

SIMULATION DE RESERVOIRS PETROLIERS PAR INVERSION GEOSTATISTIQUE

André HAAS
Elf Aquitaine Production
CSTJF, Avenue Larribau
64018 PAU Cédex

RESUME. L'inversion géostatistique de données sismiques permet d'obtenir différentes images possibles de réservoirs pétroliers en tenant compte des données de puits, de la variabilité spatiale, mais aussi de mesures sismiques 3D. La méthode a été appliquée à la simulation d'impédances acoustiques et peut donc être comparée aux méthodes d'optimisation existantes qui ne fournissent qu'une seule solution. La validité des résultats dépend au plus haut point de la qualité des données sismiques et de leur calage aux puits.

ABSTRACT. Geostatistical inversion of seismic data supplies different possible images of oil reservoirs, constrained by well data, information about geologic continuity and 3D seismic measures. The proposed method has been used to simulate acoustic impedances and is a generalization to existing optimization methods which only supply one solution. Validity of results is strongly affected by seismic data quality and by seismic to well calibration.

Table des Matières

INTRODUCTION	88
PRISE EN COMPTE DES DONNÉES SISMIQUES	89
Choix de la méthode	89
Principe de la méthode	89
Mise en oeuvre	91
CAS PRÉSENTÉ	91
Préparation des données	92
Variographie	92
Influence du nombre de simulations locales	93
Influence du modèle de variogramme	95
Etude de la dispersion	96
CONCLUSIONS	98

INTRODUCTION

La modélisation de la structure interne des réservoirs représente une étape majeure dans l'étude des gisements pétroliers, au stade de l'évaluation ou de l'optimisation de la production.

Les méthodes géostatistiques ont d'abord été utilisées pour cartographier les caractéristiques des couches élémentaires composant un réservoir : épaisseurs, proportions lithologiques et propriétés pétrophysiques telles que porosité et perméabilité. Actuellement, il est admis que cette manière de faire est le plus souvent trop simpliste et ne permet pas de représenter les hétérogénéités internes qui favorisent ou au contraire s'opposent à l'écoulement des hydrocarbures. Les simulations stochastiques constituent des outils privilégiés pour effectuer la caractérisation des réservoirs, c'est-à-dire la représentation réaliste des hétérogénéités à différentes échelles, en tenant compte de toutes les données disponibles. Les mesures disponibles aux puits sont malheureusement en général très peu nombreuses et doivent être complétées par des informations géologiques de nature statistique portant sur la taille des objets sédimentaires, leur forme, leur agencement, etc.

Il paraît également souhaitable de contraindre les modèles stochastiques par des mesures indirectes principalement géophysiques. A priori, les données sismiques constituent une masse d'information potentielle importante, en particulier dans le cas de plus en plus fréquent d'acquisitions 3D. Ces dernières présentent en effet l'avantage majeur de fournir des images continues à trois dimensions.

La prise en compte des données sismiques dans les modélisations stochastiques est cependant difficile car les relations entre propriétés pétrophysiques et amplitudes sismiques n'apparaissent pas de façon évidente. Le recours aux techniques géostatistiques traditionnelles, telles que le krigeage avec dérive externe ou encore le cokrigeage, s'avère le plus souvent décevant du point de vue des résultats. On peut par exemple citer les travaux de Doyen (1988), reposant sur l'établissement de relations linéaires qui permettent le passage des données sismiques aux propriétés pétrophysiques. Plus récemment, Zhu et Journel (1992) ont développé un formalisme plus élaboré dit de Markov-Bayes autorisant en principe des calibrages non linéaires. Les limites de ces méthodes résident dans le fait qu'il est difficile, voire impossible, d'inverser les relations physiques sous-jacentes par suite du filtrage à bande étroite opéré par le signal sismique.

Une autre approche envisageable consiste à utiliser les données sismiques pour effectuer un tri a posteriori des modèles possibles.

