilles Porel pour leur contribution à cet ouvrage.

---

Ce chapitre de l'ouvrage *Sismique en forage et diagraphies acoustiques* est publié en Open Access sous licence creative commons CC-BY-NC-ND permettant l'utilisation non commerciale, la distribution, la reproduction du texte, sur n'importe quel support, à condition de citer la source.

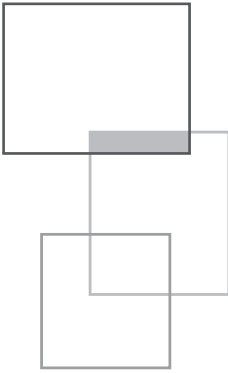
© EDP Sciences, 2018

DOI: 10.1051/978-2-7598-2262-1.c001

## Les auteurs

**Jean-Luc Mari**, diplômé de l'Institut Physique du Globe Strasbourg et d'IFP School (MSc Géosciences Pétrolières, option géophysique en 1978), a été embauché en 1979, à l'IFP Énergies nouvelles en qualité d'Ingénieur de recherche à la direction Géophysique où il a travaillé sur plusieurs projets de recherche, tels que la sismique haute résolution, le monitoring de réservoir, le développement d'outils de puits, en collaboration avec des partenaires industriels GdF-Suez, CGG, Total et ELF Aquitaine. En 1986, il a été détaché à ELF Aquitaine pour travailler en géophysique de réservoir. Il rejoint l'IFPEN en 1987 pour être détaché à la direction Gisement où il étudie notamment les apports des méthodes géophysiques en puits horizontaux. En 1994, il est affecté à l'IFP School en qualité d'enseignant chercheur et obtient l'Habilitation à Diriger des Recherches en Sciences de la Terre, à l'université Pierre et Marie Curie. Jean-Luc Mari, professeur de géophysique pour IFP School, et expert en géophysique pour IFP Énergies nouvelles, est membre de l'EAGE. Il est éditeur associé pour la revue Near Surface Geophysics. En 2010, il a été nommé au grade de Chevalier dans l'Ordre des Palmes Académiques.

**Christophe Vergniault**, est depuis 8 ans géophysicien au département Géosciences à la Direction Industrielle d'EDF (EDF-DIPNN-DI-TEGG), après des expériences variées mais toujours en lien avec les mesures physiques. En effet, après une formation d'ingénieur géophysicien (EOST) et universitaire en géologie (DEA Structure et évolution de la lithosphère à Montpellier), il a travaillé comme géophysicien en société de services spécialisée dans les reconnaissances en offshore (Géodia), comme pétrophysicien et géologue de sonde à Gaz de France (Département exploration production et stockage), comme chargé d'affaires en auscultation des ouvrages hydroélectriques d'EDF. Le fruit de ce cumul d'expériences est traduit dans ce livre par le regard porté sur les mesures géophysiques appliquées au domaine géotechnique.



# Introduction

J.-L. Mari, C. Vergnault

---

En géophysique d'exploration pétrolière ou d'étude de réservoir, la méthode la plus utilisée pour obtenir un modèle du sous-sol est la méthode sismique. Cette méthode prend une part de plus en plus importante dans les reconnaissances de sol pour des études géotechniques, hydrogéologiques ou de caractérisation de site vis-à-vis des problématiques d'aléa sismique (Mari *et al.*, 1998).

La méthode sismique de surface comprend :

- la sismique réfraction (ondes P ou S) qui fournit un modèle de vitesse du sous-sol. Cette méthode, appliquée aux ondes P, est très couramment employée en géotechnique, afin de suivre l'évolution de la position du substratum, ainsi que les évolutions longitudinales de son état physique ou de celui de sa couverture (voir *Guide Sismique réfraction*, Les Cahiers de l'AGAP, O. Magnin, Y. Bertrand, 2005).
- La sismique réflexion, méthode d'échographie du sous-sol à 2 ou 3 dimensions, fournit en premier lieu une image des contrastes d'impédance acoustique du sous-sol. En fonction des moyens mis en œuvre, la profondeur d'investigation

---

Ce chapitre de l'ouvrage *Sismique en forage et diagrapies acoustiques* est publié en Open Access sous licence creative commons CC-BY-NC-ND permettant l'utilisation non commerciale, la distribution, la reproduction du texte, sur n'importe quel support, à condition de citer la source.

© EDP Sciences, 2018

DOI: 10.1051/978-2-7598-2262-1.c002

peut atteindre la centaine de mètres jusqu'à plusieurs milliers de mètres. En revanche, la méthode n'est pas performante dans les 20 à 50 premiers mètres.

- La sismique en ondes de surface (*Multiple Analysis of Surface Waves*, MASW), par l'analyse de la vitesse de phase des ondes de Rayleigh ou Love dans le domaine fréquentiel (diagramme de dispersion), va permettre de calculer l'évolution de la vitesse des ondes de cisaillement ( $V_S$ ) des premières dizaines de mètres du sous-sol. Cette méthode est de plus en plus employée en géotechnique en combinaison avec la méthode de sismique réfraction, afin de déterminer le module de cisaillement.

La résolution verticale de toutes les méthodes géophysiques de surface se dégrade en fonction de la profondeur investiguée. Pour obtenir un modèle précis des paramètres sismiques (vitesses de propagation des ondes P ( $V_P$ ) et des ondes S ( $V_S$ ), densité) du sous-sol, et ce en profondeur, les géophysiciens utilisent des données de forage telles que celles fournies par la sismique de puits et la diagraphie acoustique, notamment pour réaliser un calage et une calibration en profondeur des mesures de surface. De plus, le traitement permet de fournir à la fois un modèle en vitesse de propagation des ondes (ondes P et S) et un modèle en densité, comme les exemples présentés à la fin de cette introduction.

Les exemples présentés en figure 1 sont extraits de sismiques 3D. Celui de la figure 1a est un exemple de proche surface (Mari et Porel, 2007). La distribution des vitesses P a été obtenue par sismique réfraction (tomographie) pour la très proche surface (jusqu'à 30 m de profondeur) et par sismique réflexion (inversion acoustique) pour les horizons sismiques profonds (entre 20 et 120 m). Ce premier exemple fera l'objet de l'étude de cas présentée au chapitre 5. Il est à noter qu'une approche similaire pourrait être faite en combinant la méthode MASW et la méthode sismique en ondes S. Les figures 1b, 1c et 1d sont issues du traitement d'une campagne sismique réflexion tirée pour imager des horizons jusqu'à 1 500 m de profondeur (Mari et Yven, 2014). Les distributions de vitesse ( $V_P$  et  $V_S$ ) et de densité ont été obtenues par inversion élastique.

Les exemples de cette introduction permettent déjà de mettre le doigt sur le fait que les méthodes sismiques de surface et de puits combinées avec des méthodes acoustiques peuvent être utilisées avec fruit pour estimer des modules mécaniques (coefficient de Poisson, modules de cisaillement et de Young...). L'objectif de cet ouvrage est d'illustrer que les démarches appliquées en géophysique d'exploration profonde, combinant différentes méthodes sismiques et diagraphiques, peuvent se décliner pour certaines reconnaissances géotechniques, hydrogéologiques ou des caractérisations de site dans le cadre d'études d'aléa sismique.

Dans le but de présenter certaines de ces démarches et leurs applications pour des reconnaissances de la proche surface (< 150 m), l'ouvrage est composé de cinq chapitres.

- Le premier chapitre est consacré à l'état de l'art du domaine géotechnique concernant les mesures en forage des vitesses de cisaillement du sous-sol. Il montre l'intérêt de combiner différentes méthodes : mesure de sismique de puits de type Profil Sismique Vertical (PSV) en onde  $S_H$  généralement nommée downhole, transmission entre forages généralement nommée crosshole, diagraphie acoustique de type dipôle (PSSL).

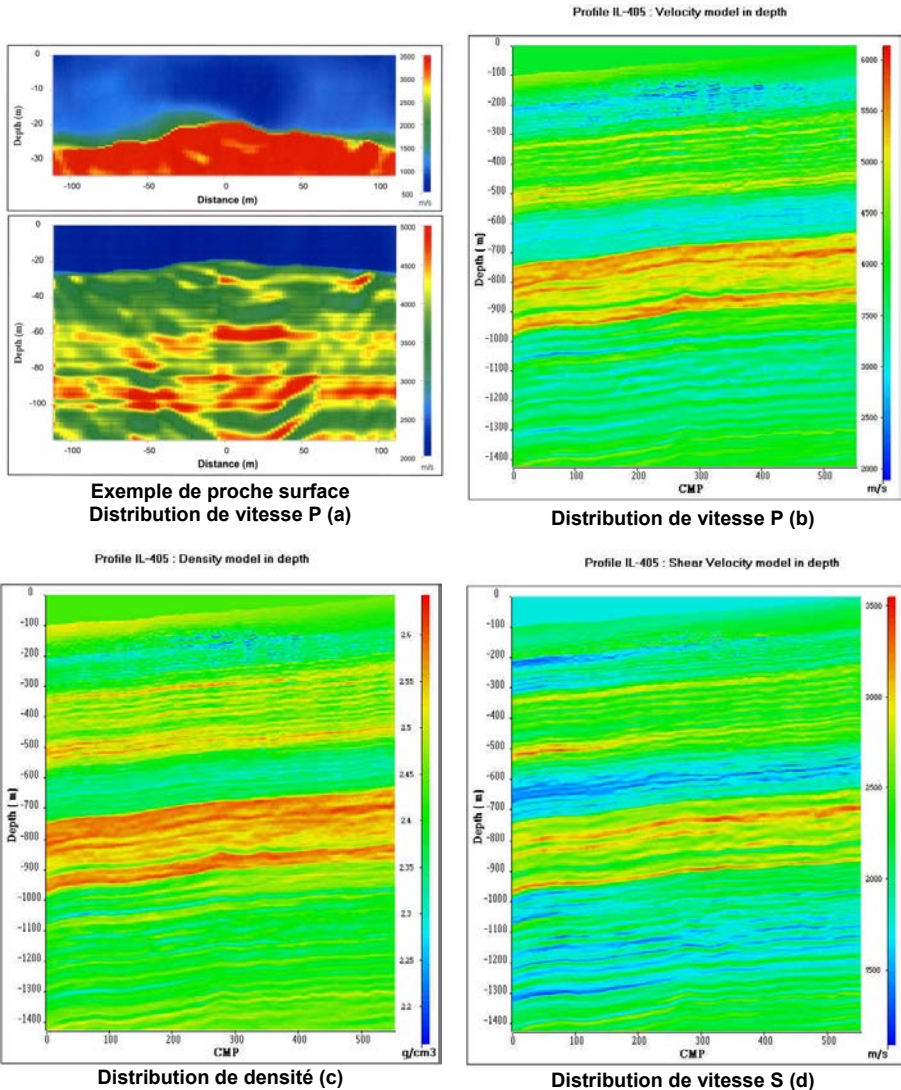


Figure 1 Distributions de vitesse et de densité obtenues par sismique ; a : exemple de proche surface ; b, c, d : exemple de type pétrolier.

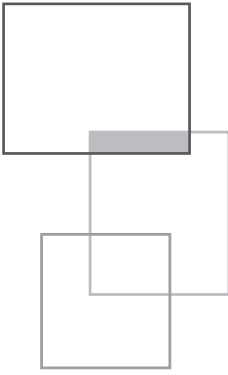
- Le deuxième chapitre est consacré à la sismique de puits. Il décrit la procédure de mise en œuvre, les moyens d'acquisition (sources et capteurs) utilisés dans le domaine du génie civil, les différents types d'ondes qui composent les enregistrements de sismique de puits (ondes de volume et modes guidés), les séquences de traitement. Pour plus d'information, le lecteur est invité à consulter l'ouvrage *Sismique de puits*, de J.-L. Mari et F. Coppens (2000, Éditions Technip).

- Le troisième chapitre est consacré à la diagraphie acoustique en champs total et à ses principales applications dans le domaine du génie civil. Il décrit sommairement : les outils de diagraphie (logging) mis en œuvre (outil monopôle ou dipôle), les différents types d'ondes qui composent un enregistrement acoustique, l'apport des mesures acoustiques à la description des formations géologiques (paramètres mécaniques). L'apport des ondes de Stoneley pour l'estimation des vitesses  $S$  des formations et la détection des zones fracturées y est discuté. Il montre également comment la diagraphie acoustique peut être utilisée pour évaluer la qualité de la cimentation d'un forage.
- Le quatrième chapitre montre l'intérêt de combiner les mesures de vitesse des formations fournies par les outils de puits de type PSV et les outils acoustiques (soniques). Il montre sur un exemple de proche surface la méthode de calage entre le sonique et les tirs de contrôle (PSV), conduisant à l'obtention d'une loi temps-profondeur, calée sur la sismique et utilisée pour le passage en temps des diagraphies et le calcul des sismogrammes synthétiques.
- Le cinquième chapitre est une étude de cas intégré d'un aquifère calcaire karstifié, relativement proche de la surface (de 20 à 130 m). On montre comment une description multi-échelle du réservoir peut être réalisée en intégrant les informations fournies par différentes méthodes sismiques de surface 3D-THR, diagraphies acoustiques en champ total, PSV avec hydrophones, imageries de paroi et mesures de débitmétrie.

*Note : Dans le domaine pétrolier, le terme puits est couramment employé pour un forage. Cette notion n'est pas adaptée à la géotechnique où les forages sont des ouvrages de reconnaissance et non de production. Dans ce livre, on conservera donc le terme puits pour toutes les descriptions en lien avec un transfert de technologie du monde pétrolier vers la géotechnique. En revanche, le terme forage sera employé pour les descriptions en lien avec des méthodes courantes en géotechnique.*

## Références

- Mari J.L, Arens G., Chapellier D., Gaudiani P., 1998, *Géophysique de gisement et de génie civil*. Éditions Technip, Paris.
- Mari J.L., Porel G., 2007, 3D seismic imaging of a near – surface heterogeneous aquifer: a case study, *Oil and Gas Science and Technology, Rev IFP* 63, 179-201. Doi: 10.2516/ogst/2007077.
- Mari J.L., Yven B., 2014, The application of high-resolution 3D seismic data to model the distribution of mechanical and hydrogeological properties of a potential host rock for the deep storage of radioactive waste in France, *Marine and Petroleum Geology* 53, 133-153.



# 1



# Mesure des vitesses de cisaillement en forage

C. Vergnault, J.-L. Mari

---

## 1.1 Contexte

### 1.1.1 Panorama des mesures $V_s$ invasives et non invasives

La mesure des ondes de cisaillement ( $S$ ) peut se faire de façon invasive (sismique en forage et diagraphies) ou non invasive (ondes de surface (Multi Analysis of Surface Waves, MASW) et bruit de fond (Ambiance Measurement Vibration, AMW)). Évidemment, chaque méthode présente des avantages et des inconvénients que le gestionnaire du projet (coté client et sous-traitant) doit évaluer afin de sélectionner la méthode la plus adaptée au projet. Pour l'aider dans cette démarche, le tableau 1.1 résume les avantages et les inconvénients de chaque méthode.

---

Ce chapitre de l'ouvrage *Sismique en forage et diagraphies acoustiques* est publié en Open Access sous licence creative commons CC-BY-NC-ND permettant l'utilisation non commerciale, la distribution, la reproduction du texte, sur n'importe quel support, à condition de citer la source.

© EDP Sciences, 2018

DOI: 10.1051/978-2-7598-2262-1.c003

Tableau 1.1 *Avantages et inconvénients des méthodes invasives et non invasives.*

	Méthode	Profondeur cible	Résolution verticale	Contraintes	Application à l'offshore
Méthode non invasive	Réfraction S	50 m, mais parfois moins de 10 m dans un environnement industriel	Plusieurs mètres	Affecté par le bruit dans un environnement industriel, limité par des inversions de vitesse	Oui
	MASW	15 à 20 m	Plusieurs mètres	Nécessite un milieu tabulaire au droit de la zone investiguée	Oui
	AMV	Plusieurs centaines de mètres	Plusieurs mètres à décimètres	Nécessite un milieu tabulaire au droit de la zone investiguée	Pas actuellement
Diagraphies	Sonic log de type monopôle	> 1 000 m, pour les forages profonds de l'exploration production	Plusieurs décimètres	Nécessite un forage en trou nu et que la $V_s$ soit supérieure à la $V_p$ du fluide de forage	Oui
	PSSL ou sonic log de type dipôle	Jusqu'à 300 m, pour les forages profonds de la géotechnique	1 m	De préférence dans un forage en trou nu mais il est aussi possible de faire un PSSL à travers un tubage scellé	Oui, mais en trou nu
Sismique en forage	Crosshole	Jusqu'à 50 m, exceptionnellement 100 m	1 m	Nécessite 2 forages en trou nu ou avec un tubage scellé et une déviation limitée	Généralement trop cher
	Downhole	Jusqu'à 50 m, exceptionnellement 100 m, pour les ondes S. Peut aussi être très profond pour les ondes P (>1 000 m)	Plusieurs mètres	Nécessite 1 forage en trou nu ou avec un tubage scellé	Oui pour les ondes P, encore trop complexe pour les ondes S
	Uphole	10 m pour les ondes S, 50 m pour les ondes P	Plusieurs mètres	Difficile d'avoir une source S puissante sans endommager le tubage	Difficile d'avoir une source S adaptée

Sur la base des capacités et des limites de chaque méthode, décrites dans le tableau 1.1, plusieurs choix seront possibles en fonction de la finalité du projet et de l'état des connaissances du site. Ces choix sont résumés dans le tableau 1.2. Enfin, l'aspect économique départagera les différentes options possibles.

Tableau 1.2 Adéquation objectif méthode.

<b>Besoin</b>	Modélisation de la réponse du sol pour le design d'une construction sensible		Design d'une construction courante basée sur la classification de sol de l'Eurocode 8	
<b>État de connaissance du site</b>	Connaissance globale du site, insuffisante pour établir un log de vitesse au droit du bâtiment en projet	Connaissance précise (logs de vitesses) en plusieurs points du site, mais pas au droit du bâtiment en projet	Pas de connaissance particulière	La $V_s$ 30 est connue en plusieurs points du site, mais pas au droit du bâtiment en projet
<b>Mesure préconisée</b>	Crosshole couplé avec downhole ou PSSL couplé avec crosshole dans les 10 premiers mètres	Downhole ou PSSL couplé avec MASW et AMV	Downhole couplé avec MASW et AMV	MASW et AMV si l'espace est suffisant et non affecté par de nombreux réseaux enterrés

Le périmètre de ce chapitre est celui des méthodes géophysiques invasives pour déterminer un log  $V_s$ , soit les méthodes : downhole, uphole, crosshole et les diagraphies. Les cas d'études présentés proviennent du retour d'expérience d'EDF suite à de nombreuses reconnaissances de sol ces cinq dernières années ainsi que du projet de recherche Inter Pacific dont l'objectif était de comparer les méthodes géophysiques pour la caractérisation sismique d'un site (Garofalo, 2016). En revanche, les méthodes non invasives ne seront pas détaillées dans cet ouvrage.

### 1.1.2 Applications

L'application la plus courante concerne la conception et le dimensionnement des structures de génie civil. En effet, dans la classification des sols par l'Eurocode 8, un des trois principaux paramètres permettant de classer les sols est basé sur la vitesse moyenne de propagation des ondes de cisaillement dans les 30 premiers mètres. Ce paramètre est classiquement appelé «  $V_s$  30 ».

Tableau 1.3 Paramètres mécaniques en fonction de  $V_p$ ,  $V_s$  et  $\rho$  (d'après Bourbié, 1986).

Paramètre mécanique	Équation avec $V_p$ , $V_s$ et $\rho$
Le module d'Young, $E_{dmax}$ (Pa)	$\rho V_s^2 \frac{3V_p^2 - 4V_s^2}{V_p^2 - V_s^2}$
La constante de Lamé, $\lambda$ (Pa)	$\rho(V_p^2 - 2V_s^2)$
Le module d'incompressibilité volumique, $K$ (Pa)	$\rho\left(V_p^2 - \frac{4}{3}V_s^2\right)$
Le module de cisaillement, rigidité ou coefficient de Coulomb ( $G_{dmax}$ ou $\mu$ en Pa)	$\rho V_s^2$
Le coefficient de Poisson, $\gamma$ (sans dimension)	$\frac{V_p^2 - 2V_s^2}{2(V_p^2 - V_s^2)}$

Par ailleurs, pour une densité donnée, les mesures P et S en forages permettent également de pouvoir déterminer les paramètres in situ nécessaires à la définition d'un modèle élastique aux petites déformations (tableau 1.3). On distingue principalement le module d'Young et le module de cisaillement.

### 1.1.3 Conditions environnementales

Il est important de noter que, dans le domaine de la géotechnique, les forages pour les mesures invasives traversent généralement des terrains instables. De ce fait, ils sont souvent tubés avec un cuvelage ou un tubage PVC, scellé à la formation par un coulis de ciment.

La qualité de ce scellement est un point sensible pour la bonne transmission des signaux sismiques. De ce fait, la réalisation du forage et son scellement doivent respecter les standards décrits dans les normes ASTM D7400 pour le downhole et D4428 pour le crosshole.

Les points clefs de cette phase peuvent être résumés dans le tableau 1.4.

**Tableau 1.4** *Résumé des paramètres de trou, suivant les normes ASTM, pour une mesure géophysique en forage.*

Diamètre de forage max	175 mm (7 in)
Diamètre interne du cuvelage	50 à 100 mm (2 à 4 in)
Nature du tubage	PVC ou aluminium, fermé à son pied
Coulis de scellement	Coulis de bentonite-ciment dont la densité est proche de celle des terrains encaissants, afin de limiter la perte d'énergie par ce guide d'ondes

Pour des forages avec un tubage PVC, il est possible de réaliser un contrôle de la cimentation par une diagraphie d'adhérence du coulis CBL-VDL (*Cement Bond Log-Variable Density Log*), même si cet outil a été initialement développé pour des tubages en acier (voir chapitre 3). Le log CBL-VDL est un enregistrement réalisé avec un outil acoustique centré dans le trou de forage, ayant une source et un récepteur piézoélectrique qui sont distincts et distants de 3 ft et 5 ft, respectivement pour le CBL et le VDL. Si le couplage est bon (faible contraste de vitesse acoustique), la majeure partie de l'énergie est transmise et celle des ondes réfractées est faible, ce qui se traduit visuellement par une faible amplitude CBL et VDL (rectangles gris de la figure 1.1). Dans le cas contraire, l'amplitude des ondes enregistrées est forte. Ce signal a un caractère plutôt « rectiligne » (rectangle rouge de la figure 1.1). Il est à noter que si la formation a une vitesse élevée par rapport à celle du cuvelage (2 100 à 2 200 m/s pour le PVC contre 5 600 m/s pour l'acier), alors les ondes réfractées dans la formation vont arriver en premier, masquant ainsi les ondes réfractées dans le cuvelage (rectangle orange de la figure 1.1). D'un autre côté, si ces ondes dominent, c'est bien que l'ensemble cuvelage, coulis, formation est adhérent.

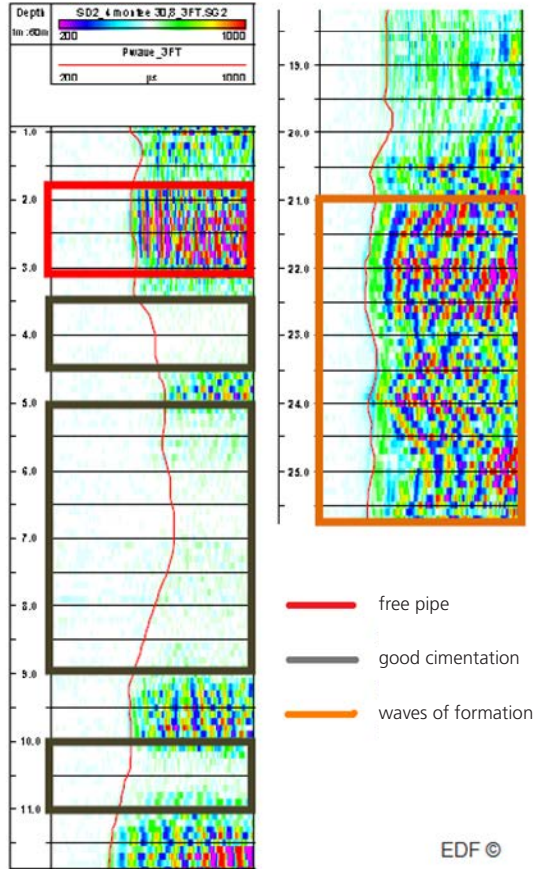


Figure 1.1 Illustration d'un log « Full wave sonic » utilisé comme un CBL-VDL pour évaluer la qualité de la cimentation (acquisition LIM Logging pour EDF).

Cette diagraphie peut être réalisée avec un outil acoustique de type « sonic Full Waves Form ». Elle doit être exigée pour un crosshole à travers une formation instable (sablo-graveleuse). En effet, en fonction des résultats, l'attribution des forages émetteurs et récepteurs pourra être revue.

## 1.2 Les mesures $V_s$ par méthode sismique en forage

La sismique en transmission utilisée en forage peut être illustrée comme un cas particulier de profil sismique vertical (PSV, voir chapitre 2) où le sujet d'intérêt n'est pas les ondes réfléchies aux interfaces, mais le temps de première arrivée de l'onde transmise entre la source en surface et le récepteur en forage. Ceci est illustré par la figure 1.2 ci-après.

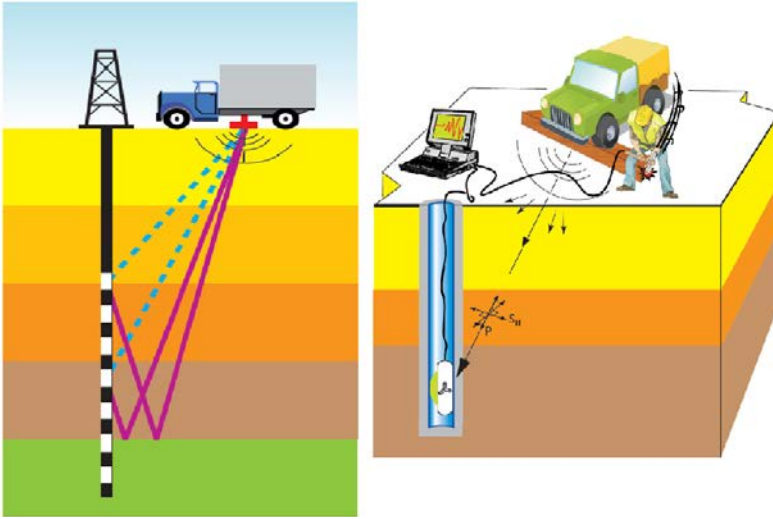


Figure 1.2 *Illustration du trajet des rais sismiques lors d'un PSV ou d'un sismosondage (gauche) et d'un downhole (droite), avec en violet les ondes réfléchies et en pointillé les ondes directes.*

Vis-à-vis de l'étude des ondes transmises ou directes, en prospection sismique pétrolière, on parlera plutôt de sismosondage ou « checkshot », mais aussi de carottage sismique.

- En général, le sismosondage est réalisé sur toute la hauteur d'un forage pétrolier (échelle kilométrique). Il est utilisé pour le calage sismique, c'est-à-dire la caractérisation géologique des marqueurs sismiques. En effet, les résultats d'un sismosondage sont présentés sous la forme de courbes : temps-profondeur, vitesses moyennes d'intervalles, vitesses quadratiques moyennes en fonction de la profondeur et des formations géologiques rencontrées dans le forage.
- Le carottage sismique est habituellement réalisé dans un forage de faible profondeur (échelle hectométrique ou décamétrique). Il est utilisé pour déterminer les paramètres de la zone altérée (*Weathering Zone* ou WZ, on parle aussi de carottage WZ), notamment son épaisseur et sa vitesse qui sont des paramètres indispensables pour réaliser les corrections statiques. Souvent son acquisition est plutôt suivant la configuration uphole (source en forage, de type dynamite) que downhole (source en surface).

En géotechnique, on parle de downhole (DH) et l'on s'intéresse également voire principalement aux ondes en cisaillement (S). Pour des applications nécessitant une évaluation fine du log  $V_s$  en fonction de la profondeur (modélisation de la réponse du sol pour le design d'une construction sensible), on privilégie souvent une mesure de transmission entre forages, permettant d'établir un profil de vitesse avec un pas métrique, on parle alors de crosshole.

## 1.2.1 Downhole

Lors d'une acquisition downhole, le récepteur sismique est dans un forage et la source en surface. Des configurations alternatives peuvent être mises en œuvre avec un récepteur sismique dans le cône d'un pénétromètre CPT (Seismic Cone SCPT) ou dans un dilatomètre (SDMT). De plus, une configuration avec deux récepteurs espacés d'une distance fixe est également envisageable. En fonction du type de frappe à la surface du sol (verticale ou horizontale), la source sismique permet de générer un signal contenant respectivement un maximum d'énergie dans l'onde de compression (P) ou de cisaillement (S) (figure 1.3).

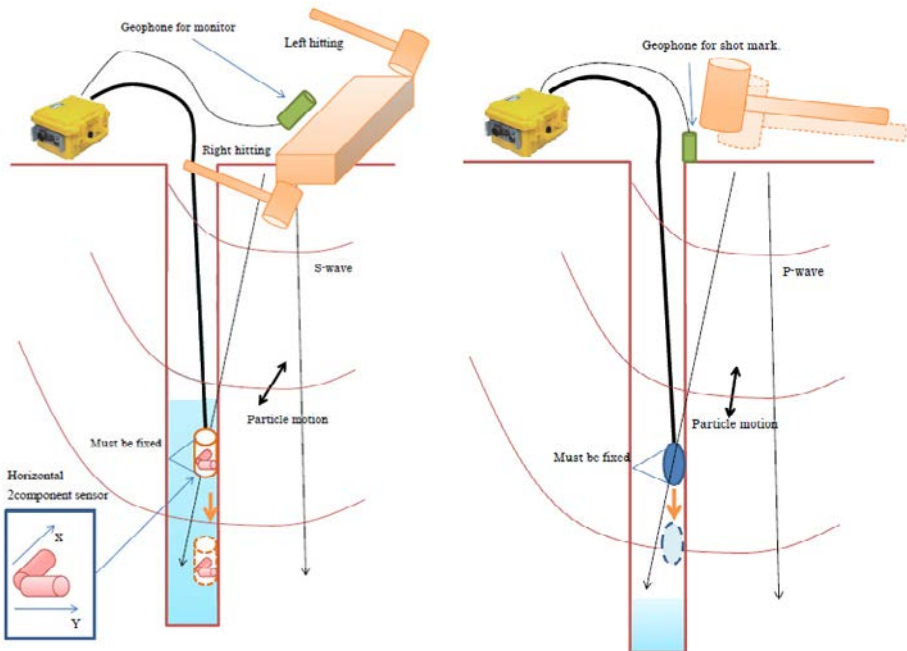


Figure 1.3 Configuration classique d'un downhole où les ondes de cisaillement vont principalement être enregistrées par les composantes horizontales et l'onde en compression par la composante verticale du géophone en forage (d'après la documentation technique de Seislmager 2013).

### 1.2.1.1 Dispositif d'acquisition

Il est nécessaire de dissocier l'acquisition et l'analyse des ondes en compression (P) et en cisaillement (S).

## Sources

La norme ASTM D7400-08 (*Standard Test Methods For Downhole Seismic Testing*) définit clairement la source S la plus commune. Elle consiste en un madrier de 2,4 m de long et 15 cm d'épaisseur, afin qu'un véhicule puisse être positionné dessus, comme masse de couplage. Dès lors, un signal riche en ondes  $S_H$  est alors obtenu par des frappes latérales, sur les côtés du madrier, avec un marteau de 5 à 15 kg. Ce dernier peut être monté sur un axe pivotant comme l'illustrent les photos de la figure 1.4.

Pour générer des ondes P, il suffit d'une frappe verticale sur une enclume, soit à côté du madrier sur l'axe entre le point milieu et la tête de forage, soit à côté de chaque extrémité du madrier.



Figure 1.4 Illustration d'une source S utilisée en downhole et conforme à la norme ASTM (gauche, source IgeoTest ; droite, source IMG).

### Choix de la position de la source

La distance entre le point milieu du madrier et la tête de sondage (offset) doit être judicieusement choisie afin de limiter l'impact des ondes de tube, des ondes réfractées ainsi que l'angle d'incidence. Cette distance est en général entre 1 et 3 m. Si un déport plus important est nécessaire (4 à 6 m) ou si le milieu présente plusieurs couches de vitesses différentes dans les 10 premiers mètres, alors la prise en compte des ondes réfractées et des trajets réels dans l'analyse (loi de Snell-Descartes) est indispensable (figure 1.5).

L'impact des ondes de tube est une réalité qu'il faut prendre en compte. La figure 1.6 ci-après représente un downhole dont le forage était respectivement plein d'eau (signal bleu) puis sans eau (signal noir). Ceci permet de matérialiser le signal des ondes de tube et sa complexité, car le temps de 60 ms à 30 m n'est pas cohérent avec un simple signal réfléchi au fond et transitant dans l'eau. La vitesse correspond

plus à celle d'un mode guidé transitant à l'interface eau-tubage (voir chapitre 2, paragraphes sur les ondes acoustiques).

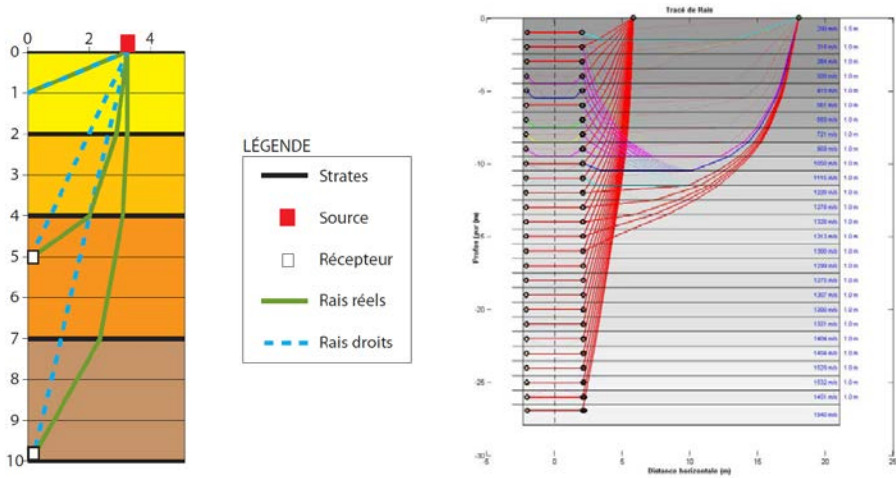


Figure 1.5 Illustration de la différence entre les trajets réels et les rais droits qui sont considérés par une analyse downhole classique (gauche). À droite, le modèle de rais après inversion jointe (Fugro pour EDF) d'un crosshole et de 2 downholes avec des dépôts différents illustre que les ondes réfractées sont plus présentes lorsque le dépôt de la source augmente.

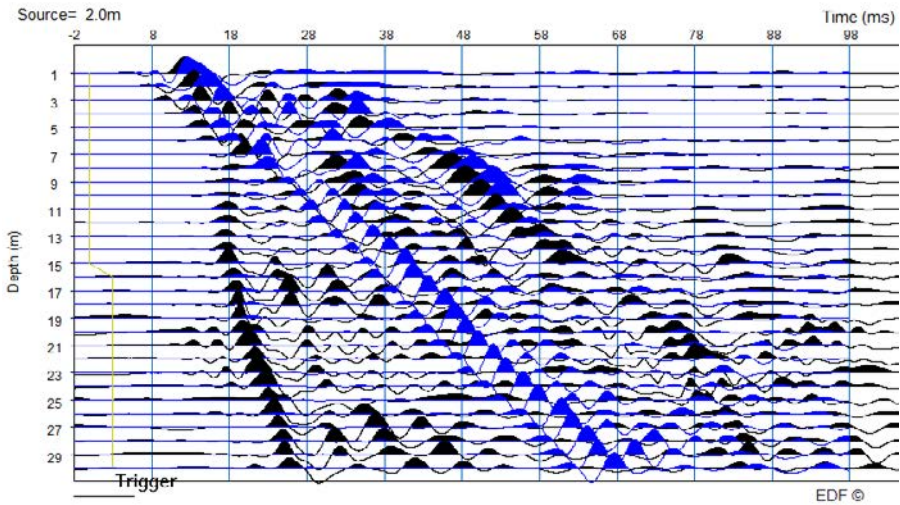


Figure 1.6 Illustration d'une onde de tube dans un forage en eau.

Le figure 1.7 suivante permet de montrer qu'une onde aérienne existe également dans le forage sans eau, mais nettement moins énergétique (réflexion de 95 ms à 30 m). De plus, son effet peut être atténué en plaçant un bouchon acoustique en tête de forage.

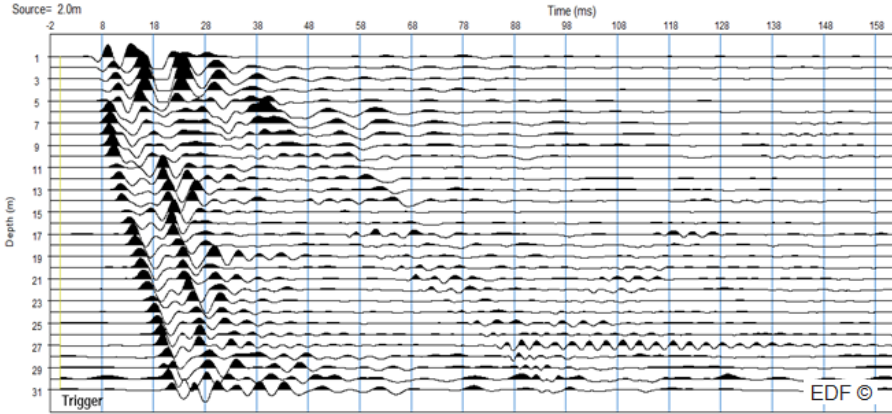


Figure 1.7 Illustration d'une onde de tube dans un forage sans eau.

En fonction de la vitesse du milieu, l'onde de tube dans l'eau peut masquer l'arrivée P ou S (figure 1.8). Il est donc indispensable de s'en prémunir en vidant le forage autant que possible ou en augmentant la distance entre la source et la tête du forage. Toutefois, cette dernière option va favoriser la génération d'ondes réfractées (voir figure 1.5).

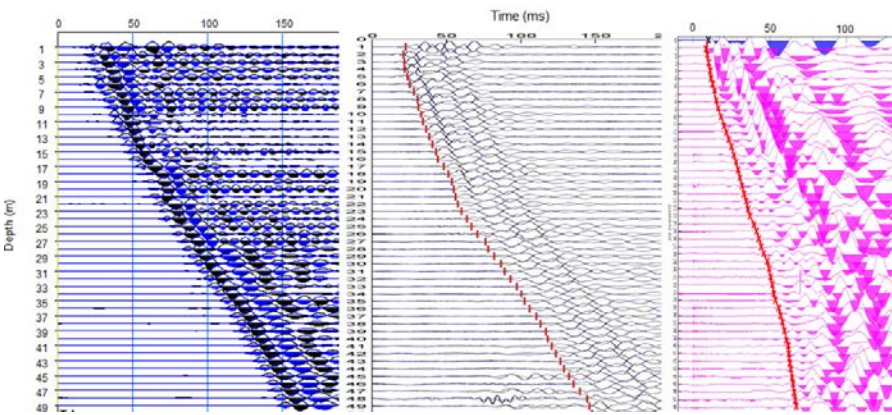


Figure 1.8 Illustration de l'impact de l'onde de tube (Projet InterPacific).

### Couplage de la source sismique

Le couplage de la source sismique est également un point sensible (figure 1.9). La source doit être préférentiellement positionnée sur du terrain naturel (figure 1.9a). En présence d'un remblai, atténuant fortement les ondes sismiques (figure 1.9b), il peut être souhaitable de le décaisser jusqu'à retrouver le terrain naturel. Il est à noter que les techniques de forage et de cimentation ont une forte influence sur la qualité de la transmission des signaux, comme le montre l'exemple présenté en figure 1.9c.

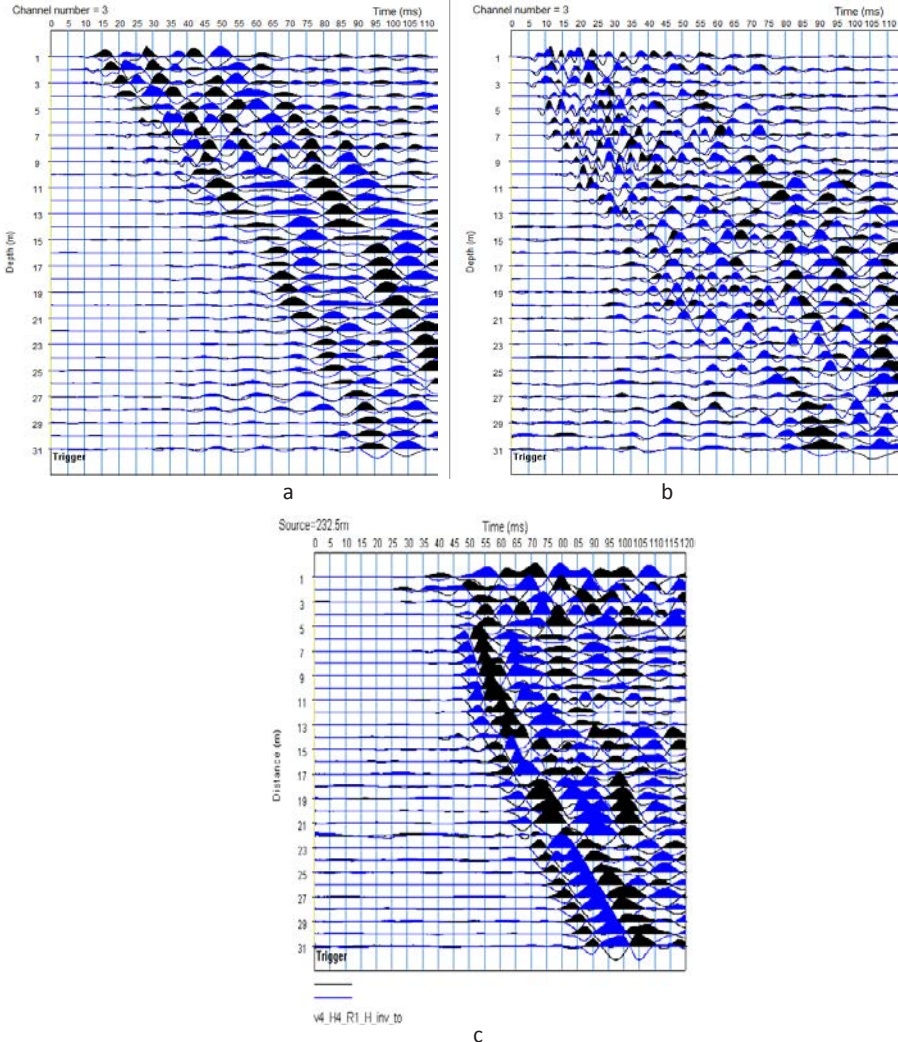


Figure 1.9 Effet du couplage de la source en opération de type Downhole ; a : downhole avec une source sur le terrain naturel ; b : downhole avec une source sur un remblai (nappe à 9,8 m) ; c : downhole sur le même site que a et b, mais avec forage fait avec carottier sonique (nappe à 4 m, hors nappe le signal est pollué par des ondes réfractées car l'offset est trop grand).

Il n'est pas toujours possible de mettre la source sur le terrain naturel ; en revanche, il est possible de réaliser un forage court pour pouvoir utiliser une source de forage directement sous le remblai, en complément de celle de surface. Toutefois, il est important de conserver la source de surface, car les sources de forage sont généralement moins puissantes et l'atténuation peut être trop importante pour réaliser des mesures pour des trajets supérieurs à 10 m (limite que l'on retrouve sur la mesure uphole, sans un nombre important d'addition de tirs ou « stack »).

