IMAGERIE SISMIQUE D'UN RÉSERVOIR CARBONATÉ

LE DOGGER DU BASSIN PARISIEN

D. MOUGENOT

Compagnie générale de géophysique¹

P.C. LAYOTTE

Institut français du pétrole²

Dans le cadre des mesures incitatives de relance de l'exploration en France prises par la *Dhyca*¹, six partenaires industriels² se sont réunis (Projet Dogger, 1991-93) pour développer une méthodologie d'acquisition, de traitement et d'interprétation sismique, adaptée à la description du réservoir à huile du Dogger du Bassin parisien et utilisant des techniques déjà industrialisées: vibrosismique à contenu fréquentiel élevé (10-130 Hz), sismique réflexion à 3 dimensions ou à 3 composantes, émissions *P* et *S*, traitement élaboré du signal et des statiques, préservation des amplitudes, calage aux puits, inversion stratigraphique, interprétation 3D par pointé automatique et attributs d'horizon.

L'utilisation conjointe de toutes ces techniques sur les champs de Villeperdue (*Total* opérateur) et de Fontaine-au-Bron (*EAP* opérateur) montre l'adaptation de la sismique de surface à décrire certaines caractéristiques du réservoir mince (30 m) situé au toit du Dogger carbonaté, à 1900 m de profondeur. L'élargissement du contenu fréquentiel de la sismique se heurte aux limites imposées par l'atténuation des hautes fréquences lors de leur propagation dans le sous-sol. L'évaluation de cette atténuation par un PSV indique un filtrage terrain jusqu'au Dogger (1,3 s td) fortement amplifié au-delà de 90 Hz. La sismique 2D dite haute résolution (HR) permet d'atteindre au niveau de l'objectif cette fréquence charnière qui fournit une résolution verticale suffisante pour que les réflexions situées au sommet et à la base du réservoir n'interfèrent pas ($\lambda/2 = 26$ m). L'amplitude de ces réflexions est alors représentative des contrastes d'impédance de part et d'autre du réservoir et leurs variations latérales permettent de détecter des hétérogénéités, comme les variations de porosité, qui s'expriment bien acoustiquement.

Le contenu en hautes fréquences de la sismique 3D (70 Hz) a été plus difficile à améliorer. Grâce à des corrections statiques élaborées, calées sur une base de données géologiques et sur des carottages VT, l'image-temps du réservoir, à l'emplacement de la cuvette décrite par la 3D, n'est pas influencée par les variations topographiques et les fortes hétérogénéités de surface qu'elles induisent. L'apport essentiel de cette 3D, lié à la continuité de son échantillonnage spatial, est la mise en évidence, à partir du pointé du réservoir et des attributs d'horizon correspondants, de linéaments subméridiens à l'emplacement d'accidents de rejet pluri-métrique trop faible pour être détecté sur les sections sismiques verticales. La localisation de ces failles, par lesquelles peuvent se produire des venues préférentielles d'eau, ainsi que l'organisation des amplitudes de la réflexion au toit du réservoir qui semble traduire des variations latérales de porosité, sont un guide précieux pour l'implantation de puits et la conception de forages horizontaux.

(1) 1, rue Léon Migaux
91341 Massy Cedex, France

(2) 1 et 4, avenue de Bois-Préau, BP 311,
92506 Rueil Malmaison Cedex, France

(1) *Dhyca*: Direction des Hydrocarbures (ministère de l'Industrie)
(2) CGG, EAP, Esso-REP, IFP, Total, Triton France.

La sismique trois composantes (2D-3c) et les émissions en onde *S* n'ont pas recueilli de réflexions au-delà de 30 Hz au niveau de l'objectif qui constitue un mauvais marqueur (*PS* & *SS*). Seule la sismique de puits (*PSV*, *PSO*), où les hautes fréquences sont beaucoup moins atténuées qu'en sismique de surface, fournit une imagerie détaillée du réservoir en mode converti (jusqu'à 120 Hz en *PP* et en *PS*). En dépit d'un rapport signal/bruit dégradé, l'anisotropie calculée sur les sections *SS*, par comparaison des temps de propagation dans la tranche Kimméridgien-Bajocien encadrant le réservoir, montre des variations latérales qui relient de manière cohérente les mesures d'anisotropie faites aux puits. Le long du profil de 2D-3c, les impédances obtenues par inversion des amplitudes *P* indiquent une diminution de porosité et donc une augmentation de la rigidité du réservoir là où l'anisotropie est plus élevée. Malgré ces premiers résultats encourageants et au vu du coût important des acquisitions de surface en trois composantes, nous ne considérons pas cette méthode comme pertinente pour décrire le réservoir du Dogger.

En définitive, la combinaison d'un échantillonnage spatial continu, comme celui obtenu en 3D et d'une émission vibrosismique adaptée au filtrage terrain, comme celle utilisée en 2D-HR mais limitée à 100 Hz, apportera des informations nouvelles sur le réservoir mince et discontinu du Dogger que la simple corrélation des données de puits ne peut pas fournir. Ainsi, la géométrie du réservoir a pu être décrite avec précision (5 m) de même que certaines hétérogénéités correspondant à des failles ou à des variations latérales d'impédance. D'autres paramètres importants pour la production, comme la répartition des drains R_1 et R_2 qui modifie peu les impédances acoustiques dans le réservoir, restent cependant inaccessibles à la sismique. Néanmoins, pour le prix d'un ou de quelques forages, une sismique 3D avec une émission et un traitement des données adaptés au Bassin parisien fournira une description suffisamment pertinente du réservoir pour pouvoir optimiser l'implantation de forages de délinéation ou de production, réduisant par là les coûts d'exploitation.

SEISMIC IMAGING A CARBONATE RESERVOIR :

THE PARIS BASIN DOGGER

Within the context of measures taken by the *Dhyca*¹ to revitalize exploration in France, six industrial partners² joined forces (on the Dogger Project) to develop an appropriate seismic acquisition, processing and interpretation methodology in order to improve the description of the main oil reservoir (Dogger) in the Paris Basin by applying techniques already used on an industrial scale: vibroseis with a high frequency content (10-130 Hz), three-dimension or three-component reflection seismic, *P* and *S* emissions, sophisticated signal and static processing, amplitude preservation, careful well tying, stratigraphic inversion, 3D interpretation through automatic picking and horizon attributes.

The combined use of all these techniques on the Villeperdue (*Total* operator) and Fontaine-au-Bron fields (*EAP*, operator) illustrates the appropriateness of surface seismic for describing the characteristics of the thin reservoir (30 m) lying at the top of the Dogger carbonate, at a depth of 1900 m. Widening the frequency

content of the seismic comes into conflict with the limitations imposed by the attenuation of the high frequencies as they are propagated in the subsurface. An evaluation of this attenuation, made by VSP, indicates that the filtering related to propagation as far as the Dogger (1.3 s twt) is sharply amplified beyond 90 Hz. High-resolution seismic (2D-HR) is used to record this transition frequency at the level of the target, since it provides sufficiently adequate vertical resolution for the reflections at the top and at the base of the reservoir not to interfere ($\lambda/2 = 26$ m). The amplitude of these reflectors is therefore representative of the impedance contrasts on either limit of the reservoir and their lateral variations reveal heterogeneities, such as porosity changes, which are expressed well acoustically.

The high frequency content of the 3D seismic (70 Hz) was more difficult to enhance. As a result of careful static corrections, which are related to a geological database and uphole surveys, the time-image of the reservoir, at the location of the syncline described by the 3D, is not influenced by the topographic variations and the associated strong surface heterogeneities. Yet the essential contribution made by the 3D, thanks to the continuity of its spatial sampling, is to evidence, via the picking of the reservoir and the corresponding horizon attributes, submeridian lineaments corresponding to faults with throw of several meters which is too weak to be detected on vertical sections. The distribution of these faults, via which water tends to invade the reservoir, and the organization of the amplitudes at the top reservoir reflector, which seems to suggest lateral variations in porosity, are a valuable guide for setting up wells and designing horizontal drilling.

Three-component seismic (2D-3c) and *S*-wave emissions did not produce any reflections beyond 30 Hz at the level of the target which is a poor reflector (*PS* & *SS*). Only borehole seismic (VSP, offset VSP), where high frequencies are much less attenuated than with surface seismic, provides detailed imaging of the reservoir in converted mode (up to 120 Hz in *PP* and in *PS*). Despite a deterioration in the signal-to-noise ratio, the anisotropy calculated on the *SS* sections, by comparing the propagation times in the Kimmeridgian-Bajocian interval surrounding the reservoir, evidences lateral variations which link up consistently with the anisotropy measurements made at the boreholes. Along the 2D-3c profile, the impedances obtained by inversion of the *P* amplitudes indicate a reduction in porosity and hence an increase in the rigidity of the reservoir where the anisotropy is greatest. Despite these encouraging initial results and given the high cost of three-component surface acquisitions, we do not consider this method to be appropriate for describing the Dogger reservoir.

As a conclusion, the combination of continuous spatial sampling, such as that obtained in 3D, and a vibroseis emission adapted to frequency attenuation, such as that used in 2D-HR but restricted to 100 Hz, can supply useful information about the thin and discontinuous Dogger reservoir which cannot be provided by mere correlation of the borehole data. In this way, the geometry of the reservoir could be described with accuracy (5 m) in addition to a number of heterogeneities corresponding to faults or lateral variations in impedance. Other parameters of significance for production, such as the distribution of drains R_1 and R_2 , which barely alters the acoustic impedances in the reservoir, remain however inaccessible to surface seismic. Nevertheless, for the price of one or two wells, a 3D seismic survey with acquisition and processing

(1) *Dhyca*: Direction des Hydrocarbures (ministère de l'Industrie)
(2) CGG, EAP, Esso-REP, IFP, Total, Triton France.

adapted to the Paris Basin can provide a sufficiently pertinent description of the reservoir to be able to optimize the number and the location of delineation/production wells, and in so doing reduce operating costs.

IMAGERIE SISMICA DE UN YACIMIENTO CARBONATADO.

EL DOGGER DE LA CUENCA PARISIENSE

En el marco de las medidas incitativas de reactivación de la explotación en Francia tomadas por la *Dhyca*¹, seis participantes industriales² se han reunido (Proyecto Dogger, 1991-1993) para desarrollar una metodología de captura, de procesamiento y de interpretación de los datos de sísmica, adaptada a la descripción del yacimiento de petróleo del Dogger, de la cuenca parisiense, con aplicación de técnicas ya industrializadas: vibrosísmica de elevado rango frecuencial (10-130 Hz), reflexión sísmica de 3 dimensiones o de 3 componentes, emisiones *P* y *S*, procesamiento elaborado de la señal y de los parámetros estáticos, preservación de las amplitudes, replanteo en los pozos, inversión estratigráfica, interpretación en 3D por punteado automático y atributos de horizonte.

La utilización conjunta de todas estas técnicas en los campos de Villeperdue (Operador: *Total*) y de Fontaine-au-Bron (Operador: *EAP*) muestra la adaptación de la sísmica de superficie que se trata de describir a ciertas características del yacimiento de bajo espesor (30 m) situado en el techo del Dogger carbonatado, a una profundidad de 1900 m. La ampliación del contenido frecuencial de la sísmica tropieza con los límites impuestos por la atenuación de las altas frecuencias durante su propagación en el subsuelo. La evaluación de semejante atenuación por un PSV indica una filtración del terreno hasta el Dogger (1,3 s td) fuertemente ampliificada cuando se sobrepasan los 90 Hz. La sísmica 2D de alta resolución (HR) permite alcanzar al nivel del objetivo esta frecuencia clave, para así obtener una resolución vertical suficiente para que las reflexiones situadas en el vértice y en la base del yacimiento no lleguen a interferir ($\lambda/2 = 26$ m). La amplitud de estas reflexiones es perfectamente representativa en este caso de los contrastes de impedancia por ambas partes del yacimiento y sus variaciones laterales permiten detectar las heterogeneidades, así como las variaciones de porosidad, que se expresan bien acústicamente.

La propoción en altas frecuencias de la sísmica 3D (70 Hz) ha resultado más difícil de mejorar. Por medio de correcciones sísmicas elaboradas, posicionadas en una base de datos geológicos y sobre festigos de perforación VT, la image-tiempo del yacimiento, en el emplazamiento de la depresión descrita por la 3D, no recibe las influencias generadas por las variaciones topográficas y las elevadas heterogeneidades de superficie que ellas inducen. La aportación primordial de esta 3D, que guarda relación directa con la continuidad de su muestro espacial, es la evidencia, a partir del punteado del yacimiento y de los atributos de horizonte correspondientes, de lineamientos submeridianos en el emplazamiento de accidentes de rechazo plurimétrico demasiado reducido para poder ser detectado en las secciones sísmicas verticales.

La localización de estas fallas, por las cuales se pueden producir afluencias preferentes de agua, así como la organización de las amplitudes de reflexión en el techo del facimiento que, a su vez, parece reflejar variaciones laterales de porosidad, constituyen otros tantos elementos sumamente valiosos para la implantación de pozos y el establecimiento del concepto de perforaciones horizontales.

La sísmica de tres componentes (2D-3c) y de las emisiones en onda *S* no han permitido recoger reflexiones superiores a 30 Hz al nivel objetivo que constituye un incorrecto marcador (*PS* & *SS*). Unicamente la sísmica de pozos (PSV, PSO), en cuyo caso las altas frecuencias están mucho menos atenuadas que en sísmica de superficie, proporciona una imagerie detallada del yacimiento en modo convertido (hasta 120 Hz en *PP* y en *PS*). A pesar de una relación de señal a ruido degradada, la anisotropía calculada en las secciones *SS*, por comparación con el tiempo de propagación en la serie Kimeridgiense-Bajociense que enmarca el yacimiento, muestra variaciones laterales que vinculan de forma coherente las mediciones de anisotropía efectuadas en los pozos. A lo largo del perfil de 2D-3c, las impedancias obtenidas por inversión de las amplitudes indican una disminución de porosidad y, por ende, un aumento de la rigidez del yacimiento allá donde la anisotropía es más elevada. Pese a estos primeros resultados alentadores y habida cuenta de la importante cuantía que representan las capturas de superficie en tres componentes, no se ha considerado que este método sea pertinente para describir el yacimiento del Dogger.

En definitiva, la combinación de un muestro espacial continuo, como aquel obtenido en 3D y una emisión vibrosísmica adaptada a la filtración del terreno, como ocurre con aquella utilizada en 2D-HR, pero limitada a 100 Hz, habrá de aportar nuevas informaciones acerca del yacimiento de bajo espesor y discontinuo del Dogger, que no se pueden obtener mediante la simple correlación de los datos de pozos. Así, la geometría del yacimiento se ha podido describir con precisión (5 m), así como ciertas heterogeneidades que corresponden a fallas o a variaciones laterales de impedancia. Otros parámetros importantes para la producción, como, por ejemplo, la distribución de los drenes R_1 y R_2 que modifican en menor cuantía las impedancias acústicas en el yacimiento, siguen siendo, de todos modos, inaccesibles a la sísmica. No obstante, por el precio de una o más perforaciones, una sísmica 3D con una emisión y un procesamiento de los datos adaptados a la cuenca parisiense permitirá obtener una descripción suficientemente pertinente del yacimiento para contemplar la implantación de sondeos de delineación o de producción, reduciéndose así los costes de operación.