Les différentes réalisations, conditionnées aux puits, sont transformées en amplitudes sismiques synthétiques et comparées aux données réelles. Une sélection est opérée en retenant les images qui satisfont un critère de corrélation ou de moindre distance. En pratique, cette technique ne peut être mise en oeuvre de façon **globale** compte tenu du nombre de mailles des modèles numériques (en général plusieurs centaines de milliers). Il faudrait des jours et des semaines de calcul sur ordinateur pour trouver un modèle stochastique complètement compatible avec la sismique dans tout le domaine étudié !

Par contre, il semble plus réaliste de tenter d'effectuer la sélection de façon **locale** au fur et à mesure de la construction d'une réalisation, ce qui nécessite donc l'introduction d'un module de modélisation sismique à l'intérieur d'un programme de simulation stochastique.

PRISE EN COMPTE DES DONNEES SISMIQUES

Choix de la méthode

Pour réaliser la modélisation stochastique de réservoirs, on peut distinguer deux grandes familles de simulations :

1. Les simulations d'objets : les modèles sont constitués par la réunion de corps géologiques (ou grains primaires dans les méthodes booléennes).

2. Les simulations ponctuelles : les modèles sont discrétisés en nœuds élémentaires suivant une grille régulière.

Par ailleurs, on peut envisager deux stratégies principales pour construire les modèles :

1. Les méthodes séquentielles : chaque image ou réalisation est construite progressivement ; chacun des éléments du modèle est simulé conditionnellement aux données et aux points simulés précédemment en balayant tout le domaine d'étude.

2. Les méthodes adaptatives : une réalisation est obtenue en corrigeant itérativement une image initiale de façon à optimiser une fonction objectif, permettant de prendre en compte plusieurs types de contraintes (on peut citer en particulier les techniques de Métropolis ou de recuit simulé).

A priori, toutes ces classes de méthodes peuvent être utilisées pour contraindre les simulations aux données sismiques. Cependant, seules les simulations ponctuelles séquentielles paraissent faciles à adapter pour effectuer une optimisation au niveau local.

Principe de la méthode

L'algorithme séquentiel retenu consiste à explorer le domaine étudié suivant un chemin aléatoire (Fig. 1). La technique a été largement utilisée, par exemple par Ripley (1987) ou Journel et Alabert (1988) ; elle a été aménagée pour permettre la génération de traces sismiques synthétiques. Les grandes lignes de la méthode ont été exposées au 4ème Congrès de Géostatistique par Bortoli & al (1992).

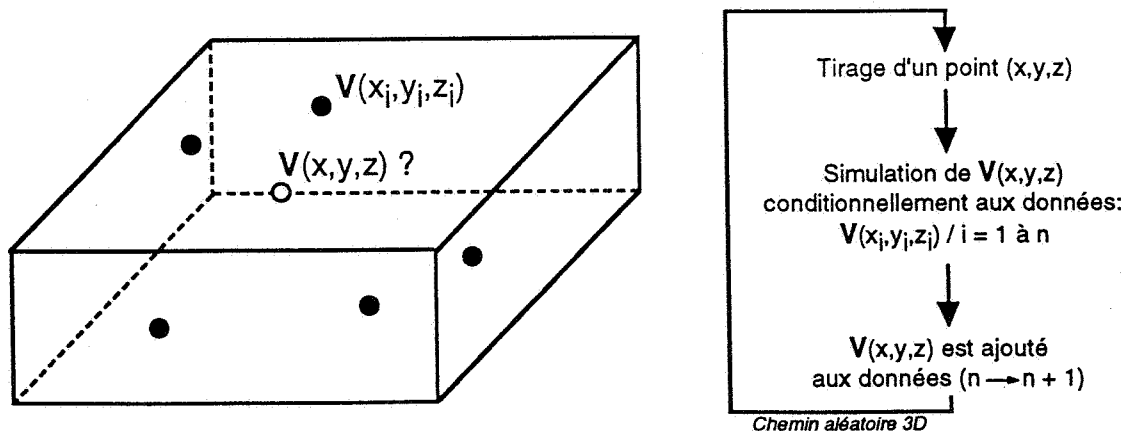


Figure 1. Algorithme de simulation séquentielle.

La construction d'une simulation comporte les étapes suivantes (Fig. 2) :

1. Tirage au sort d'une position (x,y) du plan correspondant à une trace sismique (on suppose que l'on dispose d'un cube de données échantillonné au même pas que la grille simulée).