## Récepteurs

En downhole, l'énergie des ondes P va arriver principalement sur la composante verticale du récepteur et l'énergie de l'onde  $S_H$  sera répartie sur les composantes horizontales. Dans la mesure où un « offset » court est appliqué (1 à 3 m), il est nécessaire de vider le forage de son eau pour éviter les ondes de tube. Toutefois, pour un downhole profond, la vidange du tube ne doit pas excéder 50 m, sinon le risque d'écrasement du tube devient trop fort. En conséquence, il n'est pas possible d'utiliser des hydrophones proches de la surface pour réaliser un downhole en ondes P. Un récepteur 3 composantes ancré à la paroi du forage, de type géophone ou accéléromètre, est donc préconisé.

### 1.2.1.2 Analyse d'un downhole (DH)

La première étape de l'analyse consiste à réaliser le pointé des premières arrivées P et S. Si le signal est de bonne qualité, le pointé des ondes P n'est pas problématique. Pour les ondes S, il est impératif d'exploiter la propriété de polarisation de l'onde en fonction du sens de la frappe (figure 1.10). Pour cela, l'opposition de phase des tirs de sens opposé permet d'identifier sans ambiguïté l'arrivée S (les signaux bleus et noirs doivent être de signe opposé, sur la figure 1.10). Si cette dernière n'existe pas, il faut alors se méfier du signal enregistré, car cela peut traduire une pollution par des ondes de tube ou une interférence avec les ondes P.

La figure 1.10 illustre qu'avec une source classique, l'opposition de phase caractérisant les ondes S peut s'observer jusqu'à 50 m de profondeur. Dans des terrains favorables, les mêmes types de signaux s'observent jusqu'à 100 m de profondeur.

Comme en sismique réfraction, la première étape de l'analyse consiste à afficher le graphe des dromochroniques (courbe distance source-récepteur en fonction du temps). Sur les 10 premiers mètres, cette courbe diffère sensiblement de la courbe profondeur-temps en raison de l'offset de la source (voir figure 1.5). À ce stade, le trajet entre la source et le récepteur est considéré comme linéaire. Toutefois, cette approximation est fautive si le milieu présente des variations de vitesse notables dans les 10 premiers mètres. L'impact augmente avec le déport de la source. À partir de la dromochronique, l'analyse d'un downhole se fait par plages de profondeur (tranches). Le découpage en tranches doit certes se faire en lien avec les ruptures de pentes de la dromochronique, mais aussi et surtout *en lien avec le découpage géologique réalisé sur la base des carottes*.

Sur les tranches ainsi définies, la pente entre les variations de distance et de temps de chaque segment fournit la vitesse moyenne sur l'intervalle correspondant (figure 1.11).

La pente du rayon reliant un point à l'origine donne la vitesse moyenne du sol à la profondeur correspondante. En raison de l'incertitude sur les pointés, chaque tranche doit contenir un minimum de 3 points de mesure, idéalement 4 ou 5 (figure 1.12). De ce fait, l'acquisition downhole avec 2 récepteurs en même temps pour effectuer un calcul de vitesse sur ces 2 mesures n'est pas préconisée. Enfin, on constate aussi qu'une analyse downhole, même avec un pas de mesure métrique, est plus intégrative qu'une mesure crosshole.

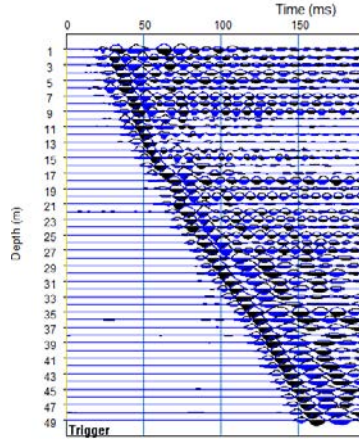


Figure 1.10 Downhole S jusqu'à 50 m de profondeur (Inter Pacific).

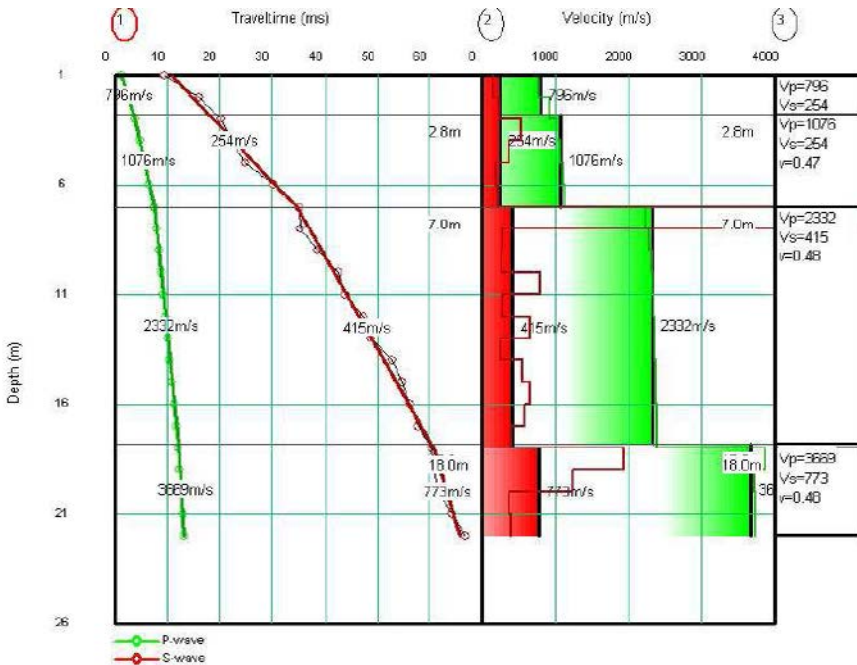


Figure 1.11 Illustration d'une analyse d'un downhole (DH) en ondes P et S suivant 4 tranches.

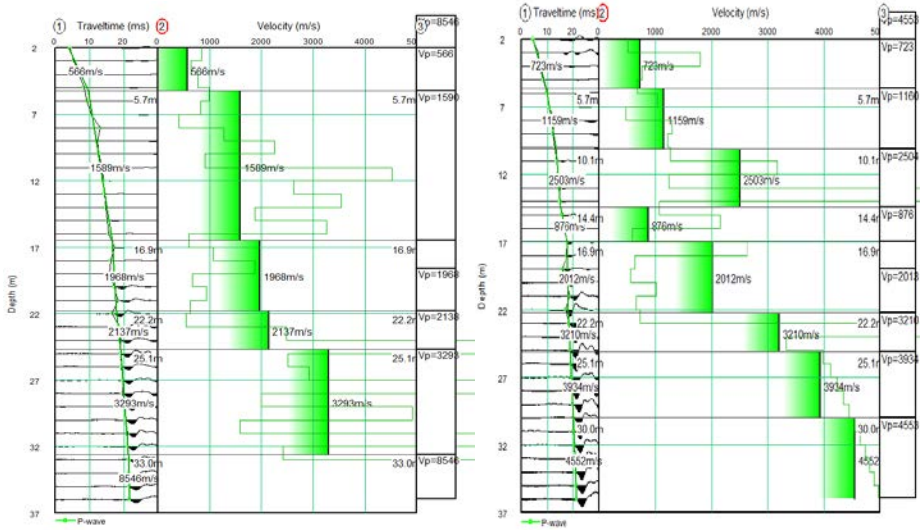


Figure 1.12 Illustration de la sensibilité de l'analyse d'un même downhole (DH) en fonction du choix des tranches.

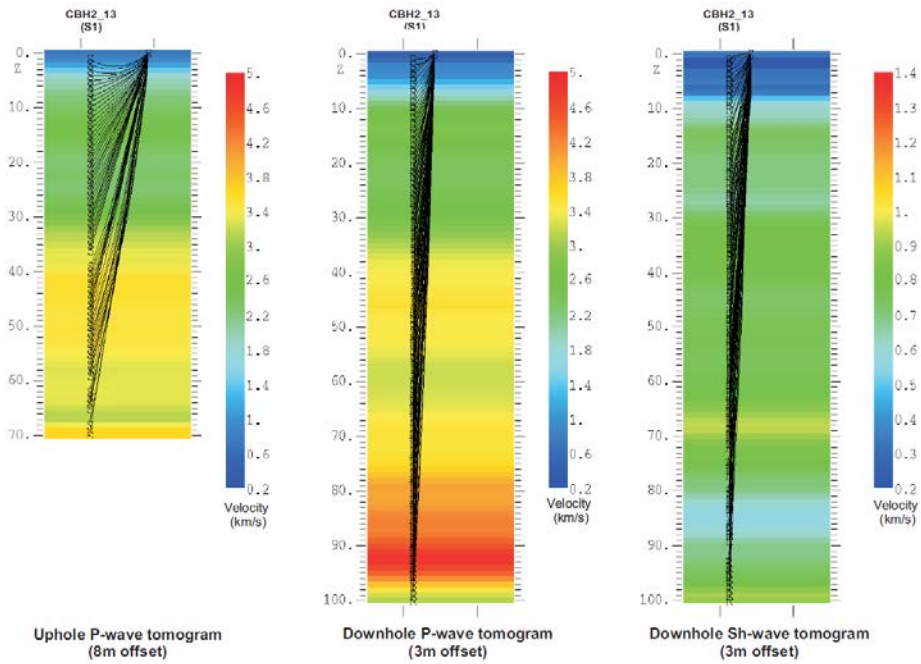


Figure 1.13 Résultat uphole et downhole après inversion avec le logiciel GEOTOMGC (Terradata pour EDF).

Afin de fiabiliser l'analyse des 10 premiers mètres, une approche par modélisation directe ou inversion itérative est possible (figure 1.13). C'est-à-dire qu'un calcul direct des temps de trajet, pour un modèle de vitesse donné, doit intégrer les trajets directs et réfractés. Ensuite, en fonction de l'écart entre les temps mesurés et les temps calculés, le modèle est ajusté. Cette itération est répétée jusqu'à ce que le critère d'erreur soit acceptable.

Actuellement, les logiciels du marché ne sont pas optimisés pour les mesures en forage et ils ne différencient pas directement les ondes directes et réfractées, mais considèrent des rais droits et courbes, les rais droits correspondant aux trajets transmis et les rais courbes aux ondes réfractées.

### 1.2.1.3 Cas particulier de l'offshore

Il est possible de réaliser un downhole P en mer dans un forage en trou nu, avec une source de type canon à air ou sparker proche de la surface. Trouver une source S opérationnelle au fond de l'eau et un capteur 3 composantes est nettement plus compliqué. Enfin, si le terrain est instable, le downhole P à travers le tubage non scellé de protection peut marcher si les terrains traversés sont suffisamment plastiques pour établir un couplage acceptable avec le tubage (figure 1.14).

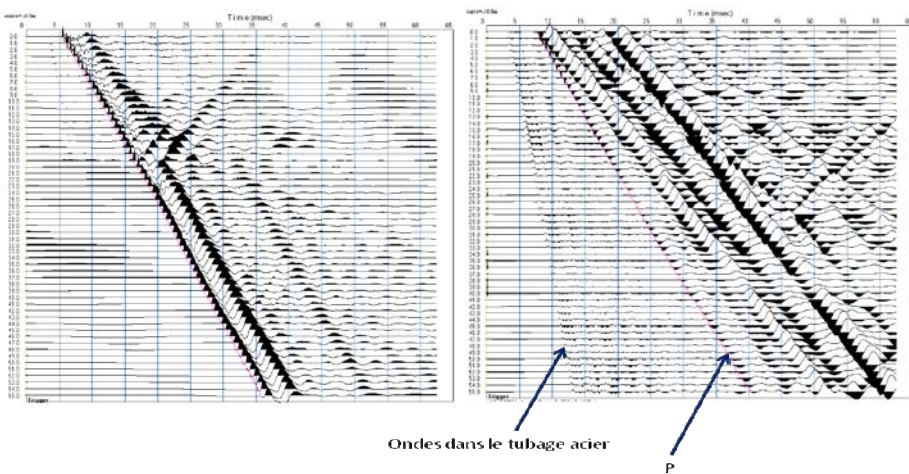


Figure 1.14 Downhole en mer dans un trou nu et à travers un tubage de protection non scellé (Fugro pour EDF).

### 1.2.2 Uphole

Un uphole est analogue à un downhole, mais avec la source dans le forage et le récepteur en surface. La pratique est plus limitée, car les sources  $S$  en forage génèrent un signal qui s'atténue sur une distance relativement courte. Même pour les ondes  $P$ , avec une source relativement puissante (sparker), il est nécessaire d'effectuer un grand nombre d'additions de tirs (stack). Toutefois, la figure 1.13 montre bien qu'en fonction du contexte, on peut arriver à des résultats intéressants en ondes  $P$  (graphe de gauche). Sinon, l'utilisation d'un uphole est intéressante lorsque la mesure est couplée à l'acquisition crosshole, car cela demande juste d'ajouter un capteur 3 composantes en surface.

### 1.2.3 Crosshole

Le principe consiste à mesurer les temps de trajet d'ondes sismiques compressives et cisailantes, transmises directement entre une source sismique dans un forage et un récepteur 3 composantes dans un forage voisin.

L'onde compressive ( $P$ ) se propage dans le plan horizontal ainsi que la composante horizontale de l'onde cisailante ( $S_H$ ). La composante verticale de l'onde cisailante ( $S_V$ ) se propage dans le plan vertical. Donc, l'énergie de l'onde  $P$  et  $S_H$  est principalement répartie sur les récepteurs horizontaux et celle de l'onde  $S_V$  sur le récepteur vertical.

Le résultat d'une mesure crosshole est souvent pris aveuglément comme une référence, mais la méthode peut être confrontée aux limitations suivantes :

- être fortement affectée par des ondes réfractées dans des strates indurées proches ;
- présenter un « aliasing spatial », si l'épaisseur des bancs est inférieure à celle des intervalles ;
- être affectée par un fort pendage des formations ;
- être fortement affectée par une mauvaise cimentation (liaison tubage - coulis de scellement - formation) ;
- être fortement affectée par un endommagement dans l'environnement proche du forage.

En conséquence, il est préconisé d'effectuer un enregistrement downhole et/ou uphole pour compléter et valider le crosshole, dans l'hypothèse où l'anisotropie en grand est négligeable.

#### Cas particuliers

- Dans le cas d'une géologie fortement hétérogène, seule une tomographie sismique pourrait permettre d'apporter une information fiable, pour le profil d'ondes  $P$ . Dès lors, dans un milieu dont le caractère hétérogène est connu, il est également préconisé de réaliser une acquisition crosshole  $P$  additionnelle avec une flûte d'hydrophones de façon à pouvoir exploiter les données en

tomographie. Pour les ondes S, la mise en œuvre de plus de 2 capteurs ancrés est complexe dans le domaine géotechnique, il faut donc généralement se contenter de l'enregistrement downhole ou uphole.

- De même, si l'essai est réalisé dans un milieu dont la forte anisotropie horizontale est connue (bancs fracturés dans une direction donnée par exemple), le dispositif de mesures et l'interprétation des résultats doivent être adaptés (forages récepteurs à 90° avec des directions parallèles et perpendiculaires à celles de l'anisotropie).
- Enfin, si l'essai est réalisé dans un milieu dont la forte anisotropie verticale est en relation avec des bancs minces, le dispositif de mesures doit également comprendre une source spécifique  $S_H$  (sparker P- $S_H$ ).

### 1.2.3.1 Pré-requis

La qualité du scellement du tubage impacte bien plus fortement la mesure crosshole que downhole, car les signaux sont de plus haute fréquence.

Le calcul de la vitesse nécessite de connaître avec précision la distance entre les forages. Une erreur humaine est possible avec les mesures d'inclinométrie (figure 1.15) et un défaut de calibrage peut affecter les mesures de trajectométries (figure 1.16). Il est donc impératif d'appliquer en surface une procédure de contrôle des directions données par ces mesures.

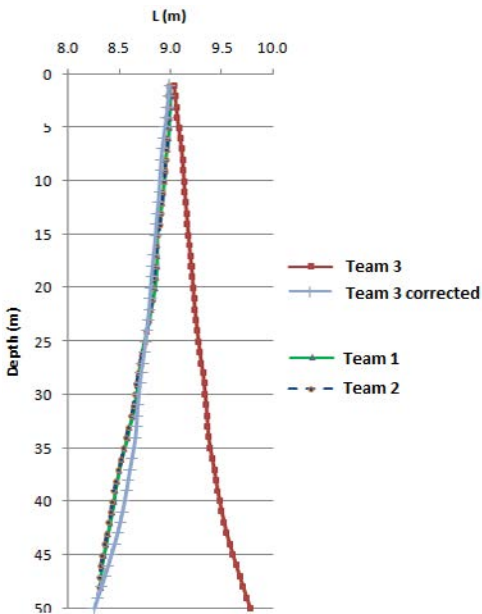


Figure 1.15 Exemple de résultat de 2 trajectométries distinctes et d'une inclinométrie dans un même forage (Projet Inter Pacific).

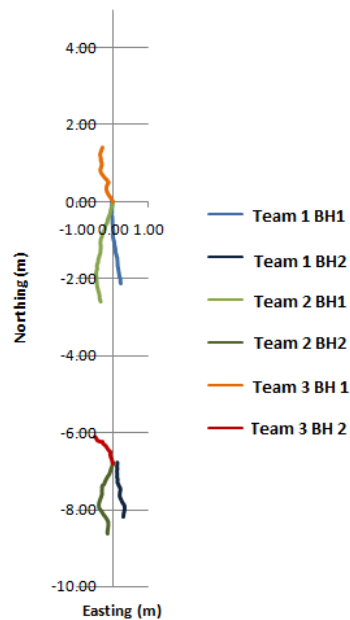


Figure 1.16 Exemple de résultat de 3 trajectométries distinctes dans un même forage (Projet Inter Pacific).

### 1.2.3.2 Dispositif d'acquisition

Il est nécessaire de dissocier l'acquisition et l'analyse des ondes en compression (P) et en cisaillement (S). Jusqu'au début des années quatre-vingt (figure 1.17), l'essai crosshole était réalisé au fur et à mesure de l'avancement du carottage émetteur par une frappe en tête du train de tiges. Cette méthode a évolué grâce au développement d'une sonde d'émission plaquée à la paroi du forage. Ceci a l'avantage majeur de dissocier les opérations de l'atelier de forage et celles de l'atelier géophysique. En revanche, cela ajoute des problèmes de couplage de la source.

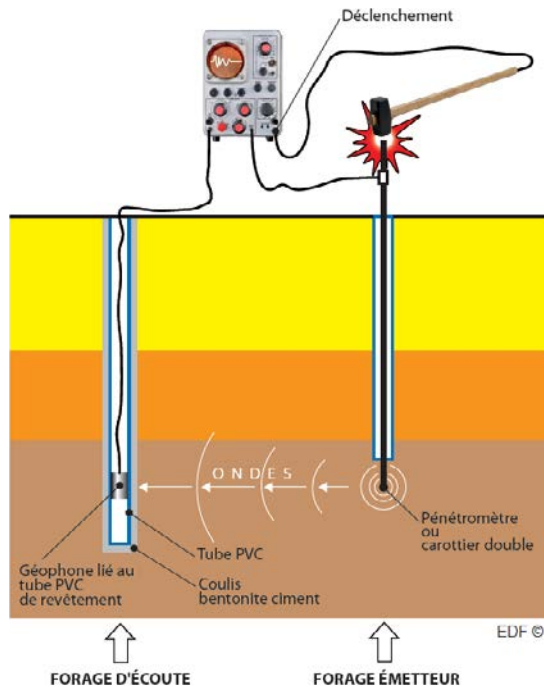


Figure 1.17 Dispositif historique de la mesure crosshole, appliqué en France jusqu'au début des années quatre-vingt.

La méthode crosshole classiquement préconisée (figure 1.18) nécessite trois forages afin de calculer la vitesse entre deux forages récepteurs en s'affranchissant de la connaissance précise du temps ( $t_0$ , temps zéro) de génération de l'onde. Cette approche est aujourd'hui discutable, car d'une part, très souvent, l'atténuation est telle que le signal du deuxième forage est difficilement exploitable, d'autre part, l'enregistrement du tir n'est plus une limitation technique. Néanmoins, *ne travailler qu'avec un forage d'écoute nécessite plus de rigueur, notamment une chaîne de mesure calibrée*. À titre d'exemple, une dérive entre l'impulsion électrique et la génération d'un signal « sparker » (figure 1.19) est possible avec l'usure des électrodes.

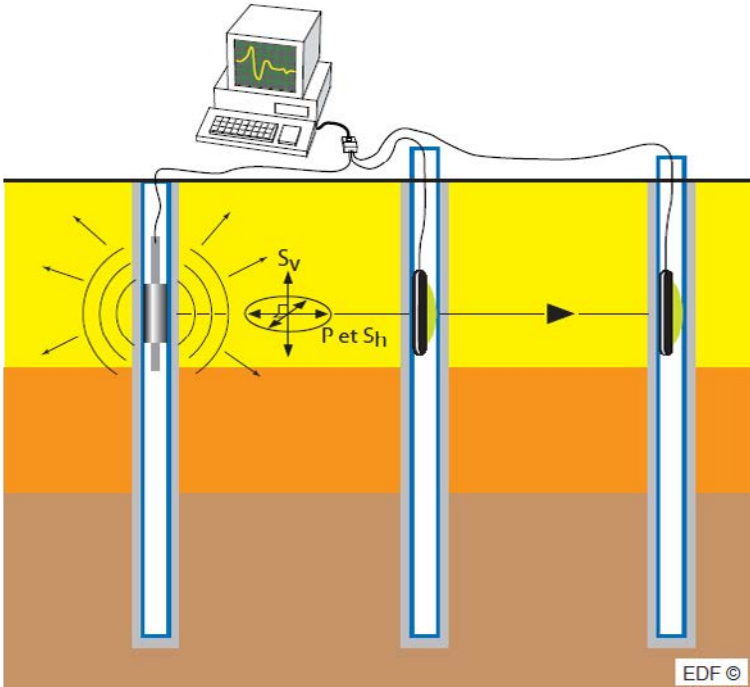


Figure 1.18 Illustration du dispositif crosshole à 3 forages.



Figure 1.19 Illustration d'une source P : sparker (SolGéo).

Par ailleurs, il est vrai qu'avoir un forage récepteur unique peut être pénalisant si l'on veut pointer le temps de première arrivée au maximum de l'amplitude de l'onde (apex) et non à son début. Certes cette technique permet de travailler avec des signaux dont le rapport signal sur bruit est moins bon. D'un autre côté, en raison de l'atténuation du signal, s'il est trop bruité, il peut être difficile d'identifier

le départ de l'onde et ce cas se rencontre plus généralement avec le signal du forage le plus lointain.

### Sources

Pour maximiser l'énergie des ondes de cisaillement, une source mécanique (marteau-enclume) ou électromécanique (analogue aux sources de l'outil *PS Suspension Logging*, PSSL) ancrée à la paroi est préconisée (figure 1.20).



Figure 1.20 Illustration d'une source S mécanique (marteau-enclume Ballard) et électrodynamique (SolGéo, masse déplacée vers le haut ou le bas par un électroaimant).

### Récepteurs

Pour l'onde P, l'énergie est répartie sur les composantes horizontales, ce qui peut générer des difficultés pour pointer les premières arrivées et nécessite une opération mathématique de polarisation, afin de projeter l'énergie dans la direction source-récepteur. Certains récepteurs peuvent s'orienter dans une direction donnée. Toutefois, le plus simple et robuste est d'utiliser des hydrophones pour mesurer l'arrivée P. Il est à noter que certains hydrophones sont directement équipés d'un système d'amplification pour optimiser la dynamique d'enregistrement.

Pour l'analyse des ondes S, seul un récepteur avec une composante est nécessaire. Toutefois, avoir un récepteur 3 composantes associé à la source mécanique permet, si besoin, de pouvoir vérifier la mesure P par le couple sparker-hydrophone (figure 1.21).



Figure 1.21 Hydrophone avec système d'amplification et géophone 3C avec système d'ancrage (Solgé).  
 Hydrophone with amplification system and 3C geophone with anchoring system (Solgé).

### L'échantillonnage

L'acquisition des données crosshole nécessite des pas d'échantillonnage en temps petits.

Un échantillonnage en temps de 50  $\mu\text{s}$  est acceptable pour les enregistrements des ondes S, en revanche les ondes P qui sont de plus haute fréquence nécessitent un pas d'échantillonnage plus petit pouvant être pris à 2,5  $\mu\text{s}$  (figure 1.22).

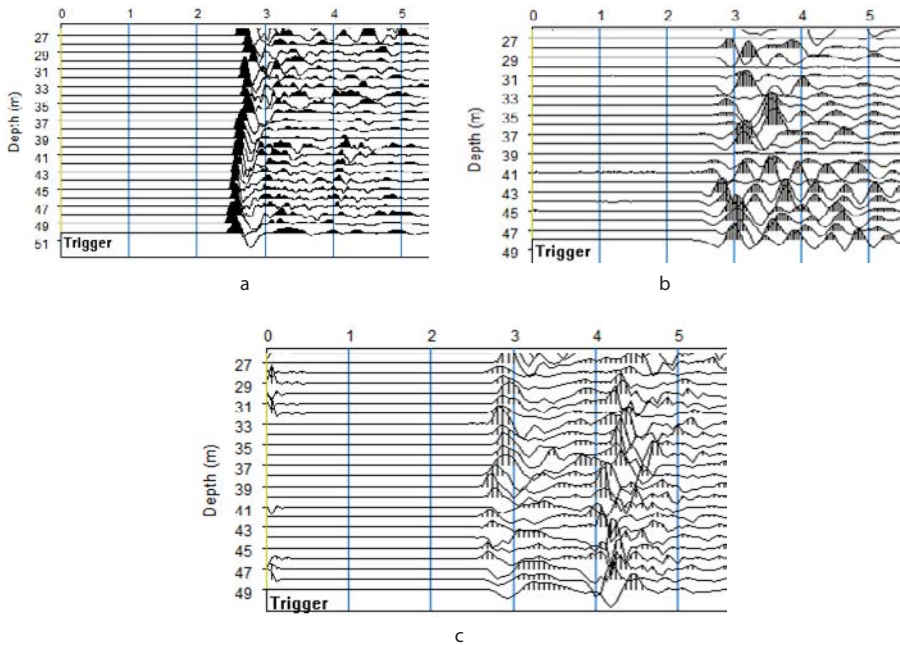


Figure 1.22 Enregistrement P dans un même forage respectivement avec un pas d'échantillonnage de 2,5  $\mu\text{s}$  (a), 32,25  $\mu\text{s}$  (b) et 62,5  $\mu\text{s}$  (c).

### 1.2.3.3 Analyse d'un crosshole

*A priori* l'analyse d'un crosshole est simple et robuste, il suffit de pointer la première arrivée de l'onde sélectionnée (P ou S) et de diviser ce temps de trajet par la distance source récepteur pour aboutir à la vitesse du milieu. Toutefois plusieurs points de vigilance sont décrits ci-après.

Comme nous l'avons vu au paragraphe sur les récepteurs, l'interprétation P avec des géophones nécessite la polarisation des traces horizontales, afin de maximiser l'amplitude du signal. Toutefois, il arrive que le résultat de cette opération soit moins lisible qu'une des deux composantes seule ou que l'opération soit complexe, comme lorsque le récepteur a six composantes horizontales.

Par ailleurs, dans des alluvions et notamment hors nappe, il arrive que l'atténuation des ondes P soit telle qu'elles ne se distinguent plus du bruit. Deux causes peuvent expliquer ce problème :

- En premier, le forage et la cimentation sont délicats dans ce type de terrain et, en fonction de la technique de forage utilisée, le résultat de la cimentation peut être très variable. Pour ce type de terrain, le risque est d'avoir un annulaire de ciment épais et non adhérent à la formation, ce qui peut créer un guide d'onde filtrant plus les ondes P que les ondes S, car elles sont de plus haute fréquence (souvent 1 000 Hz contre 200 Hz). Pour limiter cet effet, un carottier sonique peut être préconisé, afin de ne pas trop déstructurer les terrains.
- En second, la source mécanique génère une énergie en ondes P insuffisante pour ce type de terrain très atténuant, il faut donc préférer une source plus puissante pour les ondes P, comme un sparker.

La figure 1.23 illustre les propos précédents. Les deux crossholes ont été réalisés dans des sites distincts, mais tous deux avec une couverture d'alluvions gravelo-sableuses respectivement jusqu'à 22 m et 21,6 m, recouvrant un substratum argileux ou marneux.

Dans les deux cas, on constate un changement du contenu fréquentiel entre les alluvions (signal de basse fréquence) et le substratum (signal de haute fréquence). Toutefois, dans le deuxième cas, les premières arrivées identifiables sur les 19 premiers mètres ne sont pas des ondes P, car les temps correspondent avec ceux des ondes S pointés sans doute sur les composantes horizontales. En revanche, dans le premier cas, il est possible d'identifier des arrivées P sur toute la hauteur.

L'atténuation affecte surtout les récepteurs lointains dans les crossholes avec plusieurs forages récepteurs. Ceci justifie de réaliser une acquisition avec une source spécifique P plus puissante qu'une source mécanique, qui est faite pour maximiser l'énergie des ondes S. De plus, limiter le crosshole à deux forages est tout à fait possible, mais uniquement à condition de s'assurer de la cohérence des résultats avec ceux d'un downhole et/ou uphole faits dans un des deux forages.

La méthode crosshole peut être également affectée par des ondes réfractées (notamment quand l'offset est supérieur à 6 m). L'exemple présenté figure 1.24 illustre qu'il est possible de détecter des ondes réfractées et de confirmer leur existence

uniquement à partir de l'analyse visuelle des signaux, croisée avec l'information des carottes.

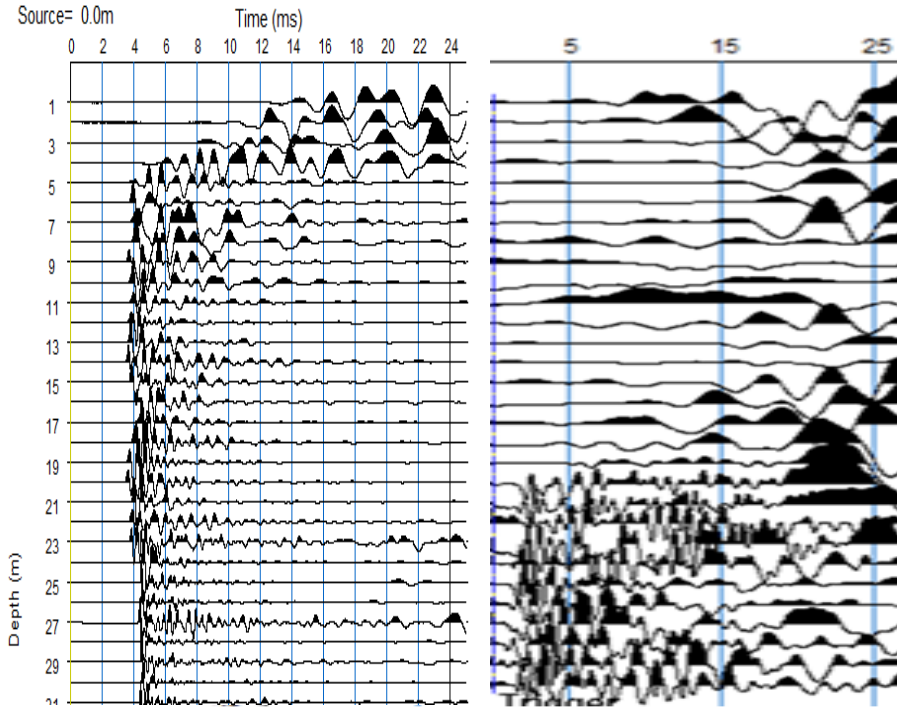
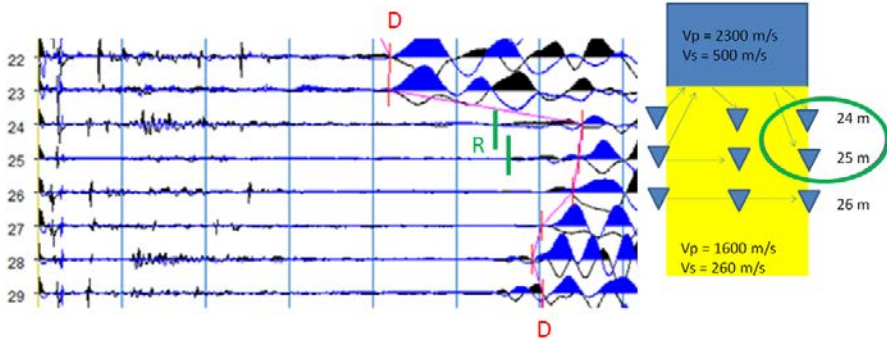


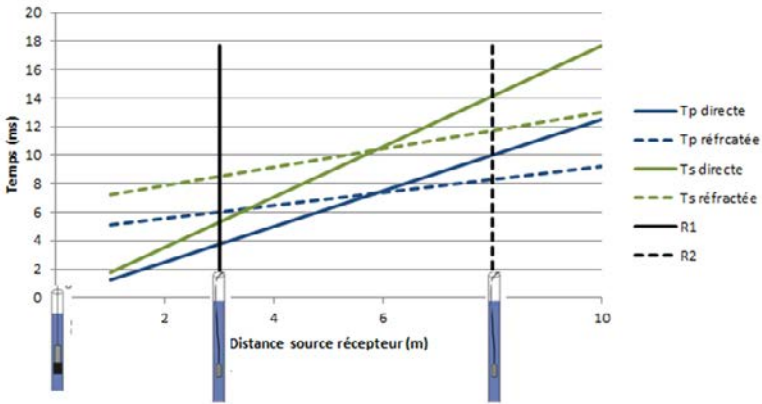
Figure 1.23 Exemples d'enregistrements crosshole. À gauche : crosshole P (Inter Pacific, nappe à 3 m). À droite : site EDF (nappe à 6 m).

Sur l'enregistrement du crosshole en ondes S, en partie gauche de la figure 1.24a, on constate une première arrivée S rapide à 22 et 23 m de profondeur (pointée en rouge). Plus en profondeur, cette arrivée S est plus tardive. Il y a donc deux milieux dont les vitesses S peuvent être calculées respectivement à 500 et 260 m/s (voir modèle de vitesse à droite). Directement sous la formation rapide, à 24 et 25 m de profondeur, on observe une première arrivée peu énergétique (pointée en vert). Il s'agit d'une arrivée réfractée, l'arrivée transmise (pointée en rouge) gardant la même phase. Le phénomène peut s'expliquer en calculant les dromochroniques par exemple à 2 m de l'interface entre les 2 milieux (soit 25 m de profondeur, voir figure 1.24b). Sur la figure 1.24b, On constate qu'à la distance du premier forage ( $X = 3$  m) l'onde directe (P : trait bleu plein ; S : vert plein) arrive en premier alors que dans le deuxième forage ( $X = 6$  m) elle arrive après l'onde réfractée (tirets bleus pour l'onde P et vert pour l'onde S). En réalisant cette analyse à 24 et 26 m de profondeur, on peut alors dessiner les trajets les plus rapides illustrés par les flèches vertes à gauche de la figure 1.24a.



a

### Hodochrones d'un cross-hole



b

Figure 1.24 Exemples de « crosshole ». a : à gauche, enregistrements S entre 22 et 29 m de profondeur et à droite modèle géologique associé. b : dromochrones P et S en considérant un niveau de mesure à 2 m de l'interface avec une strate plus rapide (basé sur le modèle en bas à droite).

L'approche ci-dessus nécessite du temps et de l'expérience. Elle est donc difficilement généralisable à toutes les prestations de ce type. La norme ASTM préconise plutôt la mise en œuvre d'une analyse informatique pour prendre en compte les différents trajets possibles (inversion). Dans les faits, ceci n'était pas appliqué en France, mais commence à l'être depuis 2015.

La figure 1.25 présente un exemple de résultats de tomographie obtenus avec logiciel d'inversion.

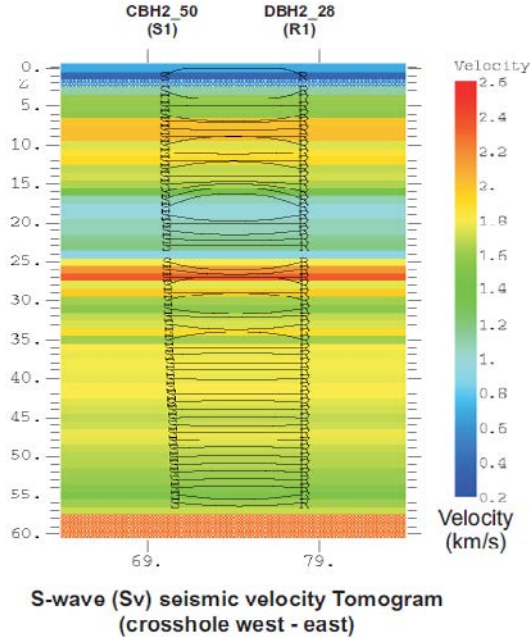


Figure 1.25 Résultat crosshole après inversion avec le logiciel GEOTOMGC (Terradata pour EDF).

## 1.3 La mesure $V_s$ par diagraphies

### 1.3.1 Diagraphies acoustiques de haute résolution verticale

En géotechnique, les outils de diagraphie utilisables sont en général d'un petit diamètre ( $< 50$  mm) et non empilables, comme cela est pratiqué dans le domaine de l'exploration pétrolière. Les sondes acoustiques classiquement utilisées sont donc des sondes courtes (3,5 m), composées d'un émetteur piézo-électrique à haute fréquence (10 à 40 kHz), de type monopôle (voir chapitre 3). Il est rappelé que cela veut dire que la source est omnidirectionnelle et qu'elle génère des ondes P dans le fluide. Ces ondes sont réfractées (P, S) au niveau de la paroi du forage et des modes guidés y apparaissent également. Il s'agit en particulier de l'onde de Rayleigh pour une interface solide-air et de l'onde de Scholte-Stoneley pour l'interface solide-fluide. Dès lors, l'existence d'ondes de cisaillement réfractées implique que la vitesse P du fluide soit inférieure à la vitesse S de la formation pour un forage en trou nu. La mesure  $V_s$  en diagraphie acoustique est donc préconisée pour une formation rapide.

Lorsque la formation est lente ( $V_s$  formation  $<$   $V_p$  fluide), les ondes de Scholte-Stoneley peuvent permettre d'estimer les vitesses  $S$  avec un outil acoustique. Il est tout de même nécessaire d'avoir ponctuellement le moyen de caler la conversion entre les vitesses de Scholte-Stoneley et celles de cisaillement (par exemple log downhole avec un espacement plurimétrique entre points de mesure).

La figure 1.26 est un exemple de diagraphie sonore de type Full Wave (*Full Wave Sonic*, FWS) obtenue avec un outil monopôle. La figure montre à droite la section acoustique obtenue avec un déport source récepteur de 4 ft et à gauche les logs de vitesse des différents trains d'onde (réfractée P, réfractée S et Stoneley).

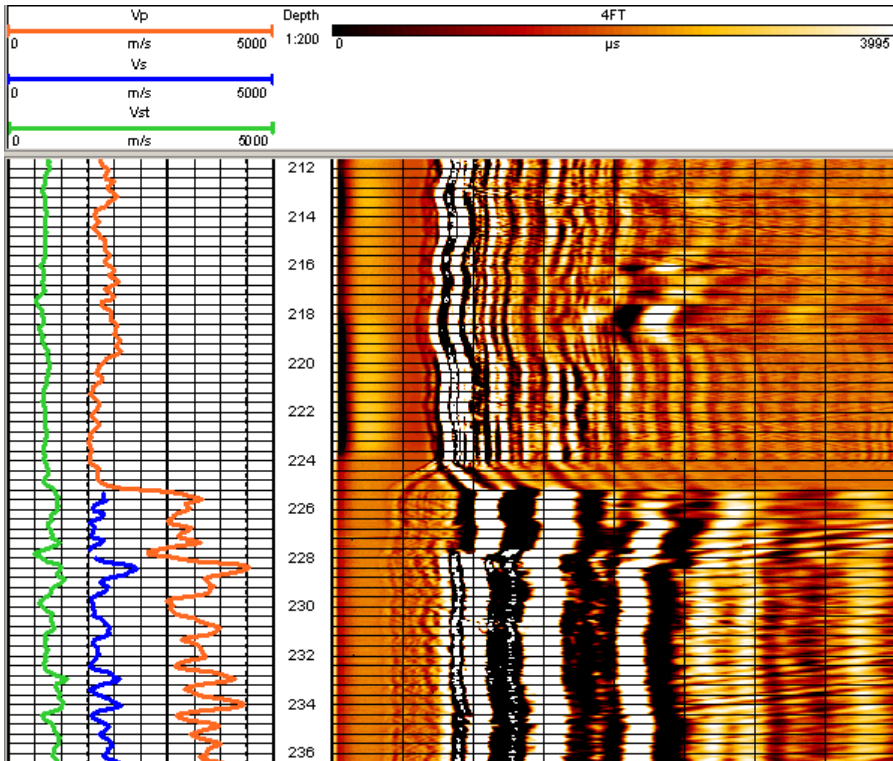


Figure 1.26 Exemple d'enregistrement FW sonic (monopôle), montrant une première arrivée P peu énergétique dont le temps d'arrivée diminue nettement après 225 m (entrée dans le rocher), l'arrivée S n'est visible qu'en dessous de 225 m où le milieu a une vitesse considérée comme rapide par rapport à la boue (rocher) (SEMM logging pour EDF).

En formation lente, la mesure des vitesses  $S$  ne peut pas être obtenue en utilisant des outils de type monopôle. Les pétroliers ont développé des outils de type dipôle comprenant des émetteurs et des récepteurs polarisés qui génèrent et enregistrent

des ondes de flexion dont la vitesse de propagation est proche de la vitesse  $S$  de la formation (voir chapitre 3). Le problème est que ces outils du domaine pétrolier sont rigides et de grande longueur. En revanche, il existe une adaptation souple pour le domaine de la géotechnique : le PSSL.

### 1.3.2 PS Suspension Logging (PSSL)

PS Suspension Logging (PSSL) est une sonde de diagraphie souple, dont la mesure est non continue, contenant une source électromécanique de forage et deux récepteurs (voir chapitre 3).

Il est à noter que les fréquences utilisées par le PSSL permettent d'effectuer une mesure dans un forage avec un tubage PVC. Les vitesses des ondes sismiques sont calculées à partir de la différence entre les temps d'arrivée entre les deux récepteurs (Near et Far) espacés de 1 m. De ce fait, l'outil nécessite d'être centré dans le forage, mais étant donné qu'il est souple (figure 1.27) et qu'il peut être difficile d'avoir des centreurs adaptés au forage, cette condition n'est pas toujours réalisée.



a



b

Figure 1.27 Outil PSSL. a : Mise en place d'un outil PSSL avec une sondeuse toujours mobilisée (Fugro pour EDF). b : Centreur type de l'outil PSSL.

Or, dans un forage vertical, tous les outils de diagraphie tournent pendant la remontée et quand la paroi est inclinée, ils se calent dans la partie inférieure de la paroi. De plus, lorsqu'un forage est incliné, classiquement il y a un surcreusement de la formation lié au frottement du train de tiges (*reaming*) et ceci implique une anisotropie de l'épaisseur du coulis de ciment autour du tubage. Dans le cas de la figure 1.28, cette cause peut expliquer les écarts observés entre des mesures PSSL et downhole entre 75 à 120 m de profondeur, notamment au droit de la formation argileuse à 75 m, classiquement favorable au développement de « caves ».