(1) *Dhyca*: Direction des Hydrocarbures (ministère de l'Industrie)
(2) *CGG, EAP, Esso-REP, IFP, Total, Triton France.*

1 LE PROJET DOGGER

Dans le cadre des mesures incitatives de relance de l'exploration en France prises en 1991 par la *Dhyca* (Direction des Hydrocarbures du Ministère de l'Industrie), six partenaires industriels (*CGG, EAP, Esso-REP, IFP, Total et Triton France*) se sont associés au sein d'un projet intitulé «Projet Dogger» pour développer une méthodologie d'acquisition, de traitement et d'interprétation sismique, adaptée à la description du principal réservoir à huile du Bassin parisien. Sur les champs de Villeperdue (*Total* opérateur, au moment du projet) et de Fontaine-au-Bron (*EAP* opérateur), ces partenaires ont utilisés, souvent pour la première fois

dans le Bassin parisien, des techniques déjà industrialisées par ailleurs (fig. 1): vibrosismique à contenu fréquentiel élevé (10-133 Hz), sismique réflexion à 3 dimensions ou à 3 composantes avec des émissions *P* et *S*, traitement élaboré du signal et des statiques, préservation des amplitudes, calage aux puits, inversion stratigraphique, interprétation 3D par pointé automatique et attributs d'horizon. Utilisées conjointement, ces techniques ont montré l'adaptation de la sismique de surface pour décrire certaines caractéristiques du mince réservoir (30 m) situé au toit du Dogger carbonaté, à 1900 m sous la surface du sol. Ce projet confirme bien l'utilité de la sismique pour implanter les forages aux emplacements les plus appropriés au

Figure 1

Objectifs du projet Dogger et plan de position des différentes acquisitions réalisées en mai-juin 1991 sur le champ de Villeperdue- Fontaine-au-Bron.

Base map of the seismic acquisitions carried out during the Dogger Project.

sein de ce réservoir hétérogène à cause de variations verticales et latérales rapides d'épaisseur, de porosité et de fracturation.

1.1 Les objectifs

L'architecture du réservoir du Dogger est difficile à reconstituer avec la sismique conventionnelle à cause (fig. 2) : de son manque de résolution verticale (échantillonnage à 4 ms, contenu fréquentiel limité à 60 Hz, soit une résolution verticale ne dépassant pas 40 m) ; de son échantillonnage spatial insuffisant (profils 2D dont l'espacement de plusieurs kilomètres rend difficile la détection des zones plus fracturées ou plus poreuses) ; de son calage imprécis sur les puits souvent situés à côté des profils. De plus, la faible fermeture des structures (la dizaine de mètres) comparée aux très fortes hétérogénéités de vitesse en surface (variation dans les sédiments tertiaires) nécessite qu'une très grande attention soit portée aux statiques pour que les temps de propagation restent représentatifs des profondeurs réelles [1]. De ces difficultés de mise en œuvre de la sismique, il en a résulté un développement des gisements importants, plutôt basé sur un maillage régulier de forages (à Villeperdue, tous les 1200 m en puits verticaux, puis tous les 400 m en puits déviés [2]).

Pour décrire correctement la structure du réservoir, son extension et la distribution de ses hétérogénéités, il importait de modifier la manière d'acquérir et de traiter la sismique (fig. 2). En sismique 2D, un effort particulièrement important a porté sur l'amélioration du contenu fréquentiel des émissions vibrosismiques (*sweep* logarithmique jusqu'à 133 Hz pour la 2D dite Haute Résolution, 2D-HR ; [3]), sans présager d'une éventuelle limitation par atténuation des plus hautes fréquences lors de leur propagation dans le sous-sol. Avec une bande passante plus restreinte (10-80 Hz), des émissions (P - S_H et S_V) et des réceptions selon trois composantes ont été testées (sismique 2D-3c) pour mesurer l'anisotropie du sous-sol qui, dans un réservoir carbonaté, peut indiquer l'intensité de la fracturation. Une sismique 3D de 16 km² a été acquise (la seconde réalisée dans le Bassin parisien) en veillant à préserver une homogénéité dans la répartition des azimuts et des offsets, afin que les amplitudes sismiques ne soient pas trop influencées par la géométrie d'acquisition. Tant le traitement des temps de propagation (statiques géologiques, migration) que celui des amplitudes a été réalisé avec soin, pour obtenir la représentation structurale et stratigraphique la plus fidèle du sous-sol. Lors de

Figure 2

Principes appliqués à l'exploration sismique par le projet Dogger, comparés à ceux qui avaient été utilisés jusqu'alors dans le Bassin parisien.

Comparison of seismic parameters used in the Paris Basin before and during the Dogger Project.

l'implantation des acquisitions, le passage par de nombreux puits a été recherché de manière à calibrer la sismique, pour pouvoir extrapoler les informations entre puits (inversion stratigraphique [4]).

En précisant, par la sismique de surface, la description des réservoirs potentiels et de leurs hétérogénéités, ce projet confirme qu'il est possible, dans le Bassin parisien, d'améliorer l'implantation des puits et donc d'augmenter les taux de succès à l'exploration (seulement de l'ordre de 1 pour 20 à 30 forages) et d'optimiser les coûts de développement.

1.2 Le réservoir

1.2.1 Champ de Villeperdue

Le champ de Villeperdue, situé à 85 km à l'est de Paris et à quelques kilomètres de Montmirail (fig. 3), a été mis en production par *Total Exploration* et *Triton France* en 1984, après un premier puits d'exploration réalisé en 1959 par *RAP* [2]. Villeperdue, dont la surface imprégnée est proche de 65 km², a été le plus important champ producteur d'huile à partir du Dogger carbonaté et le second du Bassin parisien après Chaunoy (1 Mt/an à partir d'un réservoir triasique) [5]. Fin 1989, les réserves prouvées étaient de 66 Mb et la production cumulée de 22 Mb [6]. Sa production, en 1992, a été de 9400 b/j [7] à partir de 150 puits, dont 20 étaient utilisés pour l'injection d'eau (3000 m³/j).

Mais en 1995, la production a baissé à 4500 b/j, niveau que *Coparex*, nouvel opérateur sur ce champ, s'efforce de relever.

Le mécanisme de piégeage de l'huile sur ce champ est complexe [6]. Il résulte probablement d'une interaction entre la structure (fermeture aval vers le NW; fig. 4A), les variations latérales de porosité (fermeture amont vers le SE; fig. 4A) et l'hydrodynamisme (circulation d'eau vers l'aval pendage). La structure est celle d'une voussure anticlinale WNW - ESE, sans doute différenciée à la fin du Crétacé ou au début du Tertiaire. La sismique 3D est située sur le flanc nord de cette structure, à l'emplacement d'une gouttière synclinal qui la sépare d'une autre voussure située sur la concession de Fontaine-au-Bron (fig. 3). La surface du champ est d'environ 65 km² et sa hauteur d'huile

Figure 3

Position des données sismiques du projet Dogger par rapport aux structures (nez) de Villeperdue et de Fontaine-au-Bron. Les isobathes en mètre, au toit du Dogger carbonaté, sont déduites de la base de données du Bassin parisien entretenue à CGG [1].

Isobaths of the top reservoir on the Villeperdue and Fontaine-au-Bron oil fields and location of the seismic acquisitions.

de 60 m. Villeperdue n'est pas très éloigné de la partie la plus profonde du Bassin parisien où la fenêtre à huile est atteinte à partir de 2400 m par les roches mères du Lias. La migration d'huile s'est probablement réalisée à la faveur de failles verticales apparues pendant la distension liasique et dont certaines ont joué jusqu'à la fin du Dogger [6].

1.2.2 Description géologique

Au toit du Dogger carbonaté, le réservoir se situe, à Villeperdue, vers 1900 m sous la surface du sol. Il est surmonté par une centaine de mètres d'Éocène (marnes et calcaires), 600 m de Crétacé supérieur (craie), 400 m de Crétacé inférieur (sable et argile) et 800 m de Jurassique supérieur (marnes et calcaires). Les marnes

Figure 4

A - Coupe longitudinale à travers le « nez » de Villeperdue, d'après [6], montrant les mécanismes de piégeage (OWC: contact eau-huile au niveau de la zone de transition).

B - Colonne stratigraphique, lithologique et pétrophysique au sommet du Jurassique moyen (Dogger) dans la région de Villeperdue, d'après [10]. Les réservoirs R1 et R2, au sein de la Dalle nacrée, correspondent à des calcaires oolithiques différents, qui conduisent à une distribution différenciée des types de porosité.

A - Sketch-section (from [6]) along the Villeperdue "nose", showing both the stratigraphic (up-dip) and the structural (down-dip) closures.

B - Stratigraphic, lithological and petrophysical columns (from [10]) for the lower Callovian reservoirs (R1 et R2).

du Callovien moyen assurent la couverture du gisement. Les hydrocarbures sont piégés dans les calcaires du Callovien inférieur (Dalle nacrée; fig. 4B) d'une épaisseur moyenne de 30 m. Ces calcaires correspondent à un intervalle transgressif [8] et reposent, par l'intermédiaire d'une surface d'érosion (base de la séquence), sur les carbonates du Bathonien où l'on rencontre successivement le faciès compact du Comblanchien (micrite) et les calcaires poreux de la Grande Oolithe (réservoir aquifère).

À Villeperdue, le Callovien inférieur a été découpé stratigraphiquement en quatre unités grâce à deux repères radioactifs (gamma-ray) qui correspondent à des niveaux plus argileux (surfaces d'inondation) corrélables entre tous les puits du champ. Ces deux repères sont surmontés par des couches poreuses formées de calcarénites progradantes à oolites (pendages jusqu'à 35° vers l'E-SE) interprétées comme des dunes modelées par l'action des courants [9]. Ces couches forment les deux drains principaux (R_1 et R_2) qui sont liés à des microfaciès oolithiques différents ([10]; fig. 4B):

- au sommet, le réservoir R_1 (oolithes micritiques) a une porosité assez uniforme de l'ordre de 12 %. La perméabilité est faible (2 à 10 md);
- vers la base, le réservoir R_2 (oolithes concentriques) est beaucoup moins homogène. Sa porosité varie entre 8 et 18 %, les portions les plus poreuses correspondant à des zones de bonne perméabilité (jusqu'à 100 md).

Si la Dalle nacrée reste isopaque sur le gisement, R_1 et R_2 changent en proportion et contenu: à Villeperdue, R_2 varie entre 10 et 20 m [2]. Dans ces deux niveaux, la saturation en huile est de l'ordre de 40 %. Généralement les deux drains sont imprégnés, mais à Fontaine-au-Bron seul l'un ou l'autre des réservoirs est producteur.

1.2.3 Description sismique

Au niveau du réservoir, le principal contraste sismique correspond au contact entre les marnes du Callovien supérieur (95 $\mu\text{s}/\text{ft}$) et le toit du R_1 (62 $\mu\text{s}/\text{ft}$; fig. 5A). Un nouveau contraste apparaît à proximité de la base du R_2 et du toit du Bathonien compact (55 $\mu\text{s}/\text{ft}$). Le calcul des coefficients de réflexion souligne qu'un rapport de 3 doit exister entre la réflexion au sommet ($R = 0,25$) et à la base du réservoir ($R' = 0,08$).

Les *cross-plots* impédance/porosité montrent que lorsque la porosité du réservoir diminue, son impédance augmente. Aussi, la base de la Dalle nacrée sera d'autant moins visible que le contraste d'impédance du réservoir avec le Comblanchien sera faible, ce qui survient quand la porosité baisse. Le contraste au toit du réservoir devient alors plus important (fig. 5A). L'inverse se produit quand la porosité du réservoir augmente; sa base devient en ce cas plus visible (ceci a longtemps été un critère d'identification des zones poreuses). En considérant que l'encaissant ne varie pas d'impédance, on peut donc supposer qu'il existe une relation inverse entre la réflectivité au sommet et à la base du réservoir. En première approximation, cette relation a pu être vérifiée en comparant l'évolution des amplitudes à ces deux niveaux, qui varient en sens opposé (fig. 5B).

Les 30 mètres de la Dalle nacrée (vitesse aux environs de 4800 m/s) correspondent à un temps double de propagation de 12 ms (fig. 6). Pour distinguer, sans interférence, le sommet (toit du R_1) de la base (base du R_2) du réservoir, il faut que l'ondelette représentative de la sismique ait une longueur d'onde λ telle que $\lambda/2 < 30$ m, soit une fréquence apparente F_a telle que $\lambda = V_i/F_a < 60$ m, ce qui correspond à $F_a > 80$ Hz. Le contenu fréquentiel de la sismique 3D étant de 20–70 Hz au niveau de l'objectif, le fort coefficient de réflexion au sommet du Callovien inférieur modifie certainement celui, plus faible, situé à sa base. La modélisation par film synthétique, à partir des coefficients de réflexion convolués par des ondelettes (Ricker) centrées sur 200–65 et 50 Hz (fig. 6), confirme la modification des temps et des amplitudes de la réflexion à la base du réservoir, quand le contenu fréquentiel décroît, alors que la position de la réflexion au sommet reste inchangée. Avec une sismique conventionnelle, la différence des pointés-temps entre les réflecteurs T (toit) et B (base) ne pourra donc pas être représentative de l'épaisseur temps du réservoir et l'amplitude de B ne sera pas proportionnelle aux coefficients de réflexion à la base du réservoir.

La phase négative R , centrée sur le réservoir, ne correspond à aucune limite particulière à l'intérieur du réservoir. En particulier, la transition entre R_1 et R_2 n'est pas assez contrastée pour être suivie avec la résolution verticale limitée de la sismique de surface. On notera cependant, que même en convoluant les

Figure 5

A - Contrastes de vitesse de part et d'autre du réservoir du Callovien inférieur (Dalle nacrée) et valeurs correspondantes des coefficients de réflexion (densité supposée constante). Avec l'augmentation de la porosité dans le réservoir, on observe une augmentation de R et la diminution concomitante de R' .

B - Comparaison des amplitudes du pointé des réflexions au sommet et à la base du réservoir. Les variations de grande longueur d'onde indiquent bien une évolution en sens inverse de la réflectivité à ces deux niveaux qui confirme le modèle proposé en A.

A - Reservoir reflectivity versus porosity variations.

B - Amplitude comparison for reflections located at top and bottom of the reservoir.

coefficients de réflexion avec un Ricker 200 Hz, il n'est pas possible de décrire avec précision les interfaces du réservoir, en particulier les limites entre R_1 et R_2 et la base du R_2 .