2. Simulation de la variable géologique étudiée V sur la verticale :

$$V(x,y,z) \text{ pour } z = z_1 \text{ à } z_2$$

conditionnellement aux données de puits disponibles :

$$V(x_i,y_i,z) \text{ pour } i = 1 \text{ à } n \text{ et } z = z_1 \text{ à } z_2$$

z_1 et z_2 désignent les profondeurs limites de la fenêtre entourant le réservoir, n est le nombre de puits.

3. Modélisation sismique : transformation des profondeurs en temps, passage de la variable V aux impédances acoustiques Z puis aux amplitudes sismiques S en convoluant les réflectivités R par l'ondelette sismique O :

$$R(x,y,t) = \frac{1}{2} \frac{\partial \text{Log } Z}{\partial t}$$

$$S(x,y,t) = R(x,y,t) * O(t)$$

4. Comparaison de la trace simulée S_{sim} avec la trace mesurée S_{mes} , le critère choisi peut être le coefficient de corrélation linéaire ou bien l'écart quadratique moyen. Si la comparaison n'est pas considérée comme satisfaisante, une autre simulation locale est effectuée (retour au point 2).

5. La colonne géologique retenue est ajoutée aux données : elle est considérée comme un puits supplémentaire ($n \rightarrow n+1$).

6. Tirage d'une autre position (x,y) et retour au point 1 ; les différentes positions sont visitées successivement suivant un chemin aléatoire 2D.

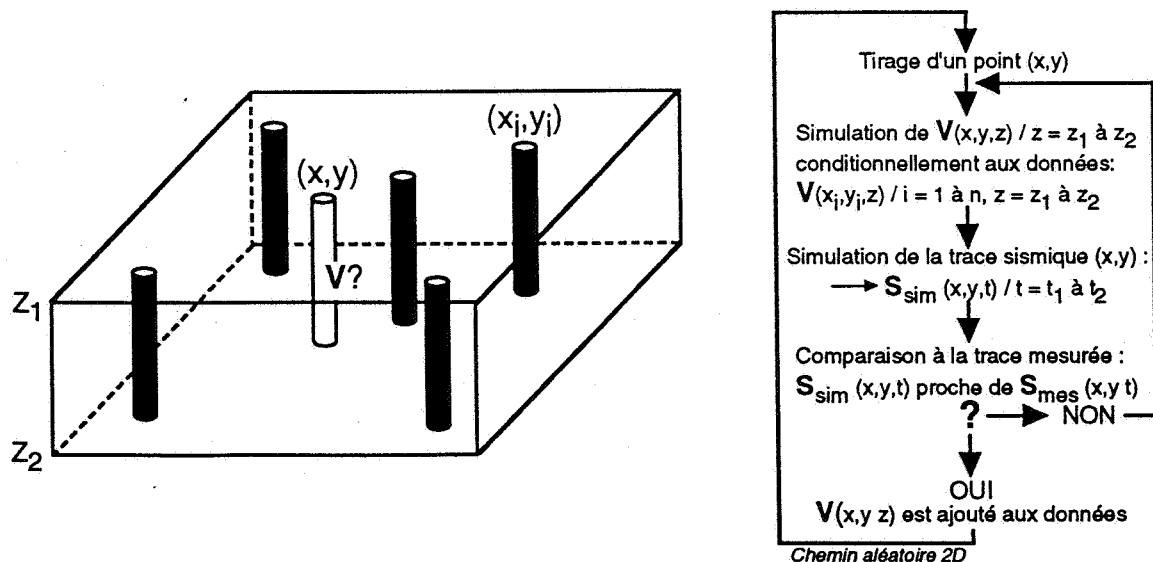


Figure 2. Algorithme de simulation séquentielle contrainte par les données sismiques.

Mise en oeuvre

La méthode est limitée dans un premier temps à la simulation des impédances acoustiques Z . L'objectif final est de pouvoir simuler des variables pétrophysiques telles que la porosité ou bien des proportions lithologiques. Cependant, la modélisation des impédances est une opération délicate qui pose des problèmes non encore résolus.