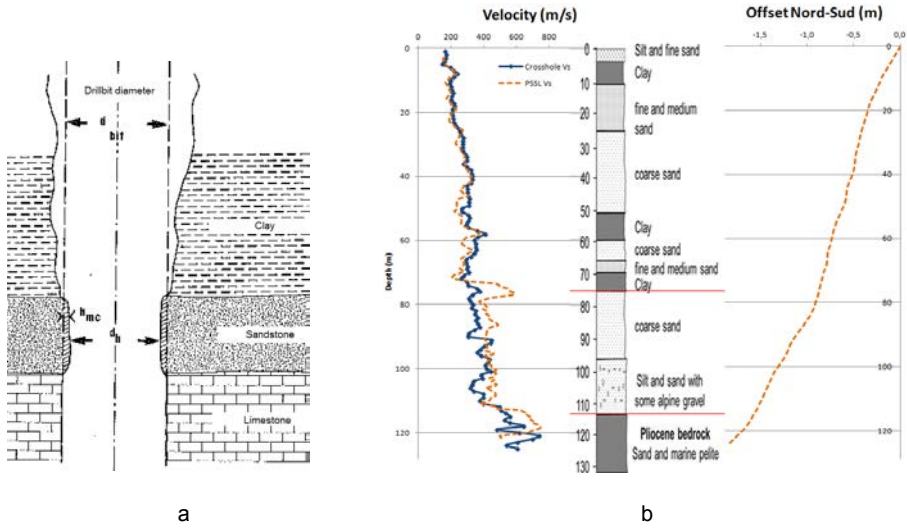


Figure 1.28 Outil PSSL et downhole DH. a : Caliper evolution in function of ground drilling (O. Serra, 1979). b : Mirandola, zoom on DH S results vs PSSL, geology and deviation.

Ceci montre que l'analyse d'un PSSL nécessite également de pouvoir contrôler le diamètre (caliper) et la déviation du forage (trajectométrie), car lorsque son inclinaison dépasse 30° la mesure PSSL semble faussée. Enfin, en raison de la longueur d'un PSSL (5 à 7 m) et de la difficulté à réaliser un scellement qui n'envahisse pas trop la formation notamment hors nappe, en trou tubé, il est fréquemment observé un écart entre la mesure crosshole ou downhole et PSSL dans les 10 premiers mètres. La figure 1.29 illustre parfaitement cela.

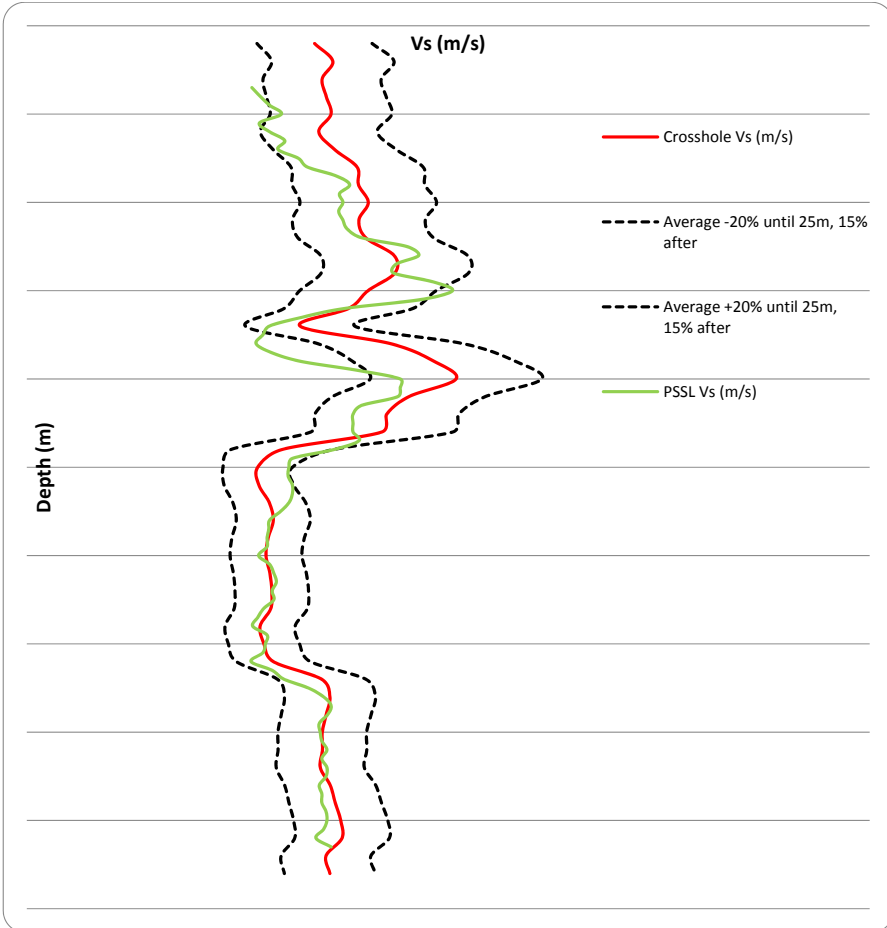


Figure 1.29 Log crosshole versus PSSL dans un forage tube (Inter Pacific, Grenoble).

Enfin, il est à noter que manifestement la puissance entre les différentes sondes du marché n'est pas la même. En effet, les deux acquisitions illustrées en figure 1.30 ont été faites sur un même site offshore, dans des forages en trous ouverts différents mais toutefois très comparables. Avec la première sonde, les oppositions de phase sont nettes pour les ondes S en dessous de 10 m de profondeur, alors que le film de la seconde sonde est inexploitable. Les performances de toutes les sondes PSSL ne sont donc pas comparables et une étude comparative reste à mener.

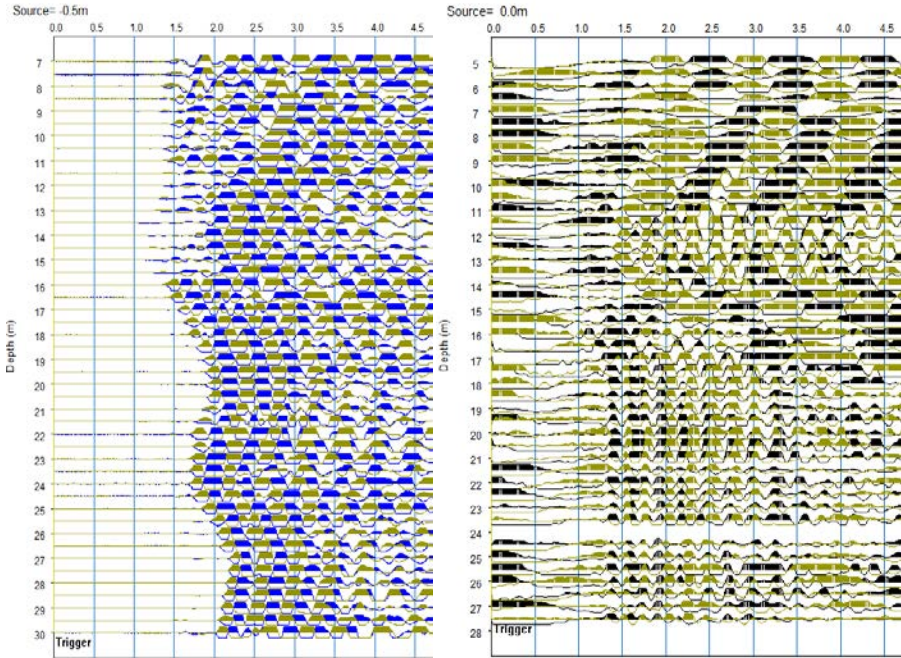


Figure 1.30 PSSL en collection traces des composantes H sur 4,5 ms, dans deux forages distincts mais d'un même site homogène en mer, avec la sonde A et la sonde B (EDF-EN).

## 1.4 Cas d'étude d'une acquisition downhole, PSSL et de diagraphie acoustique, dans un même forage

Le forage étudié est complexe dans la mesure où il est relativement profond (280 m), traverse des terrains hors nappe et sous nappe (nappe à 3 ou 4 m), des formations instables nécessitant de tuber le forage (alluvions) et des terrains stables lorsque le trou de forage est maintenu par une boue à base de bentonite, puis enfin du rocher après 225 m de profondeur. Cette forte variabilité des conditions géologiques et des conditions de forage a nécessité d'anticiper la mise en œuvre de différentes techniques de mesure de la vitesse des ondes sismiques en forage. Au final, le résultat validé illustre parfaitement le domaine préférentiel de chaque méthode. À savoir :

- le log downhole est adapté pour un forage traversant des formations instables et équipé d'un tubage PVC ;

- le log PSSL est adapté pour un forage à travers une formation « lente », dont le trou est maintenu nu grâce à un fluide à base de bentonite ;
- la diaggraphie acoustique est adaptée pour des formations « rapides », du rocher.

La continuité entre les mesures en trou tubé et trou nu a été réalisée par une portion de downhole en trou ouvert (voir les pointillés orange sur le « log downhole » de la figure 1.31) ; il aurait également été possible de réaliser un PSSL en trou tubé.

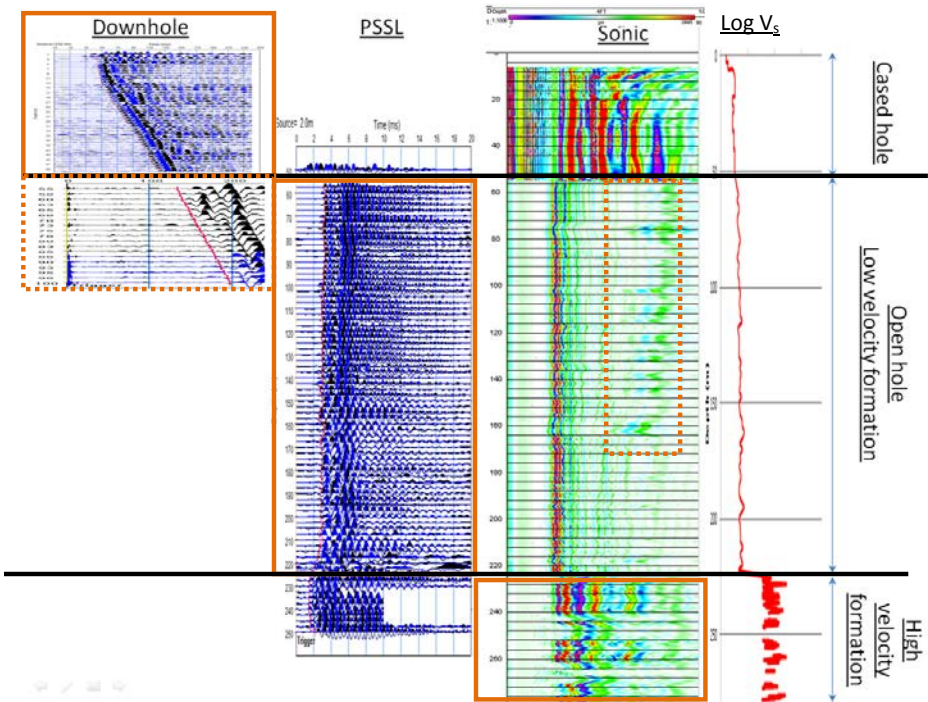


Figure 1.31 Log  $V_s$  (rouge) obtenu à partir d'un downhole, PSSL et d'un « sonic FWF ».

La continuité entre les mesures en formation lente et rapide a été réalisée avec l'enregistrement des ondes de Stoneley qui sont très nettes entre 55 et 160 m (voir les pointillés orange sur le « log sonic » de la figure 1.31).

Le log final combine la mesure downhole entre 0 et 50 m, la mesure PSSL entre 56 et 225 m puis la mesure acoustique entre 225 et 280 m voir les rectangles orange de la figure 1.31).

**Tableau 1.5** *Mesure de vitesses ( $V_p$ ,  $V_s$ ) et outils (DH, sonic, PSSL).*

Profondeur (m)	Particularité	$V_p$			$V_s$			$V_{stonley} \Rightarrow V_s$
		DH	Sonic	PSSL	DH	Sonic	PSSL	Sonic
0-50	tubage							
55-100	formation lente, trou nu							
100-225	formation lente, trou nu							
225-280	rocher, trou nu							

Le tableau 1.5 résume les mesures validées avec en vert foncé celles retenues pour établir le log  $V_s$  et en vert clair celles qui permettent de vérifier la continuité entre les différentes techniques appliquées. La figure composite 1.31 illustre toutes ces conclusions pour la mesure S.

## 1.5 Conclusion

Ce document a permis de détailler la méthodologie d'acquisition et d'analyse des mesures invasives en forage de type downhole, uphole, crosshole et des diagraphies. Un regard nouveau est apporté par rapport aux normes ASTM notamment sur :

- la possibilité de contrôler la cimentation ;
- la nécessité de mettre en place des procédures de calibration pour la chaîne de mesure géophysique et les outils de trajectométrie ou inclinométrie ;
- l'impact des ondes de tube en downhole ;
- la possibilité de travailler avec deux forages en crosshole, sous réserve d'un certain nombre de précautions ;
- la nécessité de dissocier l'acquisition P et S, que ce soit en downhole ou en crosshole ;
- la nécessité de réaliser une analyse en deux phases afin d'éviter des artefacts liés aux trajets réels ou aux ondes réfractées.

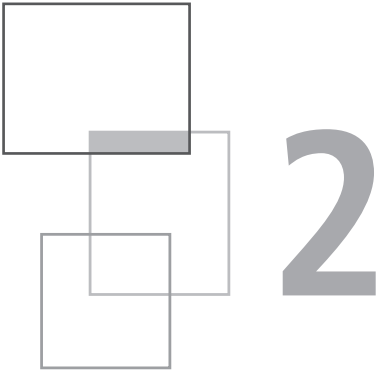
Pour une reconnaissance profonde où il est possible de conserver un trou nu, incontestablement le PSSL est à préconiser. La mesure peut être complétée par un log Sonic FWF en ondes de Stoneley afin d'améliorer la résolution verticale. Toutefois, il reste préférable d'avoir une redondance de donnée dans les premiers mètres, avec un downhole ou crosshole, car généralement cette portion est tubée, hors nappe, et un envahissement de la formation par le coulis faussant la mesure PSSL ne peut pas être exclu. Sur la hauteur du forage, il est également préconisé de réaliser un « caliper » ainsi qu'une mesure de déviation (trajectométrie).

Enfin, le choix de la sonde PSSL est important, car les performances de toutes les sondes PSSL ne semblent pas comparables. Une étude détaillée des performances de ces sondes reste à mener.

## Références

- ASTM D4428/D4428M-14, 2014, Standard test methods for Cross-Hole seismic testing. West Conshohocken (PA): ASTM International, [www.astm.org](http://www.astm.org).
- ASTM D7400-14, 2014, Standard test methods for Down-Hole seismic testing. West Conshohocken (PA): ASTM International, [www.astm.org](http://www.astm.org).
- Bourbié Th., Coussy O., Zinszner B., 1986, *Acoustique des milieux poreux*. Éditions Technip, Paris.
- Eurocode 8, Calcul des structures pour leur résistance aux séismes, 2005.
- Garofalo F., Foti S., Hollender F., Bard P.Y., Cornou C., Cox B.R., Dechamp A., Ohrnberger M., Perron V., Sicilia D., Teague D., Vergniault C., 2016, InterPacific project: Comparison of invasive and non-invasive methods for seismic site characterization. Part II: Inter-comparison between surface-wave and borehole methods, Soil Dynamics and earthquake Engineering.
- SeisImager downhole manual, 2013, *Windows Software for Analysis of Downhole Seismic, Pickwin v. 5.1.0.5, PSLog v. 2.0.0.3, Manual v. 1.2.*





# Sismique de puits

J.-L. Mari, C. Vergniault, F. Coppens

---

## 2.1 Introduction

La sismique de puits, dont la mise en œuvre la plus couramment utilisée est celle du profil sismique vertical (PSV, Hardage 1985, 1992 ; Mari *et al.* 1998, 2000), est une opération sismique pour laquelle un signal émis à la surface du sol est enregistré par un capteur sismique situé successivement à différentes profondeurs dans le puits. La plus ancienne mesure de sismique de puits est le sismo-sondage, réalisé pour mesurer les temps de propagation entre la surface et différentes cotes d'un puits.

Le PSV est une opération de sismique de puits pour laquelle la source et le capteur sont considérés comme étant sur la même verticale. Le PSV a une résolution verticale métrique à décimétrique et une investigation latérale de quelques dizaines de mètres (zone de Fresnel).

Le PSV repose sur l'analyse des différents trains d'onde enregistrés par le capteur de puits. La mesure du temps d'arrivée des premières ondes descendantes se propageant à incidence proche de la normale est utilisée pour fournir une distribution

---

Ce chapitre de l'ouvrage *Sismique en forage et diagraphies acoustiques* est publié en Open Access sous licence creative commons CC-BY-NC-ND permettant l'utilisation non commerciale, la distribution, la reproduction du texte, sur n'importe quel support, à condition de citer la source.

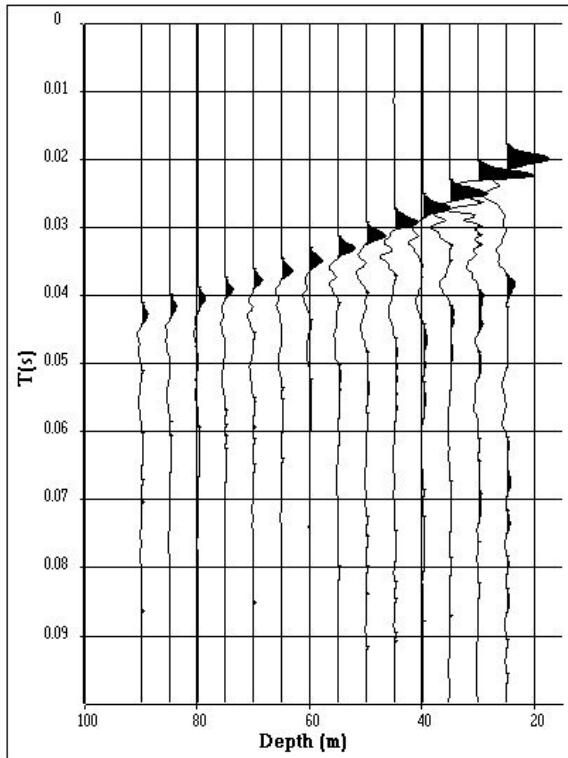
© EDP Sciences, 2018

DOI: 10.1051/978-2-7598-2262-1.c004

de vitesse dans le sous-sol. 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), la trace PSV fournit au puits et sous le fond du puits un log d'impédance acoustique.

Le puits peut être un trou ouvert, un trou tubé (acier et/ou PVC), un trou tubé cimenté. Dans ce dernier cas, il est recommandé de faire un contrôle de cimentation (diagraphie acoustique).

La figure 2.1 montre un enregistrement de PSV non traité, enregistré dans un puits vertical, tubé acier. 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 25 et 90 m, la source de surface est faiblement déportée (5 m) par rapport à la tête de puits. La distance entre deux positions successives du géophone dans le puits est de 5 m. Le pas d'échantillonnage en temps est de 0,25 ms pour une durée d'écoute de 250 ms. Sur la figure, la durée d'écoute a été limitée à 100 ms.



VSP : Raw data (vertical component)

document IFP School , J.L.M., 2015.

Figure 2.1 Exemple de PSV enregistré dans un puits vertical dans l'intervalle de profondeur 25-90 m.

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 : OVSP). L'image obtenue après traitement est alors une section sismique en couverture simple.

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. Dans cette mise en œuvre, le nombre de positions du géophone de puits est généralement limité. La figure 2.2 illustre la mise en œuvre d'une ballade sismique et montre un exemple d'imagerie obtenue dans l'industrie pétrolière. L'axe horizontal représente la distance du point miroir par rapport au puits.

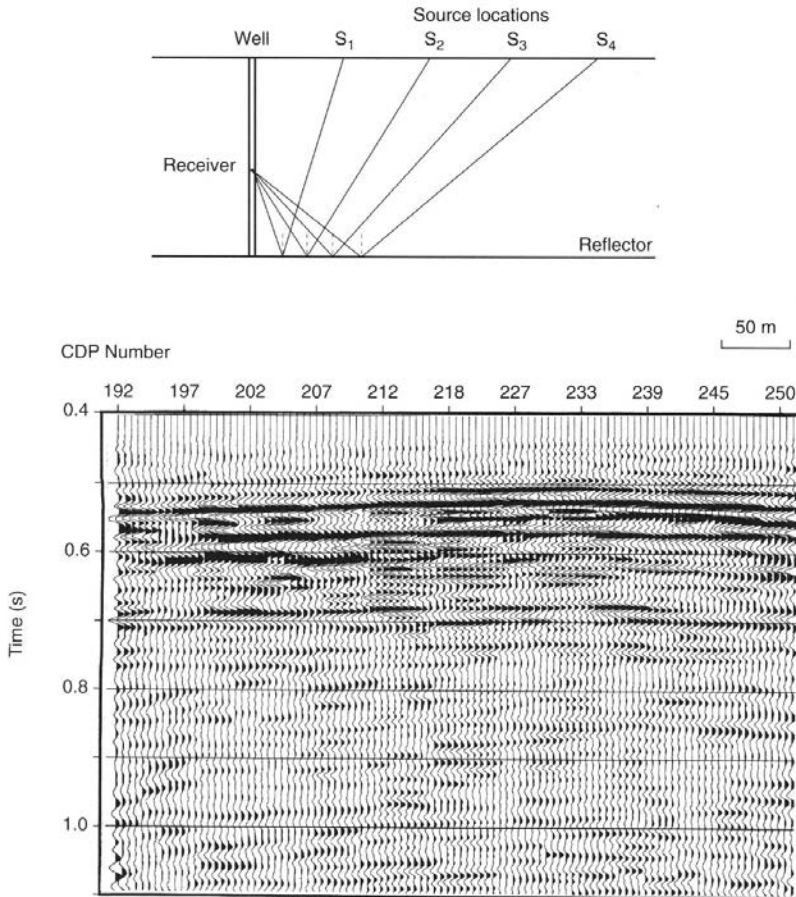


Figure 2.2 Exemple d'imagerie par ballade sismique (document : ENGIE - IFPEN).

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.

Les mises en œuvre de type PSV, OVSP et ballade sismique permettent d'obtenir une image des formations géologiques 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).

L'utilisation de source de puits permet de faire de la sismique de puits en transposé (émission en fond et réception en surface) et de la sismique de puits à puits. Cet aspect a été développé au chapitre 1 consacré à la mesure des vitesses de cisaillement des formations. La sismique de puits à puits peut fournir des images des formations entre les puits sous forme de sections en sismique réflexion donnant les contrastes d'impédance acoustique (figure 2.3, gauche) ou de modèles de vitesses obtenus par inversion des temps de première arrivée (tomographie par transmission, figure 2.3, droite).

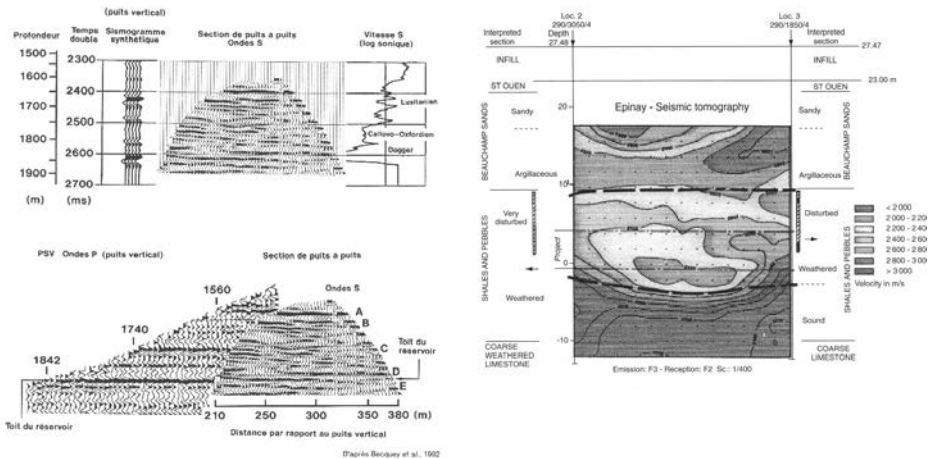


Figure 2.3 Exemples de sismique de puits à puits. À gauche : exemple de sismique de puits à puits en réflexion en ondes S entre un puits vertical et un puits dévié (d'après Becquey et al., 1992). À droite : exemple de tomographie par transmission en génie civil (document : F. Lantier, consultant).

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

## 2.2 Acquisition des données de sismique 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. Dans ce paragraphe, nous présentons successivement :

- les moyens nécessaires à l'acquisition des données ;
- la mise en œuvre sur le terrain.

### 2.2.1 Moyens nécessaires à l'acquisition des données

Les moyens concernent : les équipements, les véhicules et le personnel.

#### Équipements

1. Une unité de diagraphie comprenant : un système de réception composé d'un ou plusieurs capteurs de puits (géophones ou/et hydrophones), un treuil sur lequel s'enroule un câble de plusieurs centaines de mètres auquel est connecté le capteur de puits, une unité d'enregistrement et de numérisation (la numérisation pouvant être faite au niveau des capteurs), un système de visualisation et d'impression des enregistrements terrain, un système de mesure de la cote profondeur.
2. Un ou plusieurs capteurs de surface pour calibration de la source.
3. Une source sismique (explosif, marteau, chute de poids).
4. Un système de levage avec poulies pour la descente du système de réception.
5. Les équipements sont vérifiés (maintenance, étalonnage) périodiquement.

#### Véhicules

1. Soit : 1 ou 2 véhicules (de préférence tout-terrain/tout-chemin), permettant le transport du personnel et des équipements.
2. Soit : une unité de logging et un véhicule permettant le transport du personnel et de la source.

#### Personnel et compétences

1. Deux opérateurs qualifiés pour la mise en œuvre (source, treuil, acquisition).
2. Un géophysicien (chef de mission) qualifié pour le contrôle qualité des données à l'acquisition et qui peut être aussi opérateur.

### 2.2.2 Mise en œuvre sur le terrain

Dans cette partie, nous décrivons successivement :

#### 2.2.2.1 Déroulement d'une opération de PSV classique en puits vertical

Le capteur de puits ou sonde est descendu à une cote profondeur. La source est positionnée à la surface du sol, à une faible distance (< 5 m) de la tête de puits.

Un géophone de référence est planté près de la tête de puits. Plusieurs tirs sismiques sont réalisés pour vérifier le bon fonctionnement du système complet d'acquisition (enregistreur, sonde, géophone de référence, source) et la bonne répétitivité des données. La sonde est remontée en surface.

Après avoir effectué le calage du zéro (référence sonde) à un plan de référence (radier, table de rotation...) ou au sol, la sonde est descendue en fond de puits et ancrée à la paroi du puits. Au préalable, il faut vérifier que l'ancrage de la sonde est suffisant pour faire des mesures avec le câble relâché.

L'opération de PSV à une cote donnée consiste à :

1. Contrôler la profondeur à laquelle se trouve le capteur de puits ou sonde.
2. Ancrer la sonde (si le type de sonde permet une ouverture et une fermeture des bras d'ancrage).
3. Donner du mou au câble.
4. Faire les mesures sismiques et les contrôler à l'aide du système de visualisation.
5. Vérifier la bonne répétitivité de la source sur la voie sismique dédiée au géophone de référence.
6. Tendre le câble.
7. Désancrer la sonde (si le type de sonde permet une ouverture et une fermeture des bras d'ancrage).
8. Positionner la sonde à la cote suivante.

Cette opération peut être faite plusieurs fois à la même cote de façon à évaluer les variations de couplage et le rapport signal sur bruit.

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

### 2.2.2.2 Sondes de puits

- Dans le domaine pétrolier, la plupart des systèmes de réception sont des sondes multi-capteurs dans le but de réduire le temps d'acquisition de la sismique de puits et donc le coût d'immobilisation des puits. Ces systèmes 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 téléométrique qui permet la transmission de l'information du fond vers la surface. Chacun des outils comprend un système d'ancrage et un module sismique. En géotechnique, la sonde de forage est généralement une sonde mono-capteur.
- Le capteur peut être un géophone à 1 composante (géophone vertical) ou un géophone à 3 composantes (1 composante verticale et 2 composantes horizontales orthogonales). Le capteur peut aussi être un hydrophone, voire à 4 composantes : géophone 3 composantes et hydrophone. En géotechnique, on utilise classiquement une sonde mono-capteur de type géophone à 1 ou 3 composantes. Le système d'ancrage peut être hydraulique ou mécanique avec possibilité ou non d'ouverture

et de fermeture des bras d'ancrage. En géotechnique, on utilise également un hydrophone unique ou une flûte d'hydrophones (12 niveaux par exemple).

- Si le système d'ancrage permet l'ouverture et la fermeture des bras d'ancrage, il est recommandé de faire des mesures sismiques à quelques cotes à la descente et de reprendre les mêmes cotes à la remontée pour contrôler le calage en profondeur.
- L'acquisition du PSV est réalisée du fond de puits vers la surface pour des raisons de commodité d'acquisition.

La figure 2.4 montre des exemples de sondes de puits : géophone 3 composantes, hydrophone unique, flûte d'hydrophones. La figure montre également un exemple de PSV obtenu avec un hydrophone.

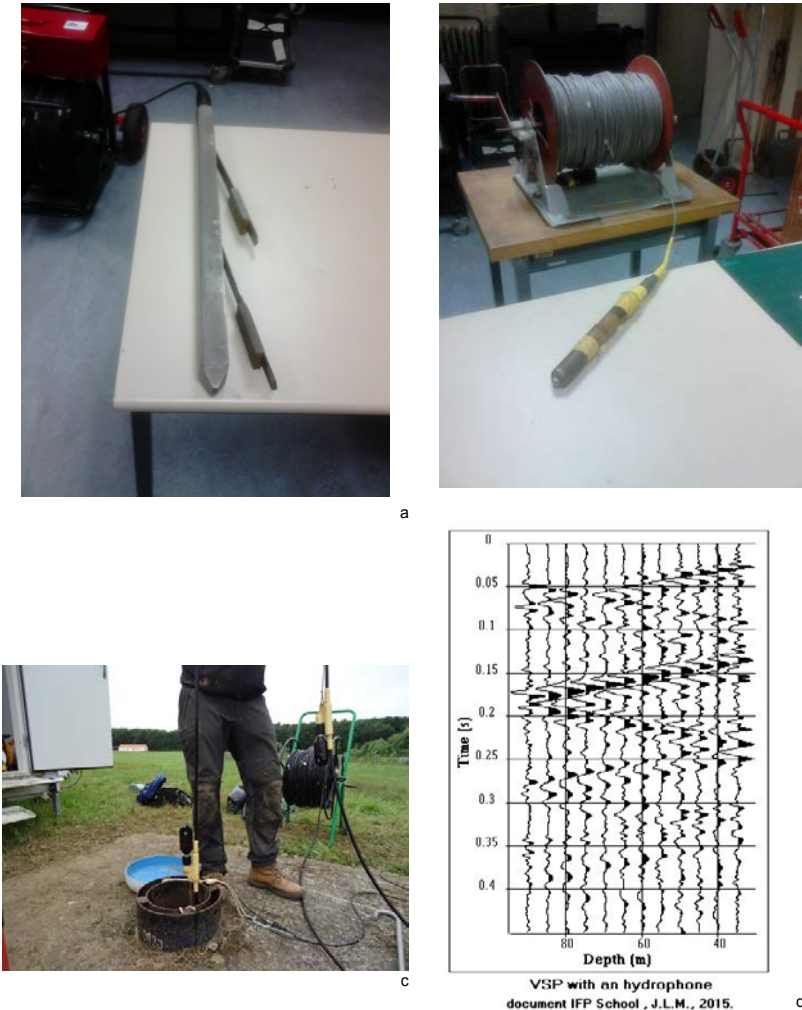


Figure 2.4 Exemples de sondes de puits. a : géophone 3C. b : hydrophone. c : flûte d'hydrophones. d : exemple de PSV enregistré avec un hydrophone.

### 2.2.2.3 Source sismique

La source sismique doit être dimensionnée pour un rapport Signal/Bruit optimal sur la hauteur de puits investiguée et pour un contenu fréquentiel adapté. L'explosif (forte énergie mais nuisances et autorisations contraignantes), le fusil (cartouche), le marteau (pratique mais de faible énergie) et la chute de poids (bon compromis énergie/encombrement) sont les sources les plus utilisées. Ces sources émettent principalement des ondes de volume de type ondes de compression. On peut également utiliser un mini-vibrateur. Les pétroliers utilisent, en général, la source sismique mise en œuvre pour l'acquisition des données de sismique de surface (vibrateur). En marine, on utilise le plus souvent un canon à air. Pour émettre des ondes S, on peut utiliser un marteau avec frappes latérales sur une cible ancrée au sol. Ce point est développé au chapitre 1.

La figure 2.5 montre des exemples de source sismique utilisée en génie civil.



Source : fusil



Source : chute de poids (document APEC)

Figure 2.5 Sources sismiques utilisées en génie civil.

### 2.2.2.4 Paramètres d'acquisition

L'enregistrement PSV est un enregistrement à deux dimensions (temps : axe vertical ; profondeur ou longueur filée : axe horizontal). Le pas d'échantillonnage en temps est de 0,25 ms, 0,5 ms ou 1 ms. La durée d'écoute est de quelques centaines de ms à quelques secondes. La distance verticale  $\Delta z$  entre deux points de mesure (échantillonnage suivant la profondeur, soit l'axe horizontal) doit être choisie inférieure à la plus petite demi-longueur d'onde rencontrée pour éviter le phénomène d'aliasing spatial.  $\Delta z$  est calculée à partir de la plus petite vitesse  $V_{\min}$  de propagation des ondes sismiques et de la fréquence  $F_{\max}$  la plus haute susceptible d'être enregistrée :  $\Delta z \leq V_{\min}/2F_{\max}$ . Si  $V_{\min} = 1\,500$  m/s et  $F_{\max} = 150$  Hz, on choisira  $\Delta z \leq 5$  m.

En pratique, les distances verticales sont choisies entre 2 m et 5 m en géotechnique. Pour une acquisition de type ballade sismique, le déport  $D$  de la source par rapport à la tête de puits 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  $D < \frac{3}{4} H$ .

#### 2.2.2.5 Sécurité

La sécurité du chantier doit être assurée par le chef de mission, en accord avec le Système Qualité du prestataire. Les accès à la zone de mesures seront sécurisés. L'usage d'explosif doit être réservé aux boufeux professionnels.

#### 2.2.2.6 Contrôle Qualité

Après chaque cote, l'opérateur contrôle la qualité des enregistrements (capteur de puits et de surface, le niveau de bruit, le bon couplage du capteur de puits...).

#### 2.2.2.7 Production

En moyenne, pour un PSV standard : 5 minutes/cote.

## 2.3 Ondes sismiques

L'enregistrement PSV 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 et du fluide de puits. Les modes guidés sont des ondes de type Stoneley, plus communément appelées ondes de tube.

Les ondes de volume descendantes sont les ondes directes, créées par la source, et les multiples créés par les marqueurs situés au-dessus du capteur de puits. Les ondes de volume montantes sont des ondes réfléchies, primaires ou multiples.

Les ondes descendantes ont des vitesses apparentes positives, les ondes montantes des vitesses apparentes négatives.

Les ondes de tube sont créées lorsqu'il y a mise en mouvement des particules de la colonne de boue qui remplit le puits. Les ondes de surface sont la source principale des ondes de tube, qui sont considérées comme des bruits organisés qui perturbent les enregistrements PSV et qui gênent l'interprétation. Il existe cependant des ondes de tube qui peuvent être utiles au géophysicien. Ce sont les ondes de tube créées in situ dans les zones à forte perméabilité par l'intermédiaire des ondes de compression qui traversent la zone perméable et donnent naissance à deux ondes de tube, l'une montante, l'autre descendante comme le montre la figure 2.6. L'amplitude de ces

deux ondes de tube est directement proportionnelle à la perméabilité de la zone où elles ont été créées et la valeur de la perméabilité ainsi trouvée est significative par rapport au puits sur une distance égale à la demi-longueur dominante de l'onde de compression incidente (Huang et Hunter, 1981). Un exemple réel d'analyse d'onde de tube dans une zone réservoir est présenté par J.L. Mari (1989).

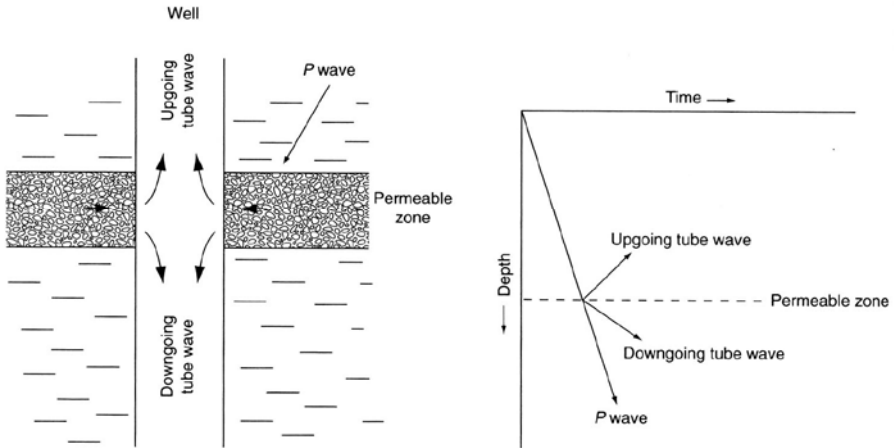


Figure 2.6 Création d'ondes de tube par les ondes de compression traversant une zone perméable, et représentation schématique de ces ondes sur l'enregistrement PSV (d'après Hardage, 1985).

La figure 2.7 montre un PSV avec un fort niveau d'ondes de tube notées TW1 à TW6. On peut identifier l'onde descendante directe (première arrivée), un ensemble d'arrivées réfléchies montantes coupant l'arrivée directe et des ondes de tube descendantes et montantes. Les ondes de surface générées par la source créent un champ d'ondes de tube (TW3) qui se réfléchit en fond de puits (TW4), et au toit d'une zone poreuse et perméable située à 440 m de profondeur (TW5). TW5 se réfléchit de nouveau à la surface au contact fluide-air (TW6). L'onde P descendante pénétrant la zone perméable à 440 m donne naissance à une onde de tube (TW1) qui se réfléchit en fond de puits (TW2). On peut noter également des ondes de tube secondaires à vitesse apparente lente dues à l'outil. On peut aussi utiliser les ondes de Stoneley pour obtenir des renseignements concernant la vitesse des ondes de cisaillement de la formation, détecter les zones de fractures et karsts. Un exemple d'utilisation des ondes de tube pour détecter les niveaux karstiques d'un réservoir carbonaté proche de la surface sera présenté au chapitre 5. Dans ce cas, il est préférable d'utiliser un hydrophone, comme capteur sismique.

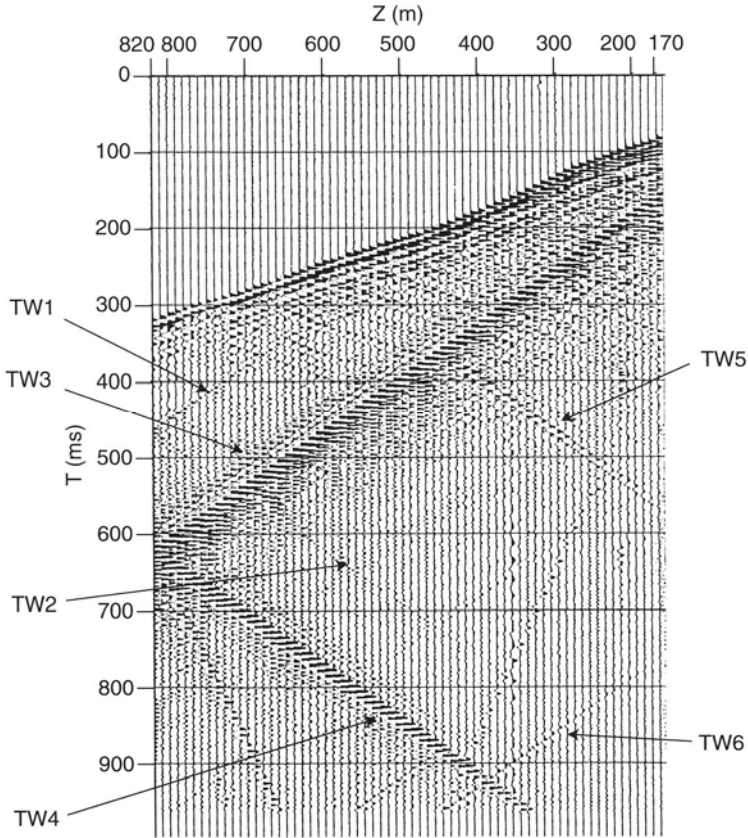


Figure 2.7 Exemple de PSV avec ondes de tube (document : ENGIE – IFPEN).

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. La figure 2.8 montre 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.

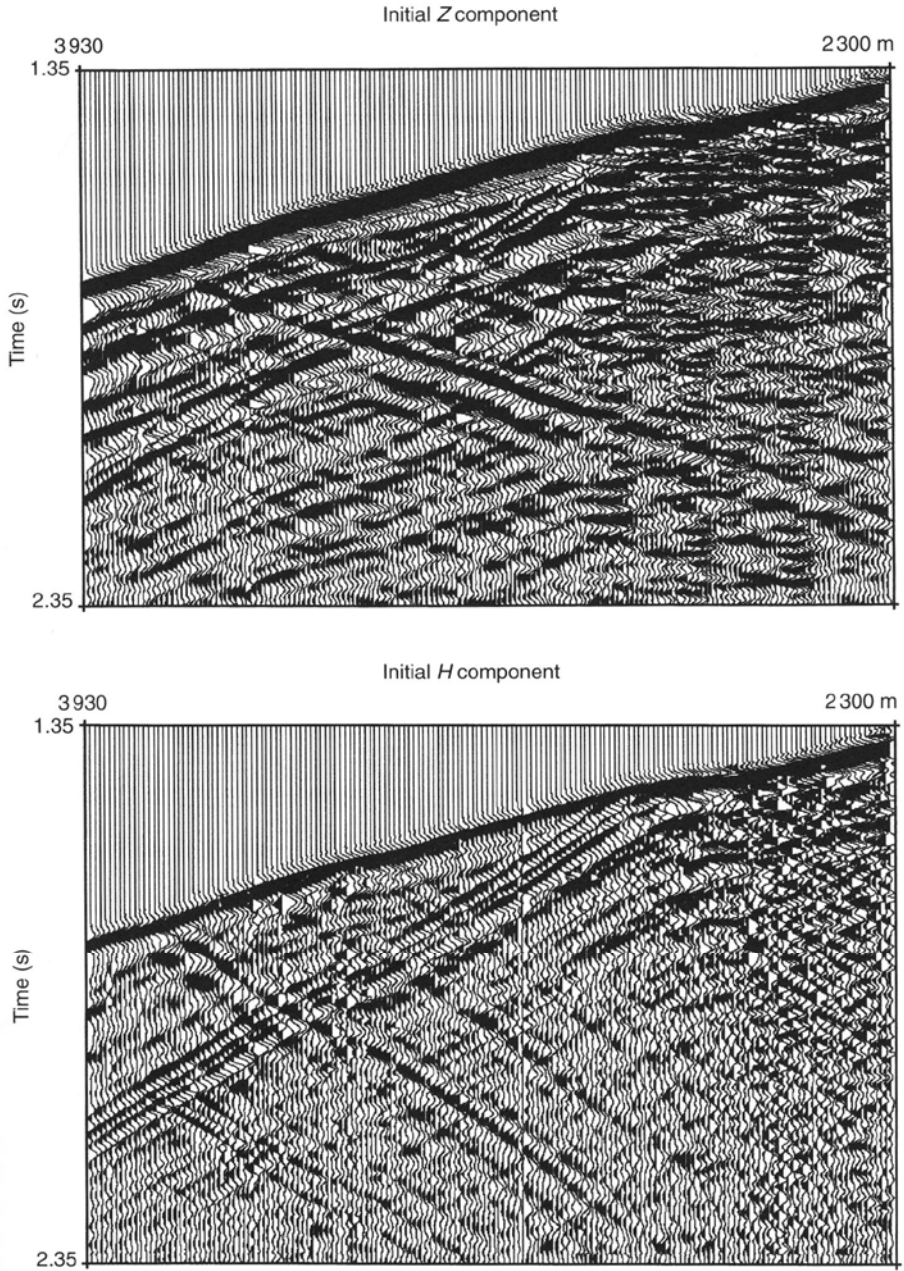


Figure 2.8 Exemple de PSV déporté enregistré avec un géophone de puits à deux composantes Z et H (d'après J. Mars et al., 1999).