2 LA SISMIQUE DE PUIITS : ÉTUDE DE FAISABILITÉ ET CALAGE

La sismique de surface réalisée dans la Bassin parisien a rarement tiré profit de la sismique de puits pour préciser les paramètres d'acquisition (définition des émissions vibrosismiques en fonction du filtrage terrain étudié sur les ondes descendantes), définir la séquence de traitement (contrôle de la phase et de l'amplitude des réflexions, identification des multiples par comparaison avec le *corridor-stack* des ondes montantes) et améliorer l'interprétation (calage précis des diagrapies à l'aide d'une relation temps/profondeur bien établie sur l'ensemble de la colonne sédimentaire). Il faut reconnaître que la sismique de puits elle-même n'était pas réalisée, dans le Bassin parisien, selon des conditions

optimales (fig. 2) : PSV (Profil de Sismique Verticale) réalisé sur moins de 50 niveaux, donc limité aux couches surmontant directement le réservoir ; émissions selon des sweeps linéaires bornés à 80 Hz, donc ne fournissant pas une résolution verticale optimale ; enregistrement sur une composante, donc n'autorisant pas l'étude des phénomènes de conversion.

De manière à calibrer correctement la sismique réalisée dans le projet Dogger et à définir des paramètres d'émission vibrosismique qui prennent en compte la réalité du filtrage terrain, la réalisation d'un PSV a été entreprise à l'emplacement d'un des profils de sismique 2D à haute résolution, là où se trouvait disponible un puits non producteur (fig. 1). Comme ce puits était dévié, il a été décidé de tirer profit de cette configuration pour réaliser un PSO (Profil de Sismique avec Offset), enregistré en trois composantes, pour obtenir une image sismique optimale en ondes *PP* et *PS* du réservoir sous la déviation du puits. Pour des raisons budgétaires, l'ensemble de la trajectoire du puits (2120 m ; fig. 7) n'a pas été enregistrée selon un pas constant ; c'est pourquoi les cotes entre 350 m et

Figure 6

Valeurs d'impédance et distribution de la réflectivité au sein du réservoir. La convolution de ces coefficients avec des ondelettes différentes (Rickers 50-65 et 200 Hz) montre la nécessité d'un contenu fréquentiel suffisamment élevé de la sismique, pour pouvoir décrire correctement le toit (T) et la base (B) du réservoir (R).

Reservoir reflectivity and the corresponding synthetic seismograms computed with different wavelets.

1140 m ont été calées tous les 100 m par un carottage de vitesse.

Sur 15 emplacements répartis le long des lignes d'acquisition sismique, des carottages de vitesse (VT) ont été enregistrés de manière à caler correctement les corrections statiques jusqu'à la base de la série tertiaire, grâce à des tirs répartis entre la surface (3 m) et des profondeurs variant de 51 à 129 m (fig. 1). Ce programme fut l'occasion pour l'IFP d'industrialiser une technique d'enregistrement des carottages VT en onde totale, en utilisant des géophones disposés en surface et un traitement type PSV transposé (émissions en profondeur et non en surface, comme un PSV classique). Les traces sismiques obtenues à partir des ondes montantes fournissent une référence représentative de la réflectivité sur 1 s td environ, soit jusqu'au Jurassique supérieur.

2.1 Le PSV-PSO

2.1.1 Étude du filtrage terrain

Pour connaître l'évolution d'un signal sismique entre son émission en surface et sa réflexion au niveau de l'objectif, le plus logique est de placer un géophone dans un puits au voisinage du réflecteur que l'on veut étudier: c'est ce que fait le géophysicien lorsqu'il débute un PSV. En émettant dans un large spectre de fréquence (ici de 10 à 200 Hz, ce qui correspond à la capacité maximale des vibrateurs), et en augmentant la durée d'émission avec l'élévation de fréquence du signal vibrosismique (le sweep), pour compenser l'atténuation liée à la propagation en subsurface, il devient possible de déterminer jusqu'à quel niveau il est utile d'émettre des hautes fréquences, en regardant simplement l'évolution du contenu fréquentiel des ondes descendantes entre la surface et l'objectif. L'onde montante, qui est enregistrée juste après sa réflexion sur les interfaces situées à proximité du puits, fournit une information voisine qui a le mérite de produire une image de la réflectivité avec une résolution verticale améliorée par rapport à la sismique de surface. En effet, cette image, celle du corridor stack, n'est pas affectée par tous les filtrages affectant la sismique de surface, c'est-à-dire par les atténuations par propagation entre la réflexion et son enregistrement par les géophones placés au-dessus de la zone d'altération superficielle. Ceci explique que les images PSV ont un meilleur contenu fréquentiel que la sismique de surface et qu'il faille, pour évaluer correctement le filtrage terrain lors d'un PSV, non seulement disposer des

géophones dans le puits mais également en surface [3]. C'est précisément ce qui a été réalisé lors du projet Dogger, où l'enregistrement du PSV-PSO a été complété par celui de 8 stations espacées de 25 m comportant chacune 18 géophones disposés en ligne et enterrés une station sur deux (fig. 7).

Figure 7

Géométrie de l'acquisition en sismique de puits décrite dans le plan vertical et horizontal. Le PSV et le PSO ont été réalisés simultanément par deux vibrateurs tirant alternativement au fur et à mesure de la remontée de l'outil dans le puits dévié entre 2120 et 1140 m. Pour un bon calage temps-profondeur, ces mesures ont ensuite été complétées par un carottage sismique entre 1140 et 350 m. Des traces de surface ont été enregistrées pendant le PSV-PSO pour compléter l'étude du filtrage terrain.

Borehole seismic acquisition geometry: VSP and OVSP were carried out simultaneously using two vibrators.

L'étude du filtrage terrain, au fur et à mesure de la propagation des ondes descendantes puis montantes, a montré qu'une forte atténuation des hautes fréquences intervenait dès les niveaux superficiels, confirmant le filtrage très important lié à la zone d'altération. Le spectre d'amplitude mesuré sur la première arrivée des ondes descendantes à 350 m (fig. 8B) indique déjà un renversement de l'équilibre du spectre au profit des fréquences situées entre 30 et 90 Hz, alors que l'amplitude à l'émission des fréquences au-delà de 100 Hz était beaucoup plus importante (fig. 8A). Un filtrage par passe-bandes étroits, des montantes déconvoluées par les descendantes, indiquent, par continuité sur les traces élémentaires, que le signal à 130 Hz reste supérieur au bruit jusqu'à 1,2 s td (fig. 8C). Par contre, sur les traces de surface, la ressemblance des enregistrements successifs aux mêmes stations ne reste stable que jusqu'à 90 Hz. Dans les gammes de fréquences supérieures, seule l'onde aérienne, un bruit de forte amplitude et de haute fréquence, créée par les vibrateurs, demeure répétitive. Le stack vertical de ces enregistrements successifs en surface montre une stabilité du résultat dans les fréquences inférieures à 90 Hz, indiquant un rapport signal/bruit supérieur à 1 des traces élémentaires jusqu'à ce niveau. Dans les fréquences plus élevées, l'amplitude du stack décroît régulièrement avec l'ordre de couverture verticale. Cette dégradation de la bande passante du signal est non seulement liée à l'atténuation des ondes réfléchies pendant leur remontée, mais elle est également liée à l'augmentation du niveau de bruit en surface (fig. 8D). On observe d'ailleurs qu'un léger enfouissement des géophones (20 cm) atténue l'onde aérienne de 2 à 6 dB.

Cette forte atténuation du contenu en hautes fréquences du signal sismique, lors de sa propagation dans le sous-sol, est confirmée par une étude de la décroissance de l'amplitude des ondes descendantes entre les cotes du PSV. Après normalisation des émissions, compensation de divergence sphérique et des variations d'impédance, on observe que l'atténuation augmente fortement au-delà de 100 Hz et qu'elle est alors particulièrement prononcée vers 1250 m (marnes du Kimméridgien) et 1680 m/sol (calcaires de l'Oxfordien). Des tests de point de tir, réalisés à proximité du profil de sismique 2D-3c, par des émissions vibrosismiques en passe-bandes étroites enregistrées sur un dispositif déroulé de 2000 m, confirment cette importance du filtrage terrain et la difficulté de récupérer

des réflexions au-delà de 90-100 Hz au niveau de l'objectif. Malgré ces indications préliminaires convergentes, les émissions utilisées lors des acquisitions de sismique de surface ont été poussées jusqu'à 120 Hz (3D) voire 133 Hz (2D-HR) mais sans gain appréciable dans les hautes fréquences au-delà de 100 Hz, ce qui confirme la validité de ces études de faisabilité.

2.1.2 Imagerie haute résolution

La réalisation de la sismique dans un puits dévié fut l'occasion d'obtenir des images sismiques autour du puits dont le contenu fréquentiel (jusqu'à 130 Hz au niveau de l'objectif à 1,25 s td/sol) et donc la résolution verticale ont été améliorés par rapport à la sismique de surface. Malheureusement, ces images manquent un peu de caractère à cause de l'absence des basses fréquences (10-25 Hz) qui n'ont pas été émises suffisamment longtemps par le sweep logarithmique utilisé (10-200 Hz log 30 dB). À partir de l'émission située à la verticale de la déviation (PSV; fig. 7), les ondes montantes enregistrées sur la composante verticale ont été traitées de manière à fournir, soit une trace sismique unique (corridor stack; fig. 9A), soit une image d'une certaine extension latérale (*bin-stack*) en tenant compte de la disposition réelle des points miroirs dans le sous-sol au fur et à mesure du déplacement du récepteur dans le puits dévié.

À partir de l'émission située en opposition de la déviation (PSO; fig. 7) et après séparation des arrivées sur les trois composantes réorientées (montante *PP* sur la composante verticale et montante *PS* sur la composante horizontale radiale), deux sections verticales ont été obtenues sur lesquelles le toit du réservoir, au sommet du Dogger carbonaté, est clairement identifiable (à 1,23 s td en temps *PP* et en temps *PS* converti *PP*; fig. 9B et C) ainsi que sa base dont la réflectivité, faible, varie latéralement de façon rapide. On note que l'investigation latérale de l'image *PP* est plus grande que celle de l'image *PS* (angle de réflexion inférieur à l'angle d'incidence), mais que sa résolution verticale semble moins bonne malgré un meilleur rapport signal/bruit. En juxtaposant ces deux images, on note de nombreux changements dans l'amplitude des réflexions (fig. 9B et C) dont l'interprétation mériterait d'être approfondie en terme de variations du coefficient de Poisson. Cependant, avant de considérer ces différences de réflectivité, il faudrait s'assurer de la précision de la conversion des temps *PS* en temps *PP*.

Figure 8

Étude du filtrage terrain lors de l'opération de sismique de puits:

- A - Spectre d'amplitude théorique d'une émission vibrosismique. L'augmentation de la durée de vibration en fonction de la fréquence produit une amplification logarithmique des hautes fréquences.
- B - Spectre d'amplitude de l'onde descendante mesurée à 350 m, niveau le plus superficiel du carottage sismique. On observe que l'équilibre du spectre entre les basses et les hautes fréquences est déjà inversé par rapport à l'émission.
- C - Identification du contenu fréquentiel du signal par un passe-bande étroit, centré sur 135 Hz, appliqué sur les ondes montantes du PSV enregistré de 2120 à 1140 m.
- D - Spectre d'amplitude des traces de surfaces indiquant une forte atténuation en fonction de la fréquence qui est perturbée par la propagation en surface du bruit sismique.

Les spectres d'amplitude étant normés par rapport au maximum, ils ne peuvent pas être comparés entre eux.

Analysis of the filtering during the borehole seismic acquisition.

- A - Amplitude spectrum of the emitted logarithmic sweep.
- B - Amplitude spectrum of the downgoing waves at a depth of 350 m.
- C - Filtered up-going waves showing signal up to 135 Hz.
- D - Amplitude spectrum of reflected waves and surface noise at the ground level.

Figure 9

Images sous la déviation du puits, obtenues par des opérations de sismique de puits.

A - Log PSV (corridor stack) représentant, projeté selon la verticale, la réflectivité le long de la déviation du puits et au-delà.

B - Image PSO (bin-stack symétrique) enregistrée sur la composante verticale et décrivant la réflectivité en onde PP sous la déviation du puits.

C - Image PSO (bin-stack dissymétrique) enregistrée sur la composante horizontale radiale et décrivant la réflectivité en onde convertie sous la déviation du puits, après transformation des temps PS en temps PP. La comparaison de cette image avec la précédente indique des différences importantes de réflectivité selon le type d'onde enregistré (PP ou PS).

Imaging below a deviated well from the VSP.

A - Corridor stack from VSP.

B - Bin-stack of PP arrivals from OVSP.

C - Bin-stack of converted PS arrivals from OVSP.

Avec ces deux PSO, l'on obtient les images sismiques les plus détaillées de la série sédimentaire jurassique (mais pas les plus faciles à interpréter !) jamais obtenues au centre du Bassin parisien. Au niveau du réservoir, ces sections indiquent de rapides variations latérales de la réflectivité, à la fois au sommet et à la base.

2.2 Les mini-PSV (carottages VT)

15 carottages VT (fig. 1) ont été enregistrés numériquement au pas de 0,5 ms à partir d'un dispositif de 6 stations disposées en ligne à partir de la tête du trou, de 2 à 12 m (3 groupes de 9 triphones non étalés puis 3 groupes de 9 géophones côte à côte). Les émissions (détonateur avec de 3 à 16 g de dynamite) ont été déclenchées tous les 3 m dans des trous non tubés. Le pointé des arrivées premières sur une sortie analogique a permis de déterminer la $P = f(T)$ pour les ondes P . Des arrivées S n'ont été observées que là où le trou était à l'air libre, c'est-à-dire dans sa partie la plus superficielle. Une séquence de traitement type PSV a été ensuite appliquée. La déconvolution des montantes par le stack des descendantes des PT profonds est effectuée récepteur par récepteur. Pour chaque tir, ces enregistrements sont ensuite additionnés après application d'une correction statique corrigeant de l'offset. Après séparation et horizontalisation des montantes correspondant aux différents tirs, elles sont finalement stackées de manière à fournir une trace de type PSV, comparable à la sismique de surface.

Malgré un déficit dans les basses fréquences, lié à la faible charge unitaire utilisée lors des tirs, les enregistrements mini-PSV présentent un calage satisfaisant sur la sismique de surface dans la fenêtre 0,5-1 s td/DPC (c-a-d. du Cénomanién au Kimméridgien; fig. 10). Dans cette fenêtre, l'on peut admettre que le rapport signal sur bruit des carottages VT est suffisant pour qu'ils constituent une trace sismique 0-phase représentative de la réflectivité. Aussi, il devient intéressant d'utiliser ces mini-PSV pour calibrer les différents traitements du signal et profiter de leur répartition pour étudier d'éventuelles variations verticales et latérales de la phase de la sismique de surface. Cette étude entreprise par l'IFP montre que le déphasage varie peu avec le choix de la fenêtre de cross-corrélation, c'est-à-dire que la phase de la sismique semble stable entre 0,5 et 1 s td/DPC. Par contre, les déphasages observés (de l'ordre de $\pm 50^\circ$) dépendent du type d'acquisition.