L'impédance acoustique peut être considérée comme une variable continue : une méthode de simulation gaussienne a été retenue, nécessitant en général une transformation normalisatrice préalable (Fig. 3). A noter que l'hypothèse multigaussienne peut difficilement être testée compte tenu du nombre peu important de données disponibles.

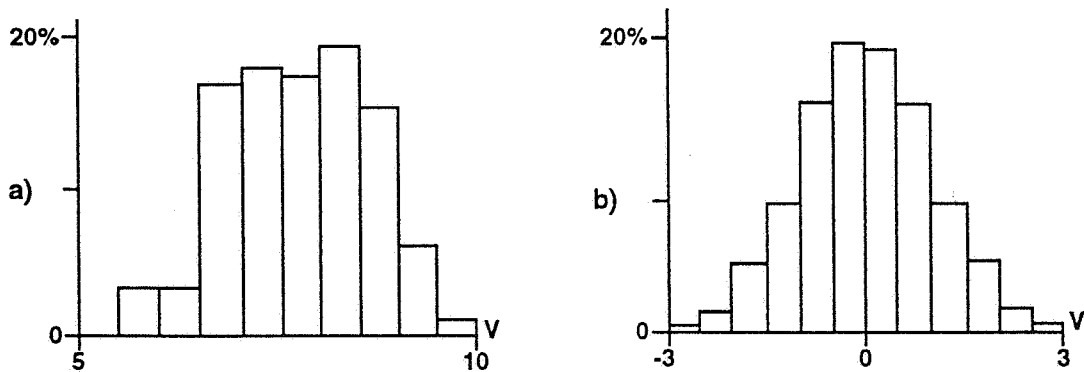


Figure 3. Histogramme des impédances aux puits: a) données brutes, b) données normalisées.

CAS PRESENTE

L'étude porte sur un réservoir complexe composé de plusieurs formations argilo-gréseuses hétérogènes. Le gisement est reconnu par une campagne sismique 3D étendue (suivant une maille carrée de 75 m) et de nombreux puits. La zone présentée ici est limitée à un rectangle de 33 lignes de 30 traces sismiques comportant 4 puits (Fig. 4).

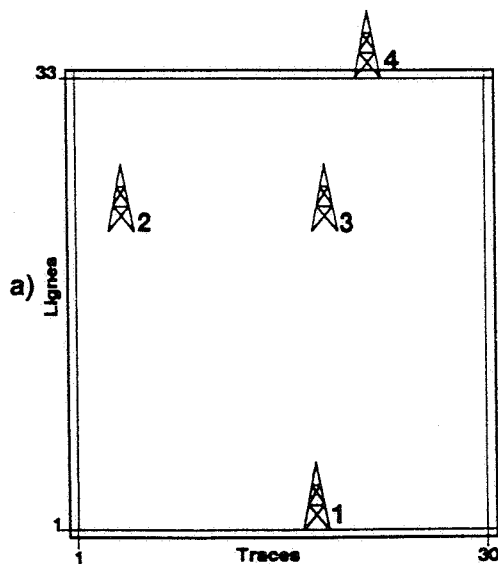


Figure 4. Données disponibles: 4 puits, 30*33 traces sismiques.

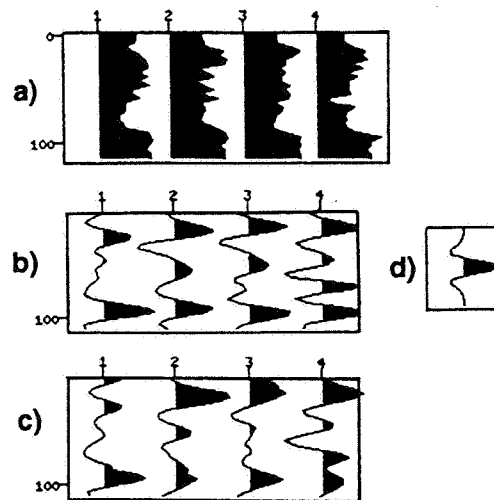


Figure 5. Calibrage puits-sismique: a) impédances aux puits, b) traces synthétiques, c) traces réelles voisines, d) ondelette sismique.