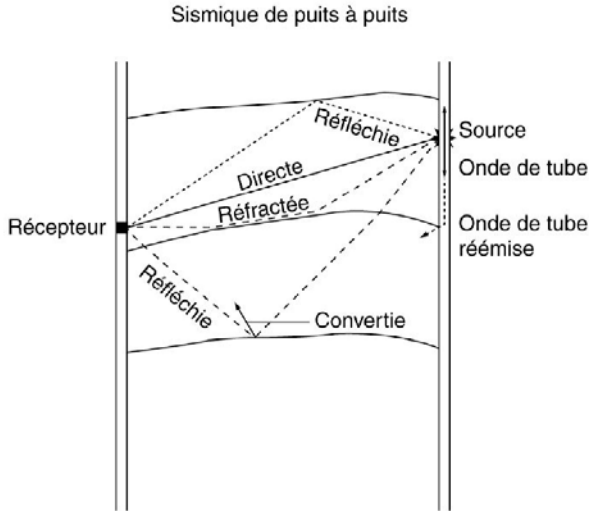


Figure 2.9 *Trajet des ondes en sismique de puits à puits.*

Dans le cas de la sismique de puits à puits (figure 2.9), le champ d'onde observé est complexe.

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 fort contraste d'impédance acoustique et en fond de puits.

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 2.3 (droite) 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.

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 2.3, gauche). L'un des puits sert d'émetteur et l'autre de récepteur. Dans l'exemple présenté, 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. En génie civil, la sismique de puits à puits est couramment utilisée pour déterminer les vitesses S des formations. Un exemple est présenté au chapitre 1.

## 2.4 Séquence de traitement

Le traitement classique d'un PSV permet d'obtenir la relation temps-profondeur et les logs de vitesse au puits ainsi que la trace somme PSV comparable à une trace sismique très haute résolution, sans multiples. On fait ici l'hypothèse que émetteur et récepteur sont situés sur une même normale aux couches.

La séquence de traitement comprend :

1. Édition (élimination des enregistrements de mauvaise qualité).
2. Corrélacion par le « *sweep* » d'émission si la source est vibratoire et si ce traitement n'a pas été fait à l'acquisition.
3. Correction des fluctuations de signature (temps et amplitude) à l'aide du géophone de référence.
4. Sommation des enregistrements obtenus à la même cote.
5. Tri en composantes, si le capteur de puits est multi-composante.
6. Pointé des temps de première arrivée et calcul de la relation temps-profondeur, puis des logs de vitesse (vitesse d'intervalle, vitesse moyenne et vitesse RMS).
7. Séparation (par filtre de vitesse apparente) des ondes de volume et des ondes guidées, des ondes montantes et des ondes descendantes.
8. Mise à l'horizontal des ondes de volume (P ou S) montantes et descendantes.
9. Déconvolution des ondes montantes de volume par les ondes descendantes.
10. Obtention de la trace somme PSV. Les ondes montantes mises à l'horizontal et déconvoluées sont sommées dans un couloir de sommation (*corridor stack*) suivant immédiatement les temps de première arrivée.
11. En option, analyse des amplitudes des ondes descendantes de volume et calcul de log d'atténuation.
12. En option, analyse des amplitudes des ondes guidées (PSV avec hydrophone).

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 et Coppens, 2000 ; Mari, 2015) :

- les méthodes qui nécessitent que la section sismique de puits soit horizontalisée sur le temps de l'arrivée directe avant que l'algorithme de séparation ne soit appliqué ;
- les méthodes qui ne nécessitent pas d'horizontalisation (mise à plat de l'onde).

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 (tel que le filtre f-k, fréquence-nombre d'ondes) 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 (filtre f-k, par exemple) pour séparer les ondes montantes et descendantes, suivi d'un filtre de polarisation pour séparer ondes P et ondes S. Un exemple de séparation d'ondes par filtre f-k et filtre de polarisation est présenté figure 2.10. Les données initiales sont présentées en figure 2.8. Sur chacune des composantes (Z, H), on observe des ondes montantes et des ondes descendantes qui peuvent être séparées par un filtre en vitesse apparente. Dans le cas présent, un filtre f-k a été appliqué. Après séparation, chaque type d'ondes (montantes ou descendantes) comprend des ondes de compression P et des ondes de cisaillement S, qui ont des vitesses apparentes proches. Les ondes P et S sont séparées par polarisation. La figure 2.10 montre le résultat de l'extraction des ondes descendantes et montantes de type P et S. La descendante P apparaît sur tout l'enregistrement. La descendante S n'apparaît qu'à partir d'une certaine profondeur, correspondant au marqueur sur lequel a lieu le phénomène de conversion.

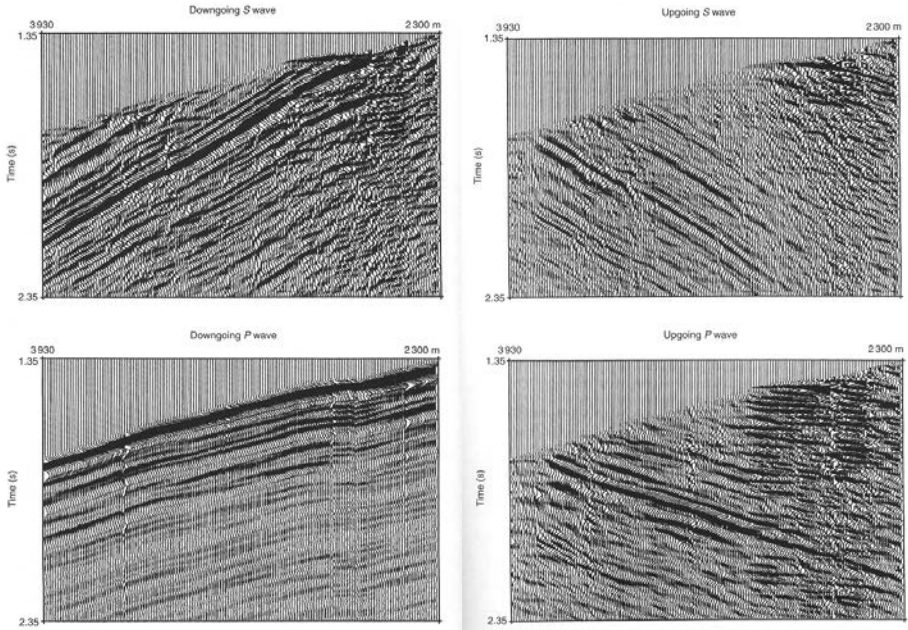
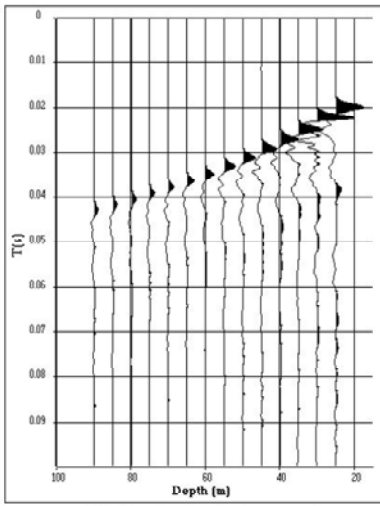


Figure 2.10 Séparation des ondes descendantes et montantes par filtre de polarisation (d'après Mars et al., 1999).

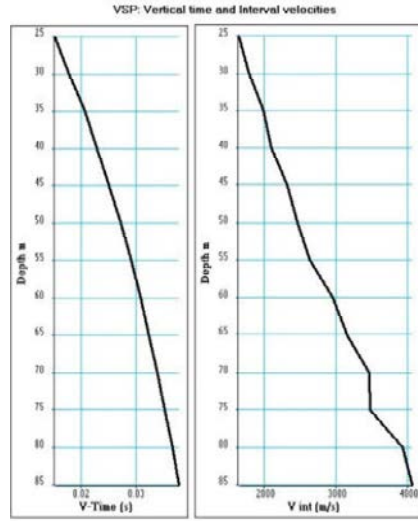
Les figures 2.11 et 2.12 montrent les résultats de traitement du PSV de proche surface, acquis dans l'intervalle de profondeur 25-90 m. La source est une chute de poids (voir figure 2.5), le capteur de puits est un géophone ancrable (voir figure 2.4a). La distance entre 2 points de mesure est de 5 m. La durée d'écoute est 250 ms. Le pas d'échantillonnage en temps est 0,25 ms.

La séquence de traitement appliquée est celle précédemment décrite. Les résultats de traitement sont présentés en figures 2.11 et 2.12. Les ondes montantes et descendantes ont été séparées par un filtre f-k. Un géophone de référence, planté proche de la tête de puits, a été utilisé pour contrôler la bonne répétitivité de la source en temps (fluctuation de TB) et en amplitude (énergie). Cette mesure est indispensable pour des mesures d'atténuation (figure 2.12c).



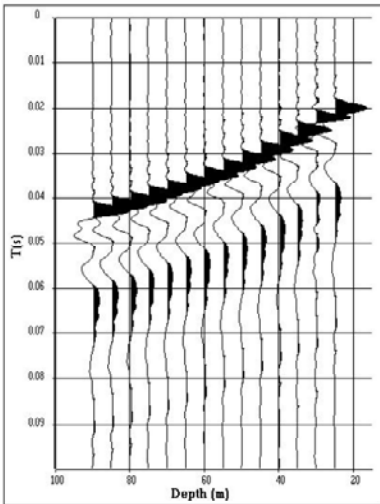
VSP : Raw data (vertical component)  
document IFP School . J.L.M., 2015.

a



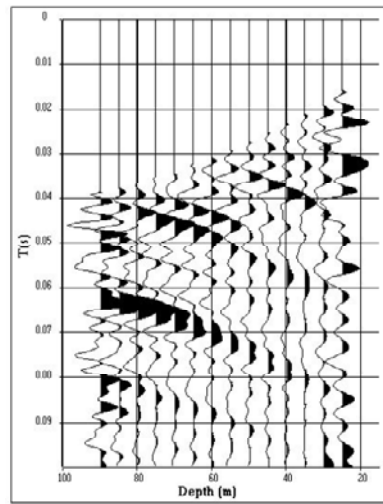
document IFP School , J.L.M., 2015.

b



VSP : Down going waves after amplitude recovery  
document IFP School . J.L.M., 2015.

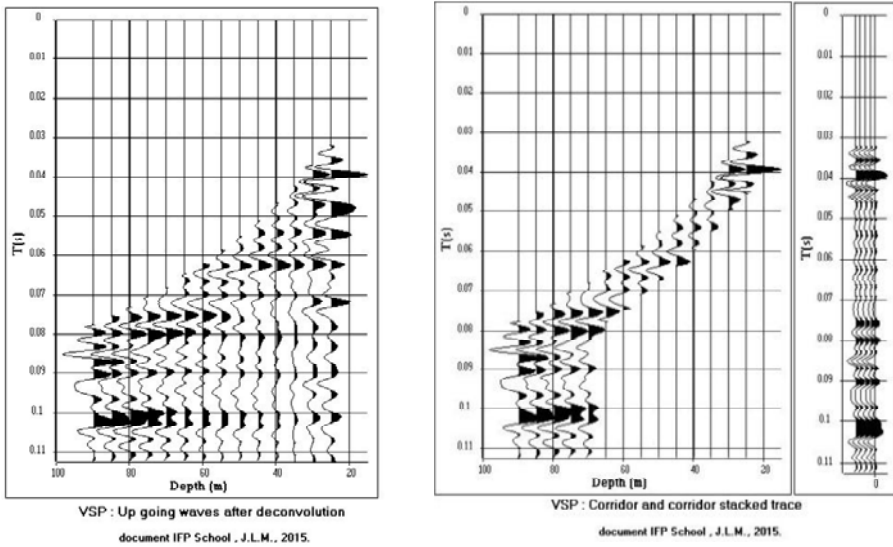
c



VSP : Up going waves after amplitude recovery  
document IFP School . J.L.M., 2015.

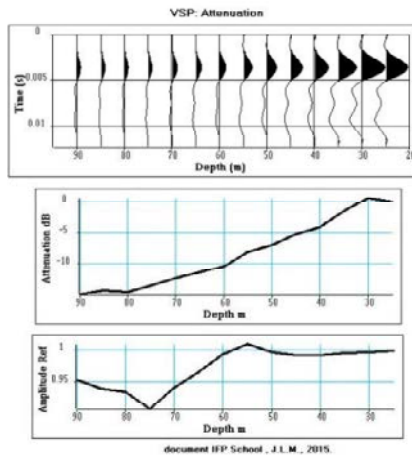
d

Figure 2.11 Traitement d'un PSV de proche surface. a : données brutes. b : temps vertical et vitesses d'intervalle. c : ondes descendantes. d : ondes montantes.



a

b



c

Figure 2.12 Traitement d'un PSV de proche surface. a : ondes montantes déconvoluées. b : couloir de sommation et trace somme. c : mesure d'atténuation (traces PSV, log d'atténuation, référence).

Après séparation des ondes, si émetteur et récepteur ne sont pas situés sur une même normale aux couches, la séquence de traitement qui aboutit à l'image sismique optimale pour l'interprétation géologique diffère. 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 a une investigation latérale de quelques dizaines à quelques centaines de mètres.

L'exemple ci-après 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  $88,5^\circ$ ) avec une source vibratoire située à une distance de 1 865 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 2.13 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.

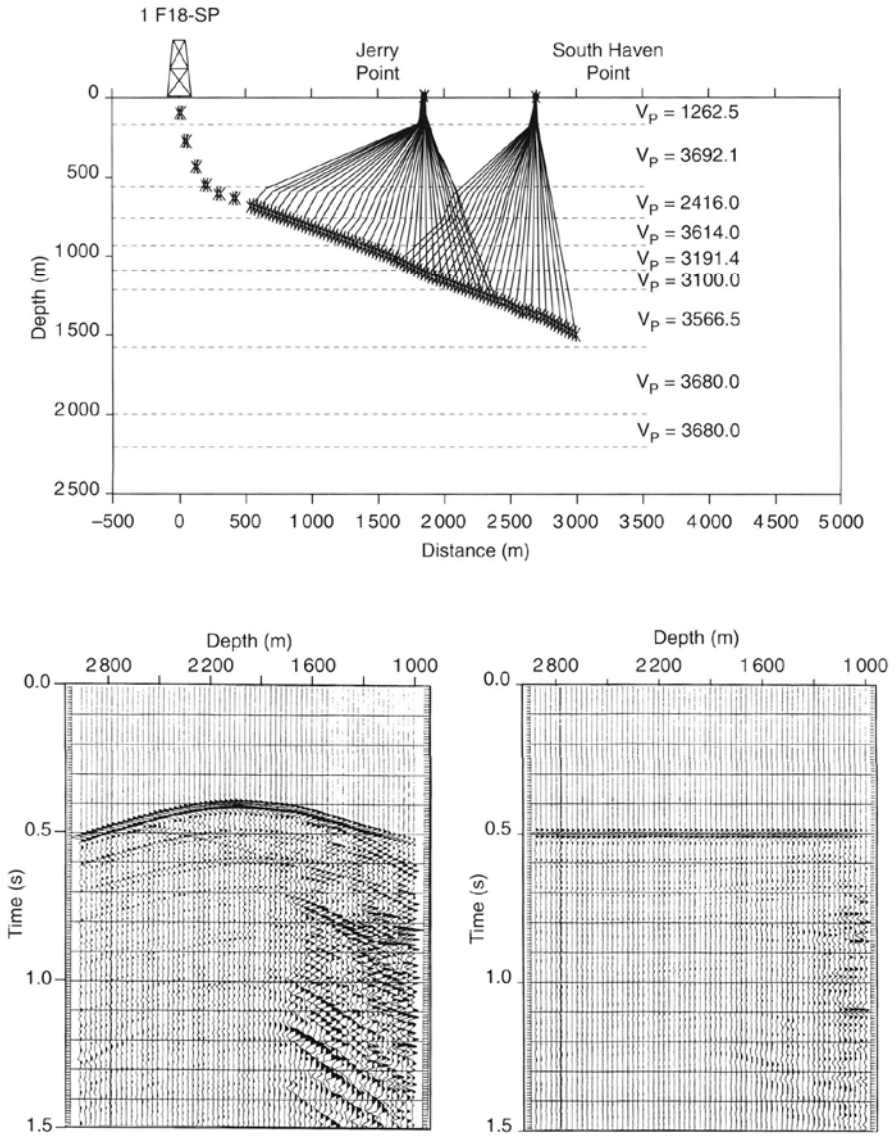


Figure 2.13 PSV en puits dévié (document : BP exploration). En haut : modèle de vitesse et trajectoire du puits. En bas : données PSV après récupération des amplitudes et ondes descendantes.

Les figures 2.13 à 2.15 décrivent la séquence de traitement appliquée aux données de 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 2.13 (bas, gauche). L'axe horizontal de la section PSV représente la longueur de câble filé le long de la trajectoire du puits.
- 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 (figure 2.13, bas, droite). 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 (figure 2.14, haut, gauche) montre principalement les ondes montantes.
- Déconvolution. Une déconvolution de type Wiener-Levinson (Mari, 2015) a été appliquée aux ondes descendantes (figure 2.14, haut, droite) et aux ondes montantes (figure 2.14, bas, gauche). 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.
- Obtention de l'image sismique. L'image sismique est obtenue à partir de la section en ondes montantes déconvoluées. Cette opération est réalisée en quatre étapes :
  1. Calcul du modèle de vitesse.
  2. Corrections dynamiques et mise en temps double des ondes montantes (figure 2.14, bas, droite).
  3. Calcul des lignes d'égale abscisse X des points miroirs. La figure 2.15 (gauche) montre la répartition des lignes d'égale abscisse X (iso-X) sur la section présentée en figure 2.14 (bas, droite) après application d'une loi de gain. La distance entre deux lignes iso-X a été choisie à 25 m.
  4. Migration selon la méthode de Wyatt (1981). La section PSV migrée est présentée en figure 2.15 (droite). 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 1 000 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).

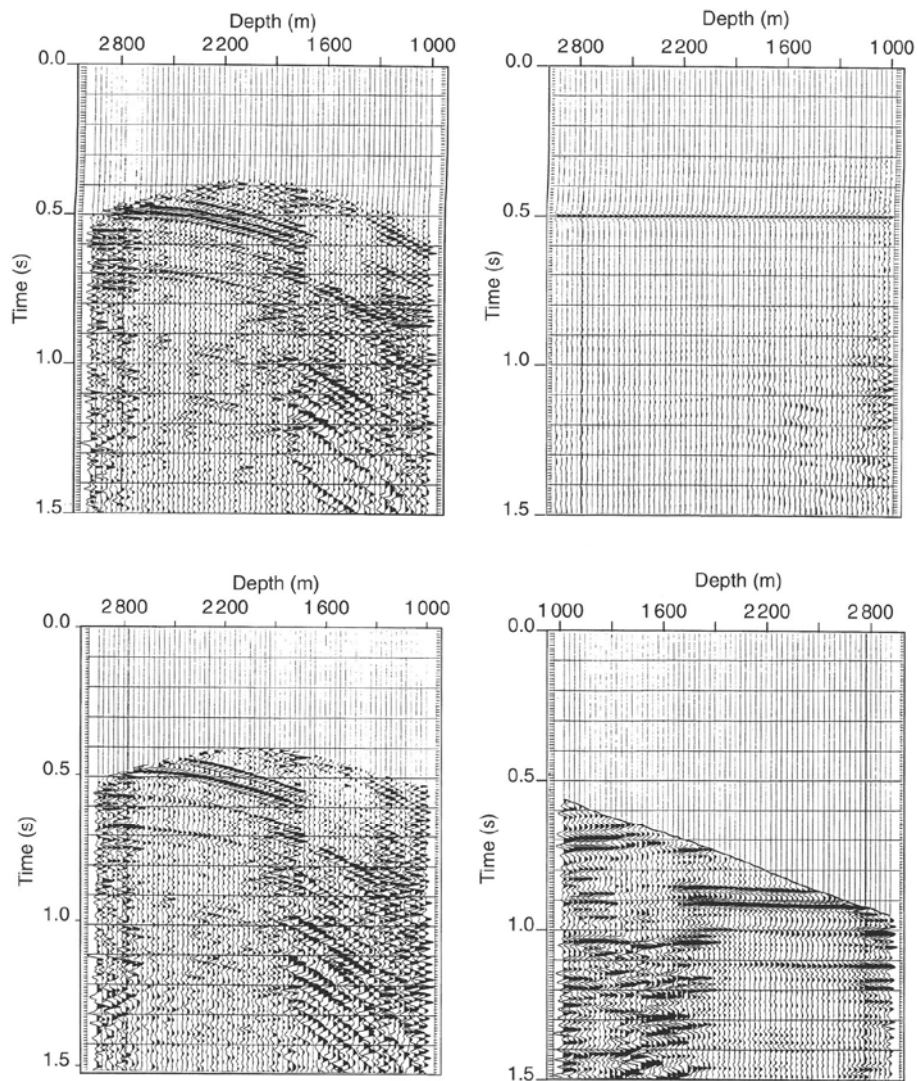


Figure 2.14 PSV en puits dévié (document : BP exploration). En haut : section PSV résidu et ondes descendantes déconvoluées. En bas : ondes montantes après déconvolution et après corrections dynamiques.

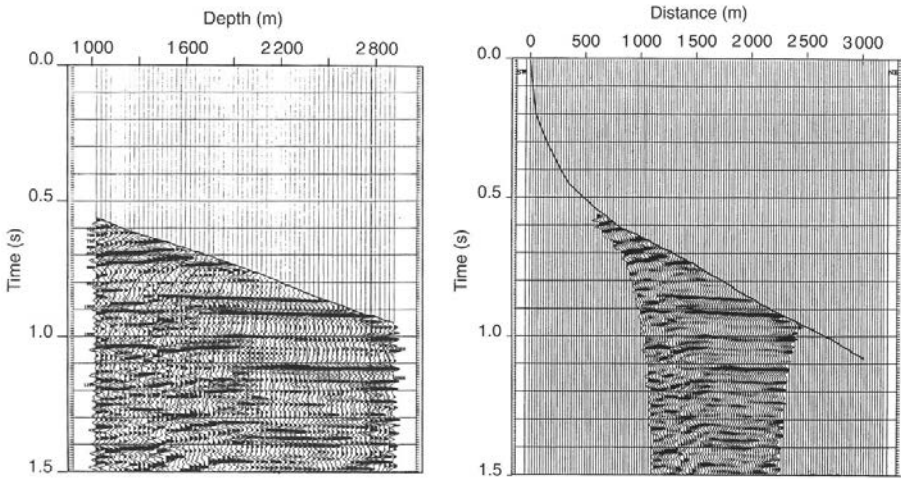


Figure 2.15 PSV en puits dévié (document : BP exploration). À gauche : ondes montantes après déconvolution de Wiener et corrections dynamiques. Lignes d'égal abscisse X (iso-X) présentées tous les 50 m. À droite : section migrée.

## 2.5 Application avec un jeu de données du domaine géotechnique

L'exemple suivant provient de la base des données de downholes d'EDF. Il s'agit du downhole de l'étude du chapitre 1 paragraphe 4, limité aux données P acquises avec des hydrophones (figure 2.16).

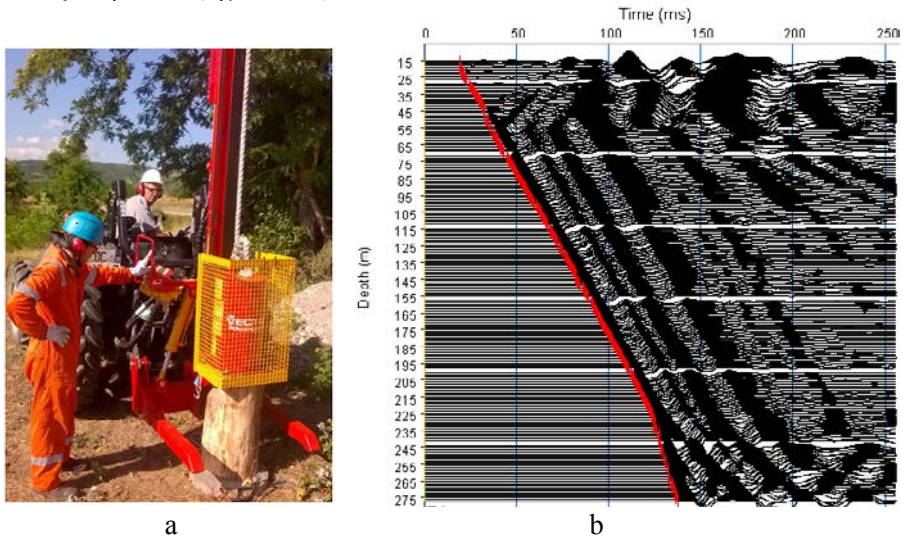


Figure 2.16 Source sismique FUGRO (a) et enregistrement du downhole (b) (document : EDF).

La géologie rencontrée dans ce forage peut se résumer de la façon suivante :

- 0-3 m : sable hors nappe ;
- 3-6 m : sable sous nappe ;
- 6-21,5 m : alluvions sablo-graveleuses ;
- 21,5 à 225 m : succession de bancs de sable fin, d'argile et de silt ; les bancs de sable dominant jusqu'à 41 m ;
- 225 à 280 m : schiste plus ou moins altéré.

IFP Énergies nouvelles a appliqué la séquence de traitement suivante :

- normalisation des traces ;
- déconvolution de type égalisation spectrale pour atténuer l'effet des ondes liées au casing et augmenter la résolution ;
- pointé des premières arrivées et calcul des vitesses ;
- séparation des ondes montantes et descendantes par un filtrage en nombre d'ondes ;
- déconvolution du champ montant ;
- mise à plat du champ montant par l'application de corrections statiques ;
- sommation des traces dans un couloir.

Le champ montant déconvolué (figure 2.17a) est décalé en temps par l'application d'une correction statique définie à chaque profondeur par le temps vertical pour mettre les événements associés à des réflecteurs subhorizontaux en temps double et ainsi permettre une comparaison directe avec une sismique de surface passant proche du forage (figure 2.17b). Les hyperboles de diffraction ne sont ni mises à plat ni focalisées dans cette phase de traitement, comme le montre l'événement diffractant oblique visible avant 250 ms sur la figure 2.17b.

Les ondes montantes déconvoluées par le champ descendant et mises à plat peuvent également contenir des multiples montants. De façon à annihiler les effets des multiples montants, on choisit un couloir de sommation étroit de façon à ne conserver que le signal réfléchi reçu immédiatement après la première arrivée. Les ondes montantes situées dans le couloir de sommation sont additionnées pour obtenir une trace somme sans multiple à phase nulle comparable à la trace sismique migrée de surface la plus proche du forage. Sur la figure 2.18, on constate également que l'événement diffractant avant 250 ms est éliminé par simple sommation sur la trace somme PSV.

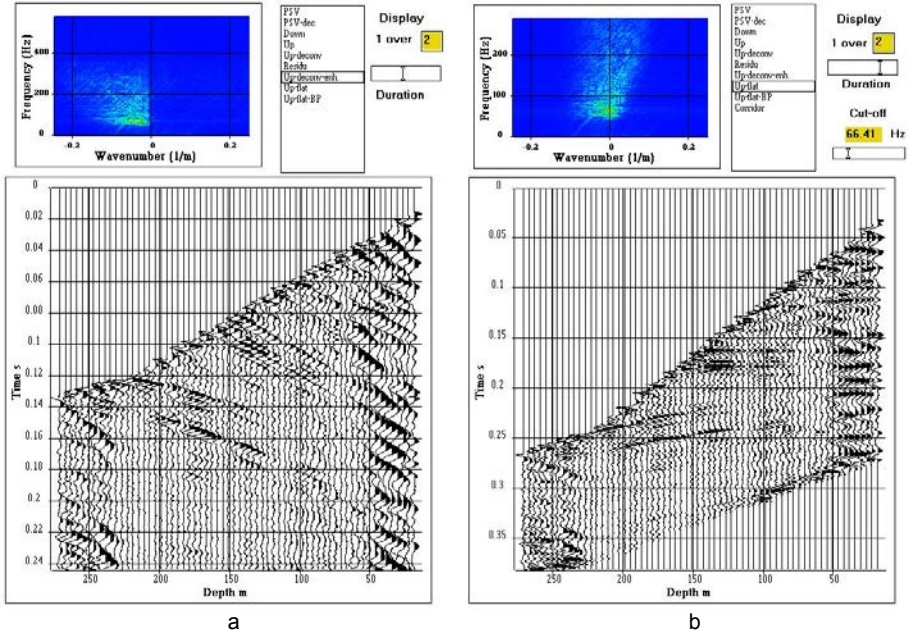


Figure 2.17 a : champ montant déconvolué (amélioration du rapport signal sur bruit).  
 b : champ montant déconvolué mis à plat.

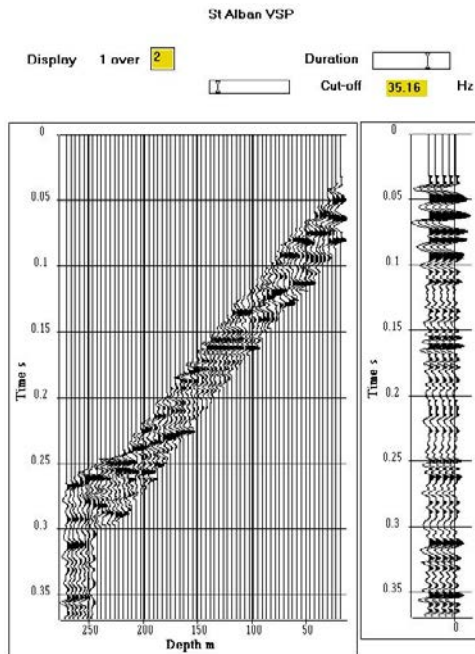


Figure 2.18 Couloir de sommation et trace somme PSV (35-190 Hz).

Les résultats obtenus montrent donc que si les données sont correctement échantillonnées, une séquence conventionnelle de traitement PSV peut être adaptée aux données d'un downhole. La trace somme PSV peut alors servir au calage d'un profil de sismique réflexion comme le montre la figure 2.19.

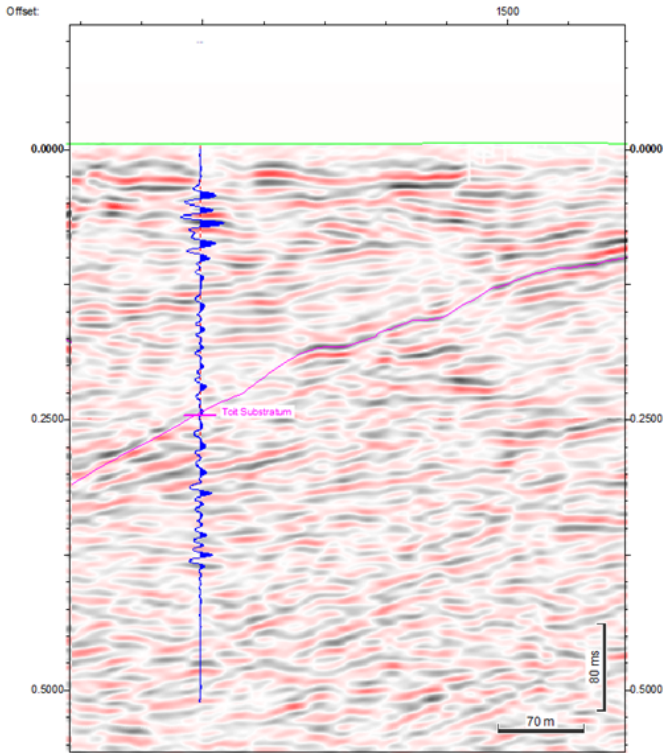


Figure 2.19 Calage d'une section sismique THR sur la trace somme downhole (document : EDF).

## 2.6 Conclusion

Les principales applications de la sismique de puits sont :

- Établir la relation temps-profondeur à la position puits.
- Établir un modèle de vitesse (P et/ou S).
- Caler les profils de sismique réfraction.
- Valider les corrections statiques.

- Fournir une image de détail au voisinage du puits (en prenant en compte le déport de la source).
- Caler en profondeur les profils de sismique réflexion.
- Identifier les réflexions primaires et multiples.
- Fournir une information structurale, estimer le pendage des réflecteurs (enregistrement 3 composantes).
- Localiser les zones de fractures (mesures avec hydrophone) et les plans de failles (capteur 3C orienté).
- Prédire la présence de réflecteurs ou de zones d'anomalie (sous compaction par exemple) 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.

Il faut aussi prendre en considération les éléments suivants :

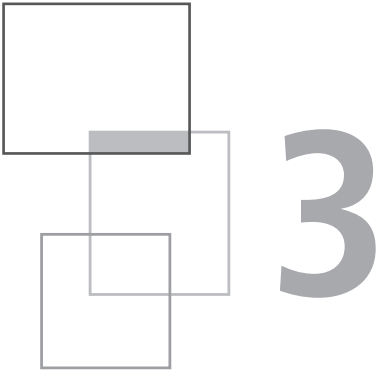
- La principale limitation est l'investigation latérale autour du puits. En PSV classique, avec un déport de la source de quelques mètres, elle est limitée entre la résolution verticale (quart de longueur d'onde) et une dizaine de mètres.
- Un mauvais couplage de la sonde à la formation entraîne la présence de bruits parasites, en particulier pour les composantes horizontales du capteur de puits.
- La force d'ancrage de capteur de puits peut être insuffisante en cas de puits de diamètre trop important, entraînant un mauvais couplage.
- Les conditions de puits, en cas de puits tubé mal cimenté, peuvent rendre les mesures difficiles. Un bon couplage du capteur de puits au casing ne garantit pas un bon couplage du capteur à la formation. Il est alors nécessaire de faire un log de cimentation avant d'acquérir un PSV.
- La présence d'ondes guidées (modes de Stoneley) peut être nuisible à l'extraction et l'analyse des ondes de volume (principalement pour des acquisitions avec des hydrophones).
- L'acquisition est sensible aux vibrations industrielles, humaines et naturelles. Il est important d'éviter les transmissions par le câble en donnant du mou au câble lors des mesures.
- La durée d'acquisition peut être estimée à 5 à 10 min/cote, pour un PSV classique.

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.

## Références

- Hardage B.A., 1985, *Vertical seismic profiling, Part A: principles*. Geophysical Press, London.
- Hardage B.A., 1985, *Vertical seismic profiling, Part B: advanced concepts*. Geophysical Press, London.
- Hardage B.A., 1992, *Cross well Seismology and Reverse VSP*. Geophysical Press, London.
- Huang C.F., Hunter J.A., 1981, The correlation of tube wave events with open fractures in fluid filled boreholes: current research, Part A, *Geological Survey of Canada*, paper 81-1A, 361-376.
- Mari J.L., 1989, Q-log determination on downgoing wavelets and tube wave analysis in vertical seismic profiles. *Geophysical Prospecting*, 37, 257-277.
- Mari J.L, Arens G., Chapellier D., Gaudiani P., 1998, *Géophysique de gisement et de génie civil*. Éditions Technip, Paris.
- Mari J.L., Coppens F., 2000, *La sismique de puits*. Éditions Technip, Paris.
- Mari J.L., 2015, Signal processing for geologists & geophysicists, e-book, DOI:10.2516/ifpen/2011002, <http://books.ifpenouvelles.fr/ebooks/signal-processing/>
- Mars J., Glangeaud F., Boelle J.L., Vanpe J.M., 1999, Wave separation by an oblique polarization filter, PSIPP'99. First international symposium on Physics in Signal and Image Processing, 18-19 January 1999, Paris, France, 94-108.
- Wyatt K.D., Wyatt S.B., 1982, Determination of subsurface structural information using the vertical seismic profile. *Geophysics*, 47,7, 1123-1128.



# Diagraphie acoustique

J.-L. Mari, C. Vergniault, F. Coppens

---

## 3.1 Introduction

Depuis de nombreuses années, la transmission d'une onde acoustique à travers les milieux est utilisée dans la mesure en forage. La diagraphie acoustique est une diagraphie visant à mesurer la vitesse de propagation du son dans les formations géologiques, en utilisant un outil acoustique composé d'un système émetteur et d'un système récepteur. À l'origine, cette mesure, appelée sonique (*sonic log*) était essentiellement destinée à mesurer l'intervalle ( $\Delta t$ ) des temps d'arrivée de la première onde de compression, au niveau de deux récepteurs, distants de 25 à 50 centimètres, l'énergie étant émise par un émetteur situé à environ 1 mètre du premier récepteur. On obtient une courbe de lenteur (inverse de la vitesse) de laquelle est déduite la vitesse de propagation de l'onde sonique réfractée (15 à 30 kHz) dans les formations. Dans ce cas, on ne prend en compte que le pointé de la première arrivée de

---

Ce chapitre de l'ouvrage *Sismique en forage et diagraphies acoustiques* est publié en Open Access sous licence creative commons CC-BY-NC-ND permettant l'utilisation non commerciale, la distribution, la reproduction du texte, sur n'importe quel support, à condition de citer la source.

© EDP Sciences, 2018

DOI: 10.1051/978-2-7598-2262-1.c005

l'onde de compression (P) des milieux traversés. L'utilisation de la diagrapie dite sonique pour déterminer la vitesse des ondes de compression est une pratique courante et relativement ancienne (Summers et Broding, 1952 ; Vogel, 1952).

La diagrapie acoustique en champ total (*full wave form acoustic logging*) ou carottage acoustique repose sur l'analyse et le traitement des différents trains d'onde (ondes réfractées, ondes guidées, ondes réfléchies) enregistrés par l'outil.

Les enregistrements du champ d'ondes total permettent de déterminer les vitesses de propagation des différents modes et certains paramètres pétrophysiques, et d'obtenir des informations lithologiques et mécaniques (Gaudiani, 1982 ; Arditty, Garens et Staron, 1984 ; Morris, Little et Letton, 1984 ; Paillet et Turpening, 1984 ; Mari, Coppens, Gavin et Wicquart, 1992 ; Mari, Arens, Chapellier et Gaudiani, 1998 ; Mari, Gaudiani et Delay, 2011).

Le forage peut être un trou ouvert, un trou tubé (acier et/ou PVC), un trou tubé cimenté. Dans ce dernier cas, la diagrapie acoustique est utilisée pour faire un contrôle de cimentation et pour déterminer les paramètres caractéristiques des formations (vitesses...).

La diagrapie acoustique a une résolution verticale de quelques centimètres et une investigation latérale centimétrique pour les modes d'interface, décimétrique à métrique pour les modes rétractés, et de la dizaine de mètres pour les modes réfléchis. Elle fournit au puits une information de détail, fonction de la profondeur, sur les vitesses des ondes acoustiques et les caractéristiques pétrophysiques des roches. L'exploitation des modes réfléchis peut conduire à une image comparable à une section micro-sismique en temps qui, dans les cas favorables, permet de suivre les limites de couches et d'en estimer le pendage. Combinée à une diagrapie de densité, elle fournit un log d'impédance acoustique, fonction de la profondeur, qui est transformé en fonction du temps après correction, calibration et calage.

La figure 3.1 est un exemple de diagrapie acoustique en champ total. L'outil acoustique (partie gauche de la figure) est un outil souple, de petit diamètre, composé d'un émetteur et de deux récepteurs. La distance entre l'émetteur et le premier récepteur est de 3 m, la distance entre les deux récepteurs est de 25 cm. La référence de profondeur est le sol. La cote profondeur correspond à la profondeur du point situé à mi-distance entre les 2 récepteurs. La partie droite de la figure est un exemple de section acoustique obtenue en utilisant un couple émetteur-récepteur, distant de 3 m. Dans cette représentation, l'axe vertical représente la profondeur à laquelle est situé le capteur (ici 3 m), l'axe horizontal représente le temps d'écoute (ici 3 ms). La section acoustique est composée de traces acoustiques. Chaque trace acoustique est l'enregistrement acoustique mesuré par le récepteur, distant de 3 m de l'émetteur, sur une durée d'écoute de 3 ms. Sur l'enregistrement, on peut identifier différents trains d'onde.

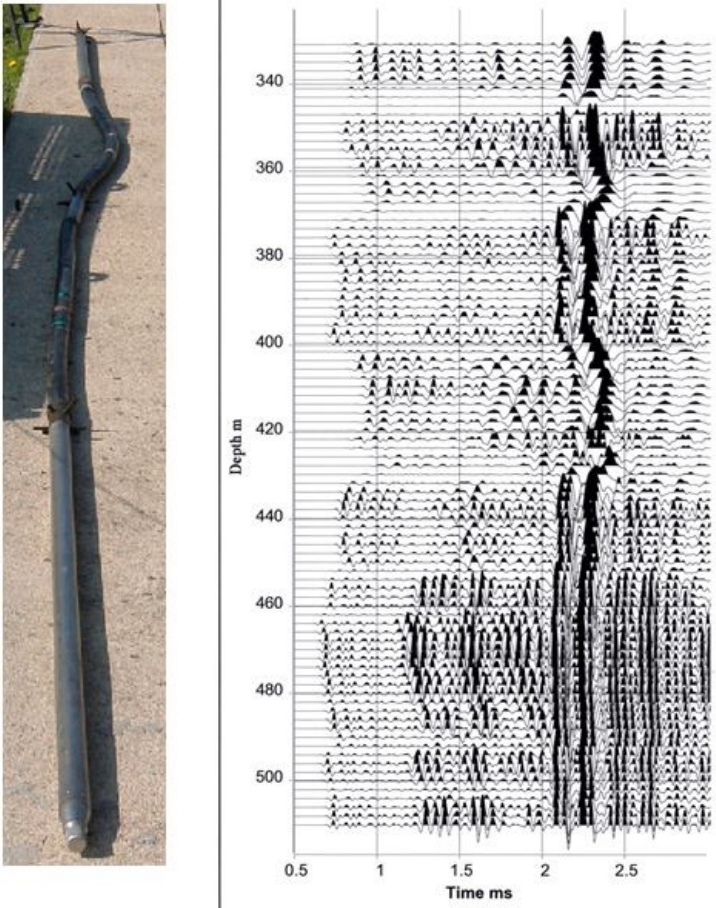


Figure 3.1 *Diagraphie acoustique en champ total – outil et section acoustique.*

## 3.2 Acquisition des données de diagraphies acoustiques

Dans ce paragraphe, nous présentons successivement :

- les moyens nécessaires à l'acquisition des données ;
- la mise en œuvre sur le terrain.

### **3.2.1 Moyens nécessaires à l'acquisition des données**

Les moyens concernent : les équipements, les véhicules et le personnel.

#### **Équipements**

1. une unité de diagraphie comprenant : un certain nombre de sondes, un treuil sur lequel s'enroule un câble de plusieurs centaines de mètres auquel sont connectées les sondes, une unité d'enregistrement et de numérisation (la numérisation pouvant être faite au niveau des sondes), un système de visualisation et d'impression des enregistrements terrain, un système de mesure de la cote profondeur ;
2. une ou plusieurs sondes acoustiques ;
3. une source sismique (chute de poids), si une opération PSV est prévue avec la diagraphie acoustique ;
4. un système de levage avec poulies pour la descente des sondes de diagraphie (et de PSV).