Sans remplacer les acquisitions type VSP, qui fournissent un calage temps-profondeur jusqu'à l'objectif et une image sismique plus représentative (fig. 10), les mini-PSV permettent une valorisation optimale des carottages VT et complètent utilement, pour le calibrage de la sismique de surface, les PSV dont le nombre est forcément limité par la disponibilité des puits.

3 LA SISMIQUE 2D-HR : CONTENU FRÉQUENTIEL ET RÉOLUTION

Le gisement de Fontaine-au-Bron a été décrit par deux profils perpendiculaires (fig. 1) de sismique 2D (15 km) disposés de façon à relier des puits dont les caractéristiques au niveau du réservoir sont très variables (selon que les drains R_1 et R_2 sont ou non producteurs). De manière à évaluer le potentiel ultime des émissions vibrosismiques dans ce secteur, des paramètres d'émission contraignants ont été utilisés tant en ce qui concerne l'échantillonnage spatial (6,25 m entre CDP), que le contenu fréquentiel (10-133 Hz) et l'énergie des émissions (3 vibrateurs, 2 sweeps de 30 s; fig. 11 A). Après avoir rappelé le principe des émissions en hautes fréquences, nous décrivons les traitements appliqués pour préserver le contenu fréquentiel et les amplitudes de cette sismique.

3.1 La vibrosismique en hautes fréquences

3.1.1 Amplification du sweep

Bien que les vibrateurs soit construits pour émettre jusqu'à 150-200 Hz, ils sont rarement utilisés au-dessus de 80 Hz. En effet, lors de tests, des émissions vibrosismiques avaient été poussées jusqu'à 120 Hz, mais sans succès parce qu'elles utilisaient un sweep linéaire durant lequel chaque fréquence était émise avec la même durée ($dt/df = \text{Cte}$). Pour récupérer des réflexions contenant des hautes fréquences, un gain proportionnel à la fréquence doit être appliqué afin de compenser les filtrages dans la zone d'altération superficielle (W.Z.) et les atténuations par propagation. Une telle amplification est obtenue en passant dans chaque fréquence un temps proportionnel à cette fréquence. Dans un sweep logarithmique (n dB), le vibreur passera un temps $10 n/20$ fois plus long sur la plus haute fréquence que sur la plus basse (soit 10 fois plus de

Figure 10

Comparaison de la sismique de surface (2D-HR) avec un PSV et un carottage VT. Grâce à l'effort réalisé à l'émission, la résolution verticale de la sismique de surface est meilleure que celle du PSV, avec lequel la corrélation semble bonne. Le carottage VT a été filtré de ses hautes fréquences, afin d'améliorer sa comparaison avec la sismique de surface.

2D-HR seismic compared with a VSP and a mini-VSP computed from an up-hole. The frequency content of the surface seismic at the reservoir level (R) is wider.

Figure 11

Caractéristiques des acquisitions de sismique 2D enregistrées en 3 composantes. La 2D haute résolution (HR) a été acquise en onde P sur deux profils (15 km). La 2D dite 3 composantes (3c) a utilisé trois types d'émission enregistrés séparément le long d'un profil (6,4 km): P, S_v et S_H .

Acquisition parameters of the 2D-HR (high resolution) and the 2D-3c (three components) seismic.

temps à 20 dB et 60 fois plus à 36 dB ; fig. 12A). Le problème cependant est de déterminer jusqu'à quelle fréquence il est utile d'élargir le spectre et quel facteur d'expansion doit être utilisé afin de préserver un équilibre entre les fréquences enregistrées. En effet, pour améliorer la résolution verticale, il importe de conserver à la fois les hautes et les basses fréquences (l'étroitesse du signal dépend de la largeur de son

spectre mesuré en octave entre les BF et les HF) et un rapport signal/bruit suffisant à toutes les fréquences.

3.1.2 Estimation du sweep

Une première estimation de l'atténuation différentielle d'une onde élastique entre les basses (10 Hz) et les hautes fréquences (120 Hz) fait intervenir le

Figure 12

Différentes amplifications des hautes fréquences dans les sweeps non linéaires utilisés ou testés au cours des diverses acquisitions. Sur les diagrammes A, B et C, l'inflexion des courbes $F = f(t)$ vers l'horizontale signifie que le sweep stationne plus longtemps sur chaque fréquence, ce qui équivaut à augmenter l'amplitude du signal pour les fréquences correspondantes. Le diagramme D de l'amplification (dt/df) en fonction de la fréquence montre que le sweep segmenté (utilisé en 2D-HR) émet plus d'énergie aux deux extrémités du spectre par rapport au sweep logarithmique (utilisé en 3D).

High frequencies amplification for different non linear sweeps used during the Dogger Project.

facteur de qualité Q (sur le parcours d'une longueur d'onde, la fraction d'énergie dissipée est égale à $27/Q$ dB). Les valeurs de Q sont assez dispersées surtout pour une série sédimentaire comme celle du Bassin parisien (carbonates: $150 < Q < 250$; argiles: $65 < Q < 140$). Si T est le temps double de réflexion au niveau de l'objectif, l'atténuation d'une onde de fréquence f sera:

$$\text{Att.} = \frac{f \times T \times 27}{Q \text{ dB}}$$

Dans le cas du Dogger situé à 1,3 s td et pour une valeur moyenne $Q = 150$, l'on obtient:

$$\text{— pour } f = 10 \text{ Hz, } \text{Att.} = \frac{10 \times 1,3 \times 27}{150} = 2 \text{ dB}$$

$$\text{— pour } f = 120 \text{ Hz, } \text{Att.} = \frac{120 \times 1,3 \times 27}{150} = 26 \text{ dB.}$$

Il faudra donc adopter un sweep logarithmique de $26 - 2 = 24$ dB (avant corrélation) pour compenser, au niveau de l'objectif, l'atténuation des hautes fréquences. Ce type d'estimation, possible avec un minimum de données, permet de fixer une valeur raisonnable du sweep. Elle nécessite cependant d'être confrontée à la réalité du filtrage terrain. En particulier, il importe de vérifier:

- à l'émission, que la durée du sweep dans les basses fréquences est suffisante, de manière à ne pas perdre à une extrémité du spectre ce que l'on gagne à l'autre. Eventuellement, on utilisera un sweep segmenté (amplification croissante avec la fréquence; fig. 12C) pour ne pas pénaliser les basses fréquences, ce qui a été réalisé pour la 2D-HR;
- sur le terrain, que la W.Z., dont le facteur Q est beaucoup plus faible et donc l'atténuation plus élevée, permet la transmission des hautes fréquences;
- au traitement, que le rapport signal/bruit dans les hautes fréquences n'est pas trop dégradé et qu'il est possible d'amplifier les hautes fréquences sans trop remonter le niveau de bruit.

Les autres paramètres à prendre en compte pour l'émission de hautes fréquences sont l'étalement et la synchronisation du dispositif d'émission lui-même. La répartition en antenne des émissions (et des réceptions) permet d'atténuer les bruits de surface, mais a pour inconvénient de filtrer les hautes fréquences. De même, malgré un déclenchement très précis des émissions,

des distorsions dans les plaques ou des problèmes de couplage peuvent être à l'origine de déphasages entre les vibreurs, préjudiciables à la préservation des hautes fréquences. Il est souvent considéré que les fréquences au-delà de 125 Hz doivent être émises par un seul vibreur. Comme ce dispositif est pénalisant pour la durée des émissions et leur rapport signal/bruit, l'on a imaginé des dispositifs dans lesquels les vibreurs n'émettent pas les mêmes fréquences. Il s'agit d'émissions, soit selon des sweeps prolongés (sur plusieurs vibreurs, un seul poursuit vers les hautes fréquences), soit selon des sweeps simultanés (plusieurs vibreurs émettent des fréquences différentes, mais jointives), comme cela fut réalisé lors des tests préliminaires à la 2D-HR (fig. 12B).

3.1.3 Amélioration du rapport signal/bruit

En émission sismique, l'amélioration du rapport signal/bruit et l'élargissement du spectre sont plus ou moins antinomiques: l'onde de sol empêche l'extension des émissions vers les basses fréquences et l'onde aérienne vers les hautes fréquences (fig. 13). Cependant, en jouant sur la puissance des émissions, le filtrage spatial à la réception et l'augmentation de la couverture au traitement, il est possible de diminuer ces bruits organisés rencontrés aux extrémités du spectre.

Dans la mesure où les sources ne génèrent pas trop de bruits sismiques, l'augmentation de la puissance des émissions est la première voie à suivre. L'énergie émise par point vibré est proportionnelle: au nombre de vibreurs (N_v), à leur *peak force* pondérée par le pourcentage appliqué (P_f), au temps vibré (T_v) et au nombre de sweeps (N_s). Le bruit naturel, supposé aléatoire, est proportionnel à la racine carrée du temps vibré et du nombre de sweep.

$$\text{Signal} = N_v \times P_f \times T_v \times N_s$$

$$\text{Bruit aléatoire} = (T_v \times N_s)^{1/2}$$

$$\text{Rapport signal/bruit } R = N_v \cdot P_f \cdot (T_v \times N_s)^{1/2}$$

ou en dB = $20 \log (R)$.

Après addition en couverture multiple (n), ce rapport R est amélioré de $n^{1/2}$. Après migration, le rapport signal/bruit est encore amélioré d'un facteur

$$m = \frac{K(V, t)}{d}$$

$K(V, t)$ dépend de la loi de vitesse, du temps de propagation et du type de migration utilisée (2D, 3D, ...) et d est proportionnel la distance entre CDP.

Figure 13

Point de tir au centre enregistré sur 160 traces (2D-HR). Cette représentation, après correction de divergence sphérique mais sans égalisation, révèle l'importance du cône de bruit central (onde de sol -BF- et onde aérienne -HF-) et la qualité des réflexions primaires, à partir de 500 m de part et d'autre de la source. Le spectre d'amplitude calculé sur une fenêtre superficielle (500 ms) indique la remontée d'énergie à chaque extrémité du spectre, liée aux bruits de surface. L'articulation du spectre de part et d'autre de 90 Hz doit correspondre à la fréquence où le signal rejoint le bruit.

Raw shot point display and related amplitude spectrum showing the strong interferences of the surface noise (ground roll and air blast).

Cette estimation de l'amélioration rapport signal/bruit est surtout utile pour comparer entre elles différentes acquisitions vibrosismiques:

– dispositif utilisé en 2D-HR:

$$N_v = 3,$$

$$P_f = 0,85 \times 150\,000\text{ N},$$

$$T_v = 30\text{ s},$$

$$N_s = 2,$$

$$n = 80,$$

$$d = 6,25\text{ m}:$$

$$\text{avant stack: } R = 2\,962\,832,$$

$$\text{après stack: } R_s = 26\,500\,377,$$

$$\text{après migration: } R_m = 4\,240\,060 \times K;$$

– dispositif utilisé en 2D-3c (P):

$$N_v = 3,$$

$$P_f = 0,9 \times 150\,000\text{ N},$$

$$T_v = 15\text{ s},$$

$$N_s = 2,$$

$$n = 60,$$

$$d = 20\text{ m}:$$

$$\text{avant stack: } R = 2\,218\,276,$$

$$\text{après stack: } R_s = 17\,182\,692,$$

$$\text{après migration: } R_m = 859\,134 \times K';$$

– dispositif utilisé en 3D:

$$N_v = 3,$$

$$P_f = 0,85 \times 150\,000\text{ N},$$

$$T_v = 20\text{ s},$$

$$N_s = 4,$$

$$n = 32,$$

$$d = 25\text{ m}:$$

$$\text{avant stack: } R = 3\,421\,184,$$

$$\text{après stack: } R_s = 19\,353\,139,$$

$$\text{après migration: } R_m = 774\,125 \times K''.$$

Ces chiffres permettent de souligner l'effort réalisé lors de la sismique 2D-HR en terme de rapport signal/bruit par rapport aux autres acquisitions.

3.1.4 Caractéristiques de l'acquisition 2D/HR

La 2D-HR a été acquise en juin 1991 par CGG sous la supervision de l'IFP. Certains paramètres d'acquisition ont été fixés a priori de manière à assurer une qualité optimum, compatible avec des coûts industriels (fig. 11A): tir au centre sur 160 traces espacées de 25 m; 2 PV enregistrés séparément sur chaque inter-trace, soit une couverture multiple de 80; 3 vibrateurs et 2 sweeps de 30 s par PV. Le dispositif sismographique a été conçu pour un enregistrement à

3 composantes de manière à disposer d'un maximum d'attributs sismiques sur le réservoir par l'enregistrement des ondes converties PS. Pour ne pas pénaliser l'enregistrement des hautes fréquences, les récepteurs ont été scindés en deux groupes, la composante Z provenant de deux bretelles de 9 géophones, les composantes X et Y d'une bretelle de 6 triphones. Malgré cet effort à l'étalement des récepteurs, l'expérience a montré qu'il y a incompatibilité entre des émissions destinées à l'enregistrement des ondes de conversion, qui doivent se concentrer sur le bas du spectre (en-dessous de 60 Hz), et celles de sismique HR où l'effort est porté sur les hautes fréquences (26 s au-dessus de 70 Hz dans le sweep retenu).

Le dispositif d'acquisition étant bien défini, restait à déterminer la fréquence maximale qu'il était possible d'atteindre et l'amplification à appliquer. Pour compléter l'étude du filtrage terrain réalisée lors du PSV (cf. § 2.1.1), des tests ont été réalisés sur une ligne déjà déroulée, avec examen en temps réel du point de tir et du spectre d'amplitude correspondant (fig. 13). L'expérience a montré que ces documents sont insuffisants pour faire un choix. En particulier, l'examen des spectres d'amplitude indique la présence d'énergie sur toute la largeur du sweep émis, ce type d'analyse n'étant pas capable de distinguer le signal du bruit. On note cependant sur ce spectre une articulation vers 90 Hz. En dessous, on observe une atténuation progressive en fonction de la fréquence de ce qui est probablement le signal; aux plus hautes fréquences, l'augmentation des amplitudes est plutôt liée au bruit (onde aérienne). Cette interprétation du spectre est confortée par l'examen des points de tir, obtenus à partir d'émissions en passe-bandes étroits (sweeps linéaires de 10 s balayant la bande de 50 à 150 Hz par incréments de 10 ou 20 Hz), sur lesquels on détecte des réflexions primaires jusqu'à 80-90 Hz. Au-delà, le bruit est supérieur au signal, ce qui confirme l'importance des atténuations dans ce secteur, déjà décelées par la sismique de puits.