Préparation des données

Les données sismiques ont fait l'objet d'une déconvolution à phase nulle afin de faciliter le pointé. Elles ont été ensuite horizontalisées suivant le marqueur situé à la base du réservoir. Une fenêtre de 30 échantillons, soit 120 ms, a été extraite pour effectuer les simulations. Les impédances aux puits ont été calculées à l'aide de diagraphies de vitesse sonique et de densité, préalablement corrigées, transformées en temps et échantillonnées au pas de la sismique (il serait envisageable de réduire ce pas, afin de réaliser des modèles plus détaillés).

Le calibrage puits-sismique constitue sans doute le point-clé du traitement et doit être réalisé avec le plus grand soin. L'opération comporte les étapes suivantes (Fig. 5) :

1. Extraction d'une ondelette sismique optimale. Il convient de vérifier la stabilité du signal estimé dans tout le domaine.
2. Calcul des traces synthétiques aux puits en convoluant les réflectivités par le signal.
3. Calage des puits par rapport aux traces sismiques voisines ; les corrélations entre traces synthétiques et réelles sont optimisées en acceptant un décalage de 1 ou 2 traces dans le plan et de 1 à 2 échantillons en temps. Dans le cas présent, les corrélations obtenues sont raisonnablement bonnes, variant de 0.7 à 0.9, sans être parfaites.

Variographie

La variabilité spatiale des impédances peut être étudiée verticalement le long des puits disponibles. Le variogramme expérimental est calculé à l'aide des données normalisées ; il présente une croissance régulière et peut être ajusté à un modèle sphérique de portée 30 ms avec un léger effet de pépité (Fig. 6a).

Le nombre de puits est évidemment insuffisant pour estimer des variogrammes horizontaux ; cependant, on peut admettre en première approximation que les données sismiques présentent une variabilité horizontale comparable à celles des impédances. Le variogramme exhaustif (Fig. 6b) permet de détecter les directions principales d'anisotropie : la variabilité est maximale dans la direction NNW-SSE (azimut 73°). L'analyse des résultats dans les différentes directions (Fig. 6c) met en évidence :

- L'existence d'un effet de pépité important difficilement interprétable : s'agit-il d'un phénomène réel, d'un bruit de mesure ou est-il dû au traitement (corrections statiques insuffisantes, mauvaise horizontalisation, etc.) ?
- La présence de deux structures, la première à petite échelle (portée de 450 m), la seconde à grande échelle, caractérisée par une forte anisotropie. En pratique, cette anisotropie de type zonal peut être induite par une transition lithologique ou des variations d'épaisseur des formations élémentaires. Le phénomène pourrait être amplifié par le caractère cyclique des amplitudes sismiques.

Dans ces conditions, il paraît plus réaliste d'adopter un modèle de variogramme horizontal plus simple pour les impédances (Fig. 6d) :

- effet de pépité limité à 5 %,
- une seule structure de portée maximum 3600 m,
- rapport d'anisotropie réduit à 2.

Cette solution a sans doute l'inconvénient de rendre plus difficile l'ajustement des simulations aux données sismiques : les résultats seront donc comparés avec ceux obtenus avec d'autres variogrammes, en particulier comportant deux structures.