Les équipements sont vérifiés (maintenance, étalonnage) périodiquement.

#### **Véhicules**

1. soit : une unité de logging (de préférence tout-terrain/tout-chemin), permettant le transport du personnel et des équipements (sondes de diagraphies et sonde PSV en option...);
2. soit : une unité de logging et un véhicule ou une remorque permettant le transport de la source PSV (si une opération PSV est prévue avec la diagraphie acoustique).

#### **Personnel et compétences**

1. deux opérateurs qualifiés pour la mise en œuvre (treuil, descente des sondes de diagraphie, acquisition) ;
2. un géophysicien (chef de mission) qualifié pour le contrôle qualité des données à l'acquisition et qui peut être aussi opérateur.

### **3.2.2 Mise en œuvre sur le terrain**

Dans cette partie, nous décrivons successivement :

#### **3.2.2.1 Déroulement d'une opération de diagraphie acoustique en puits vertical**

En puits vertical, on fait l'hypothèse de symétrie cylindrique des formations géologiques par rapport à l'axe du puits. Pour cette mesure, le trou doit être en eau

(boue de forage). La sonde acoustique est descendue centrée, par des centreurs. Il est recommandé de faire au préalable une mesure des diamètres du forage (diamètreur).

Après avoir effectué le calage du zéro (référence sonde) à un plan de référence (radier, table de rotation...) ou au sol, la sonde est descendue à une profondeur donnée choisie par l'opérateur pour faire des mesures en stationnaire. Ces mesures permettent de vérifier la qualité des enregistrements acoustiques, le bon fonctionnement de l'outil, la répétitivité des mesures, d'évaluer le rapport signal sur bruit et de régler certains paramètres d'acquisition (gains...). L'outil est ensuite descendu en fond de puits. Une acquisition de contrôle peut être faite à la descente, pour s'assurer qu'il n'y aura pas de saturation à l'acquisition. L'opération de mesure est ensuite faite à la remontée à vitesse constante en fonction du pas d'échantillonnage en profondeur. Une vitesse de remontée de 4 à 6 m/min est classique.

### 3.2.2.2 Sondes acoustiques

Les outils utilisés sont des outils de type monopôle ou de type dipôle. Les outils monopôles sont les plus utilisés. Les émetteurs et les récepteurs sont multidirectionnels (figure 3.2a). Les émetteurs génèrent dans le fluide une onde de compression qui donne naissance dans la formation à une onde de compression (onde P) et une onde de cisaillement (onde S) aux angles limites de la réfraction. Les outils acoustiques de type dipôle sont utilisés pour accéder aux paramètres S des formations lentes et sont équipés d'émetteurs et de récepteurs polarisés. De tels outils génèrent des ondes de compression polarisées perpendiculairement à l'axe du forage. Ces ondes de compression créent à la paroi du puits des modes de flexure qui donnent naissance dans la formation à des pseudo-ondes de cisaillement se propageant parallèlement à l'axe du puits (figure 3.2b).

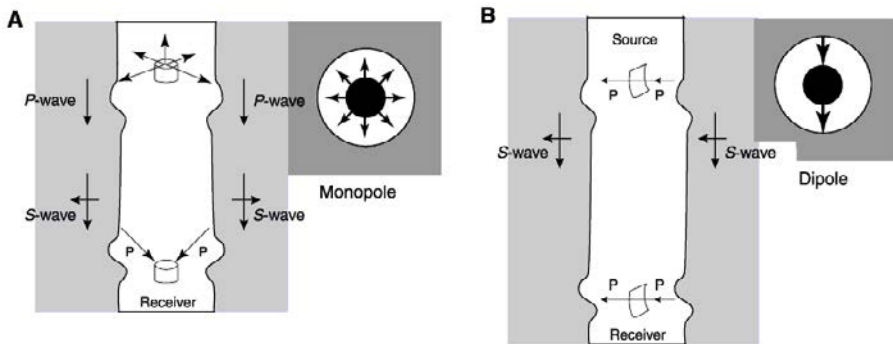


Figure 3.2 Types d'émetteurs Array sonore. a : monopôle émetteur donnant une impulsion multidirectionnelle. b : dipôle émetteur donnant une impulsion dirigée. (Modifié de Zemanek et al., 1991.)

Lorsque la vitesse de cisaillement de la formation est inférieure à la vitesse P du fluide de forage, l'onde de flexion se déplace à la vitesse des ondes S et c'est donc le moyen diagrapique le plus fiable pour estimer un log de vitesse de cisaillement. Le problème est que ces outils du domaine pétrolier sont rigides et de grande longueur (environ 10 m de long et 10 cm de diamètre). Leur mise en œuvre n'est pas adaptée aux forages géotechniques. En revanche, il existe une adaptation pour le domaine de la géotechnique, le PSSL (*PS Suspension Logging*) qui est souple. La méthode du PSSL a été initialement développée dans le milieu des années 1970 par des chercheurs de l'Oyo Corporation du Japon (Kaneko *et al.*, 1990) avec des géophones comme récepteur. Aujourd'hui, la société Robertson Geologing et la société Geovista ont également développé une sonde avec des hydrophones. L'espacement entre les sources et les récepteurs est de 2 à 3 m et la plage des fréquences couvre le domaine de 100 à 1 000 Hz. La source est un électroaimant horizontal qui produit une onde de pression dans le fluide du trou de forage (source électrodynamique). À la paroi du forage, cette onde de pression est convertie en ondes sismiques P et S, qui se déplacent radialement à partir de la paroi du trou. Ces ondes sont reconverties en ondes de pression dans le fluide du trou de forage et détectés par les récepteurs (composante verticale pour l'onde P ; composante horizontale pour l'onde S).

Un outil acoustique est caractérisé par :

- le type de fonctionnement :
  - monopôle : fréquence d'émission 10-40 kHz,
  - dipôle : fréquence d'émission 1-3 kHz ;
- le type d'émetteur et de récepteur :
  - magnétostrictif,
  - piézo-électrique ;
- le nombre d'émetteurs et de récepteurs :
  - classique avec un ou deux émetteurs et deux récepteurs,
  - antenne réceptrice avec de quatre à huit récepteurs ;
- l'écartement entre récepteurs : de dix à cinquante centimètres ;
- le déport de la source par rapport au premier récepteur : de un à cinq mètres ;
- les caractéristiques mécaniques :
  - ossature rigide ouvragée,
  - ossature souple ;
- le pas d'échantillonnage en temps :
  - 5 ou 10  $\mu$ s pour un outil monopôle,
  - 20  $\mu$ s pour un outil dipôle ;
- la durée d'écoute :
  - 2 ou 5 ms pour l'analyse des modes réfractés,
  - 10 ms ou plus pour l'analyse des modes réfléchis.

La figure 3.1 gauche est un outil acoustique, souple, de petit diamètre (50 mm), de type monopôle, qui est utilisé pour des études en forage géotechnique mais aussi

pour des mesures acoustiques dans des puits de type pétrolier. L'émetteur est magnétostrictif (fréquences d'émission : 17-22 kHz). Il peut être équipé de deux couples de récepteurs (récepteurs proches, 1-1,25 m ; et récepteurs lointains, 3-3,25 m). Les exemples acoustiques présentés au chapitre 5 ont été obtenus avec cet outil, développé par P. Gaudiani.

La figure 3.3 montre des exemples d'outils acoustiques.

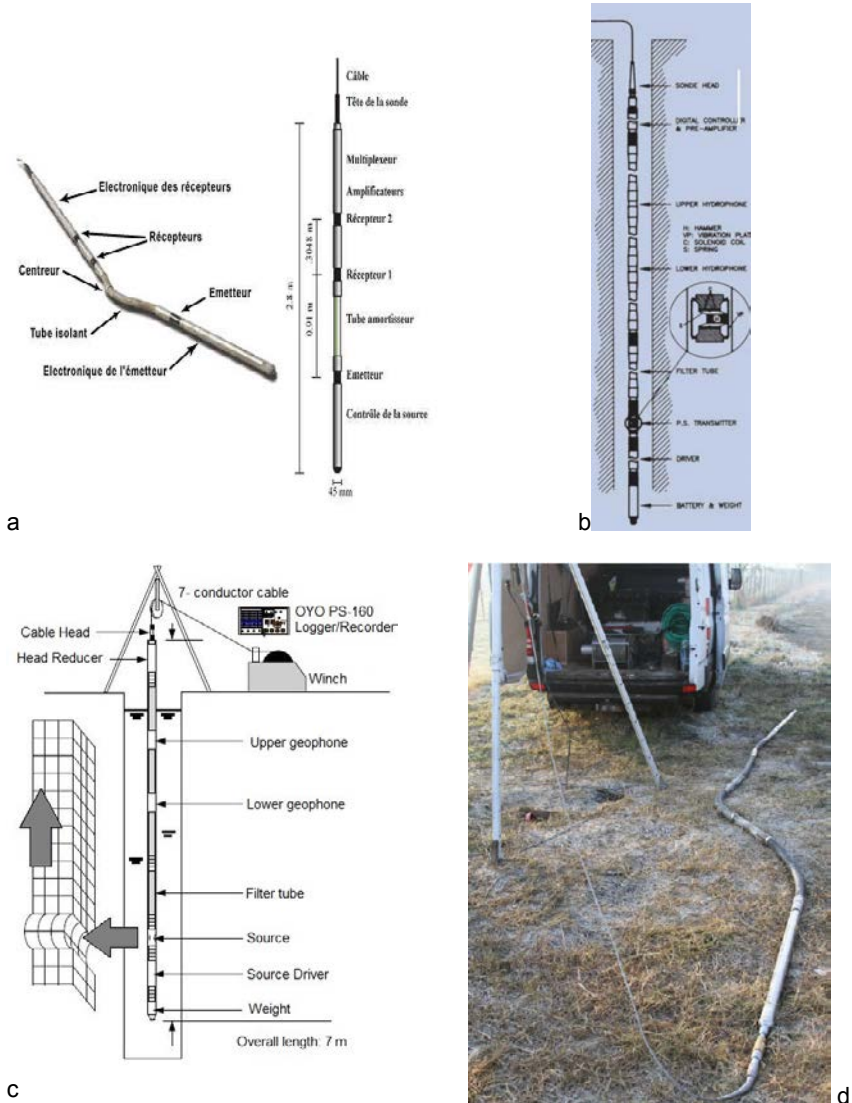


Figure 3.3 Outils acoustiques. a : outil monopôle (Mount Soppris). b : outil dipôle (Robertson). c et d : PSSL (OYO) principe et vue de l'outil (document : GeoVision-EDF).

### 3.2.2.3 Paramètres d'acquisition et de visualisation

L'enregistrement acoustique peut être visualisé sous forme de sections acoustiques à déport constant (iso-déport), le déport étant la distance séparant l'émetteur d'un récepteur. Chaque section iso-déport est un enregistrement à deux dimensions (temps : axe vertical - profondeur ou longueur filée : axe horizontal, ou inversement). Le pas d'échantillonnage en profondeur doit être choisi pour éviter le phénomène d'aliasing spatial sur les sections iso-déport en vue d'un traitement ultérieur des données acoustiques.

En pratique, le pas d'échantillonnage en profondeur est choisi égal à une fraction de la distance séparant deux récepteurs de l'outil, ce qui permet pour les arrivées réfractées de simuler des tirs directs - inverses et de faire des mesures de vitesse compensées.

Les gains d'acquisition doivent être choisis pour éviter toute saturation, notamment pour les modes guidés. Cependant, si l'acquisition est faite pour obtenir un log de vitesse en onde P, on peut choisir des gains pour amplifier les ondes de compression de façon à faciliter le pointé du temps de première arrivée (pointé par seuil), quitte à saturer les modes guidés et à faire un second « run » pour acquérir les modes guidés en amplitude préservée.

### 3.2.2.4 Diagrapie acoustique en puits dévié

Si le puits est dévié, les ondes réfléchies aux limites des couches traversées par le forage sont enregistrées par l'outil acoustique. Ces ondes pourront être exploitées et traitées pour fournir une micro-sismique de détail au voisinage du puits.

### 3.2.2.5 Sécurité

La sécurité du chantier doit être assurée par le chef de mission, en accord avec le Système Qualité du prestataire. Les accès à la zone de mesures seront sécurisés.

### 3.2.2.6 Contrôle Qualité

Lors de la remontée de la sonde acoustique, l'opérateur contrôle la qualité des enregistrements sur les différents récepteurs de la sonde acoustique, notamment le niveau de bruit. Il peut être utile de réduire la vitesse de remontée, en zone bruitée, le pas d'échantillonnage en profondeur devant rester constant.

### 3.2.2.7 Production

En moyenne, pour une diagrapie acoustique, la vitesse de logging est de 4 à 6 m/min. Cette diagrapie est rarement effectuée seule. Elle s'inscrit dans un ensemble de mesures obtenues dans plusieurs « runs ».

### 3.3 Ondes acoustiques

Dans un puits vertical, les outils monopoles permettent d'enregistrer cinq modes de propagation :

- l'onde de compression réfractée ;
- l'onde de cisaillement réfractée, uniquement en formation rapide ( $V_S > V_P$  fluide) ;
- l'onde de fluide ;
- deux modes guidés dispersifs qui sont les ondes de pseudo-Rayleigh et les ondes de Stoneley :
  - les ondes de pseudo-Rayleigh sont des ondes coniques réfléchies (Biot, 1956), dispersives dont les vitesses de phase et de groupe approchent aux basses fréquences ( $< 5$  kHz) la vitesse  $S$  de la formation, et asymptotiquement aux hautes fréquences ( $> 25$  kHz) la vitesse de propagation de l'onde de compression dans le fluide. Ces ondes n'existent qu'en formations rapides ;
  - les ondes de Stoneley sont des ondes dispersives d'interface qui, en formation rapide, ont des vitesses de phase et de groupe qui approchent asymptotiquement et par valeur inférieure aux hautes fréquences la vitesse du fluide et qui, en formation lente, sont plus dispersives et plus sensibles aux paramètres des ondes  $S$  de la formation. Aux basses fréquences, les ondes de Stoneley sont analogues aux ondes de tube observées en downhole (chapitre 1) et PSV (chapitre 2).

Les mesures acoustiques réalisées en champ total sont représentées sous forme de sections iso-déport ou de collections en point émetteur commun ou point récepteur commun, analogues à celles utilisées en sismique. Une section iso-déport ou carottage acoustique est un ensemble d'enregistrements acoustiques représentés en fonction de la profondeur, obtenus avec une distance émetteur-récepteur fixe.

Nous présentons maintenant un ensemble de collections en point émetteur commun et un ensemble de sections iso-déport montrant les différents types d'ondes que l'on peut observer sur ces enregistrements. Les collections en point émetteur commun sont des sismogrammes synthétiques qui ont été réalisés en utilisant les programmes de modélisation de Jacques Quiblier (1997). Ses programmes permettent la modélisation de données acoustiques en formations lentes ou rapides. La formation est infinie, élastique et isotrope. Elle est définie par des vitesses de propagation des ondes  $P$  ( $V_P$ ) et des ondes  $S$  ( $V_S$ ), par la densité  $\rho$ , et deux facteurs de qualité ( $Q_P$ ,  $Q_S$ ) caractéristiques de l'atténuation. Le puits de diamètre constant (16,1 cm) rempli d'eau ( $V_f = 1\,500$  m/s,  $\rho_f = 1$  g/cm<sup>3</sup>) est de longueur infinie. L'outil de longueur infinie a les propriétés acoustiques du fluide. Il est composé d'un émetteur (monopôle ou dipôle) et de neuf récepteurs (points de mesure). La distance émetteur - premier récepteur est de 1 m. La distance entre 2 récepteurs consécutifs est de 12,5 cm. Le pas d'échantillonnage en temps est de 10  $\mu$ s, la durée d'écoute de 4 ms. En chaque point de mesure, l'algorithme calcule les trois composantes du

déplacement ( $U_r$ ,  $U_\theta$ ,  $U_z$  : déplacements radial, tangential et vertical) et la pression  $P$ . Dans nos simulations, les caractéristiques des formations sont :

- pour la formation lente ( $V_s < \text{Vitesse du fluide dans le puits}$ ) :  
 $V_p = 2\,760 \text{ m/s}$ ,  
 $V_s = 1\,380 \text{ m/s}$ ,  
 $\rho = 2,3 \text{ g/cm}^3$ ,  
 $Q_p = Q_s = 90$  ;
- pour la formation rapide ( $V_s > \text{Vitesse du fluide dans le puits}$ ) :  
 $V_p = 4\,000 \text{ m/s}$ ,  
 $V_s = 2\,000 \text{ m/s}$ ,  
 $\rho = 2,3 \text{ g/cm}^3$ ,  
 $Q_p = Q_s = 90$ .

La figure 3.4a montre la collection point-émetteur commun obtenue avec un outil monopôle en formation lente. Sans amplification, la seule onde visible est l'onde de Stoneley. Avec une amplification de 60 dB, l'onde réfractée  $P$  apparaît clairement. La mesure de sa pente permet la détermination de la vitesse  $V_p$  du milieu.

La figure 3.4b montre la collection point émetteur-commun obtenue avec un outil dipôle en formation lente. Sans amplification, seul le mode flexural est visible entre 2 et 3,5 ms. Après amplification, l'onde réfractée  $P$  apparaît entre 1 et 1,5 ms. Le mode flexural donne une très bonne estimation de la vitesse  $V_s$  de la formation.

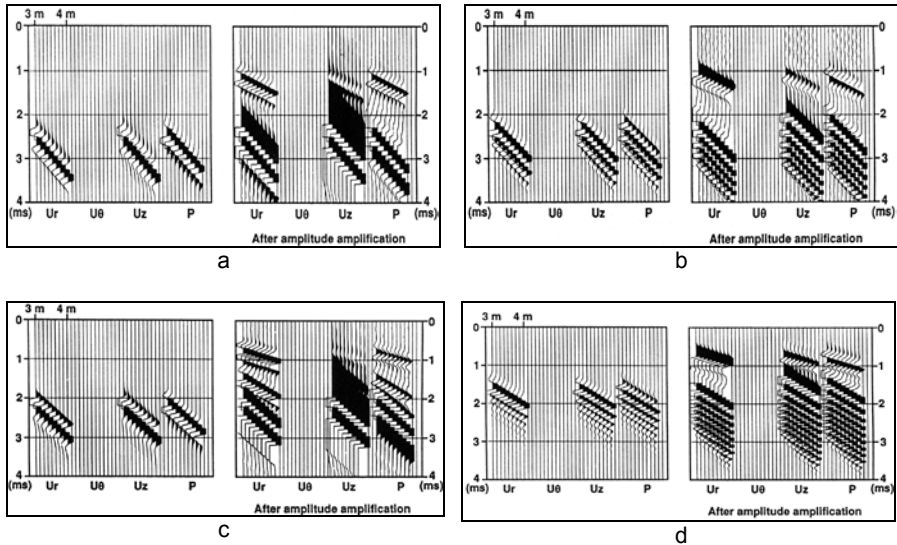
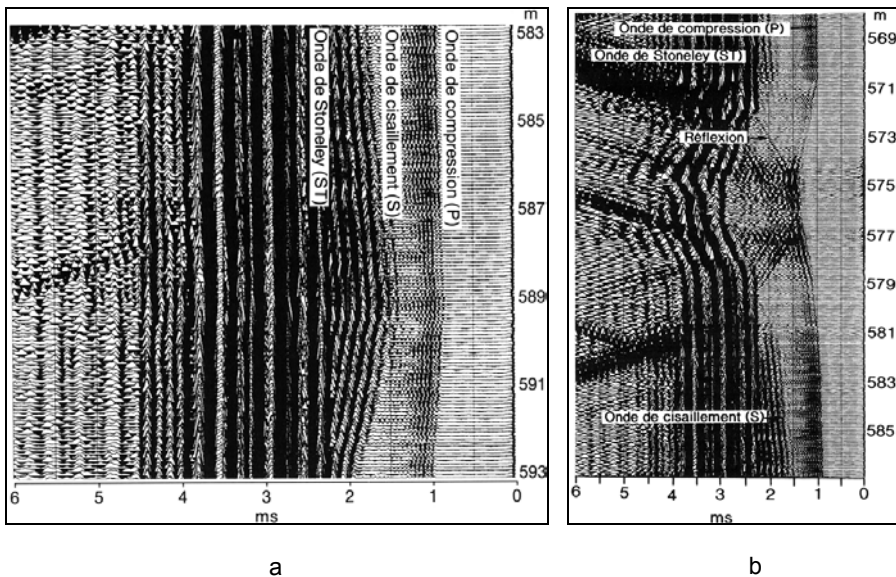


Figure 3.4 *Diagraphie acoustique en formations lente et rapide. a : outil monopôle en formation lente. b : outil dipôle en formation lente. c : outil monopôle en formation rapide. d : outil dipôle en formation rapide.*

La figure 3.4c montre la collection point-émetteur commun obtenue avec un outil monopôle en formation rapide. Après amplification, l'onde réfractée P apparaît dans l'intervalle 0,5-1 ms, l'onde réfractée S dans l'intervalle 1,5-2 ms et l'onde de Stoneley, clairement visible sans amplification, dans l'intervalle 2-3,5 ms.

La figure 3.4d montre la collection point-émetteur commun obtenue avec un outil dipôle en formation rapide. Le mode flexural très énergétique est présent dans l'intervalle 1,5-2 ms, le mode réfracté P dans l'intervalle 0,5-1 ms après amplification.

La figure 3.5a est un exemple de section iso-déport de 3 m, correspondant donc à des mesures sur un récepteur distant de 3 m de l'émetteur, où ces propagations sont clairement visibles. La source est un émetteur magnétostrictif de type monopôle. La présence de l'onde réfractée S indique que la formation est rapide. Lorsqu'il y a un contraste d'impédance entre deux formations dont le pendage est proche de celui du plan perpendiculaire à l'axe du trou, ces différentes ondes (réfractions et ondes d'interface) peuvent se convertir et se réfléchir comme le montre la figure 3.5b et faire apparaître sur les sections iso-déport des événements en chevron à vitesse apparente lente. De telles réflexions peuvent également se produire aux raccords de cuvelage, en présence de zones cavées ou de toute autre hétérogénéité de paroi de puits.



**Figure 3.5** Sections acoustiques (document SEMM). a : exemple de section iso-déport obtenue avec une source monopôle. On observe l'arrivée P réfractée, l'arrivée S réfractée et l'onde de Stoneley. b : exemple d'ondes P réfractées-réfléchies et d'ondes de Stoneley réfléchies lors de contrastes d'impédance dans le puits. Sur une section iso-déport, ces arrivées se présentent sous la forme caractéristique d'événements en chevron, à vitesse apparente lente.

## 3.4 Séquence de traitement

Le traitement classique d'une diagrapie acoustique permet d'obtenir la relation temps-profondeur et les logs de vitesse au puits et certains paramètres mécaniques tels que le coefficient de Poisson.

La séquence de traitement comprend :

1. Édition (élimination des enregistrements de mauvaise qualité).
2. Calcul des vitesses acoustiques par pointé des temps d'arrivée des différents trains d'onde ou par balayage en vitesse et semblance.
3. Contrôle qualité des vitesses (mesure du coefficient de corrélation) et des pointés (par exemple par mise à plat du train d'onde par application de corrections statiques égales aux temps pointés).

Remarques :

- Si l'algorithme de pointé utilise un seuil, la détection des pointés erronés (spikes et sauts de cycle) doit être lors de l'édition des logs de vitesse. Cette technique est uniquement applicable aux ondes de compression.
- Si les vitesses sont mesurées par semblance, il est recommandé d'utiliser un outil avec déport important entre l'émetteur et le premier récepteur (de l'ordre de 2 à 3 m) et ayant au minimum 4 récepteurs. La mesure est facilitée si les trains d'ondes sont bien séparés en temps.

En option :

1. Mesure des amplitudes des différents trains d'onde et calcul des logs d'amplitude et atténuation.
2. Mesure des fréquences des différents trains d'onde et calcul des logs de fréquence (atténuation, résolution...).
3. Calcul de la porosité acoustique (formule de Wyllie).
4. Calcul de films synthétiques. Il est recommandé d'effectuer le calage (méthodes Block shift et  $\Delta t$  minimum) des mesures acoustiques  $\Delta t$  sur les mesures PSV.
5. Calcul des modules élastiques (géo-mécanique : choix des modèles utilisés).
6. Traitement de type « sismique réflexion » des ondes réfléchies et obtention des sections micro-sismiques au voisinage du puits (puits déviés ou horizontaux).

On compte un jour à plusieurs jours (voire semaines : un traitement de micro-sismique est équivalent à un traitement de sismique réflexion) de traitement, en fonction des options de traitement demandées. Si le traitement demandé est uniquement le log de vitesse  $P$ , pointé par seuil, il peut être obtenu en temps réel sur le terrain.

Nous présentons des exemples de traitement classique de données acoustiques.

Le premier exemple (Mari *et al.*, 2011, figure 3.6) est un exemple de données acoustiques acquises en formation rapide ( $V_s$  de formation  $> V_p$  du fluide de puits).

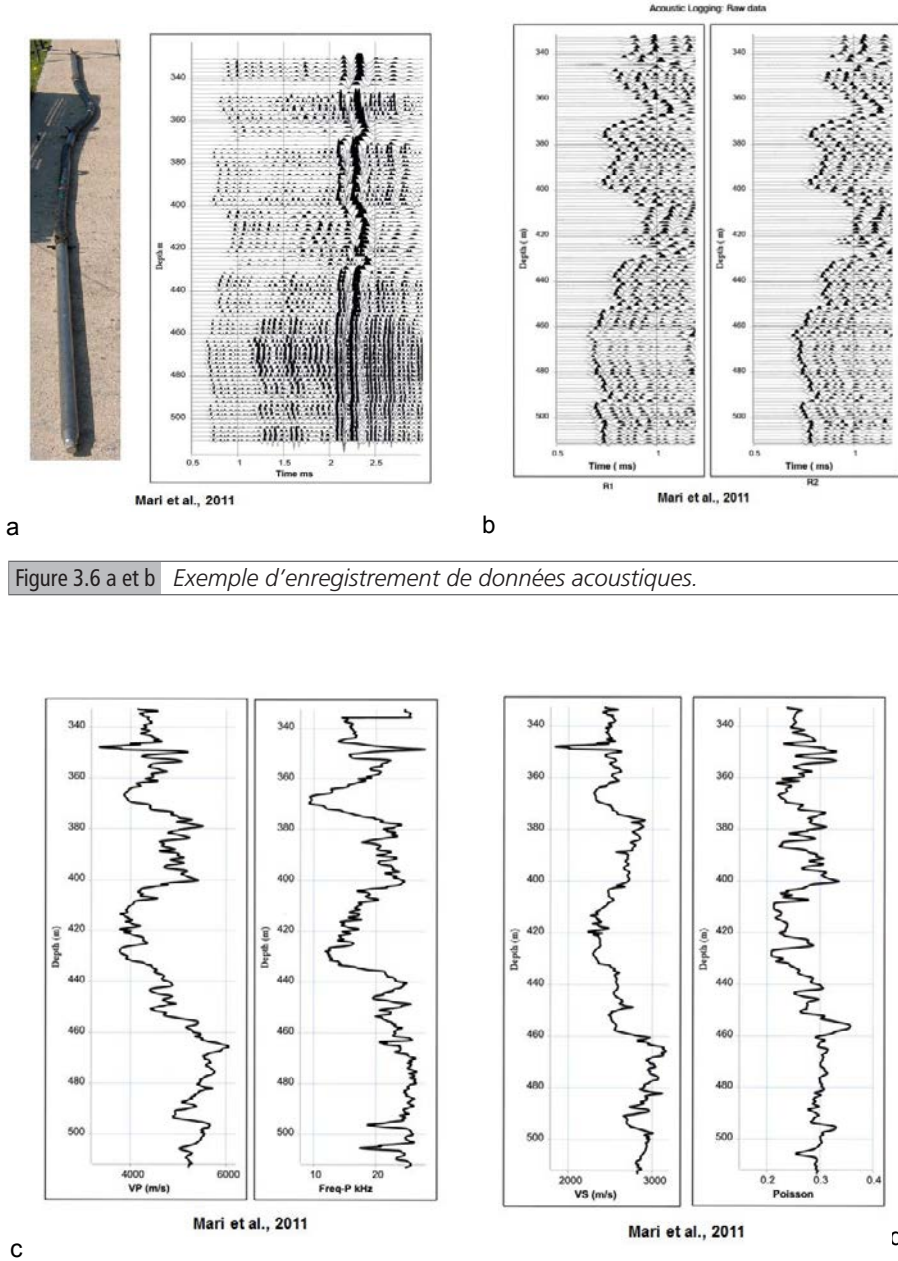


Figure 3.6 a et b Exemple d'enregistrement de données acoustiques.

Figure 3.6 c et d Exemple de traitement de données acoustiques – mesure des vitesses. a : outil et section acoustique iso-déport 3m. b : enregistrements acoustiques sur 2 récepteurs séparés de 25 cm. c : logs de vitesse de compression et de fréquence. d : logs de vitesse de cisaillement et coefficient de Poisson.

Sur la section acoustique iso-déport 3 m (figure 3.6a), on peut voir successivement l'onde réfractée P en première arrivée, l'onde réfractée S et les ondes de Rayleigh associées dans l'intervalle temps 1-2 ms, ces dernières étant particulièrement bien visibles pour des profondeurs supérieures à 440 m. La figure 3.6b montre les deux sections acoustiques iso-déport 3 m et 3,25 m, dans l'intervalle temps 0,5-1,1 ms, centré sur l'onde réfractée P. Les ondes acoustiques de type Stoneley sont visibles au-delà de 2 ms. On peut noter que ces dernières ont un contenu fréquentiel plus élevé pour des profondeurs supérieures à 440 m. Le traitement a consisté à calculer les logs de vitesse  $V_P$  et  $V_S$ , le log de coefficient de Poisson et le log de fréquence de l'onde réfractée P en utilisant la fréquence instantanée. Les différents logs sont présentés en figure 3.6c et 6d.

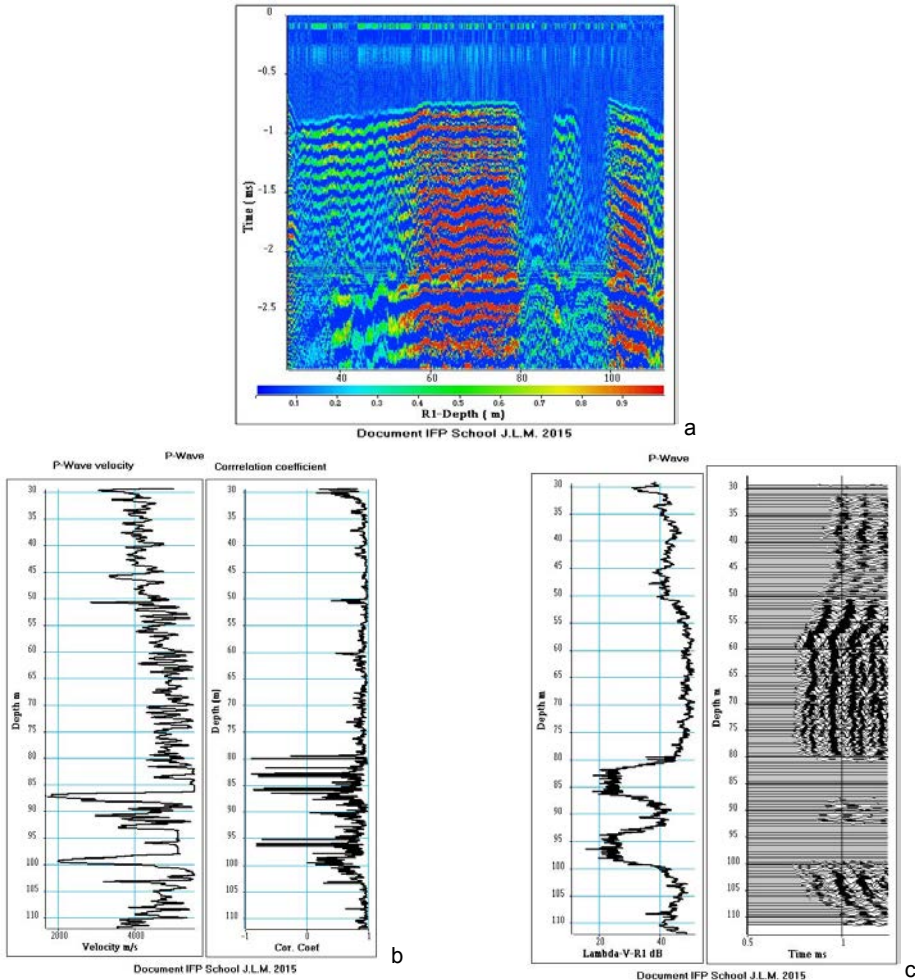


Figure 3.7 Exemple de traitement de données acoustiques. a : section acoustique iso-déport 3m. b : log de vitesse (ondes) et log de corrélation. Les faibles valeurs de vitesse et du coefficient de corrélation indiquent la présence de niveaux karstiques. c : log d'amplitude des ondes P. Les très faibles amplitudes indiquent la présence de niveaux karstiques.

Les données acoustiques du second exemple (Mari et Porel, 2015) ont été acquises dans une formation carbonatée. Les résultats sont présentés en figure 3.7. La figure 3.7a montre la section acoustique iso-déport 3 m, on peut voir successivement l'onde réfractée P, l'onde réfractée S et les ondes de Rayleigh associées, l'onde de fluide très haute fréquence à vitesse apparente infinie, située juste avant l'onde de Stoneley. On peut noter dans l'intervalle de profondeurs 80-100 m, la présence de deux zones où les ondes sont fortement atténuées. La figure 3.7b montre le log de vitesse de l'onde réfractée P et le log de corrélation associé, utilisé pour contrôle qualité de la mesure de vitesse. Dans les zones à vitesse lente et à forte atténuation, ce coefficient est faible. La figure 3.7c montre le log d'amplitude de l'onde P, obtenu par méthode SVD (décomposition en valeur singulière), dans le même intervalle de profondeurs. Dans cet intervalle, on peut noter une faible vitesse de formation, une forte atténuation, un faible coefficient de corrélation qui indiquent la présence de niveaux karstiques. Ces données font partie de l'étude de cas qui sera présentée au chapitre 5.

## 3.5 Imagerie acoustique

Dans cette partie, nous décrivons simplement les procédés d'imagerie par réfraction et par réflexion.

### 3.5.1 Imagerie acoustique par réfraction

Le temps de transit total  $T_{i,j}$  entre un émetteur  $i$  et récepteur  $j$  d'une onde réfractée est égal à la somme des délais à l'aplomb du point émetteur ( $D_i$ ) et du point récepteur ( $D_j$ ) augmenté du temps de transit associé au réfracteur ( $X_{i,j}/V$  avec  $X_{i,j}$  distance entre l'émetteur  $i$  et le récepteur  $j$ ,  $V$  vitesse du réfracteur) :

$$T_{i,j} = \frac{X_{i,j}}{V} + D_i + D_j$$

avec,

$$\frac{X_{i,j}}{V} = \sum_{k=i}^{j-1} dt_{k,k+1}$$

La quantité  $dt_{k,k+1}$  est le temps de propagation dans la formation entre deux positions successives de profondeur  $k$  et  $k + 1$ . La figure 3.8 schématise le trajet de l'onde réfractée entre une source S à la position  $i$  et un récepteur R à la position  $j$ . Les délais D sont des fonctions simples des paramètres de la boue (épaisseur et vitesse  $h_m$  et  $V_m$ ) et des paramètres de la zone altérée de puits (épaisseur et vitesse  $h_a$  et  $V_a$ ). Le délai en S est égal au temps de trajet entre S et B moins le temps de trajet entre A et B. Le calcul du délai à chaque cote profondeur permet d'estimer l'extension de la zone altérée de puits. Ce paramètre n'est en général jamais mesuré.

Si la vitesse de la zone altérée de puits est supérieure à la vitesse de la formation ( $V_a > V$ ), la mesure de lenteur par la méthode acoustique ne conduit pas à estimer la vitesse de la formation, mais celle de la zone altérée de puits.

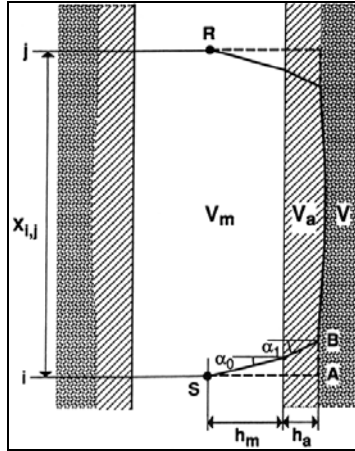


Figure 3.8 Schéma du trajet de la première arrivée réfractée (d'après Coppens et Mari, 1995).

La lenteur moyenne de propagation d'une onde sur un intervalle de profondeur donné correspond au retard acquis par l'onde sur cet intervalle. Pour une même position en profondeur de l'émetteur (réciproquement récepteur), le retard peut être mesuré en faisant la différence de temps d'arrivée de l'onde sur chacune des positions récepteurs (réciproquement émetteurs) situés dans l'intervalle de profondeur. De ce fait, la lenteur d'une formation peut être estimée en mesurant le retard de l'onde en se servant des enregistrements soniques triés, soit en collection point émetteur commun en profondeur, soit en collection point récepteur commun en profondeur. La moyenne des deux retards forme alors une lenteur compensée des effets de puits.

Les méthodes de mesure de lenteur basées sur le pointé des temps de première arrivée pour chaque trace fournissent des logs avec une résolution égale à la distance séparant deux récepteurs (entre un demi-pied et deux pieds). La méthode la plus connue est la méthode de pointé par seuil d'énergie minimum. Si le seuil a été mal choisi, ou si des problèmes d'atténuation ou de bruit modifient les énergies, il peut se produire des sauts de phase de une ou plusieurs périodes (dits sauts de cycle), faussant les mesures des temps.

Avec les outils à champ total, il est possible de contrôler la qualité du pointé et d'éviter les sauts de phase. Le pointé par seuil peut alors être avantageusement remplacé par des techniques de pointé qui prennent en compte d'autres critères pour suivre une onde. Mari *et al.* (1992) ont proposé une méthode de pointé basée sur l'utilisation de techniques issues de l'intelligence artificielle pour le suivi d'une onde particulière d'une trace à l'autre et d'un point de tir à l'autre. Le suivi de l'onde est réalisé en utilisant des critères de forme et de continuité. La forme de l'onde est

définie par son amplitude et sa fréquence apparente. La continuité est exprimée par une faible variation de forme et par une faible différence de temps de l'onde d'une cote à l'autre. L'utilisation d'une telle méthode permet d'assurer un pointé cohérent en temps, amplitude et fréquence. La géométrie de l'outil (nombre de récepteurs et distance entre récepteurs) et la géométrie d'acquisition (pas d'avancement) permettent une redondance d'information à chaque cote profondeur et conduisent pour chaque paramètre mesuré à estimer une valeur de dispersion ou d'erreur.

La figure 3.9 montre huit sections iso-dépôts (de 9 à 12,5 ft) enregistrées avec un outil multi-récepteurs. Les huit sections sont présentées sur une fenêtre temporelle de 1 ms encadrant la première arrivée. Les temps de pointé des premières arrivées P ont servi à calculer le log de lenteur et son log de dispersion de mesure (fig. 3.10a et b).

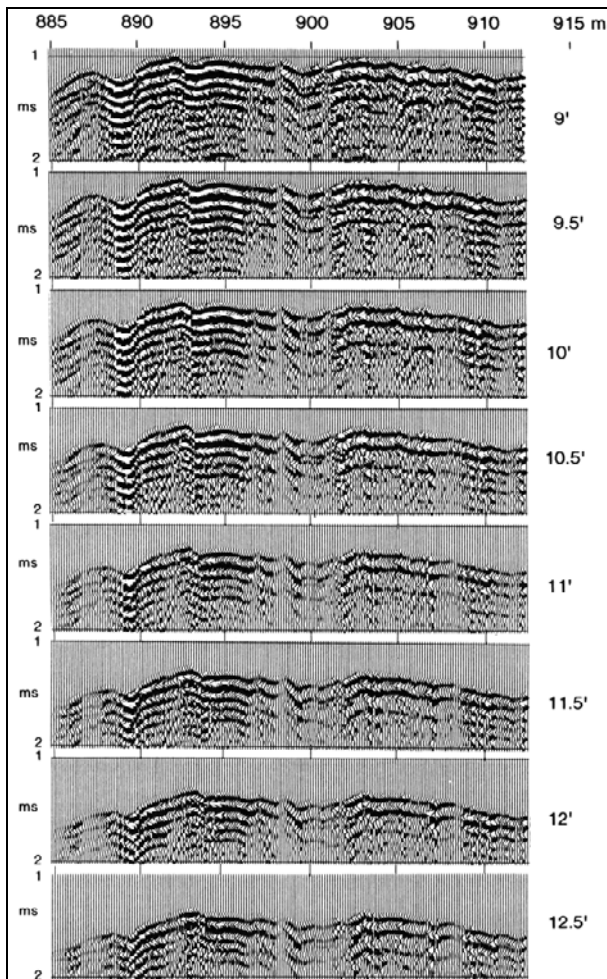


Figure 3.9 Sections iso-dépôts allant de 9 à 12,5 pieds, enregistrées avec un outil multi-récepteur (d'après Mari et al., 1992).

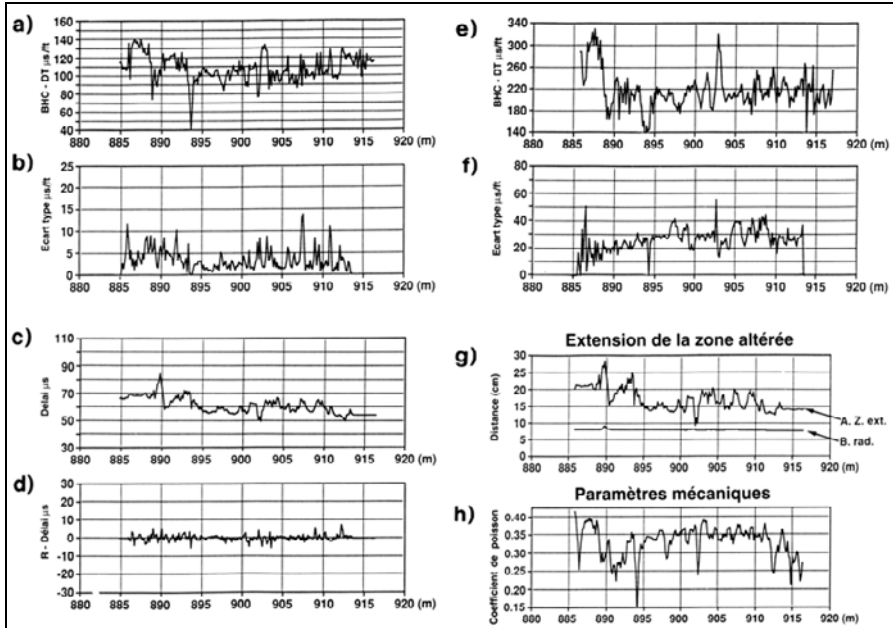


Figure 3.10 Exemple de logs acoustiques en réservoir gréseux (d'après Coppens et Mari, 1995). Outil monopôle (onde P) : a : lenteur ; b : écart type sur la lenteur ; c : délai ; d : délai résiduel. Outil dipôle (onde de flexion # onde S) : e : lenteur ; f : écart type sur la lenteur ; g : extension de la zone altérée (onde P) ; h : coefficient de Poisson.