Par contre, ces tests ne permettent pas de dire jusqu'à quelle fréquence le traitement sismique sera capable de récupérer le signal lorsque son niveau devient inférieur au bruit. Il importerait pour cela de réaliser un stack sur le terrain et de le filtrer dans différents passe-bandes étroits. Cette opération a été réalisée sur le stack final (fig. 14). Elle montre qu'au niveau du Dogger, le contenu des réflexions ne dépasse pas 85-105 Hz, soit l'équivalent de la fréquence charnière

observée sur les points de tir. Il ne faudrait pas en déduire que le traitement n'améliore pas le rapport signal/bruit, mais plutôt, dans ce cas particulier, que les indications obtenues sur une fenêtre superficielle du point de tir (0-500 ms) sont représentatives de ce qui reste sur le stack au niveau de l'objectif (1,3 s td/DPC).

Malgré les indications convergentes de la sismique de puits et des tests réalisés en surface, sur la difficulté de récupérer des fréquences au-delà de 100 Hz au niveau de l'objectif, la fréquence maximum des émissions fut fixée, de manière volontairement optimiste, à 133 Hz. Il restait à définir l'amplification à appliquer à ces sweeps de 30 s. Partant du constat que l'on voulait enregistrer des ondes converties et qu'il ne fallait donc pas parcourir trop vite les basses fréquences, le choix d'un sweep segmenté, où l'amplification est progressive, a été adopté après que son fonctionnement eut été testé sur le terrain (continuité des phases et des amplifications aux points de brisure). Par rapport au sweep logarithmique utilisé en 3D, moins d'énergie est émise dans la gamme moyenne du spectre (entre 43 et 95 Hz, là où le rapport signal/bruit est suffisant; fig. 12 D). Au contraire, l'énergie est plus importante aux deux extrémités du spectre favorisant ainsi son élargissement. Les résultats obtenus en 2D-HR ont été effectivement meilleurs qu'en 3D, mais comme aucune fréquence supérieure à 100 Hz n'a été conservée par les réflexions sur l'objectif, on aurait pu limiter les émissions à cette fréquence charnière, ce qui aurait économisé les 20 s de temps vibré au-delà de 100 Hz, soit les 2/3 de la durée du sweep.

3.2 La préservation des hautes fréquences

Le prétraitement a été défini de manière à préserver au mieux les hautes fréquences encore présentes dans les traces élémentaires, sans détériorer le rapport signal/bruit. Une séquence de traitement classique, par déconvolution monocal, a été appliquée au signal vibrosismique: passage à un signal minimum-phase avec désignature par le sweep, déconvolution gapée avec deux fenêtres de références, passage à un signal 0-phase et blanchiment du spectre dans la gamme 10-115 Hz. Pour que le stack ne détériore pas les hautes fréquences ainsi amplifiées, les analyses de vitesse ont été contrôlées sur des horizons vitesse et les NMO résiduels ont été éliminés par l'application de corrections statiques de lissage. Après stack et migration,

une atténuation du bruit aléatoire a été appliquée. L'examen du spectre d'amplitude, calculé sur une fenêtre encadrant l'objectif, indique que ce traitement a réussi à égaliser le spectre entre 20 et 70 Hz. Par contre, les fréquences situées entre 80 et 115 Hz restent situées à -24 dB par rapport aux précédentes. Ceci indique la difficulté pour un traitement d'amplifier un signal trop atténué par le filtrage terrain.

Cette séquence de traitement pêche certainement par sa complexité et par l'absence de déconvolution multicanal, mieux à même d'atténuer les bruits et d'homogénéiser les caractéristiques du signal. Cependant, la comparaison des traces obtenues avec les PSV indique que ce traitement aboutit à stabiliser le signal sismique qui reste voisin d'une ondelette à phase nulle au niveau du Dogger. Par contre, le calcul des cross-corrélations PSV-traces sismiques indique une variation verticale systématique de phase de -90° du Kimméridgien par rapport au Dogger. Ce changement semble contradictoire avec la stabilité observée dans une fenêtre plus superficielle (Cénomaniens-Kimméridgien) à partir de la comparaison avec les mini-PSV (cf. § 2.2). Les raisons de ce déphasage vertical demeurent inexplicables (variation de couverture, interférence avec des multiples, effet de Q , choix de la fenêtre de déconvolution?). Malgré une acquisition et un traitement soigné, ces résultats confirment la difficulté, en sismique terrestre, d'améliorer le contenu fréquentiel de l'ondelette et de la stabiliser pour qu'un signal unique devienne représentatif de toutes les traces.

3.3 La préservation des amplitudes

3.3.1 Traitement en amplitude préservée

Un retraitement complet des profils de 2D-HR, à partir de la mise en collection CDP, a été réalisé afin de produire des traces 0-phase, représentatives de la réflectivité et donc directement utilisables pour réaliser une inversion stratigraphique après stack. Le traitement en amplitude préservée (PAM) permet d'éliminer les distorsions du signal provoquées en surface par les variations de couplage des émetteurs et des récepteurs, par les interférences avec les bruits sismiques et par les atténuations différentielles lors de la traversée de la zone d'altération superficielle.

Lors d'un traitement standard, les corrections des effets de surface sont réalisées par une égalisation des amplitudes dans le domaine temporel (fenêtre glissante) et fréquentiel (déconvolution blanche) qui a pour

Figure 14

Contenu fréquentiel du stack final (2D-HR) non égalisé. Le filtrage par des passe-bandes étroites montre que le signal au niveau de l'objectif (1,2 s td) disparaît entre 85 et 105 Hz.

Frequency analysis of the final stack of the 2D-HR after filtering with successive narrow band-passes.

inconvenient un lissage latéral et vertical de la réflectivité du sous-sol. Pour ne compenser que les artefacts de surface, il est nécessaire d'utiliser une décomposition surface consistante qui tient compte des effets liés à chaque émission et à chaque réception et corrige ces anomalies dans le domaine temporel et fréquentiel. Malgré l'édition des traces bruyantes, ce type de traitement ne s'accommode ni de bruits trop violents (fig. 13), ni des anomalies de surface dont la dimension dépasse la longueur du dispositif. C'est précisément à ces deux problèmes que le traitement en amplitude préservé de la 2D-HR a été confronté: des bruits forts persistent jusqu'à 0,4 s td et des variations de grande longueur d'onde en surface provoquent une modification systématique (moirage) des amplitudes le long des sections. Pour éliminer ces artefacts, on en est alors obligé d'appliquer une normalisation trace par trace avant stack.

3.3.2 Inversions stratigraphiques

Une étude avant stack des variations d'amplitude en fonction de l'offset (AVO) a été entreprise sur les collections CDP, après traitement PAM et correction dynamique (NMO). La section gradient, qui exprime l'importance de la variation d'amplitude avec l'offset, ne montre pas d'anomalie particulière au niveau du réservoir, le gradient suivant d'assez près les variations d'amplitude de la réflectivité. Les sections R0 (réflectivité à offset nul) restent de qualité inférieure au stack normal.

Deux inversions post-stack des amplitudes ont été réalisées: l'une sur le traitement standard à l'aide du logiciel interactif *Interwell*®, l'autre sur le traitement stratigraphique normalisé, après déconvolution stratigraphique des sections migrées, à l'aide du programme *Rovim* dans *Geovecteur*®.

Interwell® se caractérise par une paramétrisation dense du modèle a priori obtenue par interpolation ou extrapolation des données de puits le long des lignes de corrélation (parallèles aux horizons principaux, [11]). Le pointé est réalisé à l'intérieur du logiciel sur des sections déconvoluées stratigraphiquement. Mais l'inversion elle-même est réalisée sur la section originale (non déconvoluée) en utilisant une ondelette qui n'est pas nécessairement 0-phase.

Une analyse globale en cohérence multitrace permet de déterminer le contenu fréquentiel de la sismique (10-90 Hz) et son rapport signal/bruit (20 dB) qui confirment l'excellente qualité de ces données

(fig. 15A). L'extraction d'ondelette, réalisée sur un puits pour chaque profil, fournit un signal proche du 0-phase et un coefficient de corrélation, entre la trace sismique au puits et le film synthétique, supérieur à 0,8 (fig. 15B). Pour chaque profil, trois inversions ont été réalisées en variant les déviations standards par rapport au modèle a priori (250 et 500 unités d'impédance) et les longueurs de corrélation (150 et 300 m). Dans tous les cas, la convergence de l'inversion au cours des itérations successives est bonne et le résidu obtenu ne présente pas de réflexions organisées.

Rovim se caractérise par une paramétrisation parcimonieuse du modèle a priori qui ne comporte que le pointé des principaux contrastes et, entre chaque horizon, l'indication des variations possibles d'impédance et du mode de stratification (6 horizons principaux, stratification conforme sauf au toit du réservoir, couches entre 4 et 10 ms td). L'inversion est réalisée sur une section 0-phase, c'est-à-dire après déconvolution stratigraphique. Celle-ci a été appliquée sur la migration à partir d'un opérateur défini par comparaison entre les traces sismiques aux puits et les films synthétiques correspondants. On observe un déphasage de -80° qui diffère de celui observé au Dogger sur le traitement classique, à cause du traitement spécifique du signal appliqué en amplitude préservée. L'application de cet opérateur permet de remonter les fréquences entre 75 et 95 Hz au-dessus de -12 dB par rapport au maximum situé de 40 à 50 Hz (fig. 16A). La phase reste nulle entre 10 et 95 Hz, ce qui est une indication d'un rapport signal/bruit suffisant dans cette gamme de fréquence. À titre de comparaison (fig. 16B), l'opérateur de déconvolution stratigraphique déterminé pour la 3D indique un déphasage de -90° et ne permet pas, vu le spectre étroit de cette sismique (15-68 Hz à -12 dB par rapport au maximum entre 45 et 50 Hz), d'améliorer son contenu fréquentiel.

La sismique 2D-HR déconvoluée stratigraphiquement fournit l'image verticale du réservoir la plus détaillée jamais obtenue depuis la surface (fig. 17A). Au niveau du Callovien moyen, on observe un négatif marqué (décroissance des impédances dans la couverture), avant le pic positif au toit du Dogger carbonaté. La base du réservoir n'est pas continue, mais révèle un système de relais avec des réflecteurs obliques ou des variations d'épaisseur significatives. Par ailleurs, l'épaisseur temps moyenne du réservoir (12,5 ms td) semble représentative de son épaisseur réelle (30 m à 4800 m/s).

Figure 15

Caractéristiques de la sismique 2D-HR telle que définies dans *Interwell*®:

A - Le calcul des auto- et des cross-correlations pour chaque trace le long du profil permet de définir deux ondelettes représentatives du signal (1) et du bruit aléatoire (2) et donc de calculer la variation du rapport signal/bruit avec la fréquence (3).

B - L'ondelette du signal est modifiée en phase (LP) ou en phase et amplitude (VPA) pour obtenir la meilleure corrélation entre la trace sismique au puits et le film synthétique. À l'issue du traitement conventionnel, l'ondelette représentative de la sismique migrée est bien 0-phase.

A - Amplitude spectrum of the signal and of the random noise of the 2D-HR after migration (from *Interwell*®).

B - Wavelet extraction from the comparison of the 2D-HR with a synthetic seismogram (from *Interwell*®).

Malgré une section différence (sismique 0-phase/section synthétique finale) qui présente un faible résidu, la comparaison des impédances dérivées de la sismique avec les logs aux puits montre la difficulté du modèle final à reconstituer l'augmentation brutale des impédances au toit du réservoir. Sur les sections impédance, on observe des variations latérales au niveau du réservoir, dont les valeurs absolues sont probablement

inexactes, mais dont l'évolution relative est sans doute significative. C'est ainsi que la répartition des impédances et la courbe de porosité relative qui peut en être déduite (fig. 18), indiquent des variations latérales rapides, mais également des tendances de plus grande longueur d'onde, qu'il semble raisonnable de prendre en considération avant de décider de l'implantation d'un puits.

Figure 16

Comparaison des spectres de phase et d'amplitude de la sismique 2D-HR et de la sismique 3D au niveau du Dogger, après déconvolution stratigraphique (d'après Wavelet®) :

A - En 2D-HR, le spectre d'amplitude de 3 octaves et la stabilité du spectre de phase autour de 0 indiquent un contenu fréquentiel bien amélioré.

B - En 3D, le spectre d'amplitude est plus étroit et la déconvolution stratigraphique ne permet pas d'augmenter son contenu fréquentiel.

Amplitude and phase spectra (from Wavelet®) before/after stratigraphic deconvolution from the 2D-HR (A) and the 3D seismic (B) acquisitions.

Figure 17

Comparaison des sections migrées et déconvoluées stratigraphiquement de la 3D et de la 2D-HR. La résolution verticale de la 2D-HR est améliorée grâce à une bonne adaptation du sweep et à un meilleur rapport signal/bruit. Le défaut de l'imagerie 3D en plan vertical sera compensé par la continuité latérale de son échantillonnage spatial, dont l'espacement (25 m) reste largement supérieur à celui de la 2D-HR (6,25 m).

Comparison at the crossing between the 2D-HR (A) and the 3D seismic (B) acquisitions after migration and stratigraphic deconvolution.

Figure 18

Profil du réservoir en temps, le long d'un profil de 2D-HR, avec la représentation de ses variations latérales d'impédance et les changements de porosité correspondant.

Reservoir description from the 2D-HR showing the time section, the acoustic impedance and the corresponding porosity variations.

4 LA SISMIQUE 2D-3c: ANISOTROPIE ET COEFFICIENT DE POISSON

Un profil de sismique 2D combinant la multiplicité des émissions (onde P , ondes S_V verticale et S_H horizontale) et l'enregistrement sur trois composantes (triphone) a été acquis par CGG sur une longueur de 6,4 km, fin mai début juin 1991, sous la supervision de l'IFP (fig. 1). Placé sur le flanc sud de la structure de Villeperdue (fig. 3), ce profil avait pour objectif de mesurer de façon continue l'anisotropie azimutale des vitesses en onde S , dont la valeur au niveau du réservoir serait liée à l'intensité de la fracturation [12]: trop importante, la fracturation met en contact le réservoir avec l'aquifère sous-jacent et le puits produit rapidement de l'eau; trop faible, elle inhibe le drainage de l'huile du réservoir par le puits. C'est précisément entre deux puits présentant ces performances contrastées et pour lesquels l'anisotropie sismique mesurée par VSP était bien identifiée [13], que ce profil fut réalisé [14].

Cette acquisition fut coûteuse par la complexité de sa mise en œuvre et par la nécessaire réalisation d'un layon rectiligne, en plein champ, associé à des parkings pour chaque émission S verticale (fig. 19A). Tant par la mauvaise qualité de la sismique au niveau du réservoir, que par l'épaisseur trop importante de la tranche de terrain à prendre en compte pour une mesure significative de l'anisotropie, les résultats ne furent pas à la hauteur de la dépense. Mais, par la difficulté même de son interprétation, cette étude a conforté des approches alternatives de la mesure de l'anisotropie sismique par calcul des variations azimutales d'amplitude en onde S (2D) et en onde P (3D) [15].