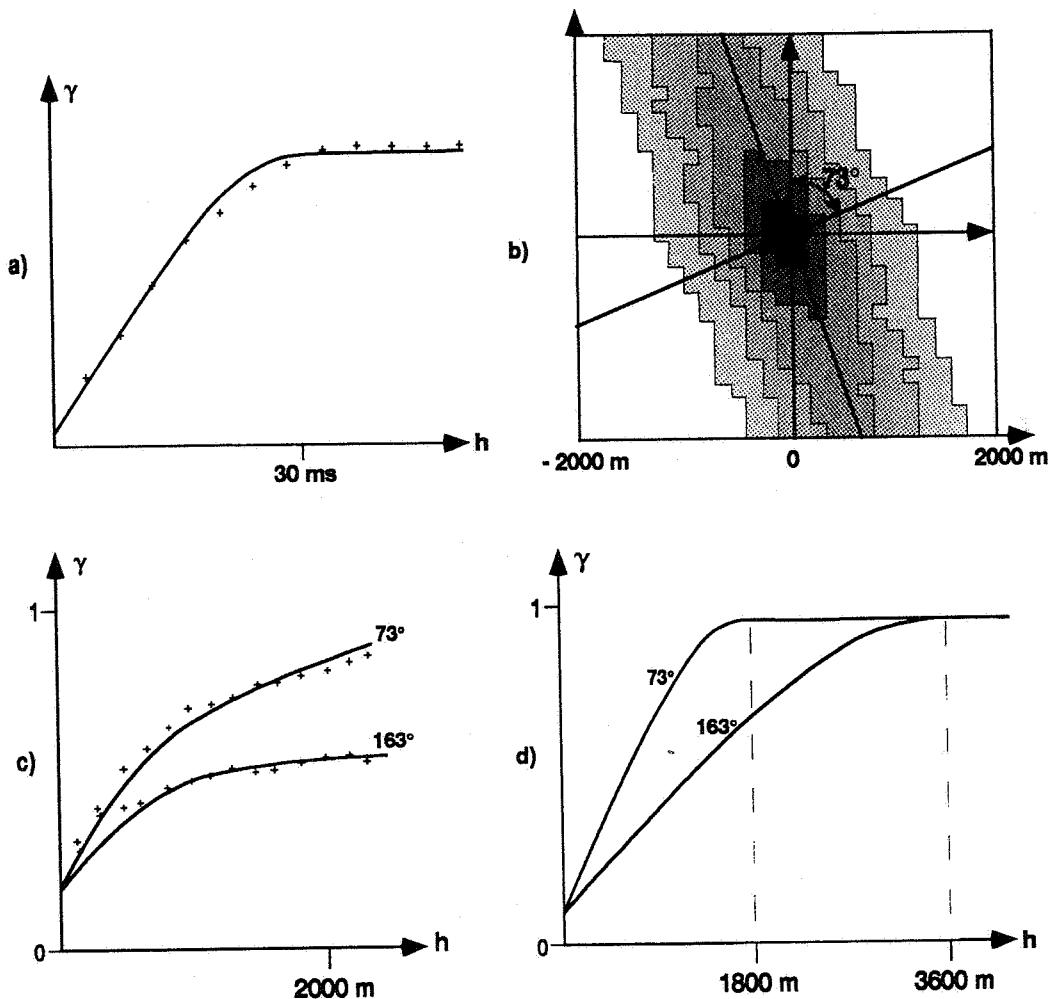


Fig. 6 Variogrammes expérimentaux :
 a) verticalement : impédances aux puits, b) horizontalement : amplitudes sismiques,
 c) directions principales d'anisotropie extraites de (b), d) modèle horizontal (1 structure).

Influence du nombre de simulations locales

Le seuil d'acceptance d'une simulation locale ne doit pas être fixé de façon trop stricte. Dans le cas étudié, nous avons utilisé le coefficient de corrélation entre traces réelle et synthétique : le seuil à atteindre doit être du même ordre que les valeurs observées aux puits, c'est-à-dire de l'ordre de 0.8.

L'évolution du coefficient de corrélation maximum a été étudiée en fonction du nombre ns_l de simulations locales (Fig. 7). La valeur moyenne (calculée sur le domaine d'étude) augmente d'environ 0.4 à 0.8 quand ns_l varie de 1 à 100. Les gains observés sont de plus en plus faibles et il n'y a pas une grande différence entre les corrélations obtenues pour 50 ou 100 simulations locales.