Les lenteurs étant connues, il est alors possible de calculer le log des délais (fig. 3.10c). Les temps théoriques d'arrivée de l'onde réfractée sont ensuite calculés pour chaque tir à partir des logs de lenteur et de délai. La différence entre les temps calculés et les temps réels représente l'erreur de dispersion de mesure. Elle est présentée comme un log de délai résiduel (fig. 3.10d) qui n'excède pas 5  $\mu$ s soit un demi-pas d'échantillonnage en temps dans l'exemple étudié.

La formation étudiée étant une formation argilo-gréseuse lente (absence de modes réfractés S sur les sections monopôles), la lenteur S de la formation a été obtenue à l'aide des modes de flexion générés par un outil de type dipôle. La mesure des temps d'arrivée de l'onde de flexion directe donne accès au log de lenteur S et à son log d'écart type associé (fig. 3.10 et 3.10f). La combinaison des logs de lenteur P et S conduit au coefficient de Poisson (fig. 3.10h).

La mesure des temps d'arrivée de l'onde réfractée P pour chaque couple émetteur récepteur sur l'ensemble du puits donne accès au délai en tout point de mesure et donc à une image de l'extension de la zone altérée de puits. La figure 3.10 montre le log d'extension de zone altérée obtenue dans la formation argilo-gréseuse.

Cet exemple fait ressortir que la profondeur d'investigation du mode réfracté est de quelques dizaines de centimètres. Par rapport à la paroi du puits, la zone altérée atteint localement des épaisseurs de 20 cm. Les augmentations de zone altérée dans les zones poreuses (890-899 m ; 911-916 m) sont corrélées à la présence de formations peu consolidées. Dans les zones argileuses (899-911 m), les augmentations de la zone altérée sont corrélées à l'argilosité.

Cet exemple montre que la diagraphie acoustique à champ total fournit non seulement la lenteur des formations mais également une imagerie au voisinage du puits avec investigation latérale décimétrique à métrique pour les modes réfractés. Nous montrerons que l'analyse des modes réfléchis et diffractés permet d'étendre le pouvoir d'investigation de la diagraphie acoustique.

### 3.5.2 *Imagerie acoustique par réflexion*

Le traitement des modes réfléchis conduit à l'obtention de sections acoustiques à très haute résolution (quelques dizaines de centimètres) fournissant une image avec une investigation de quelques mètres par rapport à l'axe du puits.

En diagraphie acoustique en champ total, le document le plus facilement accessible est la section acoustique à déport constant (iso-déport). Les figures 3.11 et 3.12 montrent les résultats de travaux expérimentaux réalisés dans une carrière (Mari *et al.*, 1994). La figure 3.11 (partie haute) montre la coupe géologique établie à partir des informations de puits (puits vertical noté R1 et puits fortement dévié). Le puits dévié est foré dans la couche d'oolithe blanche de 80 m d'épaisseur. La tête de puits est la cote de référence des abscisses. Pour les ordonnées, les marqueurs géologiques sont repérés en profondeur par rapport au toit de la carrière. À l'abscisse du puits vertical, le puits dévié est à 40 m de profondeur. La section acoustique à déport constant (figure 3.11, partie basse) montre deux types d'événements : les événements isochrones à vitesse apparente très grande et les événements obliques. Les événements à vitesse apparente grande sont les arrivées réfractées, les modes d'interface (ondes de pseudo-Rayleigh et ondes de Stoneley) et les arrivées réfléchies sur des marqueurs acoustiques parallèles au drain. Les événements obliques sont des arrivées réfléchies sur fractures pseudo-verticales ou sur des marqueurs acoustiques pentés par rapport au drain. À l'abscisse 55 m, les différents trains d'ondes sont fortement atténués, indiquant la présence de fractures ouvertes. La figure 3.12 montre la section acoustique après filtrage des événements à vitesse apparente grande. Les événements obliques, associés à des réflexions sur des réflecteurs acoustiques, sont clairement visibles.

Les enregistrements du champ total fournis par les outils multi-émetteurs et multi-récepteurs utilisés en diagraphie acoustique permettent de faire une micro-sismique dans le puits, basée sur l'analyse des modes réfléchis ou diffractés sur des discontinuités d'impédance acoustique internes aux formations ou sur des limites de formations.

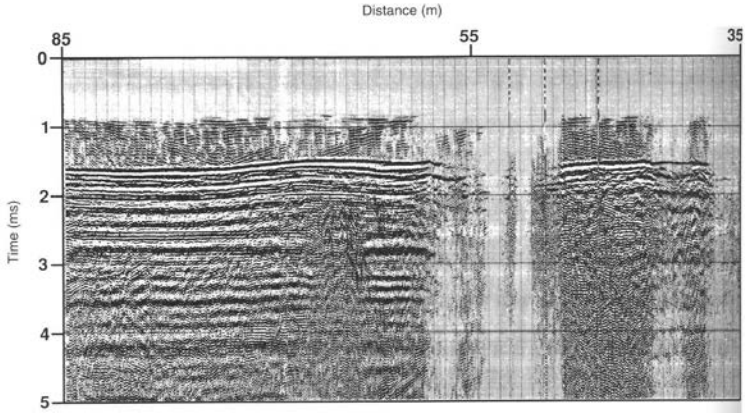
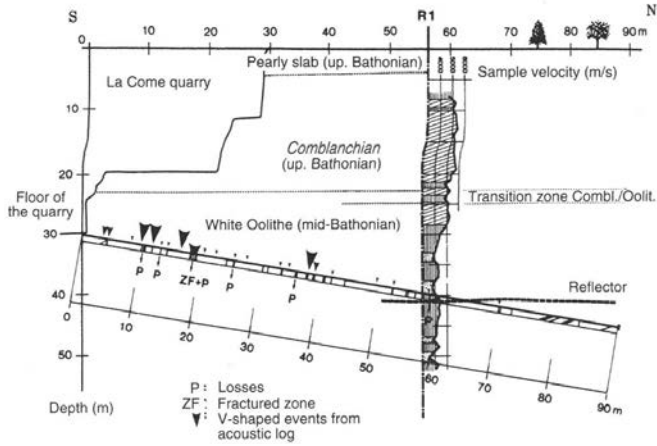


Figure 3.11 *Imagerie acoustique en carrière (d'après Mari et al., 1994). En haut : coupe géologique de la carrière de Ravières. En bas : section acoustique à déport constant (3 m). Données brutes.*

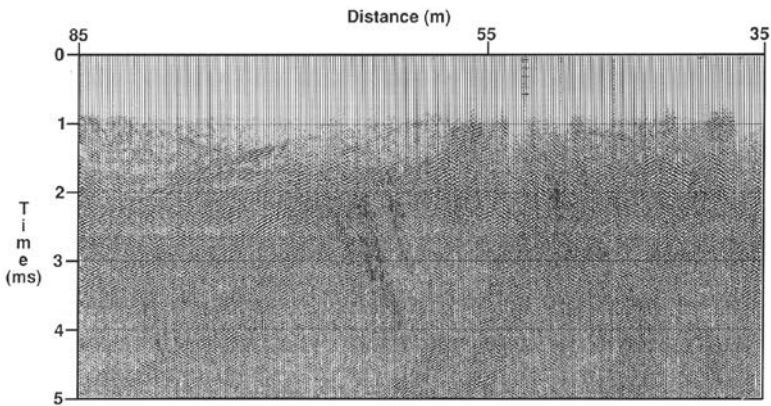


Figure 3.12 *Imagerie acoustique en carrière : ondes réfléchies (d'après Mari et al., 1994).*

La figure 3.13 est un exemple d'imagerie par sections acoustiques obtenu dans un réservoir gréseux entrecoupé par des bancs de carbonates (Fortin *et al.*, 1991). L'image acoustique met clairement en évidence la répartition des bancs de carbonates et leurs pendages par rapport au puits. Cette approche de l'estimation des pendages par acoustique nécessite un traitement complet de type couverture multiple.

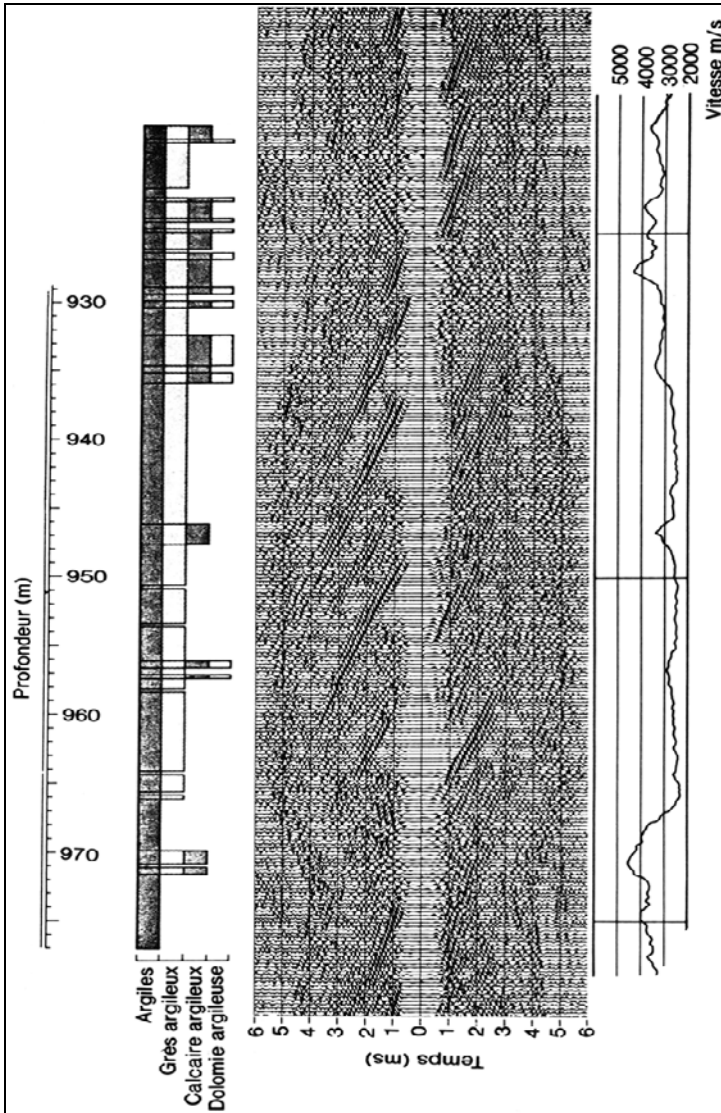


Figure 3.13 Imagerie de puits à l'aide de données acoustiques : ondes réfléchies. Outil EVA (SNEAP), traitement de type couverture multiple (CGG) (d'après Fortin *et al.*, 1991).

### 3.6 Caractérisation d'une formation à l'aide des ondes de Stoneley

Les ondes de Stoneley sont utilisées pour évaluer la lenteur  $S$  des formations lentes, étudier la fracturation et accéder à une estimation de la perméabilité.

Les ondes de cisaillement ne peuvent être générées que si la vitesse  $S$  de la formation est supérieure à la vitesse de l'onde de compression dans la boue ; la formation est alors dite rapide (contrairement aux formations dites lentes). En formation lente, la vitesse des ondes  $S$  peut être estimée indirectement en puits non tubé à partir de l'équation de dispersion des ondes de Stoneley (Biot, 1956 ; Cheng *et al.*, 1981).

Aux fréquences soniques (1-20 kHz), il est donc nécessaire de mesurer indépendamment six paramètres pour déduire de l'équation de dispersion des modes de Stoneley la vitesse  $S$  de la formation. Ces paramètres sont : la vitesse de phase des ondes de Stoneley à une fréquence particulière, la densité du fluide, la densité de la formation, le diamètre du puits, la vitesse des ondes de compression dans la formation.

L'exemple suivant est un exemple de diagrapie acoustique enregistrée dans une formation lente, composée de marnes dans la partie supérieure et de calcaire dans la partie inférieure. La limite entre les marnes et les calcaires est située à 105 m. Les données ont été acquises avec un outil monopole à trois récepteurs distants de 20 cm. Le déport source – premier récepteur est de 60 cm. La figure 3.14 montre à gauche les trois sections à déport constant enregistrées avec l'outil acoustique. Sur chaque section, on peut observer en première arrivée l'onde réfractée  $P$  de faible amplitude. L'onde réfractée  $P$  est suivie par une onde de très forte amplitude et basse fréquence qui est l'onde de Stoneley. La mesure des vitesses des ondes  $P$  et de Stoneley est faite par semblance. Le panneau de semblance est présenté à gauche des sections acoustiques. L'axe vertical représente la profondeur et l'axe horizontal représente la lenteur (inverse de la vitesse). La semblance est codée en couleur et exprimée en pourcent (en rouge les fortes valeurs). Le pointé des maxima de semblance (indiqué par les lignes noires continues) fournit pour chaque onde la valeur de la lenteur en fonction de la profondeur. Les logs de lenteur sont ensuite convertis en logs de vitesse (figure 3.14, droite). On peut noter un fort coefficient de corrélation entre les 2 logs de vitesse (0,854). La fréquence dominante de l'onde de Stoneley est de 2 kHz. À ces basses fréquences, l'équation de dispersion de l'onde de Stoneley peut être approchée par une équation simplifiée proposée par White (1965). L'équation de White s'écrit :

$$\frac{1}{V_{st}^2} - \frac{1}{V_f^2} = \frac{\rho_f}{\rho} \cdot \frac{1}{V_s^2}$$

avec  $V_{st}$  la vitesse de l'onde de Stoneley en basse fréquence,  $V_f$  la vitesse du fluide de formation (ici l'eau),  $V_s$  la vitesse  $S$  de la formation,  $\rho$  la densité de la formation,  $\rho_f$  la densité du fluide.

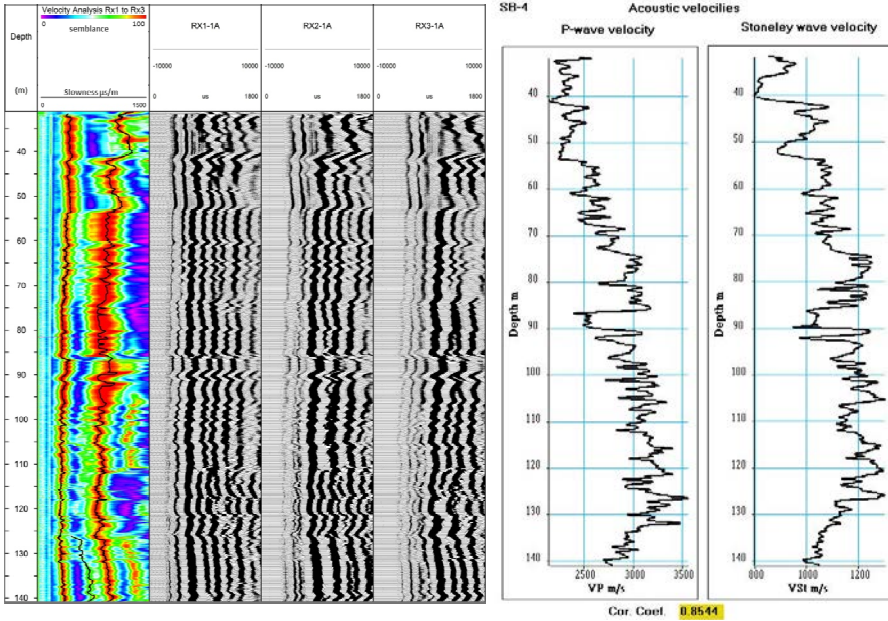


Figure 3.14 Diagraphie acoustique en formation lente. À gauche : panneau de vitesse et sections acoustiques à déport constants. À droite : logs de vitesse des ondes P et des ondes de Stoneley.

Si le log de densité n'a pas été enregistré, ce qui est le cas dans l'exemple présenté, ce dernier peut être calculé à partir de la vitesse  $V_p$  de la formation en utilisant la loi de Gardner :

$$\rho = \alpha \times V_p^\beta$$

Les équations de White et de Gardner sont utilisées simultanément pour ajuster les coefficient  $\alpha$  et  $\beta$  de la loi de Gardner et calculer la vitesse  $V_s$  et la densité  $\rho$  de la formation avec les contraintes suivantes :

1. la vitesse S de la formation doit être inférieure à la vitesse de l'onde P dans le fluide ;
2. le coefficient de Poisson doit rester dans l'intervalle 0,3 et 0,5, caractéristiques de marnes et de formations déconsolidées.

La figure 3.15 montre de gauche à droite : la densité Gardner, la vitesse S estimée par la vitesse des ondes de Stoneley, le rapport  $V_p$  sur  $V_s$  et le coefficient de Poisson.

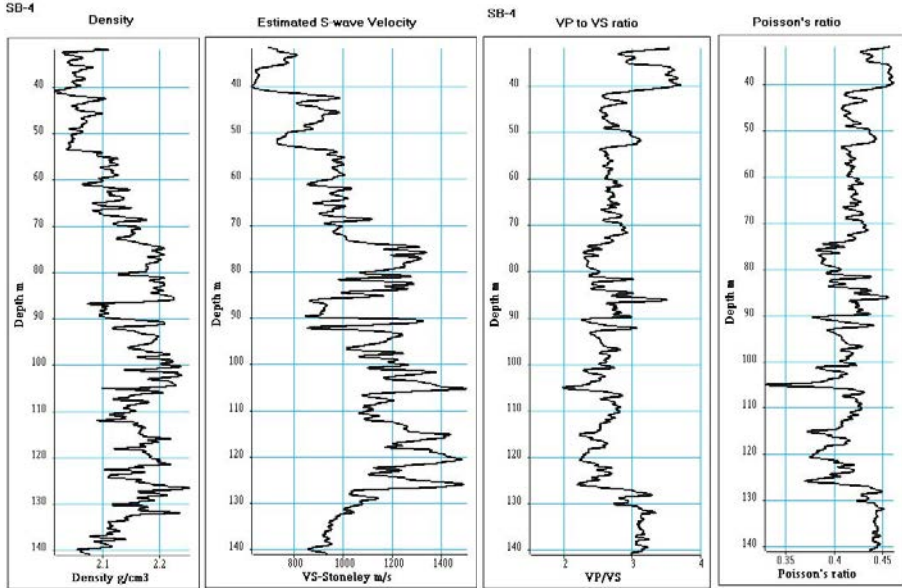


Figure 3.15 Logs acoustiques, de gauche à droite : densité, vitesse  $S$  estimée par la vitesse des ondes de Stoneley, rapport  $V_p$  sur  $V_s$  et coefficient de Poisson.

La réponse de l'onde de Stoneley est fortement liée à l'état de continuité de la paroi du puits. Sa transmission est guidée par l'interface eau ou boue contenue dans le forage et le mur de celui-ci. Elle est donc particulièrement affectée par la solution de continuité de la paroi du forage, et son exploitation ainsi que son traitement mettent en évidence la fracturation et le degré d'ouverture de celle-ci. L'atténuation des ondes de Stoneley (diminution d'amplitude et abaissement de la fréquence) est utilisée pour caractériser le milieu fissuré. De plus, on observe des phénomènes de conversion d'ondes aux limites des zones fracturées. Ces phénomènes sont très marqués sur les ondes de Stoneley, surtout en présence de fractures ouvertes.

### 3.7 Conclusion

Par rapport aux autres diagraphies, la diagraphie acoustique a une résolution verticale équivalente, mais un rapport investigation latérale sur résolution verticale très nettement supérieur. La diagraphie acoustique a une investigation latérale de quelques centimètres pour les modes d'interface, décimétrique à métrique pour les modes rétrécis, et de quelques mètres à la dizaine de mètres pour les modes réfléchis.

La diagraphie acoustique est principalement utilisée pour :

- mesurer les vitesses des formations (en compression et cisaillement) et calculer les modules d'élasticité (mesure dynamique 2-40 kHz) ;
- établir la relation temps-profondeur très haute résolution par intégration de la courbe des lenteurs (inverse de la vitesse) ;
- réaliser des films synthétiques pour caler la sismique réflexion de surface (voir chapitre 4) ;
- mesurer l'atténuation et l'anisotropie (mode dipôle) d'une formation ;
- identifier la lithologie en combinaison avec d'autres diagraphies ;
- étudier la fracturation et détecter des hétérogénéités ;
- évaluer la cimentation d'un tubage (voir chapitres 1 et 4) ;
- évaluer la porosité et appréhender la perméabilité ;
- mesurer les pendages ;
- fournir une micro-sismique de détail (ondes réfléchies) au voisinage du puits ; opérations à privilégier dans les puits fortement déviés ou horizontaux.

Il faut aussi prendre en considération les éléments suivants :

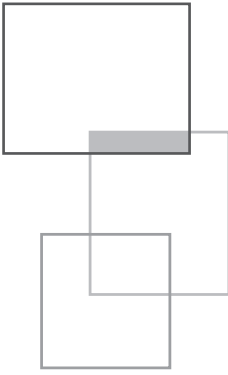
- La mesure acoustique doit être faite dans un puits rempli d'eau (boue). Il est préférable de travailler en trou ouvert (voire tubé PVC). Il est souhaitable de faire une mesure continue des diamètres du forage (diagraphie : diamètreur) pour détecter les zones cavées. L'outil doit être centré par des centreurs lors des mesures acoustiques.
- La vitesse de logging doit être faible (4 à 6 m /min) pour respecter les conditions d'échantillonnage en distance et pour éviter les bruits de raclement créés par les centreurs. En général, un filtre en fréquence (coupe bas : 1 kHz) est utilisé à l'acquisition pour filtrer ces bruits.
- La mesure acoustique peut être réalisée en trou tubé acier, lorsque les tubages sont parfaitement cimentés. La présence de phénomènes de résonance dus à la mauvaise cimentation est utilisée pour évaluer la cimentation (log de cimentation).
- Les conditions de puits, en cas de puits tubé mal cimenté, peuvent rendre les mesures difficiles. Les ondes associées aux vibrations du casing doivent être filtrées. Ce traitement ne permet pas toujours d'extraire les ondes de volume caractéristiques de la formation et de mesurer les paramètres de formation.
- La mesure acoustique est favorisée par l'utilisation d'outils longs (3 à 4 m entre l'émetteur et les récepteurs). La mise en œuvre peut receler quelques difficultés lorsque le mât du système de levage n'est pas suffisamment haut. Dans ce cas, l'outil, s'il est souple, peut être introduit dans le puits en le courbant. L'outil peut aussi être introduit par éléments constitutifs connectables entre eux.

## Références

- Arditty P.C., Arens G., Staron P., 1984, Improvements of formation properties and evaluation through processing and interpretation results of the EVA tool records. SEG 54th Annual Meeting expanded abstracts.
- Biot M.A., 1956, Theory of propagation of elastic waves in a fluid-saturated porous solid: I - Low waves in a fluid-saturated porous solid: I - Low frequency range; II - Higher frequency range. *The Journal of the Acoustical Society of America*, 28, 2, pp. 168-178 et 179-191.
- Cheng C.H., Toksöz M.N., 1981, Elastic wave propagation in a fluid-filled borehole and synthetic acoustic logs. *Geophysics*, 46, 1042-1053.
- Coppens F., Mari J.L., 1995, Application of the intercept time method to fullwave form acoustic data. *First Break*, 13: 11-20.
- Fortin J.P., Rehbinder N., Staron P., 1991, Reflection imaging around a well with the Eva full-waveform tool. *The Log Analyst*, 32, 3, 271-278.
- Gardner G.H.F., Gardner L.W., Gregory A.R., 1974, Formation velocity and density. The diagnostic basis for stratigraphic traps. *Geophysics*, 39, 770-780.
- Gaudiani P., 1982, Acoustic coring in granite with a small diameter logging tool. Proceedings, Workshop about geophysical investigations in connection with geological disposal of radioactive waste, Nuclear Energy Agency Organization for Economic Cooperation and Development, Ottawa: 157-171.
- Kaneko F., Kanemori T., Tonouchi K., 1990, *Low-Frequency Shear Wave Logging in Unconsolidated Formations for Geotechnical Applications. Geophysical Applications for Geotechnical Investigation*, ASTM STP 1101, F.L. Paillet and W.R. Saunders, Eds. American Society for Testing and Materials, Philadelphia, pp. 79-98.
- Mari J.L., Gavin P., Coppens F., Wicquart E., 1992, *Traitement des diagraphies acoustiques*. Éditions Technip, Paris.
- Mari J.L., Gavin P., Coppens F., 1994, An example of acoustics and very high resolution seismic in a near-horizontal borehole. *First Break*, 12, 21-29.
- Mari J.L., Arens G., Chapellier D., Gaudiani P., 1998, *Géophysique de gisement et de génie civil*. Éditions Technip, Paris.
- Mari J.L., Gaudiani P., Delay J., 2011, Characterization of geological formations by physical parameters obtained through full waveform acoustic logging, *Physics and Chemistry of the Earth*, 36, 1438-1449, Elsevier Ltd.
- Mari J.L., 2015, Signal processing for geologists & geophysicists, e-book, DOI:10.2516/ifpen/2011002, <http://books.ifpennergiesnouvelles.fr/ebooks/signal-processing/>
- Mari J.L., Porel G., 2015, Automated karstic reservoir analysis utilizing attributes, We N117 02, 77th EAGE Conference & Exhibition, Madrid IFEMA, Spain, 1-4 June.

- Morris C.F., Little P.M., Letton W., 1984, A new sonic array tool for full waveform logging, 59th Annual Conference of the Society of Petroleum Engineers of AIME, Houston, Texas, expanded abstracts, pp. 16-19.
- Paillet F.L., Turpening R., 1984, Borehole and surface to borehole seismic applications in fracture characterization. SEG 54th Annual Meeting expanded abstracts.
- Quiblier J., 1997, *Propagation des ondes en géophysique et en géotechnique. Modélisation par méthodes de Fourier*. Éditions Technip, Paris.
- Rosenbaum J.H., 1974, Synthetic micro-seismograms logging in porous formation. *Geophysics*, 39, 14-32.
- Summers G.C., Broding R.A., 1952, Continuous Velocity Logging. *Geophysics*, 17, 598-614.
- Vogel C.B., 1952, A seismic logging method. *Geophysics*, 17, 579-586.
- White J.E., 1965, *Seismic waves: Radiation, transmission and attenuation*. McGraw-Hill Book Company, New York.
- Zemanek J., Williams D.M., Schmitt D.P., 1991, Shear-wave logging using multipole sources, *The log Analyst*, 32, 3, 233-241.





# 4



# Calage de la sismique de surface

J.-L. Mari, P. Meynier

---

## 4.1 Introduction

Classiquement, la sismique de surface fournit des images en temps du sous-sol en 2 dimensions (2D) et en 3 dimensions (3D). Les mesures de puits de type diagraphies sont des données qui sont obtenues en fonction de la profondeur. La sismique de puits de type PSV fournit à la fois des images en temps (sections PSV) comparables à celles obtenues par la sismique de surface et des logs (vitesse par exemple) en profondeur comparables à ceux obtenus par les mesures diagraphiques (diagraphie acoustique par exemple). La comparaison des mesures de puits (diagraphies acoustiques) en profondeur et des mesures sismiques en temps nécessite la conversion en temps ou en profondeur de l'un des deux jeux de données.

---

Ce chapitre de l'ouvrage *Sismique en forage et diagraphies acoustiques* est publié en Open Access sous licence creative commons CC-BY-NC-ND permettant l'utilisation non commerciale, la distribution, la reproduction du texte, sur n'importe quel support, à condition de citer la source.

© EDP Sciences, 2018

DOI: 10.1051/978-2-7598-2262-1.c006

L'acoustique est le lien le plus naturel entre la discipline géophysique et la discipline diagraphique. Bien que travaillant dans des bandes de fréquences très différentes (quelques dizaines de kHz pour la diagraphie acoustique, quelques dizaines à quelques centaines de Hz pour la sismique très haute résolution (THR)), la diagraphie acoustique et la sismique sont régies par les mêmes lois de propagation des ondes.

Ce chapitre montre :

- le principe de conversion profondeur de la sismique de surface à l'aide des données PSV (Profil sismique vertical, chapitre 2) ;
- l'influence de la cimentation sur les mesures acoustiques ;
- le principe de calibration des mesures de vitesse des formations fournies par la diagraphie acoustique avec celles fournies par le PSV ;
- le principe de conversion temps des données acoustiques (diagraphie acoustique, chapitre 3) et le calcul des sismogrammes synthétiques.

Les données utilisées dans ce chapitre sont des données de proche surface, comprenant une sismique 3D THR, un profil sismique vertical et une diagraphie acoustique en champ total.

## 4.2 Sismique 3D THR et PSV

Le dispositif d'acquisition est composé d'un dispositif de réception et d'un dispositif d'émission. Le dispositif de réception, fixe durant l'acquisition, est composé de lignes parallèles de 24 géophones distants de 2 m. La distance entre les 2 lignes de géophones est de 4 m. Le dispositif est composé de 11 lignes de tirs, orientées perpendiculairement aux lignes de géophones (direction dite in-line) avec 11 positions de tir par ligne. La distance entre 2 tirs sur une ligne est de 2 m. La distance entre 2 lignes de tirs est de 4 m. La direction des lignes de tirs est dite cross-line. Il n'y a pas superposition entre les dispositifs d'émission et de réception. La distance entre les deux dispositifs est de 4 m. La source utilisée est une chute de poids (chapitre 2, figure 2.5).

Le traitement des données sismiques a conduit à l'obtention d'un bloc 3D de 13 sections in-line distantes de 1 m (Mari et Herold, 2015). Chaque section est composée de 44 points miroir distants de 1 m. La durée d'écoute a été limitée à 250 ms, le pas d'échantillonnage en temps est de 0,5 ms. La figure 4.1 montre le dispositif d'acquisition sismique (à gauche) et un exemple de sections sismiques in-line et cross-line issues du bloc 3D (à droite). Les deux sections présentées (section n° 6 dans la direction in-line, et section n° 23 dans la direction cross-line) se croisent au milieu du bloc 3D. Elles ont été filtrées dans la bande passante 15-150 Hz, qui fournit un excellent rapport signal sur bruit. Le point miroir localisé à l'intersection des sections sismiques in-line n° 3 et cross-line n° 6 est situé à une vingtaine de mètres d'un forage, dans lequel un PSV a été enregistré.

Les données PSV sont utilisées pour caler la sismique de surface. Le PSV est un PSV de proche surface enregistré dans un puits vertical, tubé acier.

L'acquisition et la séquence de traitement ont été décrites au chapitre 2 et les résultats de traitement présentés en figures 2.11 et 2.12. Nous rappelons que la profondeur du capteur varie entre 25 et 85 m, la source de surface étant faiblement déportée (5 m) par rapport à la tête de puits. La distance entre deux positions successives du géophone dans le puits est de 5 m.

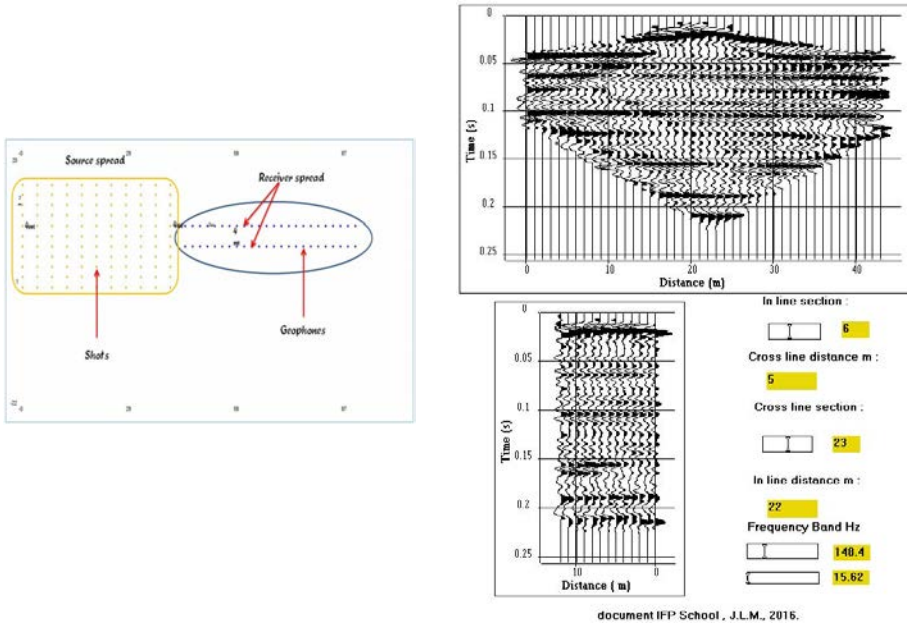


Figure 4.1 Sismique 3D. À gauche : dispositif d'acquisition. À droite : sections en temps.

La figure 4.2 montre successivement :

- en haut à gauche : l'enregistrement de PSV non traité ;
- en haut à droite : la relation temps vertical - profondeur et la loi vitesse d'intervalle au pas d'échantillonnage sismique en profondeur, soit 5 m ;
- en bas à gauche : le couloir de sommation de la section PSV et la trace somme PSV ;
- en bas à droite : le calage de la section sismique sur la trace somme PSV à l'intersection des sections sismiques in-line n° 3 et cross-line n° 6.

La trace somme PSV, dupliquée cinq fois, est insérée dans la section in-line n° 3 à la position miroir associée à la section cross-line n° 6. Le coefficient de corrélation entre trace sismique et trace somme PSV au point d'intersection est supérieur à 0,72, montrant ainsi un bon calage des horizons sismiques en temps. Cependant on peut noter des faibles différences entre les amplitudes observées sur la sismique de surface et sur la trace somme PSV. Cette différence est imputable au choix des lois de compensation d'amplitude utilisées pour les deux jeux de données. Pour la sismique de surface, une loi de gain de type AGC sur une fenêtre courte (30 ms)

a été utilisée pour bien mettre en évidence les réflecteurs proches de la surface, ce traitement ayant pour effet d'augmenter l'amplitude des réflecteurs.

On peut noter que le PSV permet un calage de la sismique de surface dans l'intervalle des profondeurs (25-85 m) où les mesures ont été faites, mais également sous le puits. La trace somme PSV met bien en évidence des réflecteurs qui apparaissent à des temps (doubles) supérieurs à 80 ms et qui sont sous le puits. On peut voir des réflecteurs sismiques au-delà de 100 ms.

Cet exemple illustre le rôle prédictif du PSV : prédiction sous le puits.

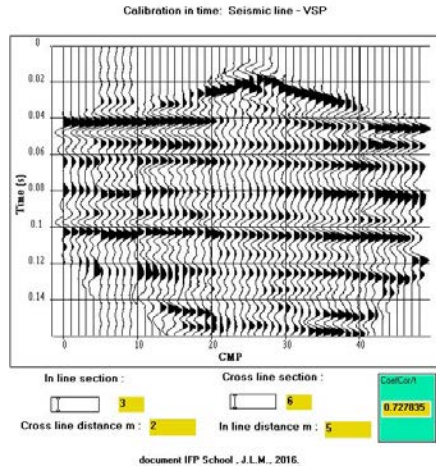
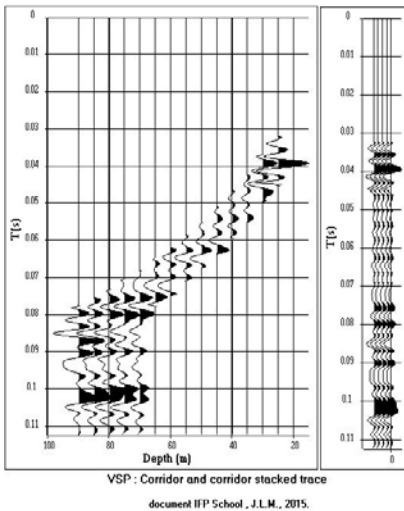
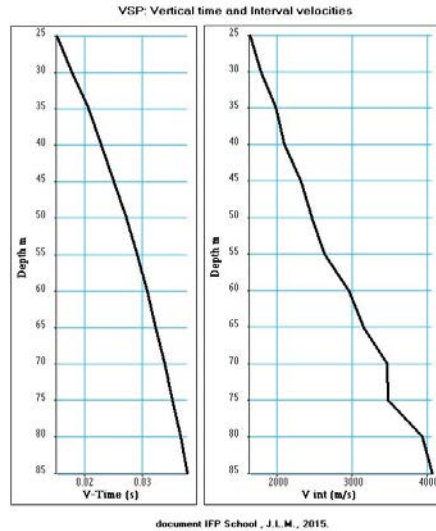
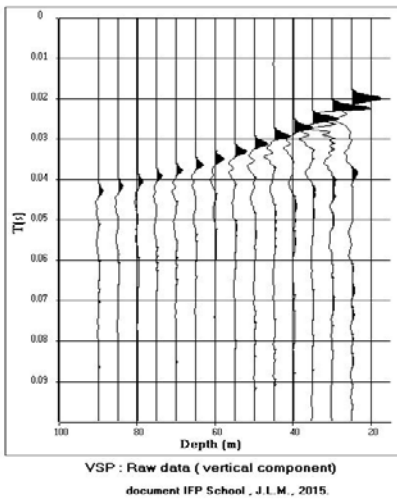


Figure 4.2 Calage d'une section sismique à l'aide d'un PSV.

La loi temps - profondeur  $T = f(Z)$  peut être utilisée pour convertir les sections sismiques temps en sections sismiques profondeur. La procédure peut être résumée ainsi :

- les temps  $T$  mesurés sur le PSV doivent être transformés en temps verticaux doubles  $Twt$  en fonction de la profondeur  $Z$  :  $Twt = f(Z)$  ;
- la loi  $Twt = f(Z)$  doit être inversée  $Z = f^{-1}(Twt)$  ;
- la loi  $Z = f^{-1}(Twt)$  doit être mise à pas régulier en profondeur  $\Delta z$  :  $Z = f^{-1}(Twt, \Delta z)$ . Le pas  $\Delta z$  doit être choisi pour éviter tout phénomène d'aliasing entre le passage temps et le passage profondeur ;
- la conversion se fera par translation verticale entre une position temps  $Twt$  et une position profondeur  $Z$ . Les horizons ne seront pas déplacés latéralement sur les sections. En conséquence, s'il y a des pendages, les sections temps doivent être migrées temps avant conversion profondeur.

La figure 4.3 montre la conversion profondeur des sections temps des figures 4.1 et 4.2.

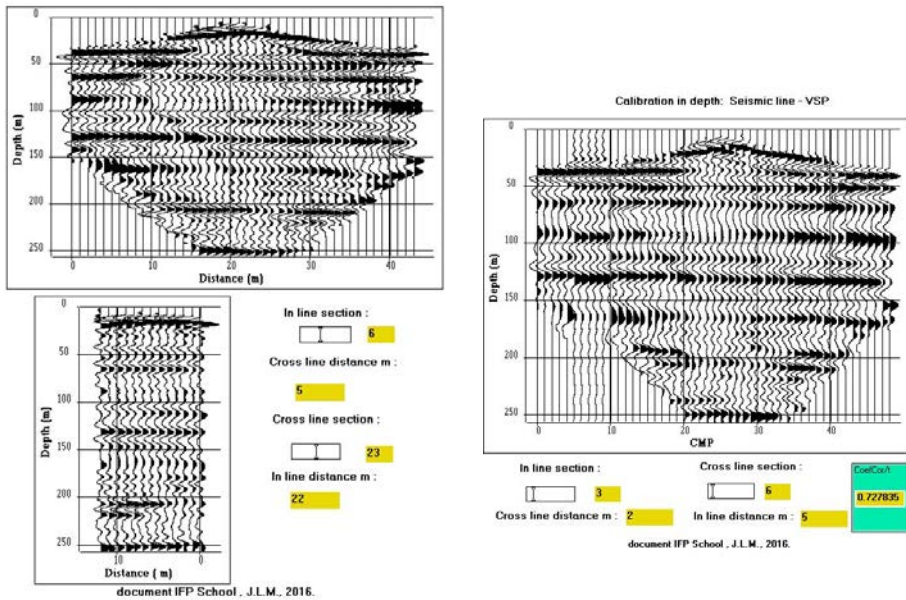


Figure 4.3 Sismique 3D en profondeur.

On peut voir des réflecteurs jusqu'à 250 m de profondeur. La figure 4.3 droite montre le calage en profondeur par la trace somme PSV de la section sismique in-line n° 3 à l'intersection de la section sismique cross-line n° 6.

### 4.3 Diagraphie acoustique

Une diagraphie acoustique en champ total (chapitre 3) a été enregistrée dans le forage. Le forage est tubé acier et mal cimenté. L'outil acoustique (voir chapitre 3, figure 3.1 gauche) est un outil souple, de petit diamètre (50 mm), de type monopôle, utilisé dans sa version grand espacement, distance émetteur-récepteur lointain (3 m-3,25 m). Le pas d'échantillonnage en profondeur est de 2 cm. Le pas d'échantillonnage en temps est de 5  $\mu$ s et la durée d'écoute de 5 ms. La figure 4.4 montre les deux sections acoustiques.

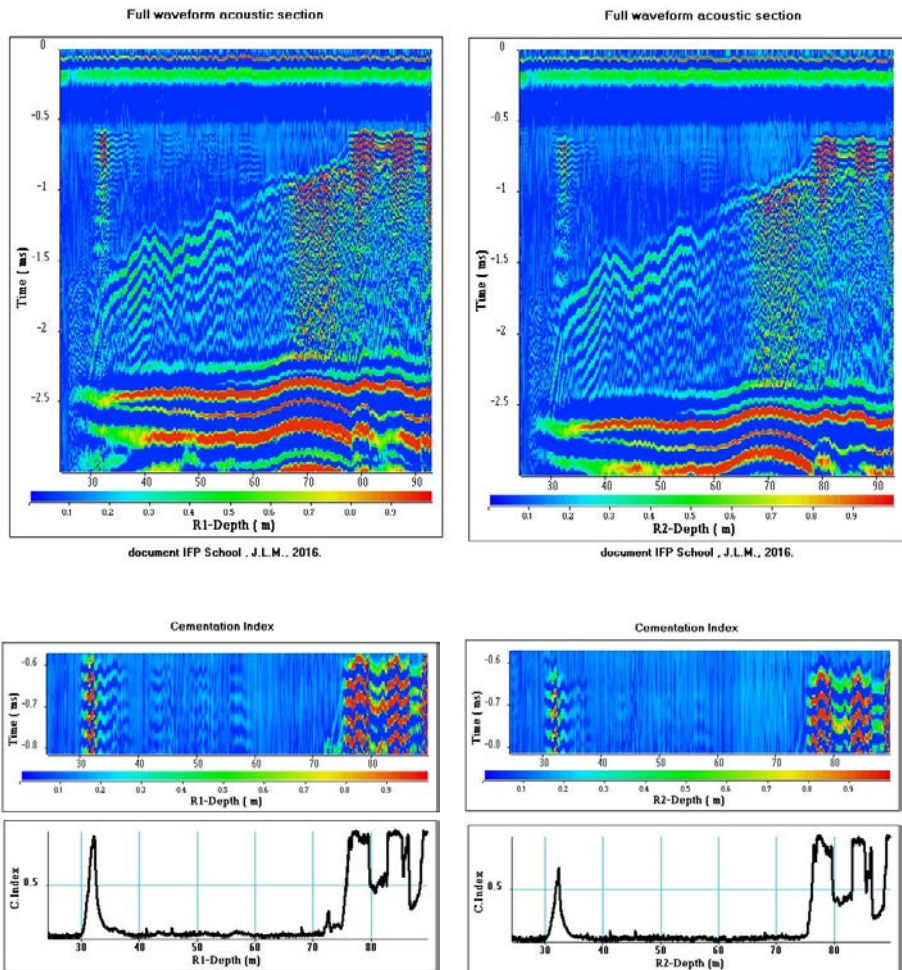


Figure 4.4 Sections acoustiques et logs de cimentation.