Plus classiquement, l'enregistrement des émissions P et S sur 3 composantes permet de calculer le ratio γ entre les vitesses V_P et V_S jusque dans chaque couche. On dérive mathématiquement de γ la valeur du coefficient de Poisson σ , paramètre élastique sensible à la fois à la lithologie et au contenu en fluide. Avec l'acquisition à 3 composantes, on accède donc à la mesure de nouvelles caractéristiques qui contribuent utilement à la description du réservoir, à condition de pouvoir les caler aux puits.

4.1 L'acquisition en 3 composantes

Afin de ne pas dérouler deux fois le profil, lors des émissions en P puis en S , il fut décidé de réaliser la

ligne en *roll-along* (fig. 11B). De plus, cette géométrie a le mérite de fournir de grands offsets propices à la récupération des ondes converties. Comme chaque trace sismographique à 3 composantes nécessite la mobilisation de trois boîtiers d'enregistrement téléométrique SN368 (fig. 19B), il fut décidé d'augmenter l'espacement entre trace à 40 m, ce qui, sur la longueur du profil, représente 160 stations et 480 traces. Cette mobilisation de matériel fut possible parce que l'acquisition 2D était suivie d'une sismique 3D, enregistrée sur 660 traces simultanément.

Sur chaque station, deux bretelles de 6 triphones, orientées à la boussole selon l'azimut moyen du profil, ont été déroulées. L'acquisition P fut réalisée avec 3 vibrateurs M22 émettant un sweep de $\Sigma 215$ s 10-80 Hz log 20 dB par intertrace. Elle fut enregistrée en onde PP sur la composante verticale et en onde convertie PS_V sur les deux composantes horizontales des triphones.

La ligne sismique fut reprise avec deux vibrateurs S dont la plaque vibre transversalement au camion (fig. 11B). Tous les intertraces (40 m), les vibrateurs ont émis des ondes S_H horizontales, lorsqu'ils étaient en ligne, et des ondes S_V verticale lorsqu'ils se rangeaient perpendiculairement au profil (les nouveaux modèles de vibrateur S sont capables de faire tourner leur plaque, ce qui évite ces manœuvres fastidieuses et leur coût en terme de dégâts de passage). De manière à améliorer la résolution verticale, un sweep logarithmique de $\Sigma 230$ s 8-55 Hz log 20 dB a été appliqué, mais sans résultat probant, la fréquence fondamentales en onde S restant inférieure à 30 Hz. Il faut sans doute voir, dans ce sweep trop optimiste, une des raisons de la qualité médiocre des sections S .

Chacune de ces deux émissions était enregistrée sur trois composantes. La réalisation de cette ligne a donc donné lieu à l'enregistrement de 9 composantes enregistrées au pas de 2 ms sur 5 s. Toutes ces composantes n'ont bien sûr pas le même intérêt. Pour chaque émission, c'est la composante orientée selon le mouvement transversal de la plaque (c.-à-d. Z pour la source P , X pour la source S_V et Y pour la source S_H) qui enregistre le maximum d'énergie et la composante située perpendiculairement au plan d'émission-réception qui en reçoit le moins, ce qui explique qu'elle n'ait pas été prise en compte lors du traitement (c.-à-d. Y pour la source P , Y pour la source S_V et X pour la source S_H).

Figure 19

A - Layon sismique du profil 2D-3c créé dans les champs de la Brie de manière à réaliser une acquisition dont l'azimut varie peu. Tous les 40 m sont disposés deux parkings pour deux vibreurs S_v de manière à ce que les plaques puissent vibrer dans le sens X (S_v).

B - Tous les 40 m, sur le bord du layon sismique, trois boîtiers d'enregistrement télémetrique sont chacun reliés à deux bretelles de triphones dont chaque élément est orienté à la boussole.

A - Service-path on the 2D-3c seismic line showing a S_v vibrators parking area.

B - Triphones, telemetric cable and SN-368 units for 3 components recording.

4.2 Le traitement en 3 composantes

La difficulté essentielle du traitement en onde S reste la détermination des statiques, car il n'existe aucune mesure de calibration des vitesses S superficielles: pas de sonic S dans les puits, pas de carottage VT en onde S , exploitation difficile des ondes réfractées en S . Une approche empirique par étape doit être suivie qui nécessite la détermination des statiques en onde PP , PS puis SS . Le traitement d'un profil en onde SS est donc indissociable de celui des autres types d'onde.

En onde PS , la statique P est représentative du point source et la statique S à calculer du point récepteur (la conversion de P en S étant supposée survenir au point de réflexion). À partir des statiques primaires P , calculées selon l'approche définie par ailleurs (cf. § 5.2.1), on définit un modèle S en appliquant un ratio $\gamma = V_s/V_p = T_p/T_s$ dont on teste différentes valeurs pour les couches superficielles, en vérifiant leurs effets sur le stack. Un modèle relativement simple a été retenu: 20 m à 350 m/s, puis 900 m/s jusqu'au toit de la craie. En pointant les indicatrices sur les enregistrements PS rangés en collection géophone, on complète ces statiques dans la partie MF . Puis, par des programmes automatiques, on calcule les statiques résiduelles. Les corrections ainsi calculées sont considérées comme représentatives des statiques point de tir et récepteur des enregistrements en onde S .

La seconde spécificité du traitement en onde S tient à l'utilisation de scans de rotation des points source et des points récepteur de manière à déterminer les directions principales de l'anisotropie azimutale correspondant aux ondes rapides $S1$ et aux ondes lentes $S2$. L'orientation des ondes rapides indique, en général, la direction de la contrainte compressive principale qui est celle des fractures ouvertes (cependant, des réorientations de contraintes peuvent survenir en profondeur). La comparaison des différences de temps de propagation entre les deux sections $S1$ et $S2$ permet alors de mesurer la valeur moyenne de l'anisotropie.

Pour les ondes PS , cette réorientation par scan de rotation du récepteur n'a pas été nécessaire, l'énergie sur la composante Y étant très faible. La ligne d'acquisition (N125) étant voisine de l'une des deux directions principales d'anisotropie, il ne s'est pas produit de phénomène de biréfringence (séparation et réorientation des ondes S selon ces deux directions). Pour mesurer l'anisotropie, il aurait fallu réaliser une autre ligne perpendiculaire, ou pour le moins orientée à 45° de la première.

Une autre mesure importante fournie par les enregistrements 3 composantes, à partir d'une sources P ou

de l'utilisation conjointe de sources P et S , est la mesure du γ , le ratio des temps de propagation en onde P et en onde S , qui est souvent voisin de 0,5. À partir du γ , se calcule le coefficient de Poisson, paramètre élastique important pour la caractérisation des réservoirs. Pour préciser cette mesure de façon horizon consistante, on peut, par cross-corrélation de réflecteurs homologues repérés sur les sections PP et les sections PS ou SS , définir des γ par tranche puis des γ instantanés, qui représentent les variations (de 0,35 à 0,65) à l'échelle des couches visibles en sismique. L'application de ces ratios aux sections PS et SS permet de les transformer en temps PP et donc de les comparer plus facilement à la section PP correspondante, généralement la seule calée stratigraphiquement. Bien que les sections PS ou SS aient un contenu fréquentiel beaucoup plus étroit que celui de la section PP , cette contraction importante des temps de propagation permet d'augmenter la résolution verticale qui, dans certains cas favorables (cas des PSO, fig. 9 B et C), peut devenir équivalente voir meilleure que celle de la section PP . À la différence de cette dernière, la section PS résulte d'une addition en mode asymétrique [$\gamma = \sin(\text{réflex.}PS)/\sin(\text{incid.}PP)$]. Elle n'est donc pas représentative de la réflectivité 0-offset (pas de conversion pour les incidences inférieures à 10°) ce qui peut expliquer des différences d'amplitude des réflexions.

4.3 L'étude de l'anisotropie

La comparaison des temps de propagation entre les ondes $S1$ (rapide, N140 environ) et $S2$ (lente, N50 environ) a été réalisée dans deux tranches de terrain suffisamment importantes pour que les différences de temps soient significatives par rapport à la précision du pointé. Ces tranches doivent être encadrées par des réflecteurs caractéristiques qui puissent être repérés sans ambiguïté entre les deux sections (ce qui n'est malheureusement pas le cas du réservoir). On a ainsi mesuré l'anisotropie (de l'ordre de 10 à 20 ms td) sur des épaisseurs temps S d'environ 850 ms td entre le Cénomanién et le Kimméridgien puis entre le Kimméridgien et le Bajocien, cette dernière tranche incluant le réservoir (fig. 20A et B). Le report de ces variations (de l'ordre de 2 à 3 %) le long du profil indique une augmentation d'anisotropie du NW vers le SE, qui confirme les mesures réalisées dans les deux puits situés à chaque extrémité du profil (fig. 20 C).

Figure 20

Visualisation de l'anisotropie azimutale de temps de propagation entre les ondes S1 rapides (A) et les ondes S2 lentes (B). Les différences de temps de propagation (C) mesurées sur chacune des traces des deux sections, entre le Kimmeridgien (Kim.) et le Bajocien (Baj.), indiquent que l'anisotropie augmente du puits VP au puits VPU, ce qui confirme les mesures réalisées en sismique de puits. La mauvaise réflectivité au toit du réservoir callovien (R) rend toute mesure d'anisotropie à ce niveau impossible.

2D-3c sections comparison after separation of high-velocity S1 waves (A) and of low-velocity S2 waves (B). The time difference (C) measured from these two sections in the Kimmeridgian-Bajocian interval displays the amount of azimuthal anisotropy.

Si l'on attribue l'anisotropie mesurée (bien que la tranche de terrain considérée soit beaucoup plus importante) à celle du toit du Dogger carbonaté, où la densité de fracturation est réputée élevée [13], il devient possible de la comparer avec les impédances acoustiques calculées, à ce niveau, par inversion stratigraphique des amplitudes de la section *PP* (fig. 21). Là où l'anisotropie mesurée est forte, l'impédance dans le réservoir est plus importante ce qui indiquerait une couche moins poreuse, plus rigide et donc plus fracturable.

Pour conforter ce type de corrélation, il faudrait limiter la mesure de l'anisotropie au niveau d'un petit intervalle, voire d'un réflecteur. Ceci est possible si l'on dérive l'anisotropie, non plus d'une comparaison

entre les temps de propagation, mais de la différence des amplitudes d'un même réflecteur entre la section *S1* (amplitude moins atténuée) et la section *S2* (amplitude plus atténuée). Cette approche suppose un traitement des données *S* en amplitude relative et donc l'application d'une égalisation isotrope. Elle a été réalisée dans le cadre d'un projet de recherche annexe et fournit des résultats exploitables dans une fenêtre entre 1 et 2 s td *S* (Cénomaniens-Oxfordiens), là où le rapport signal/bruit est suffisant.

Une dernière voie d'étude de l'anisotropie est fournie par le suivi des variations d'amplitude des ondes *P* en fonction de l'azimut. Ceci est seulement possible à

Figure 21

Section en pseudo-impédance acoustique calculée par inversion stratigraphique de la ligne 2D-3c en onde *P*. Le réservoir (R), situé au toit du Dogger carbonaté (vitesses élevées), montre une augmentation de vitesse du puits VP au puits VPU qui semble correspondre à une diminution de porosité. On observe aussi localement, dans le réservoir, la superposition de deux couches de vitesses différentes qui pourraient correspondre aux deux drains R1 et R2.

Pseudo-impedance section after stratigraphic inversion of the 2D-3c line (PP waves), showing a velocity increase in the reservoir (R) between well locations.

partir d'une acquisition 3D, à condition que la distribution des azimuts source-récepteur soit suffisamment large dans une gamme d'offset représentative. La sismique 3D du projet Dogger a servi de base à *Total* pour réaliser une telle étude [15]. Même si cette approche a l'inconvénient de comparer des amplitudes (avant stack) correspondant à des trajets différents, elle a le mérite de ne pas nécessiter d'acquisition en onde *S* ou d'enregistrement à trois composantes.

5 LA SISMIQUE 3D : ÉCHANTILLONNAGE SPATIAL CONTINU

Une sismique 3D de 16 km² a été réalisée à travers une gouttière synclinale située entre les voussures anticlinales de Villeperdue et Fontaine-au-Bron (fig. 3), selon une bande centrée sur un alignement de puits productifs, mais dont les performances sont très contrastées selon les caractéristiques du réservoir. L'objectif était de montrer l'apport de l'échantillonnage spatial continu réalisé par la sismique 3D pour la description des hétérogénéités affectant le réservoir.

5.1 L'acquisition

Une sismique 3D a été acquise par CGG en juin 1991, sous la supervision de l'IFP, dans un secteur rectangulaire ($X = 8$ km, orienté N55; $Y = 2$ km orienté N145; fig. 1) comportant un plateau boisé, entaillé au SW par la vallée du Petit Morin. Le dispositif récepteur étalé selon X comporte 11 lignes espacées de 200 m et toutes déroulées simultanément (les deux andains sont enregistrés en même temps; fig. 22). Ce choix correspond à un souci de productivité (chaque ligne de tir est réalisée en une seule fois), mais il implique la mobilisation d'un plus grand nombre de boîtiers SN-368 (660 enregistrés simultanément). L'offset maximum (2500 m) est alors largement supérieur à la valeur du mute au niveau de l'objectif (1500 m au toit du Dogger carbonaté). Cependant ces grands offsets se sont révélés utiles pour la correction des statiques grande longueur d'onde.

Les lignes de tir sont disposées selon Y et correspondent à 33 parcours vibrés, plus ou moins réguliers, espacés de 250 m. L'émission utilisée (1 PV = 3 vibreurs, 4Σ20 s, 10-120 Hz log 30 dB) a certainement été prévue de manière trop optimiste en regard du contenu

fréquentiel obtenu au niveau de l'objectif sur la migration finale (20-70 Hz à -12dB par rapport à un maximum situé entre 45 et 50 Hz; fig. 16 B). Vu le fort taux d'expansion utilisé vers les HF, le temps de vibration efficace au niveau de l'objectif n'aura été que de 4Σ5 s. Dans les zones inaccessibles aux vibreurs, une soixantaine de *pop-shots* ont été réalisés. Ceux-ci sont constitués de 10 trous (1,1 m) espacés de 5 m et chargés à 100 g. Leur contenu fréquentiel (10-60 Hz; fig. 23 A et B), limité par rapport aux émissions vibro-sismiques, a posé des problèmes au traitement pour l'harmonisation du signal et la préservation des amplitudes.

La dimension des bins est de 25 m × 25 m. Si l'on ne retient que les offsets inférieurs à 1500 m, ceux qui contribuent effectivement à l'imagerie sismique du réservoir, on obtient dans la zone centrale une couverture multiple supérieure à 30. En prenant en compte tous les offsets (jusqu'à 2500 m), la couverture totale de la zone centrale est égale ou supérieure à 36. La marge de montée en couverture est de 500 m parallèlement aux colonnes de tir (Y) et de 300 m dans la direction des lignes géophones (X). La marge de migration, estimée à 500 m ($1900 \text{ m} \times \tan 15^\circ$), a été incluse dans la montée en couverture. L'interprétation, portant sur l'ensemble de la surface d'acquisition, a montré que le pointé des temps et des amplitudes était significatif à partir de la montée en couverture moitié, soit 150 m en X et 250 m en Y .