Les sections acoustiques montrent :

- Les signaux de synchronisation dans l'intervalle temps 0-0,5 ms. Ces signaux de nature électronique n'ont aucun sens géologique.
- Localement en profondeur des résonances dans l'intervalle temps 0,6-0,8 ms, ces phénomènes de résonance sont liés à une mauvaise cimentation du tubage (casing) à la formation. Dans l'intervalle de profondeurs 75-90 m, les résonances interfèrent avec les signaux acoustiques qui se propagent dans la formation.
- Les ondes réfractées de formation. Les temps de première arrivée de ces ondes varient de 1,8 ms à 0,7 ms dans l'intervalle de profondeurs 30 m à 80 m. Cette variation de temps d'arrivée indique une augmentation progressive de la vitesse avec la profondeur. On constate également un changement du caractère du signal acoustique : basse fréquence dans l'intervalle 30-65 m, haute fréquence et bruité pour les profondeurs supérieures à 65 m.
- Les ondes de Stoneley. Ces ondes de paroi de forte amplitude apparaissent après 2,4 ms. Elles sont influencées par le casing.

La partie basse de la figure 4.4 montre les sections acoustiques dans l'intervalle temps 0,6-0,8 ms où on observe principalement les résonances. Le niveau de résonance peut être estimé en calculant, sur l'intervalle temps, l'énergie du signal acoustique. L'énergie normalisée du signal acoustique en fonction de la profondeur est un log acoustique qui est utilisé pour fournir un log indicateur de la qualité de cimentation, appelé ici C. index (indice de cimentation). L'indice de cimentation indique les zones de mauvaise cimentation, notamment dans l'intervalle 30-35 m et aux profondeurs supérieures à 75 m.

## 4.4 Les logs acoustiques

La diagraphie acoustique est principalement utilisée pour fournir les vitesses de formation, en mesurant la différence de temps d'arrivée des différents trains d'onde aux différents récepteurs de l'outil, ici R1 et R2 respectivement à 3 m et 3,25 m de la source acoustique. La figure 4.5 montre pour les ondes réfractées P les logs suivants :

- le log de vitesse P ( $V_p$ ) déduit de la différence de temps  $\Delta t$  entre les signaux acoustiques observés sur les récepteurs R1 et R2 ;
- le log de corrélation entre les signaux acoustiques observés sur les récepteurs R1 et R2, après compensation de l'écart  $\Delta t$ . Une forte valeur du coefficient de corrélation indique une forte semblance entre les deux signaux et une bonne mesure de la vitesse. Dans cet exemple, le coefficient de corrélation est supérieur à 0,75 pour plus de 70 % des cotes de mesure. Il est utilisé pour éditer le log ;
- le log de vitesse P après édition ;
- le log de fréquence instantanée qui montre très nettement le changement du contenu fréquentiel du signal acoustique vers 65 m.

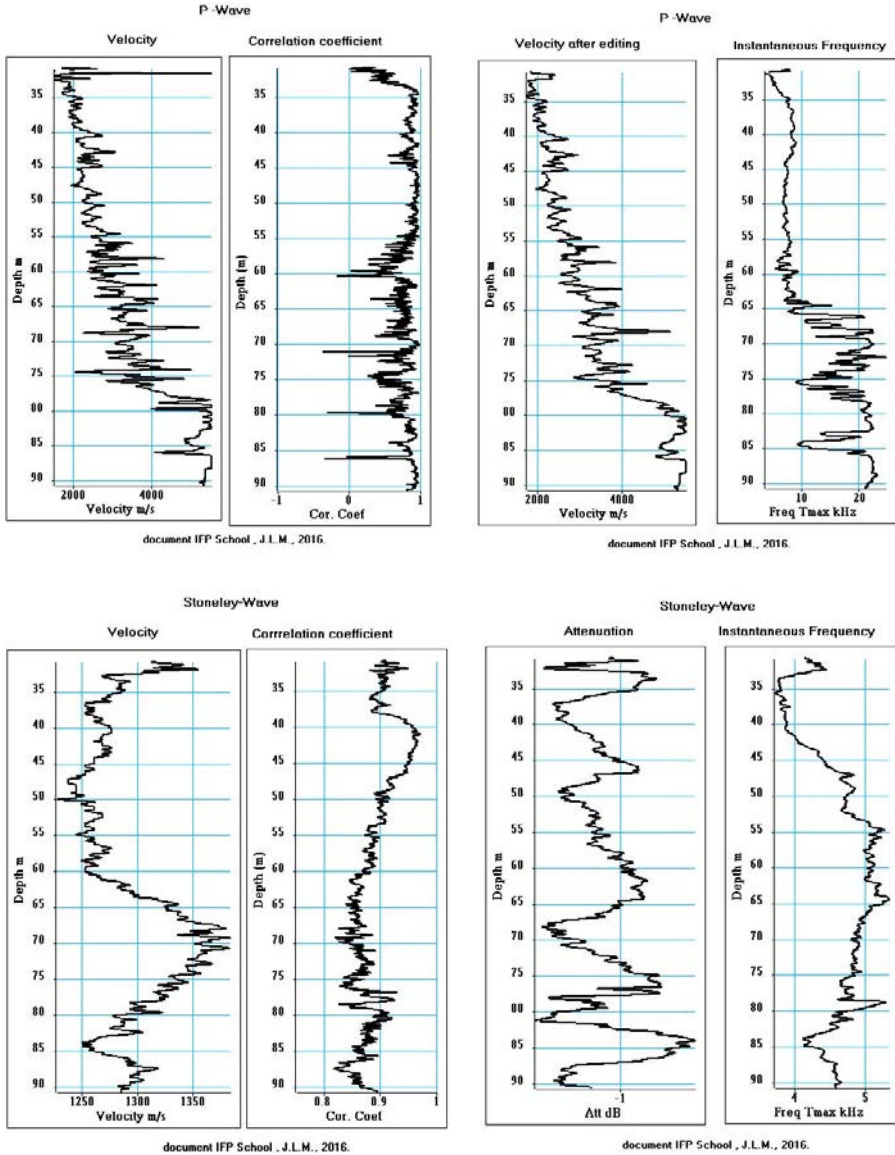


Figure 4.5 Logs acoustiques : ondes P et ondes de Stoneley.

La figure 4.5 montre en partie basse les logs acoustiques associés aux ondes de Stoneley :

- le log de vitesse et son log de coefficient de corrélation associé. Les très fortes valeurs du coefficient de corrélation ( $> 0,8$ ) indiquent que les valeurs de vitesse mesurées sont précises ;

- le log d'atténuation qui montre que ces ondes sont peu atténuées. Ces ondes sont sensibles aux conditions de paroi et donc à la présence du casing. Il est intéressant d'utiliser les informations fournies par les ondes de Stoneley en trou ouvert pour caractériser la formation géologique et notamment détecter la présence de fractures ;
- le log de fréquence. Ces ondes sont dispersives et basse fréquence (entre 4 et 5 kHz).

## 4.5 Conversion en temps des logs acoustiques et calcul du séismogramme synthétique

Le log de vitesse est une mesure faite en fonction de la profondeur, échantillonnée à pas régulier (ici 2 cm). Il peut être utilisé pour obtenir une loi temps profondeur par intégration du temps de parcours acoustique en fonction de la profondeur. À une profondeur donnée, le temps de parcours acoustique est égal au pas d'échantillonnage en profondeur divisé par la vitesse de la formation. L'intégration des temps de parcours acoustiques fournit le temps intégré classiquement appelé temps sonique intégré (ITT(Z) : *Integrated Transit Time*). Si le forage est vertical, le temps sonique intégré peut être comparé au temps vertical fourni par le PSV.

Le temps intégré ITT(Z) =  $f(Z)$  peut être utilisé pour convertir les logs diagraphiques profondeur en logs diagraphiques temps et introduire ces logs sur les sections sismiques en temps. Pour cela, ITT(Z) doit être mis en temps double. La conversion profondeur-temps du log se fera par translation verticale entre une position profondeur Z et une position temps ITT(Z) avec un pas régulier en temps  $\Delta t$  :  $ITT(Z) = f(Z, \Delta t)$ . Le pas  $\Delta t$  doit être choisi pour éviter tout phénomène d'aliasing entre le passage profondeur et le passage temps.  $\Delta t$  doit être choisi comme un sous multiple du pas d'échantillonnage sismique, pour faire le changement d'échelle entre les mesures diagraphiques et les mesures sismiques.

La figure 4.6 (a et b) montre la conversion en temps des logs de vitesse et de cimentation mesurés en profondeur. Le log de vitesse a été utilisé pour calculer un log de réflectivité (figure 4.6c) qui a été filtré en fréquence et mis au pas sismique (0,5 ms).

Sur le log de réflectivité filtré, on peut constater la présence d'un réflecteur de forte amplitude vers 70 ms.

Le log de réflectivité filtré est appelé film synthétique. Il est utilisé comme la trace somme PSV pour caler les horizons sismiques observés sur les sections sismiques en temps. Le film synthétique, dupliqué cinq fois, est inséré dans la section in-line n° 3 à la position miroir associée à la section cross-line n° 6 (figure 4.6d). On constate que l'horizon à 70 ms n'est pas présent sur la section sismique et qu'il n'existe pas sur la trace somme PSV (voir figure 4.2). À 70 ms, le log de vitesse augmente brutalement. Ce phénomène se produit à l'endroit où une mauvaise cimentation est détectée (figure 4.6b). L'apparition de l'horizon à 70 ms est un artefact lié à une anomalie de vitesse due à la mauvaise cimentation du casing à la formation.

La vitesse acoustique mesurée ne représente la vitesse de la formation pour des temps supérieurs à 70 ms. Cependant, le coefficient de corrélation entre trace sismique et film au point d'intersection est supérieur à 0,7, montrant ainsi un bon calage des horizons sismiques en temps, dans l'intervalle temps 38-60 ms. Il chute à 0,5 si on considère l'intervalle 38-80 ms.

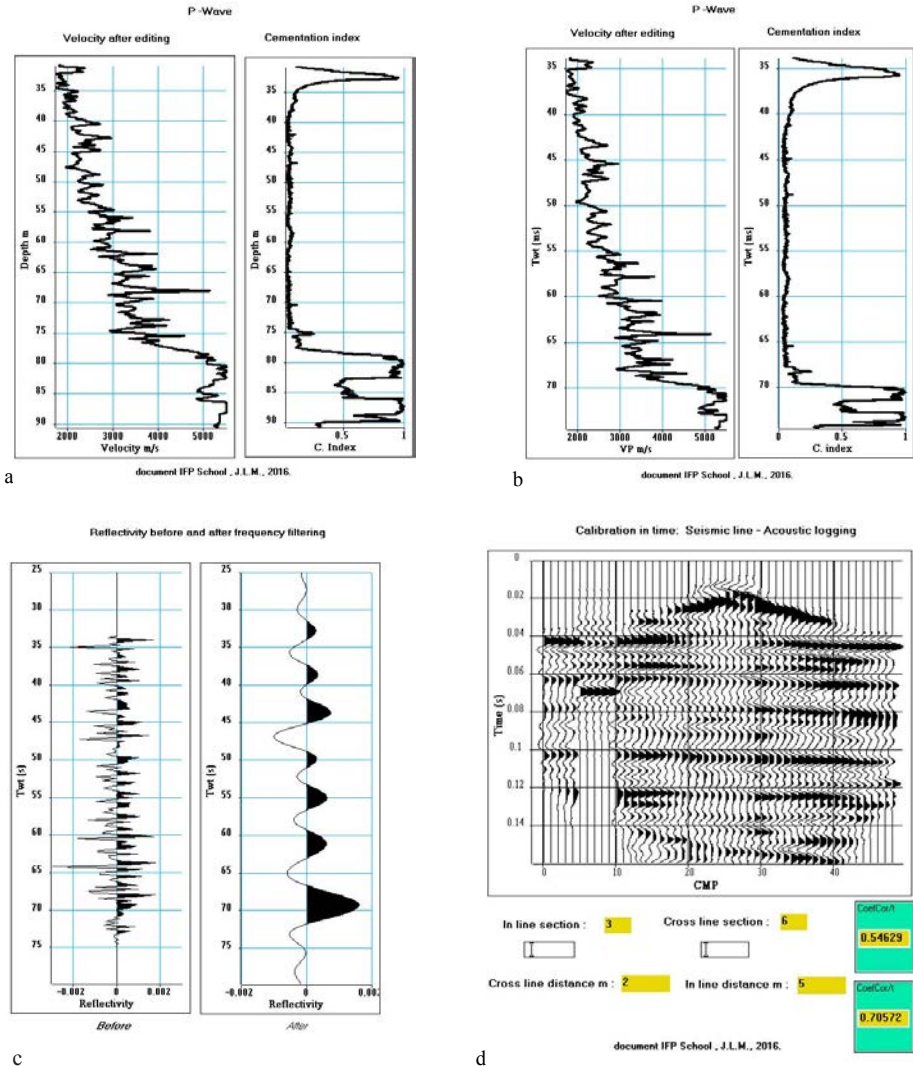


Figure 4.6 Section sismique et film synthétique avant « block shift ». a : log de vitesse et log de cimentation en profondeur. b : log de vitesse et log de cimentation en temps. c : réflectivité avant et après filtrage en fréquence. d : calage brut en temps de la section sismique avec la réflectivité filtrée en fréquence.

## 4.6 Temps sonore intégré et temps vertical PSV

La figure 4.7 montre une comparaison entre le temps sonore intégré et le temps vertical PSV. Les temps sont mis à 0, à la cote 30 m, profondeur à partir de laquelle la mesure acoustique a pu être réalisée. Dans cette acquisition, le niveau d'eau a été détecté à 30 m. On constate que les deux courbes de temps sont superposables dans l'intervalle 30-77 m. À partir de 77 m, les temps soniques sont plus courts que les temps PSV. La courbe de dérive, différence entre les temps soniques et les temps PSV, montre clairement ce phénomène. Pour réconcilier temps soniques et temps PSV, il faut modifier les vitesses acoustiques de façon à ce que les temps soniques intégrés recalculés soient au plus proche des temps verticaux PSV mesurés.

Cette procédure ne peut pas garantir que les vitesses acoustiques ainsi corrigées soient les vitesses exactes des formations.

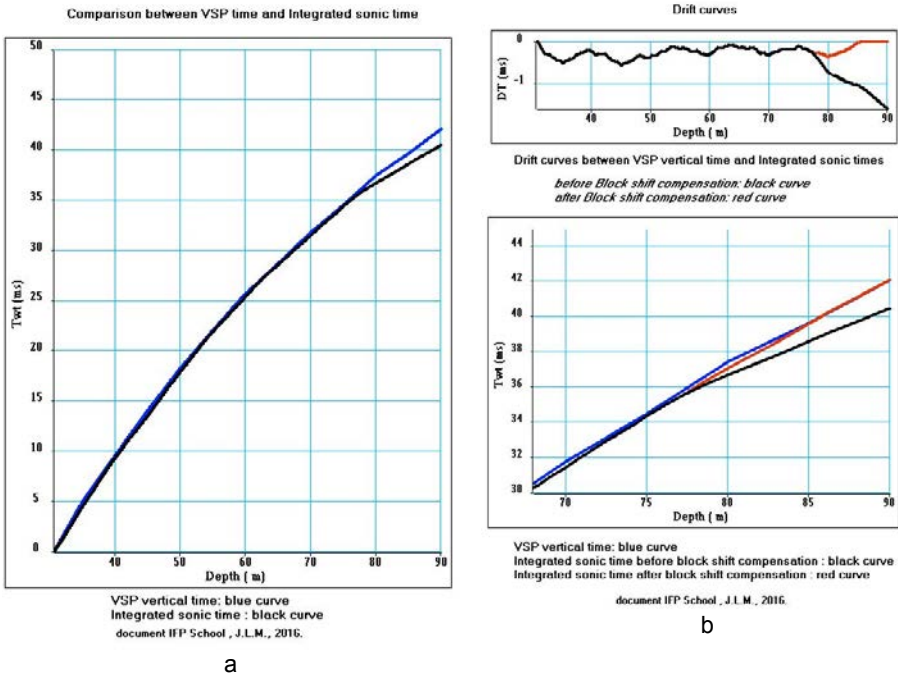


Figure 4.7 Temps PSV et Temps sonore intégré - méthode « block shift ». a : comparaison des temps PSV et des temps soniques intégrés. b en haut : Courbes de dérive avant et après compensation des vitesses par la méthode « block shift ». b en bas : comparaison des temps PSV et des temps soniques intégrés avant et après compensation des vitesses par la méthode « block shift ».

Les anomalies de vitesse acoustiques ont plusieurs origines :

- anomalies liées à la mesure : bruits et sauts de cycle pour les pointés par seuil, étirement (difficile à détecter) ;
- anomalies liées aux formations : mauvaise cohésion entre les grains (vitesse mesurée trop faible), vacuoles (vitesse mesurée trop forte) ;
- anomalies liées au trajet de l'onde : invasion, caves, trajets dans la boue (cas des trous de gros diamètre), altération de la paroi du trou ;
- anomalies liées à la mauvaise cimentation (cas de l'exemple présenté).

L'onde acoustique réfractée peut se propager dans la zone lavée ou envahie de la formation à cause du phénomène d'invasion et non dans la zone vierge. L'onde sismique (PSV) émise en surface se propage principalement dans la formation vierge. Pour obtenir des vitesses acoustiques en zone vierge, il est nécessaire d'effectuer une correction ou calage de la diagraphie vitesse acoustique sur des mesures de temps de propagation en zone vierge fournies par les temps pointés PSV. Pour ce faire, on utilise la courbe de dérive pour déterminer les valeurs de corrections de vitesse à apporter aux vitesses acoustiques mesurées de façon à ce que les nouveaux temps intégrés soient au plus proche des temps verticaux du PSV. La courbe de dérive peut être approchée par des segments de droite. Une valeur de correction de vitesse sera calculée pour chaque segment de droite. Dans le cas présent, on peut approcher la courbe de dérive par deux segments de droite, le premier dans l'intervalle de profondeurs 30-77 m, le second dans l'intervalle de profondeurs 77-90 m. Dans le premier intervalle, on constate que l'écart de temps est en moyenne constant (0,5 ms). Cette valeur correspond à la précision des pointés. En conséquence, la courbe de vitesse sonique ne sera pas modifiée dans cet intervalle. Dans l'intervalle 77-90 m, la courbe de dérive présente un gradient significatif qui peut être compensé par une correction de vitesse de valeur constante. La méthode de correction est appelée *block shift* (Boyer et Mari, 1997). La figure 4.7b montre, en haut, la courbe de dérive avant et après compensation de vitesses par la méthode *block shift*, et, en bas, la comparaison des temps PSV et des temps soniques intégrés avant et après compensation des vitesses par la méthode *block shift*. La figure 4.8 (a et b) montre, en profondeur et en temps, les logs de vitesse après correction par la méthode *block shift* et les logs de cimentation. Le log de vitesse corrigé a été utilisé pour calculer un log de réflectivité (figure 4.8c) qui a été filtré en fréquence et mis au pas sismique (0,5 ms).

Sur le log de réflectivité filtré, on peut constater que le réflecteur de forte amplitude vers 70 ms a disparu. Le log de réflectivité a été inséré dans la section sismique et le coefficient de corrélation entre log de réflectivité et trace sismique au puits a été mesuré à 0,77 confirmant ainsi un bon calage des horizons sismiques en temps.

Cet exemple montre l'utilisation du film synthétique pour caler les sections sismiques, après que les logs de vitesses acoustiques aient été validés sur les mesures de temps verticaux fournis par les temps PSV.

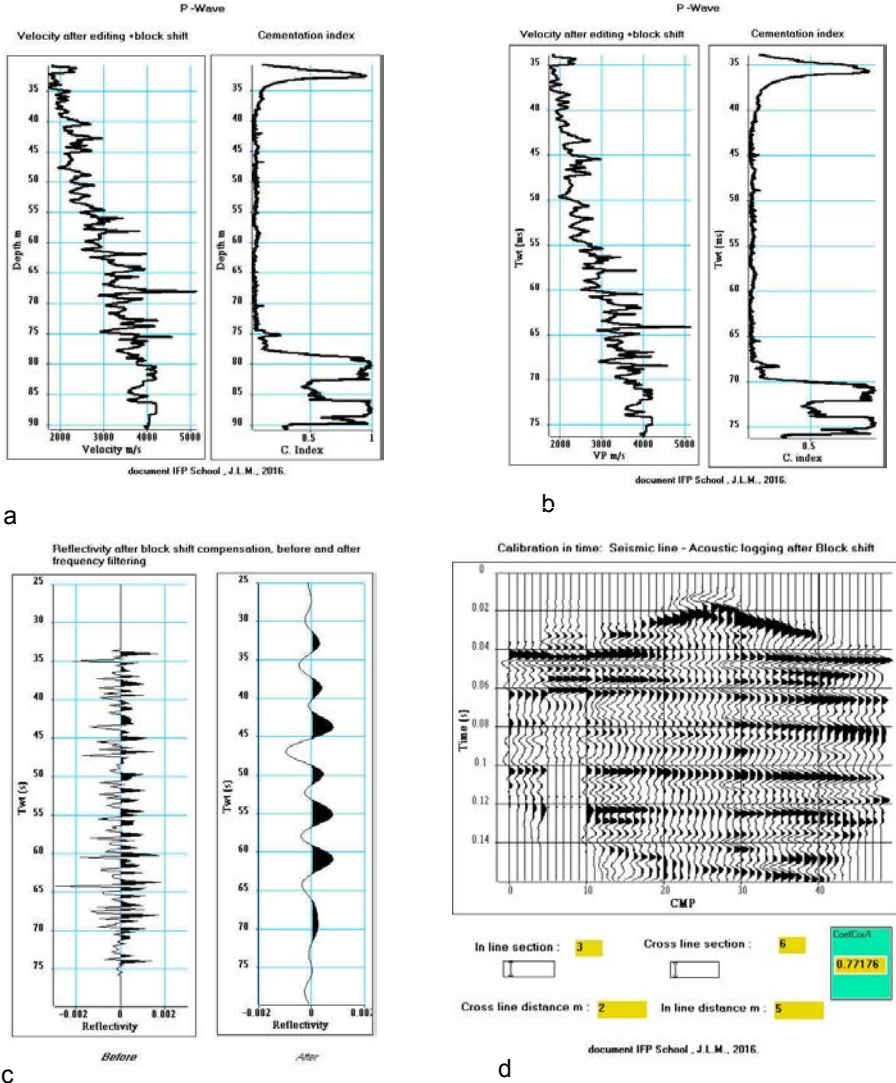


Figure 4.8 Section sismique et film synthétique après block shift. a : log de vitesse et log de cimentation en profondeur. b : log de vitesse et log de cimentation en temps. c : réflectivité avant et après filtrage en fréquence. d : calage brut en temps de la section sismique avec la réflectivité filtrée en fréquence.

## 4.7 Conclusion

Cet exemple montre l'utilisation du PSV et de la diagraphie acoustique pour caler les sections sismiques de surface. La figure 4.9 montre la comparaison du calage de la section à l'aide de la diagraphie acoustique (film synthétique) et de la trace somme PSV. Les traces du film synthétique et de la trace somme PSV sont insérées dans la section sismique section in-line n° 3, à l'intersection de la section sismique cross-line n° 6. Le film synthétique permet le calage des réflecteurs dans l'intervalle de profondeurs où les diagraphies ont été enregistrées. La trace somme PSV permet le calage dans le même intervalle de profondeurs, mais il permet également de prédire la présence de réflecteurs sous le puits, notamment dans l'intervalle 90-140 m.

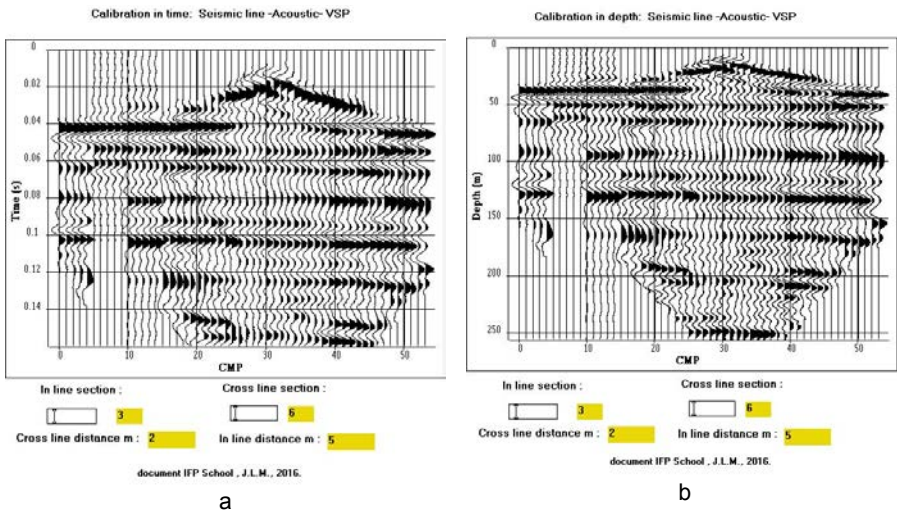
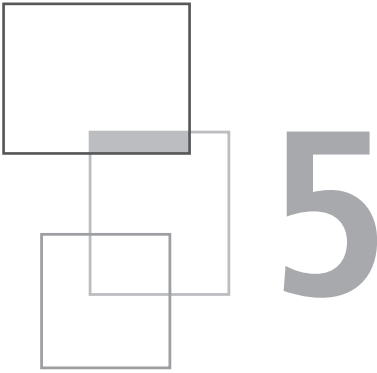


Figure 4.9 Calage d'une section sismique à l'aide d'un PSV et d'une diagraphie acoustique. a : en temps, b : en profondeur.

## Références

- Boyer S., Mari J.L., 1997, *Seismic surveying and well logging*. Éditions Technip, Paris.
- Mari J.L., Herold D., 2015, *Seismic Processing Tutorial: using the SPW Software*, EAGE Publications bv.
- [http://bookshop.eage.org/webshop/product\\_details.aspx?prod\\_code=AA0260](http://bookshop.eage.org/webshop/product_details.aspx?prod_code=AA0260)



# Exemple de caractérisation d'un aquifère karstique à l'aide des méthodes sismiques et des diagraphies acoustiques

J.-L. Mari, G. Porel

---

Ce chapitre est la traduction de l'article :

« *Contribution of seismic and acoustic methods to the characterization of karstic formations* »

Rédigé par Jean-Luc Mari et Gilles Porel.

Publié dans IFP Énergies Nouvelles e-books, Publications électroniques d'IFP Énergies Nouvelles (Signal processing for geologists and geophysicists, DOI: <https://doi.org/10.2516/ifpen/2011002>)

<http://books.ifpenergiesnouvelles.fr/ebooks/signal-processing/>

---

Ce chapitre de l'ouvrage *Sismique en forage et diagraphies acoustiques* est publié en Open Access sous licence creative commons CC-BY-NC-ND permettant l'utilisation non commerciale, la distribution, la reproduction du texte, sur n'importe quel support, à condition de citer la source.

© EDP Sciences, 2018

DOI: 10.1051/978-2-7598-2262-1.c007

## 5.1 Introduction

Au cours des dix dernières années, plusieurs aquifères souterrains ont été équipés afin d'en faire des sites expérimentaux. Ils sont conçus pour effectuer et calibrer des mesures in situ afin de suivre les débits et les réactions des réservoirs souterrains, hétérogènes par nature.

L'université de Poitiers (France) dispose d'un tel site hydrogéologique expérimental (HES), construit près du campus, dans le but de fournir des installations de surveillance à long terme et de réaliser des expériences visant à mieux comprendre les transferts dans les roches fracturées [2], [3], [4], [5].

Après un bref examen du contexte géologique, le document montre la contribution des méthodes sismiques et acoustiques pour la caractérisation d'un réservoir dans un calcaire karstifié. Les différentes méthodes géophysiques étudiées sont :

- méthode sismique de surface 3D ;
- méthodes sismiques de puits : mesures du bruit ambiant et profils sismiques verticaux (PSV) ;
- méthode acoustique : diagraphie acoustique en champ total.

Cet exemple montre l'avantage de combiner ces différentes méthodes géophysiques pour décrire les formations géologiques à différentes échelles, afin de détecter ici les zones karstifiées et quantifier les débits.

## 5.2 Contexte géologique

La formation aquifère étudiée est constituée d'un massif calcaire karstique du Jurassique moyen, présente entre 20 et 130 m de profondeur. Cet aquifère est localisé à proximité de la limite de partage des eaux, nommée « seuil Poitou », entre le bassin sédimentaire de Paris et celui de l'Aquitaine (figure 5.1). Le site expérimental (HES) couvre une superficie de 12 hectares sur laquelle 35 forages ont été réalisés à une profondeur de 120 m (figure 5.1). Il y a 150 millions d'années, le sommet du réservoir était initialement plat et horizontal, mais il a été érodé et altéré depuis, pendant la période du Crétacé et l'ère Tertiaire. Aujourd'hui, après 20 m de couverture, son toit forme des creux et des bosses avec une amplitude atteignant 20 m.

La phase de construction du site a commencé en 2002 et, jusqu'à présent, 35 forages ont traversé l'épaisseur totale du réservoir. La plupart de ces forages sont documentés à l'aide d'un log de fin de sondages et de diverses diagraphies : GR, température et acoustiques. En outre, deux forages ont été entièrement carottés.

Des études hydrogéologiques montrent que les taux de pompage maximaux varient de puits à puits et vont de 5 à 150 m<sup>3</sup>/h. Toutefois, l'aquifère réagit de façon assez régulière lors d'un essai de pompage. Ceci peut s'expliquer par un écoulement dans des conduits karstiques ouverts. La présence de drains karstiques est confirmée par les logs récents d'imagerie optique (OPTV) ou acoustique (BHTV). Presque tous

les forages ont montré des cavités et des conduits recoupés par les parois des trous de forage, avec parfois des ouvertures moyennes de 0,2-0,5 m.

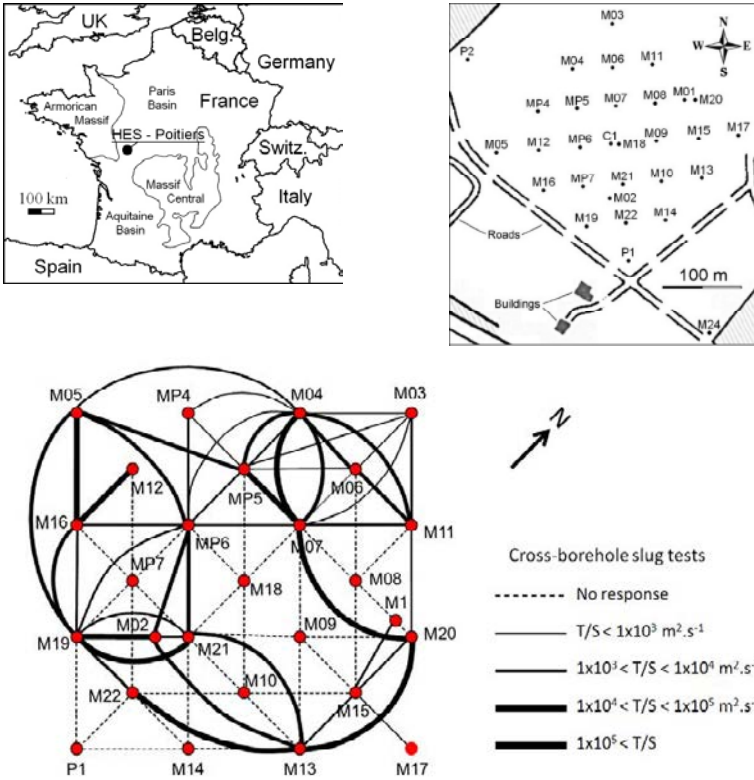


Figure 5.1 Site expérimental hydrogéologique à Poitiers. En haut : plan du site et localisation des forages. En bas : carte de diffusivité des slug tests.

Ces conduits sont majoritairement localisés dans trois niveaux horizontaux minces, à des profondeurs de 35, 88 et 110 m. Bien entendu, ces niveaux sont recoupés par des forages verticaux, ce qui entraîne une bonne connexion entre les puits et les drains karstiques. Cette connexion est principalement contrôlée par le degré d'ouverture des drains au voisinage du puits. Des tests hydrauliques (*slug tests*) montrent une propagation très rapide de l'onde de pression hydraulique sur de grandes distances (jusqu'à plus de 100 m). Ces observations ont permis de cartographier une distribution de diffusivité et les connexions importantes entre les puits (figure 5.1, en bas). Les connexions préférentielles sont visibles le long de la direction N90 (puits M13-M21-M22-M19 et puits M04-M06-M11). En fin de compte, il a été jugé crucial de mieux définir la géométrie du réservoir, d'une part, avec une résolution compatible avec l'échelle d'un forage et d'autre part, avec l'échelle du site entier. Les outils géophysiques à haute résolution semblent bien conçus pour entreprendre ce type d'approche.

### 5.3 Acquisition et traitement sismique 3D

En raison des limites de la zone d'étude, la longueur des profils sismiques ne pouvait dépasser 250 m. L'extension du site, dans la direction « crossline », perpendiculaire à la direction « inline » des profils est de 300 m. En conséquence, 20 profils ont été mis en œuvre, avec une distance de 15 m entre les lignes adjacentes.

La figure 5.2 (en haut à gauche) montre la carte avec la localisation des lignes sismiques et des forages. L'acquisition des données a été faite avec un enregistreur de 48 canaux et un seul géophone (10 Hz) par trace. La source était de l'explosif (25 g), ce qui facilite l'identification et la sélection des premières arrivées.

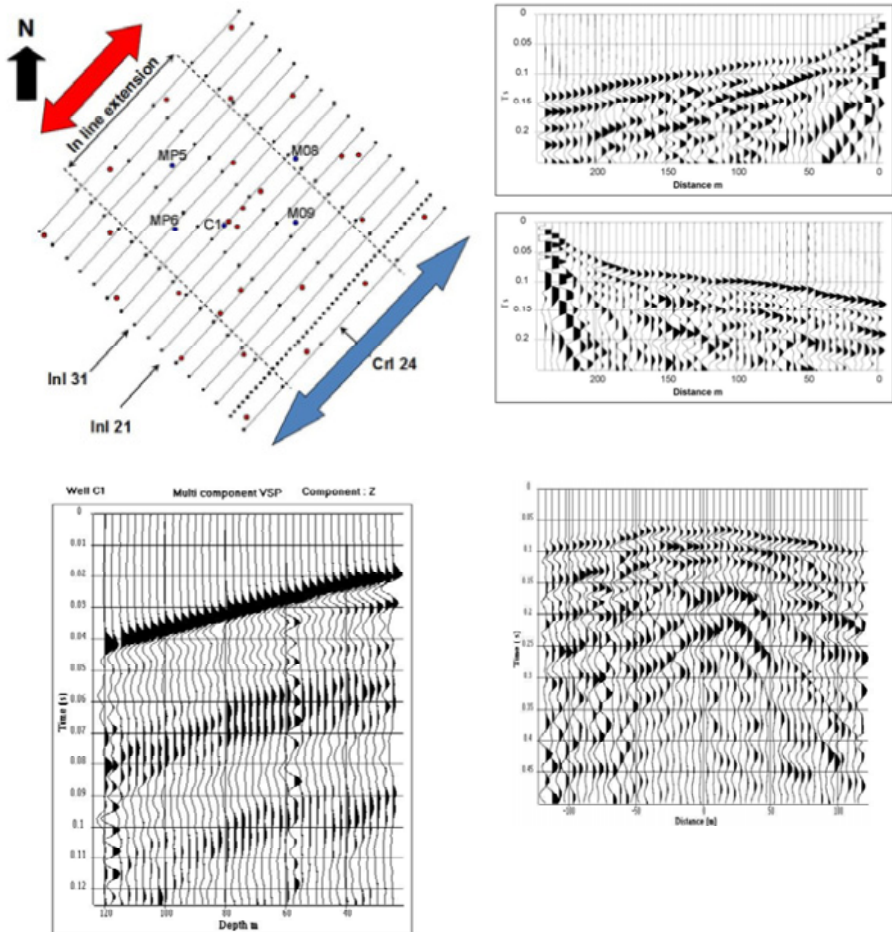


Figure 5.2 Acquisition sismique 3D. En haut à gauche : implantation des profils sismiques et des forages (points rouges). En haut à droite : exemple de tir bout en ligne, direct et inverse. En bas à gauche : profil sismique vertical (PSV) dans le forage C1. En bas à droite : exemple de point de tir perpendiculaire au profil (direction : crossline).

Une distance de 5 m entre deux géophones adjacents a été choisie pour éviter tout aliasing spatial. Un tir en bout direct et inverse a été enregistré par profil (tirs « inline »). La figure 5.2 (en haut à droite) montre un exemple de collection tir (directe et inverse) pour un profil « inline ». Trois tirs ont également été effectués transversalement à des distances de 40, 50 et 60 m de la ligne de réception considérée (tirs « crossline »). La figure 5.2 (en bas à droite) montre un exemple d'une collection tir (cross-line) ainsi obtenue. Les dépôts de la source ont été sélectionnés pour optimiser la qualité de l'image sismique sur l'intervalle de profondeur du réservoir, soit entre 40 et 130 m. La distance minimale de dépôt a été choisie égale à 40 m pour réduire l'influence des ondes de surface. Le pas d'échantillonnage est de 0,25 ms et le temps d'enregistrement est de 0,5 s.

La séquence de traitement a été décrite en détail dans différentes publications (Mari et Porel [1] et Mari et Delay [6]), elle sera donc brièvement exposée ici. Chaque collection tir a été traitée de façon indépendante pour obtenir une section sismique en couverture simple, avec un intervalle de 2,5 m (la moitié de la distance entre deux géophones adjacents). Le traitement d'une collection tir direct et inverse (inline) a permis d'obtenir une section sismique unique en couverture simple avec une extension de 240 m (indiquée par une flèche bleue sur la carte de localisation des lignes sismiques), tandis que la collection des tirs transversaux permet d'obtenir une section unique en couverture simple avec une extension en ligne de 120 m (indiquée par un flèche rouge sur la carte de localisation des lignes sismiques).

Une analyse des ondes réfractées par tomographie 3D [7] a été réalisée pour cartographier la forme irrégulière du toit du réservoir karstique et pour obtenir des corrections statiques et un modèle de vitesse de la couverture. Afin d'ajouter des informations dans la procédure d'inversion, nous avons utilisé simultanément les tirs en ligne et ceux avec un dépôt perpendiculaire de 60 m. Les tirs ont été sélectionnés afin d'avoir une onde réfractée comme onde de première arrivée quelle que soit la distance source récepteur. Les temps pointés des premières arrivées sismiques pour tous les tirs (inline et crossline), la carte de profondeur du sommet du réservoir (établie à partir des forages) et un modèle de vitesse [8] obtenu par la méthode Plus-Minus, sont des données d'entrée pour la procédure d'inversion. Les résultats d'inversion obtenus avec les données 3D soulignent les structures géologiques mentionnées précédemment [9] et permettent une meilleure reconnaissance de leurs alignements et de leur forme (zone de fractures). De plus, aucune cavité n'a été détectée près de la surface.

La séquence de traitement comprend : la récupération d'amplitude, la déconvolution, la séparation d'onde (méthode SVD pour l'extraction des ondes réfractées et la combinaison de la méthode SVD et F-K pour le filtrage des ondes de surface), les corrections statiques (obtenues par inversion tomographie) et les corrections « *Normal Move-Out* » (NMO). Un PSV a été enregistré dans le forage C1 (figure 5.2, en bas à gauche). Les données PSV ont été traitées pour obtenir une loi temps-profondeur et un modèle de vitesse. Le modèle de vitesse a été utilisé pour appliquer les corrections NMO puis migrer les données après sommation. La loi temps-profondeur du PSV a été également utilisée pour convertir les sections sismiques migrées obtenues en temps en sections en profondeur, avec un pas de 0,5 m. Les sections de profondeur en couverture simple ont été fusionnées pour créer le

bloc 3D. La largeur du bloc dans la direction des lignes est égale à 240 m et 300 m dans la direction transverse.

Dans le sens des lignes, l'abscisse zéro indique l'emplacement de la source. L'abscisse des points de réflexion varie entre -120 m et 120 m dans la direction des lignes. La distance entre deux points réfléchis est égale à 2,5 m. Dans le sens perpendiculaire, la distance entre deux points réfléchis est égale à 5 m. Les sections en profondeur ont été déconvoluées pour augmenter la résolution verticale. Elles ont ensuite été intégrées pour transformer un bloc 3D d'amplitude en un bloc de pseudo-vitesse, en utilisant des lois de vitesse (diagraphies acoustiques enregistrées dans les forages C1, MP5, MP6, M08, M09) comme contraintes. Les sections en pseudo-vitesse du bloc 3D ainsi obtenues ont été fusionnées avec celles obtenues par la tomographie en réfraction pour créer un modèle de vitesse 3D depuis la surface (figure 5.3).

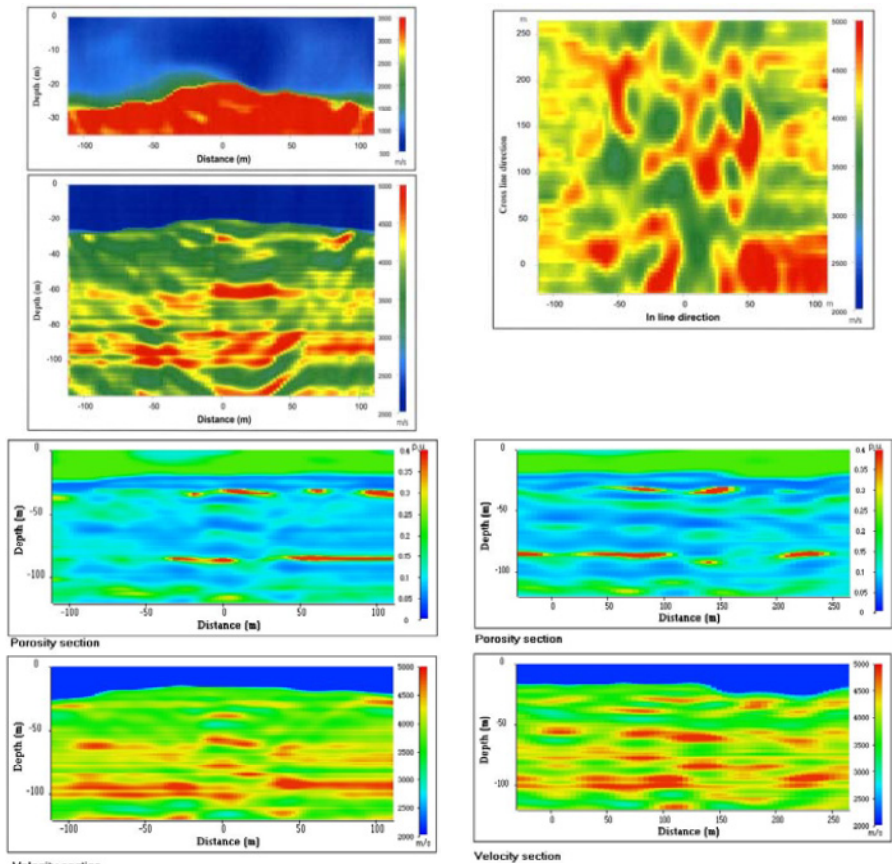


Figure 5.3 Traitement sismique 3D. En haut à gauche : inline 31 section de pseudo-vitesse (partie supérieure : zoom dans l'intervalle de profondeur 0-35 m). En haut à droite : carte pseudo-vitesse à 87 m de profondeur. En bas à gauche : inline 21 section en pseudo-vitesse et porosité. En bas à droite : crossline 24 section en pseudo-vitesse et porosité.

La figure 5.3 en haut à gauche montre les résultats obtenus pour la section sismique 31 (inline) extraite à partir du modèle de vitesse 3D. Elle montre également la carte de vitesse à 87 m de profondeur (figure 5.3, en haut à droite). Le modèle de vitesse 3D illustre la grande hétérogénéité de l'aquifère dans les plans horizontaux et verticaux. Afin de quantifier les variations de porosité au sein de cet aquifère, les vitesses de l'intervalle sismique ont été d'abord converties en valeurs de résistivité. À cette fin, la relation empirique proposée par Faust [10], entre la vitesse sismique et la résistivité, a été utilisée. Les valeurs de résistivité ont ensuite été converties en valeurs de porosité, en utilisant la loi d'Archie [11]. La figure 5.3 (en bas) montre respectivement le profil « inline » 21 et « crossline » 24, en pseudo vitesse et en porosité.

Le bloc sismique 3D de pseudo-porosité résultant a permis de mettre en évidence trois niveaux avec une porosité forte, à des profondeurs de 35-40, 85-87 et 110-115 m. Le niveau entre 85 et 87 m de profondeur est le plus poreux (supérieure à 30 %), or il correspond bien à la partie la plus karstifiée du réservoir. La figure 5.4 montre la distribution des corps poreux dans les intervalles de 80 à 90 et de 100 à 120 m.

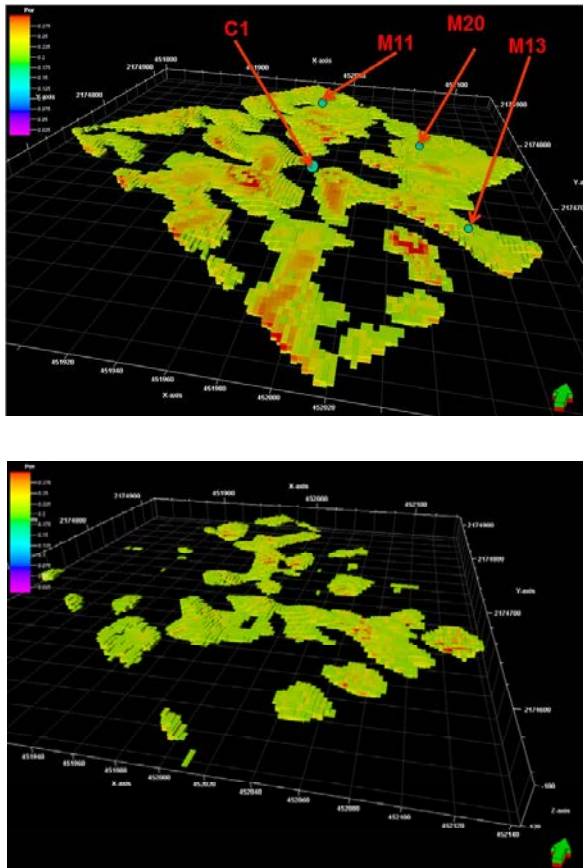


Figure 5.4 Répartition des niveaux karstifiés. En haut : carte dans l'intervalle de 80 à 90 m de profondeur. En bas : carte dans l'intervalle de 100 à 120 m de profondeur.

Le bloc 3D est composé de cellules élémentaires (2,5 m suivant la direction « inline », 5 m suivant la direction « crossline » et 1 m d'épaisseur) qui montrent clairement la connectivité des corps karstiques. Afin de valider localement les résultats obtenus par la sismique 3D, des diagraphies acoustiques en champ total et des PSV ont été enregistrés dans 11 forages, respectivement en 2014 et 2015. La diagraphie acoustique et le PSV ont une résolution verticale supérieure à celle de sismique 3D, mais une investigation latérale restreinte au voisinage du forage. Les 11 forages sélectionnés sont : C1, M03, M05, M11, M13, M14, M20, M22, MP5, MP6 et MP7.

Sur le papier, nous montrons les résultats obtenus dans les forages C1, M11, M13 et M20. L'emplacement des forages est indiqué sur les figures 5.1 et 5.4.

## 5.4 Mesures sismiques en forage

Pour l'acquisition PSV, la source sismique est une chute de poids accélérée et le récepteur en forage est un hydrophone. Le pas de mesure en profondeur est de 2,5 m. Avant chaque tir, le bruit ambiant a été enregistré. Les PSV, réalisés dans des forages en eau, sont fortement corrompus par des ondes de Stoneley (ondes de tube). Au niveau des karsts, la conversion d'une onde P descendante en une onde de Stoneley montante a également été observée. Ce phénomène se produit dans des formations hautement perméables.

La figure 5.5 montre les données enregistrées dans le forage C1. On peut identifier un phénomène de conversion d'ondes P en ondes de Stoneley à 60 m de profondeur (figure 5.5 en haut à droite). En effet, nous pouvons remarquer que la première arrivée qui est l'onde descendante P est fortement atténuée à 60 m de profondeur. À cette profondeur, l'onde P est en partie convertie en une onde descendante de Stoneley qui se réfléchit au fond du forage. Les données PSV ont été traitées pour extraire les ondes de Stoneley descendantes et montantes. L'onde descendante de Stoneley peut être extraite par un filtre de vitesse, la vitesse étant la vitesse apparente de l'onde de Stoneley. Un filtre avec une bande étroite de nombre d'onde appliqué après la correction de vitesse est équivalent à un filtre de vitesse dans le domaine  $f-k$ . La vitesse est déterminée par un balayage des vitesses. Pour une valeur de vitesse donnée, l'onde de Stoneley et le résidu sont extraits. La différence entre les données PSV et l'estimation de l'onde de Stoneley est calculée. La vitesse choisie est la vitesse qui minimise les résidus. La vitesse apparente du mode Stoneley est de l'ordre de 1 300 mètres par seconde. La même procédure est appliquée pour extraire l'onde Stoneley montante, mais la vitesse apparente est négative. Une transformée de Hilbert a été appliquée aux différents champs d'onde pour estimer leur amplitude (enveloppe instantanée). La figure 5.5 (en bas à gauche) montre l'augmentation de l'amplitude des ondes de Stoneley. Les amplitudes instantanées des ondes de Stoneley montantes ont été additionnées dans un petit couloir situé après l'arrivée de l'onde P descendante, afin d'obtenir un facteur de conversion entre les ondes de volume et de Stoneley (figure 5.5, en bas à droite). Il apparaît qu'un pic de ce facteur est en lien avec un niveau karstique à une profondeur de 57 m.

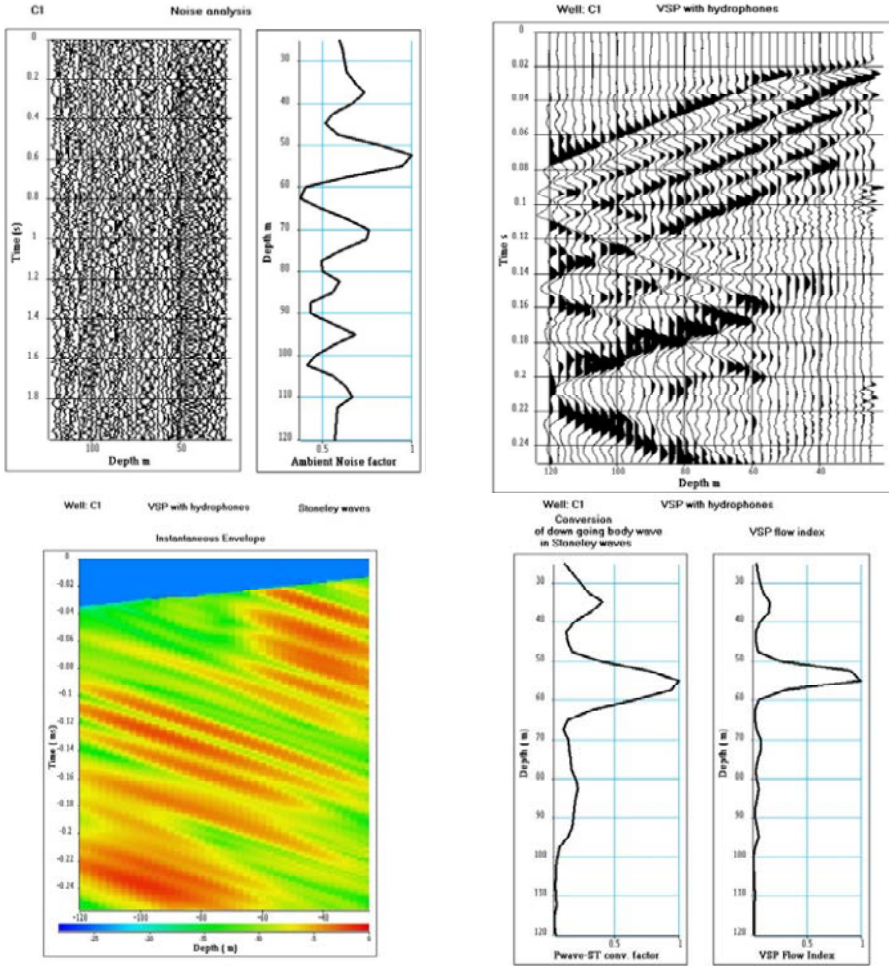
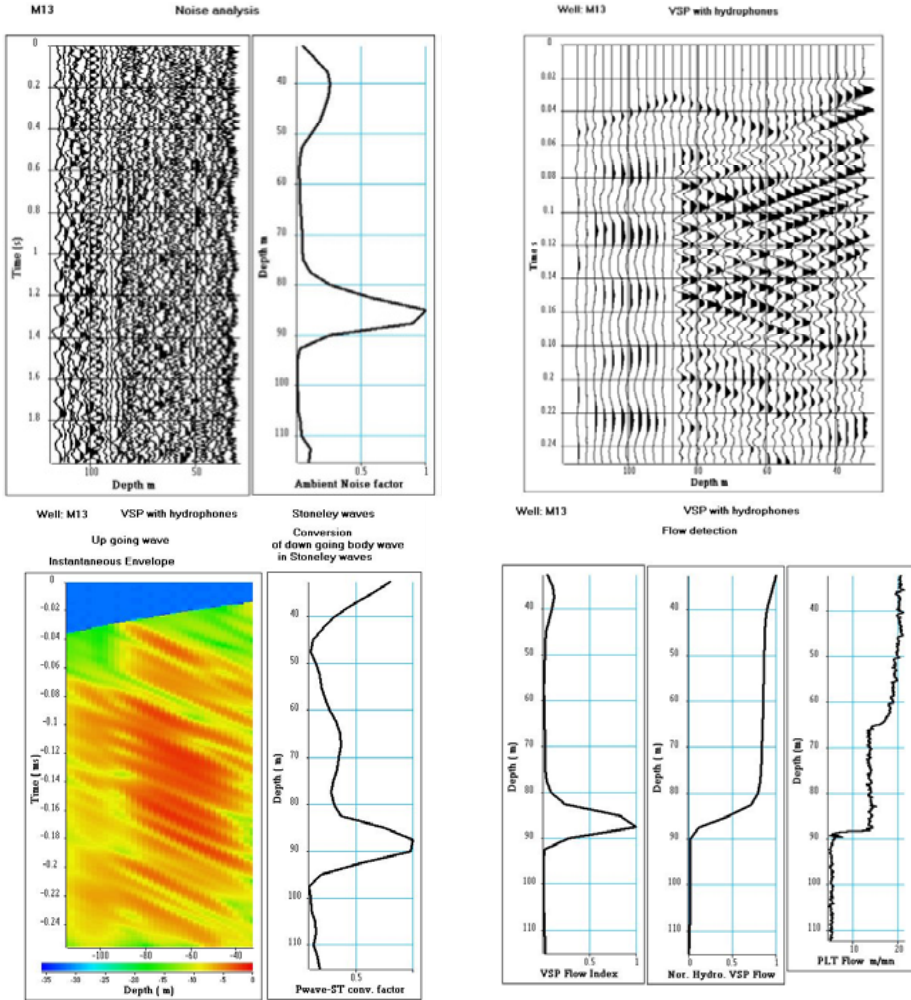


Figure 5.5 Détection de débit à l'aide de mesures de bruit ambiant et de données PSV dans le forage C1. En haut à gauche : bruit ambiant et facteur de bruit ambiant. En haut à droite : données PSV montrant un niveau élevé d'onde de Stoneley. En bas à gauche : ondes de Stoneley montantes (enveloppe instantanée). En bas à droite : facteur de conversion des ondes P en ondes de Stoneley et indice de débit PSV.

En supposant qu'un écoulement dans le réseau karstique génère une hausse du bruit ambiant [12], l'analyse du bruit sismique a été effectuée afin de détecter la présence d'un débit [13]. Pour cela, la moyenne et la variance du spectre d'amplitude de chaque trace de bruit ont été calculées. Nous pouvons effectivement noter une augmentation significative du facteur de bruit ambiant, défini comme le rapport entre la moyenne et la variance du spectre, au niveau des zones karstiques. L'analyse du bruit ambiant montre donc que les variations du facteur de bruit ambiant sont corrélées

avec le niveau de conversion des ondes P en ondes de Stoneley. La figure 5.5 (en haut à gauche) montre le bruit ambiant et le facteur de bruit ambiant. L'attribut, nommé indice de débit PSV, défini comme le produit du facteur de bruit ambiant par l'indice de conversion d'onde de volume en Stoneley (figure 5.5, en bas à droite) a été utilisé pour détecter les deux niveaux karstifiés et leur débit.



**Figure 5.6** Détection de débit à l'aide de mesures de bruit ambiant et de données PSV dans le forage M13. En haut à gauche : bruit ambiant et facteur de bruit ambiant. En haut à droite : données PSV montrant un niveau élevé d'onde de Stoneley. En bas à gauche : onde de Stoneley montante et facteur de conversion des ondes P en ondes de Stoneley. En bas à droite : détection du débit à 87 m de profondeur et comparaison du débit PSV avec le débit PLT.

L'analyse du bruit ambiant et de l'augmentation de la conversion d'ondes P en ondes de Stoneley est actuellement la seule façon que nous avons de détecter un débit dans le puits C1. En raison du petit diamètre du forage C1, il n'était pas possible d'y faire un log d'imagerie et de débit. Toutefois, le niveau karstique à 57 m de profondeur a été confirmé par l'enregistrement acoustique.

La même procédure a donc été appliquée pour les données du forage M13 (figure 5.6).

La figure 5.6 montre :

- en haut à gauche : le bruit ambiant et son facteur de bruit associé qui met en évidence un niveau karstique entre 85 et 87 m, et prédit un débit ;
- en haut à droite : les données PSV. On peut remarquer une onde de Stoneley descendante réfléchiée à une profondeur de 85 m. La conversion d'une onde P descendante en une onde de Stoneley montante et descendante est également observée à la même profondeur ;
- en bas à gauche : l'amplitude instantanée de l'onde de Stoneley montante et le facteur de conversion associé entre l'onde P et l'onde de Stoneley. Ce facteur confirme la présence d'un corps karstique entre 85 et 90 m ;
- en bas à droite : l'indice de débit du PSV prédit un débit entre 85 et 87 m. L'indice de débit du PSV a été intégré en profondeur de bas en haut pour imiter un débitmètre, afin de faire une comparaison avec un log PLT. On peut remarquer une bonne corrélation entre les 2 logs, en tenant compte du fait que la résolution verticale n'est pas la même pour les 2 logs (2,5 m pour le PSV et 1 cm pour le PLT).

La variation de débit sur le log PLT à la profondeur de 65 m est due à un changement de diamètre du forage.

## 5.5 Diagraphie acoustique monopole en champ total

La transmission d'une onde acoustique à travers les formations géologiques est utilisée pour les caractériser. Les outils de type monopôle sont les plus couramment utilisés.

Les sources monopôles et les récepteurs sont multidirectionnels. Les sources génèrent dans le fluide une compression qui crée dans la formation une onde de compression (onde P) et une onde de cisaillement (onde S) aux angles limites de réfraction. Dans un forage vertical, ces outils sont utilisés pour enregistrer cinq modes de propagation : l'onde de compression réfractée, l'onde de cisaillement réfractée (seulement dans les formations rapides), l'onde de fluide et deux ondes dispersives guidées : les ondes de pseudo Rayleigh (seulement dans les formations rapides) et les ondes de Stoneley. L'enregistrement d'un outil acoustique permet de mesurer des vitesses de propagation verticale et les fréquences des différentes ondes qui sont enregistrées.

L'enregistrement des ondes acoustiques de chaque récepteur de l'outil de diagraphie est utilisé pour calculer des logs supplémentaires, définis comme des attributs acoustiques et ils sont utiles pour la caractérisation de la formation, telle que : l'amplitude, l'indice de forme, la longueur d'onde et l'atténuation. L'outil acoustique utilisé pour l'expérience de terrain est un outil monopôle souple avec deux récepteurs décalés (déport R1 de 3 m et R2 de 3,25 m).

Au droit d'un niveau karstifié, on observe une forte atténuation de l'onde P réfractée et une distorsion du signal acoustique rendant difficile le pointé de l'arrivée des ondes P réfractées. Un traitement basé sur la décomposition en valeur singulière (SVD, [14]) est effectué indépendamment sur les deux sections à déport constant. Le temps de l'onde réfracté est donné par la première section d'Eigen obtenue par SVD :

$$\underline{t}^{\text{sig}} = \lambda_1 \underline{u}_1 \underline{v}_1^T \quad 1$$

$v_1$  est le premier vecteur singulier donnant la dépendance temporelle, donc appelé ondelette normalisée,  $u_1$  est le premier vecteur singulier donnant l'amplitude en profondeur, donc appelé vecteur de propagation et  $\lambda_1$  la valeur propre associée. La variation d'amplitude de l'ondelette réfractée sur l'intervalle de profondeur est  $\lambda_1 u_1$ .

Une fonction de coût basée sur la corrélation des ondelettes normalisées  $V_1$  extraites des deux sections à déport constant permet de calculer simultanément la vitesse  $V$  de la formation et le coefficient de corrélation entre les ondelettes.

Le traitement SVD conduit à calculer un attribut spécifique utilisé pour détecter les niveaux karstiques. L'attribut, nommé détecteur acoustique de bruit, est le produit de trois termes normalisés :

- un terme de vitesse :  $CV = 1 - (V/V_{\text{max}})$ . Plus faible est la vitesse, plus grande est le terme de vitesse. Dans les zones karstiques, on observe un coefficient CV élevé ;
- un terme d'amplitude :  $CA = 1 - (A/A_{\text{max}})$ , avec  $A = \lambda_1 u_1$ . Dans les zones karstiques, on observe un coefficient CA élevé ;
- un terme de corrélation :  $CCor = 1 - (Cor/Cor_{\text{max}})$ , Cor étant le coefficient de corrélation entre deux ondelettes normalisées. Dans les zones karstiques, on observe un coefficient CCor élevé.

La figure 5.7 montre les données acoustiques du puits M13. Sur la section à déport constant de 3 m, nous pouvons voir clairement :

- les ondes P réfractées entre 0,5 et 1 milliseconde ;
- les ondes de cisaillement réfractées converties entre 1,2 et 1,8 milliseconde ;
- les modes Stoneley après 2 millisecondes.

On peut remarquer une forte atténuation de toutes les ondes entre 85 et 90 m, mise en évidence par le log du détecteur acoustique de bruit. L'imagerie BHTV confirme la présence d'un niveau karstique. Les résultats sont cohérents avec les mesures sismiques (indice de débit PSV) et le débit du PLT (figure 5.6).

5. Exemple de caractérisation d'un aquifère karstique à l'aide des méthodes sismiques

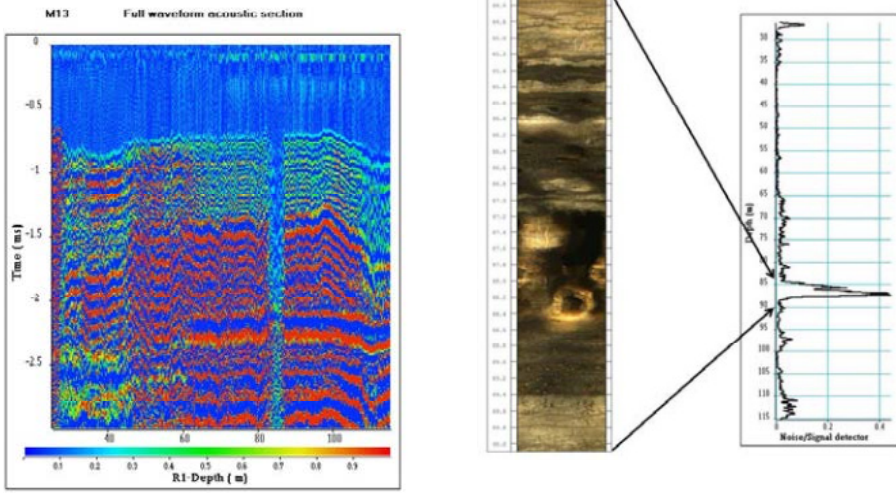


Figure 5.7 *Diagraphie acoustique du forage M13. Section acoustique (à gauche) et comparaison entre imagerie de paroi et détecteur de bruit/signal (à droite).*

La figure 5.8 illustre la comparaison entre le log OPTV, l'indice de débit PSV, le détecteur acoustique de bruit et le débit du PLT dans le forage M11. Nous détectons clairement un niveau karstique avec une circulation, entre 85 et 90 m.

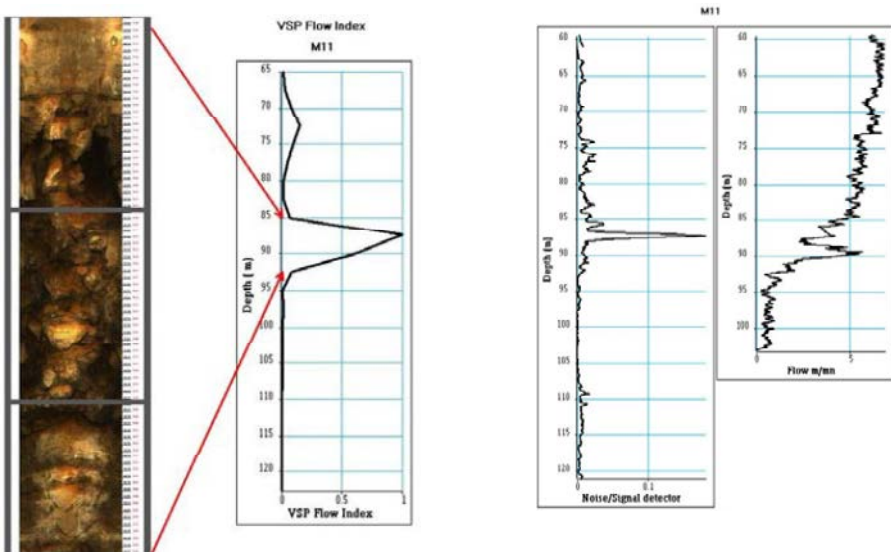


Figure 5.8 *Détection de débit dans le forage M11. Comparaison entre imagerie de paroi, indice de flux PSV, détecteur bruit/signal (enregistrement acoustique) et débitmétrie PLT.*

La figure 5.9 est une synthèse des méthodes développées pour détecter les niveaux karstiques et quantifier les débits. Elle regroupe les données des diagraphies acoustiques, le bruit sismique ambiant et les données PSV, l'imagerie OPTV et les débit-métries PLT.

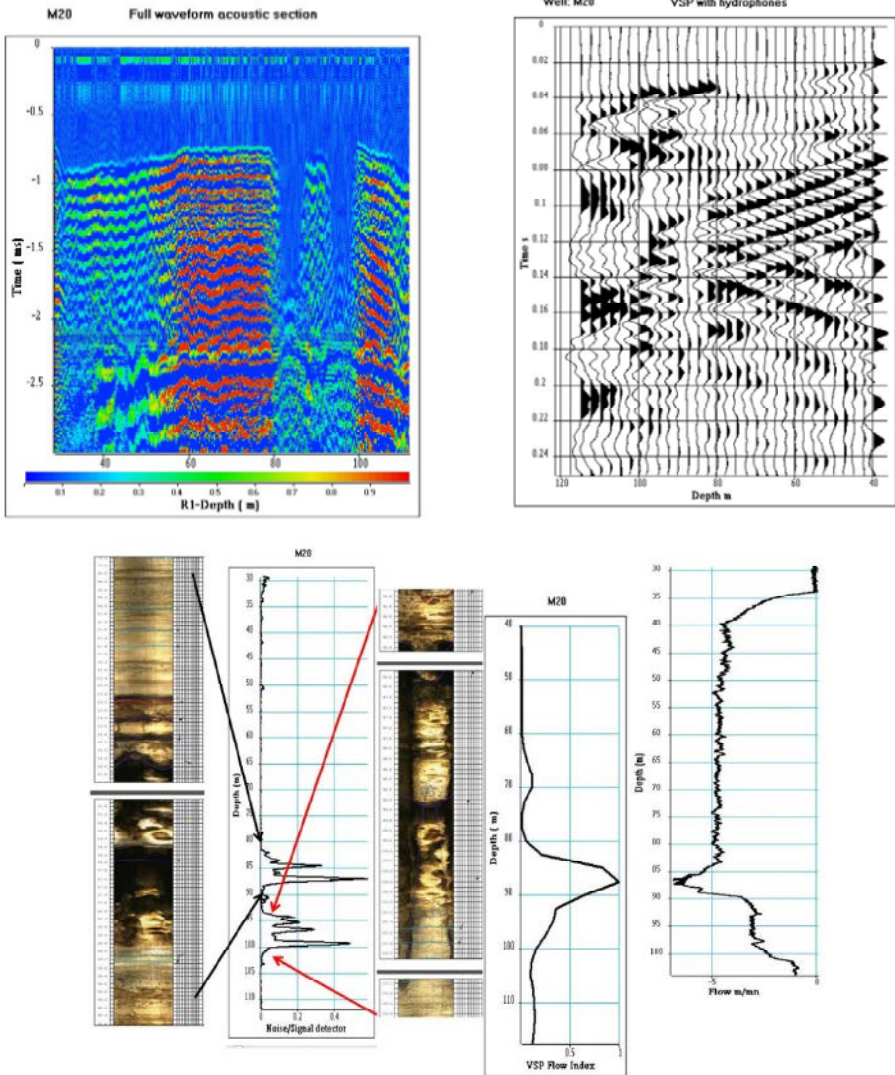


Figure 5.9 Détection de débit dans le forage M20. En haut : données acoustiques en champ total (à gauche) et données PSV (à droite). En bas : comparaison entre imagerie OPTV, détecteur acoustique de bruit, indice de débit PSV et log PLT.

Considérons les données enregistrées dans le forage M20. Sur l'enregistrement acoustique à départ constant de 3 m, nous voyons :

- les ondes P réfractées entre 0,5 et 1 milliseconde ;
- localement les ondes de cisaillement réfractées entre 1,2 et 1,8 milliseconde ;
- les ondes fluides, caractérisées par des fréquences très élevées de l'ordre de 30 kHz ;
- les modes des ondes de Stoneley.

L'analyse des données acoustiques et le calcul du détecteur acoustique de bruit ont permis de détecter des niveaux karstiques à deux intervalles de profondeurs, entre 82 et 88 mètres et entre 95 et 100 mètres. Sur la section acoustique, dans ces intervalles, on peut voir une forte atténuation de l'onde P réfractée. La présence de ces deux niveaux karstiques est validée par les logs d'imagerie OPTV.

Le PSV montre un mode Stoneley descendant qui est fortement atténué à 82,5 m de profondeur. Nous observons les phénomènes de conversion d'une onde P descendante en onde de Stoneley entre 82,5 et 100 m. Le traitement des données PSV et l'analyse du bruit ambiant confirment que l'intervalle de profondeur de 82,5 à 100 m est un niveau karstifié et producteur. Un log PLT réalisé durant un pompage dans le puits M04 valide les résultats précédents.

## 5.6 Conclusion

Ce chapitre a montré l'avantage de combiner différentes méthodes géophysiques pour décrire des formations géologiques à différentes échelles. L'aquifère étudié est une formation calcaire karstifiée, entre 20 et 130 m de profondeur.

En 2004, une campagne de sismique réflexion et réfraction a été réalisée sur le site d'étude [1]. Une analyse de la sismique réfraction par tomographie a été faite pour calculer la distribution des vitesses dans la couverture de l'aquifère karstique et pour cartographier le toit de ce réservoir. Les données de sismique réflexion 3D ont été traitées pour obtenir, après inversion, la répartition des vitesses sismiques dans le réservoir. Le résultat est un bloc sismique 3D de haute résolution. Il permet d'identifier trois niveaux vraisemblablement producteurs avec une porosité élevée aux profondeurs comprises entre 35 et 40 m, 85 et 87 m puis 110 et 115 m. Le niveau le plus poreux est entre les profondeurs de 85 et 87 m, avec plus de 30 % de porosité, ce qui représente bien la partie la plus karstifiée du réservoir.

Afin de valider localement les résultats obtenus par la sismique 3D, des diagraphies acoustiques en champ total et des PSV ont été enregistrés dans 11 forages. Les PSV et les diagraphies acoustiques ont une résolution verticale plus élevée que la sismique de surface.

Une méthodologie a été développée pour détecter un débit dans des niveaux aquifères en utilisant à la fois la mesure du bruit ambiant et les données PSV enregistrées

avec un hydrophone. Les PSV, enregistrés dans des forages en eau, sont fortement pollués par les ondes de Stoneley (ondes de tube). La conversion d'une onde P descendante en ondes de Stoneley a été observée sur des niveaux karstifiés. Ce phénomène se produit dans des formations hautement perméables. L'analyse du bruit ambiant montre que les variations de ses caractéristiques (variance spectrale) sont corrélées avec le niveau de conversion de l'onde P en ondes de Stoneley. Un attribut, appelé indice de débit PSV, a été calculé pour détecter les deux niveaux karstiques et les débits.

Des diagrapies acoustiques en champ total ont été enregistrées à la fois pour valider localement les résultats obtenus par les méthodes sismiques (3D et PSV) et pour évaluer le potentiel des méthodes acoustiques pour détecter des niveaux karstiques à très haute résolution (0,25 m profondeur). Une méthodologie a également été développée pour exploiter les données acoustiques générées par des écoulements dans les conduits karstiques. La méthodologie est basée sur une décomposition en valeur singulière qui est utilisée pour estimer simultanément la vitesse de la formation, l'amplitude du signal acoustique et le niveau de bruit. Un attribut, appelé détecteur acoustique de bruit, a été calculé pour détecter les niveaux karstiques.

Les données sismiques (3D, PSV) et les diagrapies acoustiques ont été comparées avec les enregistrements d'imagerie OPTV des débitmètres PLT. Les débits prédits par les méthodes sismiques sont confirmés par les logs PLT.

Les conclusions de l'étude sont les suivantes :

- le bloc sismique 3D peut être utilisé pour construire un modèle 3D d'aquifères karstiques ;
- sur les données PSV, une conversion d'onde P en ondes de Stoneley est observée au toit des niveaux producteurs ;
- les variations des caractéristiques spectrales du bruit sismique ambiant sont fortement corrélées avec les débits mesurés (PLT) et la conversion de l'onde P en ondes de Stoneley ;
- l'analyse du bruit acoustique ambiant et la conversion des ondes de volume en ondes de Stoneley peuvent aussi être utilisées pour détecter un écoulement.

Donc, on peut conclure que la sismique 3D, les diagrapies acoustiques en champ total, le PSV permettent la caractérisation des formations karstiques à différentes échelles.

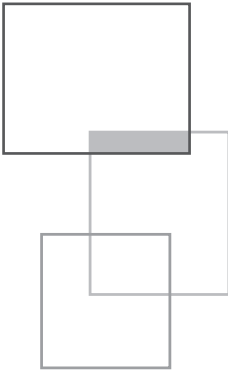
## 5.7 Remerciements

Nous remercions l'université de Poitiers pour l'autorisation d'utiliser les données. Nous remercions Benoît Nauleau et Denis Paquet pour leur support technique. Nous remercions Patrick Meynier pour l'aide dans l'acquisition des données PSV. Nous remercions Pierre Gaudiani pour l'acquisition de diagrapies acoustiques en champ total.

## Références

- [1] Mari J.L., Porel G., 2007, 3D seismic imaging of a near – surface heterogeneous aquifer: a case study, *Oil and Gas Science and Technology, Rev IFP* 63, 179-201. doi: 10.2516/ogst/2007077.
- [2] Bernard S., Delay F., Porel G., 2006, A new method of data inversion for the identification of fractal characteristics and homogenization scale from hydraulic pumping tests in fractured aquifers. *Journal of Hydrology* 328, 647-658.
- [3] Kaczmaryk A., Delay F., 2007a, Interpretation of interference pumping tests in fractured limestone by means of dual-medium approaches. *Journal of Hydrology* 337, 133-146. doi: 10.1016/j.jhydrol.2007.01.004.
- [4] Kaczmaryk A., Delay F., 2007b, Improving dual-porosity-medium approaches to account for karstic flow in a fractured limestone. Application to the automatic inversion of hydraulic interference tests. *Journal of Hydrology* 347, 391-403. doi: 10.1016/j.jhydrol.2007.09.037.
- [5] Bourbiaux B., Callot J.P., Doligez B., Fleury M., Gaumet F., Guiton M., Lenormand R., Mari J.L., Pourpak H., 2007, Multi-Scale Characterization of a Heterogeneous aquifer through the Integration of Geological, Geophysical and Flow Data: A Case Study, *Oil and Gas Science and Technology, Rev IFP* 61, 347-373.
- [6] Mari J.L., Delay F., 2011, Contribution of Seismic and acoustic methods to reservoir model building, in: *Hydraulic Conductivity/Book 1*, InTech-Open Access Publisher. doi: 10.5772/22051.
- [7] Mari J.L., Mendes M., 2012, High resolution near surface imaging of fracture corridors and cavities by combining Plus Minus method and refraction tomography, *Near Surface Geophysics*, 10, 185-195. doi: 10.3997/1873-0604.2011052.
- [8] Hagedoorn G.J., 1959, The Plus-Minus method of interpreting seismic refraction sections, *Geophysical Prospecting* 7, 158-182.
- [9] Mari J.L., Porel G., Bourbiaux B., 2009, From 3D Seismic to 3D Reservoir Deterministic Model Thanks to Logging Data: the Case Study of a Near Surface Heterogeneous Aquifer, *Oil and Gas Science and Technology, Rev IFP* 64, 119-131. doi: 10.2516/ogst/2008049.
- [10] Faust L.Y., 1953, A velocity function including lithologic variation, *Geophysics*, 18, 271-288.
- [11] Archie G.E., 1942, The electrical resistivity log as an aid in determining some reservoir characteristics, *Petroleum Technology*, 146, 54-62.
- [12] Aslanyan A., Davydov D., 2012, Spectral Noise Logging, SNL-6, Technical overview, TGT Oilfield Services, [www.tgtoil.com](http://www.tgtoil.com)

- [13] Mari J.L., Porel G., 2016, Flow detection using well seismic data, Tu P2 02, 78<sup>th</sup> EAGE Conference & Exhibition, Vienna, Austria, 30 May-2 June.
- [14] Mari J.L., Porel G., 2015, Automated karstic reservoir analysis utilizing attributes, We N117 02, 77<sup>th</sup> EAGE Conference & Exhibition, Madrid IFEMA, Spain, 1-4 June.



# Conclusion

J.-L. Mari, C. Vergnault

---

Cet ouvrage présente à la fois un état de l'art sur les méthodes sismiques en forage et les diagraphies acoustiques, appliquées à la géotechnique ou au génie civil, mais présente également des combinaisons d'acquisition et d'analyse du domaine pétrolier transposables pour les études de la proche surface (domaine géotechnique, hydrogéologique ou aléa sismique), de façon réaliste si les enjeux le nécessitent.

En effet, **le chapitre 1** détaille la méthodologie d'acquisition et d'analyse des mesures courantes en géotechnique pour établir un log de la vitesse de cisaillement ( $V_s$ ). Il s'agit de mesures de type downhole, uphole, crosshole. La plus-value par rapport aux normes ASTM est d'apporter des préconisations sur la méthodologie d'acquisition (procédures de calibration pour la chaîne de mesure géophysique et les outils de trajectométrie ou inclinométrie, impact des ondes de tube en downhole) et traitement (réaliser une analyse en 2 phases afin d'éviter des artefacts liés aux trajets réels ou aux ondes réfractées) mais également sur les combinaisons de méthodes intéressantes (possibilité de contrôler la cimentation, possibilité de travailler avec 2 forages en crosshole sous réserve de combiner l'acquisition avec un downhole). Pour une

---

Ce chapitre de l'ouvrage *Sismique en forage et diagraphies acoustiques* est publié en Open Access sous licence creative commons CC-BY-NC-ND permettant l'utilisation non commerciale, la distribution, la reproduction du texte, sur n'importe quel support, à condition de citer la source.

© EDP Sciences, 2018

DOI: 10.1051/978-2-7598-2262-1.c008

reconnaissance profonde où il est possible de conserver un trou nu, incontestablement le PSSL est à préconiser. La mesure peut être complétée par une diagraphie acoustique en champ total (Sonic FWF) afin d'améliorer la résolution verticale avec les modes de Stoneley. Toutefois, il reste préférable d'avoir une redondance des données dans les premiers mètres, avec un dowhole ou crosshole, car généralement cette portion est tubée, hors nappe, et un envahissement de la formation par le coulis faussant la mesure PSSL ne peut pas être exclu.

**Le chapitre 2** illustre qu'il est possible d'acquérir un PSV proche de la surface (entre 0 et 100 m), avec les moyens utilisés pour un downhole. L'apport du PSV est qu'après traitement, il fournit une trace sismique sans multiples directement comparable à une section sismique de surface passant au voisinage du forage. Il est important de noter que l'investigation latérale peut être augmentée en déportant la source par rapport à la tête du forage. Cette mise en œuvre est appelée profil sismique vertical déporté (Offset VSP : OVSP). L'image obtenue après traitement est alors une section sismique en couverture simple. Enfin, 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 tête du forage. Dès lors, l'image obtenue après traitement est une section en couverture multiple de faible degré. De plus, un PSV permet d'obtenir une image des formations géologiques en dessous du forage.

**Le chapitre 3** illustre que les enregistrements de diagraphies acoustiques avec une sonde classique de type monopole peuvent être exploités non seulement pour obtenir un log de la vitesse des ondes P, mais également une imagerie au voisinage du puits avec investigation latérale décimétrique à métrique pour les modes réfractés. De plus, l'analyse des modes réfléchis et diffractés avec des outils multi-émetteurs et multi-récepteurs permet d'étendre le pouvoir d'investigation de la diagraphie acoustique et de faire une micro-sismique dans le puits. La réponse de l'onde de Stoneley est fortement liée à l'état de continuité de la paroi de forage. L'atténuation des ondes de Stoneley (diminution d'amplitude et abaissement de la fréquence) est utilisée pour caractériser le milieu fissuré. De plus on observe des phénomènes de conversion d'onde aux limites des zones fracturées. Ces phénomènes sont très marqués sur les ondes de Stoneley, surtout en présence de fractures ouvertes.

Lorsque la vitesse de cisaillement de la formation est inférieure à la vitesse P du fluide de forage, elle n'est pas mesurable avec un outil classique de type monopole. Il faut alors mettre en œuvre un outil acoustique de type dipôle, équipé d'émetteurs et de récepteurs polarisés. De tels outils génèrent des ondes de compression polarisées perpendiculairement à l'axe du puits. Ces ondes de compression créent à la paroi du puits des modes de flexure qui donnent naissance dans la formation à des pseudo-ondes de cisaillement se propageant parallèlement à l'axe du puits. L'onde de flexion se déplace à la vitesse des ondes S et c'est donc le moyen diagraphique le plus fiable pour estimer un log de vitesse de cisaillement. Il existe une adaptation pour le domaine de la géotechnique, le PSSL (*PS Suspension Logging*) qui est souple.

**Le chapitre 4** illustre sur un jeu de données de la proche surface (sismique 3D, PSV et diagraphie acoustique en champ totale) le principe de conversion profondeur de la sismique de surface à l'aide des données PSV, l'influence de la cimentation sur les mesures acoustiques, le principe de calibration des mesures de vitesse des formations fournies par la diagraphie acoustique avec celles fournies par le PSV et le principe de conversion temps des données acoustiques et le calcul des sismogrammes synthétiques.

**Le chapitre 5** présente un exemple innovant d'application des méthodes sismiques en forage et des diagraphies. L'exemple décrit la caractérisation d'un aquifère calcaire karstifié, à l'aide des méthodes sismiques et des diagraphies acoustiques. Pour cela, il apparaît qu'un bloc sismique 3D peut être utilisé en hydrogéologie pour construire un modèle 3D d'aquifères karstiques. Les données PSV permettent de caractériser les niveaux karstiques de deux façons. D'une part par la conversion d'onde P en ondes de Stoneley au toit des niveaux les plus poreux, d'autre part par l'analyse du bruit ambiant qui est maximum au droit des niveaux producteurs. Enfin les diagraphies acoustiques en champ total permettent également la caractérisation des formations karstiques, mais à une échelle différente. Au droit d'un niveau karstifié, on observe une forte atténuation de l'onde P réfractée et une distorsion du signal acoustique. L'analyse des ondes acoustiques enregistrées simultanément sur les deux récepteurs d'un outil acoustique monopôle peut être mise en œuvre pour calculer une décomposition en valeur singulière (SVD) des logs, ce qui permet de définir des attributs acoustiques. L'attribut, nommé détecteur acoustique de bruit, est le produit de 3 termes normalisés (coefficients de vitesse (CV), coefficient d'amplitude (CA), coefficient de corrélation (CCor). Dans les zones karstiques, on observe une élévation de ces 3 coefficients. Donc, l'analyse du bruit ambiant (sismique et acoustique) et la conversion des ondes de volume en ondes de Stoneley peuvent être utilisées pour détecter et quantifier un écoulement, alors qu'un bloc sismique 3D peut être utilisé pour construire un modèle 3D d'aquifères karstiques, voilà pourquoi on peut dire que la sismique 3D, les diagraphies acoustiques en champ total, le PSV permettent la caractérisation des formations karstiques à différentes échelles.

**PROfil**

# Sismique en forage et diagraphies acoustiques

**Jean-Luc Mari et Christophe Vergniault**

**D**es démarches classiquement appliquées en géophysiques d'exploration profonde, combinant différentes méthodes sismiques et diagraphiques, peuvent techniquement se décliner pour certaines reconnaissances géotechniques, hydrogéologiques ou des caractérisations de site dans le cadre d'études d'aléa sismique. Aujourd'hui la mise en œuvre de ce type de reconnaissances géophysiques est tout à fait réaliste, si les enjeux le nécessitent.

Après un état de l'art concernant les mesures en forage des vitesses de cisaillement du sous-sol, appliquées au domaine géotechnique, cet ouvrage illustre la faisabilité de réaliser pour ce même domaine des profils sismiques verticaux (PSV) et des diagraphies.

Cette démarche, illustre également l'intérêt de la combinaison des mesures de vitesse des formations fournies par les outils de sismique en forage (PSV) et les outils acoustiques (soniques).

Un exemple innovant d'application des méthodes sismiques en forage et des diagraphies est présenté ensuite par l'étude d'un aquifère calcaire karstifié, relativement proche de la surface (de 20 à 130 m). On y montre comment une description multi échelle du réservoir peut être réalisée en intégrant les informations fournies par différentes méthodes sismiques de surface 3D-THR, diagraphies acoustiques en champs total, PSV avec hydrophones, imageries de paroi et mesures de débitmétrie.

Dans cet ouvrage, les auteurs donnent également aux lecteurs des clefs pour mener à bien ces opérations, aussi bien vis-à-vis de leurs acquisitions, que de leurs traitements et interprétations. Ainsi, les utilisateurs pourront puiser l'inspiration de poursuivre la transposition de techniques pétrolières ou innovantes pour les études de la proche surface.

978-2-7598-2262-1



**edpsciences**  
www.edpsciences.org

La collection QuinteSciences s'adresse à un public spécialisé. Elle propose des ouvrages de référence, écrits par des experts reconnus dans leur domaine et aborde, de manière approfondie, un sujet scientifique. QuinteSciences contribue ainsi à la diffusion des savoirs fondamentaux.