5.2 Le traitement

Le traitement sismique de la 3D a été réalisé à CGG, sur le programme *Geovecteur*® tournant sur Cray-YMP, sous la supervision de l'IFP. Une attention particulière a été portée sur les corrections statiques, la préservation des amplitudes et du contenu fréquentiel et le contrôle de la phase. Après le premier traitement réalisé en 1991-1992, divers retraitements ont été effectués en 1993 pour tester leurs effets sur l'image en temps et en amplitude du réservoir.

5.2.1 Statiques

La détermination du champ de statiques a été compliquée par la traversée de la vallée du Petit Morin qui entaille le recouvrement tertiaire (calcaires et marnes de l'Éocène; fig. 24 A). En fonction de la

Emission:

- nombre de vibrateurs: 3 M22
- nombre de lieux: 4 par PV
- espacement des vibrateurs: 10 m
- espacement des lieux: 12,5 m
- espacement des PT: 50 m
- espacement des colonnes: 250 m
- nombre de colonnes: 33 de 2000 m
- nombre de PT par colonne: 40 PT
- nombre théorique de PT: $40 \times 33 = 1320$
- répartition: 1250 PV et 65 pop-shots
- longueur du sweep: 20 s
- type: 10 -120 Hz Log.30
- pop-shot: 10 trous de 1,1 m à 100 g /trou
- espacement des trous: 5 m

Réception:

- espacement des traces: 50 m
- nombre de géophones par trace: 18 enterrés
- espacement des géophones: 2,8 m
- espacement des lignes: 200 m
- nombre de lignes: 11
- nombre de traces par ligne: 162
- nombre de positions traces: $162 \times 11 = 1782$
- nombre de lignes par andain: 8 lignes
- nombre d'andain: 2 enregistrés simultanément
- chevauchement des andains: 5 lignes

Enregistrement:

- durée d'enregistrement : 3 s au pas de 2 ms
- nombre de traces branchées simultanément: $60 \times 11 = 660$
- traces à dérouler entre chaque colonne: $5 \times 11 = 55$
- dimension des bins: 25m x 25 m
- nombre de bins: 25.760 bins
- couverture maximale: 36
- offset max. en X: 1500 m
- offset max. en Y: 2000 m
- offset max. total: 2500 m

3D

Figure 22

Paramètres d'acquisition de la sismique 3D. Sur le terrain, on a pu préserver le déroulage rectiligne des lignes géophones. Par contre, les colonnes de tir ont été disposées de façon beaucoup moins régulière que sur ce schéma théorique.

Acquisition parameters for the 3D seismic survey.

Déconvolution gapée minimum phase + Passage à 0-phase + Déconvolution 0-phase

**Comparaison des traces 2 à 2
du même point de tir
en Vibrosismique (1) et en Pop-shot**

Figure 23

Comparaison des spectres d'amplitude des émissions vibrosismiques (A) et des pop-shots (B). Après traitement du signal, les traces correspondant à un même point de tir réalisé avec les deux sources ne présentent plus de différence sur les arrivées organisées.

Amplitude spectra comparison for Vibroseis (A) and Pop-shots (B) acquisitions on the same shot point. After signal processing, the corresponding seismic traces are very similar (C).

longueur d'onde des statiques, l'approche utilisée a été différente:

- les statiques "géologiques", de grande longueur d'onde, ont été déduites des huit carottages VT réalisés sur la 3D et de la banque de données géologiques du Bassin parisien maintenue à CGG [1]. Ce modèle géologique a permis de dresser des cartes et des coupes à partir desquelles ont été calculées les statiques primaires (fig. 24B);
- les statiques de moyenne longueur d'onde sont évaluées par le stack-dromo qui contrôle également le positionnement des points de tir. Un programme automatique travaillant sur des regroupements points de tir ou récepteurs de 100 m $\times$ 100 m affine cette détermination des statiques de manière automatique (fig. 24C). Les corrélations traces proches/traces lointaines, facilitées par l'existence de grands offsets, montrent que des résidus (jusqu'à 5 ms) subsistent dans la vallée du Petit-Morin;
- les statiques hautes fréquences ont été calculées en position émission et réception et optimisées par une correction surface non consistante, corrigeant les résidus de NMO sur la collection en CDP.

L'ensemble des statiques primaires et résiduelles surface consistantes (fig. 24D) ont été réunies au sein d'une même carte qui indique une valeur moyenne sur les plateaux de + 65 ms (temps simple) par rapport au *Datum Plane* (+ 100 m/MSL). Ceci explique que le DP auxiliaire (premier échantillon de la trace sismique) ait été choisi à + 150 ms td par rapport au DP (fig. 25). Pour le traitement standard, les analyses de vitesse en particulier, aucun DPC (surface du sol moyennée sur la longueur du dispositif) n'a été défini.

5.2.2 Traitement du signal

À partir d'une comparaison avec les données puits (PSV et films synthétiques), le traitement du signal s'est attaché à obtenir une trace sismique 0-phase dont les amplitudes soient représentatives des coefficients de réflexion. Ce traitement a nécessité une harmonisation des tirs pop-shots et vibrosismiques, de contenu fréquentiel et d'énergie sensiblement différents (fig. 23), sans utiliser d'opérateur de passage, forcément arbitraire puisqu'il n'est calculé que sur un point de tir commun aux deux types d'émission. Une désignature a été appliquée séparément au pop-shot et à la vibrosismique. Chaque signal minimum-phase obtenu a été contracté par une déconvolution prédictive (avec

un gap de 16 ms). Après passage à un signal 0-phase, une déconvolution a été appliquée avant addition pour compléter l'harmonisation des tirs pop-shots et vibrosismiques.

La comparaison avec un PSV et un film synthétique indique que ce traitement fournit une ondelette à phase nulle autour du Dogger (de 1,1 à 1,6 s td/DPA) mais qu'elle est déphasée de -60° autour du Kimméridgien (de 0,4 à 1,1 s td/DPA). On retrouve la variation verticale de phase déjà observée sur la sismique 2D-HR (cf. § 3.2)

Pour le traitement des amplitudes, l'objectif a été de bien conserver leurs valeurs relatives, les programmes en amplitude préservée étant encore en cours de développement. Après correction de divergence sphérique (en $t_0 V^2$), les traces ont été normalisées avant stack et avant migration par rapport à une fenêtre incluant l'objectif (de 1,1 à 1,6 s td/DPA). Avec cette approche, les horizons superficiels (jusqu'à 0,4 ms td/DPA) n'ont pas été assez égalisés ce qui, combiné avec l'absence périodique d'offsets proches (lorsque l'on s'éloigne des lignes de tir), provoque l'apparition d'artefacts (bols) lors de la migration.

5.2.3 Traitement standard

Le champ de vitesses finales a été calculé après application des statiques résiduelles sur 3 lignes X et il a été vérifié selon des représentations horizon consistantes. Ces vitesses de stack, qui ont été calculées par rapport au DPA (et non par rapport au DPC-sol-), sont assez éloignées des vitesses géologiques, en particulier à l'emplacement de la vallée du Petit Morin. Elles se sont révélées peu utilisables pour une transformation profondeur calant bien aux puits. Après une addition en couverture variable, les traces ont été migrées en temps par un algorithme à une passe. Pour calculer les vitesses de migration, les vitesses de stack ont été lissées et réduites de 5 % afin de caler avec les vitesses moyennes aux puits.

5.2.4 Traitements optionnels

Un premier retraitement a permis de tester l'influence, sur l'image sismique, de la division par 2 des émissions (soit une ligne de tir tous les 500 m, ce qui correspond à une économie à l'acquisition de l'ordre de 30 %). De cette diminution des émissions, il en résulte une baisse de couverture de moitié et une distribution plus irrégulière des offsets, en particulier des

Statiques le long de la 3D de Montmirail

Figure 24

Coupe géologique (A) sur une section médiane de la sismique 3D et statiques primaires correspondantes (B). Les statiques totales (D) incorporent des statiques résiduelles (C) calculées par un programme automatique qui détermine les corrections de courte longueur d'onde.

Geological model along the 3D seismic survey and corresponding field statics.

Transformation profondeur: différentes approches

Figure 25

Niveaux de référence pointés et vitesses utilisées pour la transformation profondeur au toit du réservoir.

Different reference levels and velocities used for various approaches of the time-to-depth conversion of the top-reservoir.

offsets proches, qui a été partiellement compensée au traitement en appliquant un *Dip Move Out* avant stack. Les horizons superficiels présentent moins de continuité et des fluctuations périodiques d'amplitude apparaissent à certains niveaux (Kimméridgien), sans doute à cause d'une atténuation moindre des multiples. L'image sismique du réservoir ne présente cependant pas de différence fondamentale, ce qui est confirmé par les résultats du pointé.

Un second type de retraitement, prenant en compte tous les points de tir, a eu pour but de tester l'effet, sur l'image sismique du réservoir, de l'homogénéisation des distributions des traces dans chaque bin (DMO) et du blanchiment du spectre, suivi d'une atténuation des bruits aléatoires (de manière à ne pas dégrader le rapport signal/bruit). La comparaison de ces traite-

ments montre une grande stabilité de l'image sismique, liée sans doute à la faible structuration du réservoir. Des différences ne sont mises en évidence que par la soustraction de cartes isochrones ou de cartes d'amplitude correspondant à chaque type de traitement.

5.3 L'interprétation

L'interprétation a été réalisée par CGG sur station Interpret-2 (Vax) en collaboration avec Total, à partir de la migration standard chargée en 8 bits. Elle avait pour objectif de reconstituer la géométrie du réservoir (en temps et en profondeur) et de détecter la présence d'hétérogénéités (accidents, variations lithologiques ...).

5.3.1 Pointé et attributs d'horizon

Une dizaine d'horizons, régulièrement répartis dans la série sédimentaire (de 0,5 à 1,9 s td/DPA) ont été choisis en fonction de leur contraste d'impédance, de leur position chronostratigraphique (du Cénomanién au Trias) et de leur intérêt pour décrire les structures. Le calage des horizons jusqu'au réservoir a été réalisé à partir des films synthétiques de 5 puits calculés après édition et conversion profondeur/temps des logs d'impédance (fig. 26). Pour les horizons situés sous le réservoir, le calage a été réalisé à partir de puits profonds (*Corlefix-1* situé 10 km à l'est et la Folie-de-Paris-1 situé 30 km au sud de la 3D).

Après la réalisation d'un réseau de contrôle (3 lignes longitudinales et 4 lignes transversales), le pointé automatique de chaque horizon a été lancé et le résultat a été édité. Des cartes isochrones et des attributs d'horizon (dip, azimuth et amplitude) ont été produits pour chaque niveau afin de décrire les structures et les phénomènes sédimentaires (progradations oxfordiennes, surface d'érosion cénomaniénne, ...). Malgré les faibles pendages de la série stratigraphique (inférieurs à 3°), ces données permettent de décrire, avec une surprenante précision, la cuvette synclinale (fig. 27) située entre les voussures ("nez") de Villeperdue et de Fontaine-au-Bron (fig. 3), avec ses ondulations et les accidents transverses qui la compartimentent (fig. 28A). Le principal de ces accidents correspond à un horst bien visible au niveau du Trias. Cet accident affecte ensuite tout le Dogger carbonaté avec un rejet synsédimentaire qui diminue vers le haut jusqu'à ne devenir détectable au toit du réservoir qu'à l'aide des attributs d'horizon (fig. 29).

Figure 26

Colonne lithostratigraphique montrant la série sédimentaire du toit du Dogger carbonaté où se situe le réservoir, jusqu'à la craie proche de la surface. Après conversion en temps du log sonique et application d'une densité constante, le film synthétique a été calculé par convolution des coefficients de réflexion avec un Ricker 100 Hz.

Lithostratigraphic column, impedance log and synthetic seismogram correlation.

Figure 27

Coupe composite obtenue par juxtaposition d'une coupe à temps constant (*Time-Slice*) recoupant le réservoir (R) et d'une section verticale. On voit la forme en cuvette du secteur décrit par la 3D, entre le nez de Villeperdue et celui de Fontaine-au-Bron.

Composite vertical and horizontal sections from the 3D seismic coupled at the top-reservoir (R).

Figure 28

Architecture du réservoir callovien d'après la sismique. La carte structurale (A) montre le découpage en panneaux, par des accidents transverses, d'une gouttière synclinale au fond plus ou moins ondulé. Ces ondulations influent les isopaches temps (B) et la répartition des amplitudes à la base du réservoir (C). Par contre, les amplitudes au toit du réservoir (D) sont moins influencées par la structure.

Reservoir description from the 3D seismic: structural map at the top-reservoir (A); time-isopach map of the reservoir (B); amplitude map of the base-reservoir (C); amplitude map of the top-reservoir (D).

La carte d'amplitude au toit du réservoir (fig. 28 D) a été comparée avec l'amplitude des réflexions correspondantes sur les films synthétiques, mais ceux-ci sont égaux et affectés par un effet de bord, parce que les logs s'arrêtent dans le réservoir. Aussi, aucune conclusion

formelle sur la signification de ces amplitudes sismiques n'a pu être tirée. On note cependant que les amplitudes au toit du réservoir augmentent quand la porosité diminue, mais sans que cette relation soit linéaire.

5.3.2 Transformation profondeur

Cette transformation a pour but de reconstituer la géométrie exacte du toit du réservoir par rapport à un niveau de référence qui correspond au datum plane (DP = + 100 m/MSL ; fig. 25). Une première solution consiste à utiliser les vitesses de stack qui présentent l'avantage d'un échantillonnage spatial continu. Cependant, cette méthode fournit un mauvais calage aux puits, d'autant que les vitesses sismiques n'ont pas été calculées par rapport à la régionale (DPC-surface du sol).

Une autre approche consiste à utiliser les couples — profondeur de forage/temps de pointé — des 5 puits disponibles sur la 3D et de procéder à la transformation profondeur couche par couche. Selon l'empilement utilisé, différentes cartes profondeur au toit du réservoir ont été produites qui présentent entre elles des différences de l'ordre de 5 m. Ceci donne une idée de la précision atteinte à une profondeur de l'ordre de 1750 m/DP.

La carte isopaque-temps du réservoir (fig. 28B) n'a pas pu être convertie en mètre car les temps sismiques ne sont pas représentatifs de l'épaisseur du réservoir (ils sont trop élevés) à cause du contenu fréquentiel insuffisant (70 Hz) de la sismique 3D à ce niveau (cf. § 1.2.3 et fig. 6).

Finalement, l'apport essentiel de la sismique 3D tient plus à la continuité de son échantillonnage latéral qu'à la qualité de son imagerie verticale, le contenu fréquentiel de la sismique 3D étant inférieur à ce qui a pu être obtenu au même endroit en 2D-HR (fig. 17).

6 LA SISMIQUE ET LA DESCRIPTION DU RÉSERVOIR DU DOGGER

Le réservoir situé au toit du Dogger carbonaté se caractérise par une grande hétérogénéité, à la fois verticale (présence de drains ; fig. 4B) et horizontale (strates obliques dans des dunes oobioclastiques). Cette variabilité est non seulement due à l'environnement de dépôt, mais également à des phénomènes ultérieurs qui ont affecté ce réservoir, tels la diagenèse ou la fracturation. Il en a résulté un mode de piégeage complexe, lié à la fois à des déformations structurales (nez de Villeperdue et de Fontaine-au-Bron ; fig. 3) et à des variations stratigraphiques, comme la diminution de porosité qui semble fermer en amont le gisement de Villeperdue (fig. 4A).

À l'intérieur du gisement lui-même, d'autres variations latérales interviennent qui expliquent des différences importantes de production entre des puits voisins (fig. 20 et 21). Ces nombreuses barrières qui compartimentent le réservoir, expliquent la nécessaire multiplication des puits, sans qu'aucun d'eux ne soit représentatif d'une large portion du réservoir et ne permette de prédire la performance des nouveaux puits à réaliser. Ainsi, malgré la présence d'un forage tous les 400 m au centre de Villeperdue, il n'a pas été possible de prédire la géométrie du réservoir à l'emplacement d'un des puits horizontaux (VP-U50H) réalisés en 1991, par suite de la présence d'une faille [16]. De manière à réduire les coûts d'exploration et de développement, il importe donc de tirer bénéfice de la sismique de surface de manière à prédire cette variabilité entre puits.

L'utilisation de la sismique dans le Bassin parisien s'est longtemps heurtée à des difficultés lui enlevant une partie de son intérêt. La concurrence d'abord avec les puits, dont la réalisation, à moins de 2000 m de profondeur, ne rendait pas la programmation de nombreux forages financièrement dissuasive (4 MF/puits environ, tout compris). La prédiction sismique des fermetures structurales dans le Bassin parisien restait aventureuse à cause de leur faible amplitude (qq. 10 m), comparée aux nombreuses incertitudes affectant les temps de propagation modifiés par les hétérogénéités de vitesse superficielles (couches tertiaires de compositions très contrastées). La visualisation, enfin, d'un réservoir mince (30 m dans son ensemble) situé à 1900 m sous la surface du sol, à un niveau où les hautes fréquences émises sont nettement atténuées, restait problématique. La sismique ne pouvait pas résoudre le sommet et la base de ce niveau et encore moins visualiser les hétérogénéités qui l'affectent. Il importait donc d'améliorer les performances de la sismique réflexion, en profitant des nouveaux développements industriels en acquisition, au traitement et à l'interprétation, pour préciser la description de ce réservoir. C'est ce qui a été entrepris lors du projet Dogger (1991-1993).

Pour décrire la forme exacte du piège structural, l'utilisation des statiques géologiques (fig. 24), technique maintenant classique dans la Bassin parisien [1], permet de faire abstraction de la plupart des hétérogénéités de vitesse superficielle et donc d'obtenir des temps de propagation représentatifs de la structure. Cependant, l'utilisation des vitesses sismiques reste encore peu appropriée à la transformation profondeur.

La précision du résultat dépend de la densité des données de puits et du nombre de couches utilisées, comme relais, pour réaliser cette conversion (fig. 25). Dans les cas favorables, la précision obtenue à 1900 m de profondeur est de l'ordre de 5 m. La cartographie des variations d'épaisseur du réservoir n'est possible que lorsque le contenu fréquentiel de la sismique est suffisant (supérieur à 80 Hz), de manière à éviter les interférences entre le sommet et la base du réservoir (fig. 6) qui empêchent le pointé temps d'être représentatif. Cette performance, qui n'a pas pu être atteinte avec la 3D, a été, par contre, obtenue en sismique 2D-HR (fig. 17).

La détection des hétérogénéités du réservoir nécessite l'emploi de méthodologies complémentaires. Une technique bien établie utilise la corrélation des impédances acoustiques déduites des amplitudes sismiques par inversion stratigraphique [4, 11], avec les variations de porosité (fig. 18). Cette approche nécessite que les amplitudes sismiques soient représentatives de la réflectivité au toit du réservoir. Ceci suppose un contrôle du caractère 0-phase de la sismique, un traitement en amplitude préservée et l'absence d'interférences entre le sommet et la base du réservoir. Toutes ces conditions ont pu être atteintes lors du traitement 2D ; mais elles ne l'ont pas été complètement en sismique 3D. Le pointé dans ce volume de la réflexion au toit du réservoir fournit cependant une carte d'amplitude (fig. 28 D) dont on note l'organisation cohérente, sans relation apparente avec la géométrie d'acquisition et les phénomènes de surface. On retrouve, de manière plus détaillée, ces variations de porosité sur les sections en impédance, dérivées de la sismique 2D par inversion stratigraphique. Parfois même, on observe une différenciation au sein du réservoir entre une couche supérieure et inférieure dont les impédances ne sont pas identiques (fig. 21). Il arrive en effet que les drains supérieur (R1) et inférieur (R2) du réservoir présentent des porosités et donc des productivités très différentes. Toutefois, la différenciation systématique entre ces deux drains semble bien au-delà de la possible résolution d'une sismique de surface, le contraste acoustique entre ces deux couches n'étant pas prononcé (fig. 6).

Une dernière caractéristique, mesurable en sismique et dont la prise en compte est essentielle pour expliquer la performance des puits, tient à la présence de failles et à des variations de la densité de fracturation. Les failles, dont l'existence au niveau du réservoir

callovien de Villeperdue a longtemps été contestée parce qu'elles ne sont pas détectables sur une section sismique verticale, ont été clairement mises en évidence par la sismique 3D, grâce à la continuité de son échantillonnage spatial. Malgré un rejet d'ordre décimétrique (forage horizontal VP-U50H, [16]), inférieur à la résolution sismique, leur cartographie (fig. 28A) devient aisée grâce à l'utilisation, sur le pointé du réservoir, des attributs d'horizon (fig. 29). Leur orientation subméridienne est concordante avec celle des venues d'eau préférentielles, liées à la mise en contact par ces failles de la Dalle nacrée (réservoir à huile) avec la Grande Oolithe (réservoir aquifère). L'effet de la fracturation semble identique, mais à une échelle différente : peu développée, elle favorise le drainage de l'huile dans le réservoir ; trop développée, elle sert de conduit à l'envahissement par l'eau. Avec la sismique 2D-3c en onde *S*, apparaît la possibilité de mesurer une anisotropie azimutale de vitesse, dont la direction rapide (*S*₁) correspondrait à celle de fractures ouvertes et la valeur (ΔT entre *S*₁ et *S*₂ ; fig. 20C)) serait proportionnelle à la densité de fracturation.

Malheureusement, l'épaisseur temps (de l'ordre de 850 ms td *S*) sur laquelle sont mesurées ces valeurs, est trop importante pour être représentative du seul réservoir. Mais, l'étude des variations azimutales d'amplitude semble ouvrir une voie nouvelle permettant de déterminer cette anisotropie à l'échelle des réflecteurs.

En combinant différentes méthodes sismiques et en réalisant un effort important à l'acquisition et au traitement des données, le projet Dogger est parvenu à améliorer la description des paramètres du réservoir présentant une certaine extension horizontale (épaisseur, failles, porosité ; fig. 30). Une synthèse de ces approches industrielles indique que la combinaison d'un échantillonnage continu, comme celui réalisé en 3D, et d'une émission vibrosismique adaptée au filtrage terrain, comme celle utilisée en 2D-HR mais limitée à 100 Hz, offre un compromis économique pour décrire ce réservoir mince et discontinu entre les puits, pour le prix de un ou de deux forages (entre 5 et 8 MF tout compris). Sans doute, une acquisition 3D en 3 composantes, au vu des résultats obtenus en 2D, peut sembler superflue. Mais, sa limitation aux seules ondes converties *PS* pourrait apporter une information suffisamment pertinente pour écrire des variations dans la densité de fracturation.

En définitive, il ne faut pas oublier que toutes les mesures sismiques ne prennent de valeur que par leur

DIP : bleu (horizontal) ; jaune (inférieur à 1°) ; rouge (supérieur à 1°)

AZIMUT : rouge (Nord) ; bleu foncé (Ouest) ; blanc (Sud)

Figure 29

Calcul des attributs dip (valeur du pendage) et azimuth (direction du pendage) correspondant au gradient de l'horizon-temps pointé au toit du réservoir. Cette représentation met en évidence des linéaments qui correspondent à des accidents à faible rejet, non détectables à l'œil sur les sections sismiques.

Subtle structural features are clearly evidenced from horizon attributes (dip and azimuth) derived from the top-reservoir picking.

Figure 30

Contribution des différentes acquisitions sismiques à la caractérisation du réservoir du Dogger. Alors que les puits sont indispensables pour définir la stratification verticale du réservoir (R1, R2), l'intérêt de la sismique se confirme pour cartographier les paramètres présentant une certaine extension horizontale (géométrie du réservoir, failles et variations de porosité).

Contribution of the different seismic acquisitions to the reservoir description.

Description du réservoir	Sismique réflexion			
	PSV	2D-3c	2D-HR	3D
Profondeur	$P = f(T)$ +++		échant. spatial ++	carte ++
Épaisseur	HF +++	BF —	HF ++	carte +
R1 / R2		invers. strat. +	invers. strat. +	
Faille	PSO +			attrib. Horiz. +++
Fracturation		S1 / S2 ++		AVAZ +
Porosité		invers. strat. ++	invers. strat. ++	carte ampli. +

calibration aux puits, dont l'apport reste indispensable pour la description verticale détaillée de la Dalle nacrée (identification des drains, contenu en fluide; fig. 30). Ce n'est donc pas dans l'opposition puits/sismique que l'on trouvera une solution aux problèmes posés par l'exploration et la production dans le Bassin parisien, mais par une utilisation conjointe, intégrée et équilibrée de ces deux outils.

REMERCIEMENTS

Le projet Dogger est le fruit d'une initiative commune de l'IFP et de CGG réalisée avec le soutien de la Dhyca. Nous remercions les partenaires du projet d'avoir dégagé le financement et les accords nécessaires à sa

réalisation: MM. Apollis (Dhyca), Fail (IFP), Delas (Total), Groult (Geotop), Komatitsch (EAP), Mousset (Triton) et Vautier (Esso-REP). Un groupe de géophysiciens, auxquels nous exprimons une gratitude particulière, a été la cheville ouvrière du projet: G. Noual (EAP) et F. Dechamp (Total) qui ont trouvé un consensus sur le programme à réaliser; R. Mermet (CGG) qui a conçu les acquisitions et leur traitement, avec les conseils éclairés de D. Michon et de J. Meunier (CGG); Ch. Naville (IFP) pour son enthousiasme et ses compétences avancées; M. Buchoud (Total) et Ch. Pinson (CGG) pour leurs talents d'interpréteur; P. Renoux (CGG) pour la qualité de ses calages aux puits et la pertinence de son interprétation stratigraphique.

RÉFÉRENCES

- 1 Hanot, F. (1992), "Seismic Application of a Paris Basin Shallow Geology Database". *First Break*, **10**, 5, 175-188.
- 2 Pommier, G. (1985), "Le développement d'un gisement complexe : Montmirail-Villeperdue". *Annales des Mines*, mars-avril 1995, 1-10.
- 3 Michon, D. (1991), "La sismique haute résolution dans le bassin de Paris". *Pétrole et Techniques*, 365, 5-15.
- 4 Gluck, S., Fabre, N., Guillaume, P., Lafet, Y. (1990), "Robust Multichannel Stratigraphic Inversion of Stacked Seismic Traces". *Rev. Inst. Fr. Pétrole*, **45**, 3, 383-396.
- 5 Perrodon, A., Zabeck, J. (1991), "Paris Basin". In: Interior Cratonic Basins, M.W. Leighton et al. eds., *AAPG Memoir*, **51**, 633-679.
- 6 Duval, B.C. (1992), "Villeperdue Field-Exploration of a Subtle Trap in Paris Basin". In: *Giant Oil and Gas Fields of the Decade, 1978-1988*, M. T. Halbouty ed., *AAPG Memoir*, **54**, 251-263.
- 7 Mascle, A., Bertrand, G., Lamiriaux, Ch. (1994), "Exploration for and Production of Oil and Gas in France: A Review of the Habitat, Present Activity, and Expected Developments". In: *Hydrocarbon and Petroleum Geology of France*, A. Mascle ed., Special Publication of the European Association of Petroleum Geoscientist, Springer Verlag, **4**, 3-27.
- 8 Granier, B. (1995), "A Sedimentological Model of the Callovian Oolite Reservoir of the Villeperdue Oil Field, Paris Basin (France)". *Petroleum Geoscience*, **1**, 145-150.
- 9 Laville, P., Cussey, R., Durand, J., Floquet, M. (1989), "Faciès, structure et dynamique de mise en place de dunes oolites au Callovien inférieur en Bourgogne". *Bull. Centres Rech. Explor.-Prod. Elf Aquitaine*, Pau, **13**, 2, 379-393.
- 10 Sellier, E., Bousquet, Ph., Boichard, R., Brun, R. (1991), "Estimation of Effective Porosity of the Dogger Oolitic Limestone in the Villeperdue Oil-Field, Paris Basin, France". In: *Generation, Accumulation, and Production of Europe's Hydrocarbons*, A.M. Spencer ed., Special Publication of the European Association of Petroleum Geoscientist, Oxford University Press, **1**, 241-246.
- 11 Déquièrez, P.Y., Richard, V. (1990), "Application of inversion to Integrated Stratigraphic Interpretation". *Rev. Inst. Fr. Pétrole*, **45**, 3, 397-416.
- 12 Crampin, S., Zatsepin, S.V. (1995), "A New Understanding of Shear-Wave Splitting". *EAEG, 57th Conference*, Glasgow, C041, 2p.
- 13 Lefevre, F., Nicoletis, L., Ansel, V., Cllet, Ch. (1992), "Detection and Measure of the Shear-Wave Birefringence from Vertical Seismic Data: Theory and Applications". *Geophysics*, **57**, 11, 1463-1481.
- 14 Li, X.Y., Macbeth, C.D., Lefevre, F., Tobti, H. (1995), "Integrated Analysis of the Multicomponent VSP's and Surface Data for Fracture Reservoir Delineation in the Paris Basin". *EAEG, 57th Conference*, Glasgow, C036, 2p.
- 15 Lefevre, F. (1994), "Fracture Related Anisotropy Detection and Analysis: and if the P-Waves Were Enough". *SEG, 64th annual Meeting*, Los Angeles, 942-945.
- 16 Le Goc, B., Caupert, J.P., Pelisson, J.R. (1993), "Piloteage des forages horizontaux de Villeperdue". *Pétrole et Techniques*, 378, 10-16.