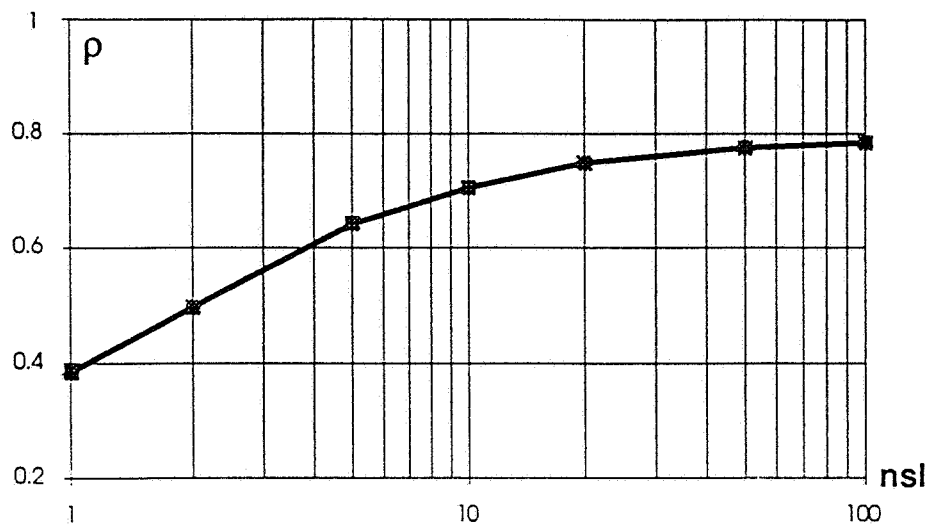


Figure 7. Coefficient de corrélation entre traces réelles et synthétiques fonction du nombre **nsl** de simulations locales.

Les cartes de corrélation ont été représentées pour les valeurs de **nsl** = 1, 10 et 100 (Fig. 8) :

- Pour **nsl** = 1, les meilleures corrélations sont limitées au voisinage des puits, ainsi que sur une ligne joignant les puits 1 et 2 dans la direction de plus faible variabilité.
- Pour **nsl** = 10, les zones bien corrélées s'étendent davantage.
- Pour **nsl** = 100, il ne reste que quelques îlots mal corrélés loin des puits ou correspondant à des données sismiques de moins bonne qualité (plus discontinues).

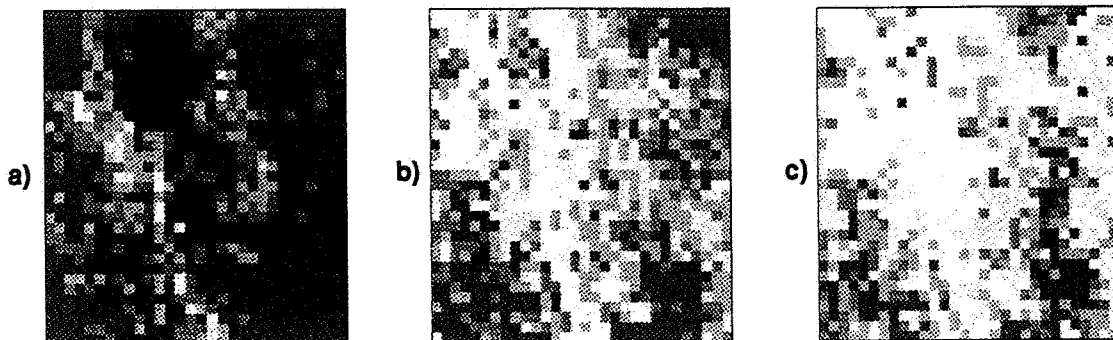


Figure 8. Cartes de corrélation : a) **nsl** = 1, b) **nsl** = 10, c) **nsl** = 100 (simulations non contraintes à très contraintes par la sismique).

La ligne sismique 33 (la plus au nord) a été choisie pour montrer l'évolution des impédances simulées dans les trois cas (Fig. 9). Elle est conditionnée par un puits situé aux deux tiers du profil. La prise en compte de la sismique se traduit par l'apparition d'évènements locaux que l'on peut espérer relier aux hétérogénéités du réservoir. En particulier, une anomalie pentée apparaît au centre de la section ; elle ne pourrait en aucun cas être obtenue sans l'apport de la sismique.

La comparaison est encore plus éloquent quand on analyse les sections sismiques synthétiques correspondantes (Fig. 10). La section réelle est assez bien reproduite hormis quelques anomalies, par exemple les discontinuités latérales isolées à la base du réservoir.

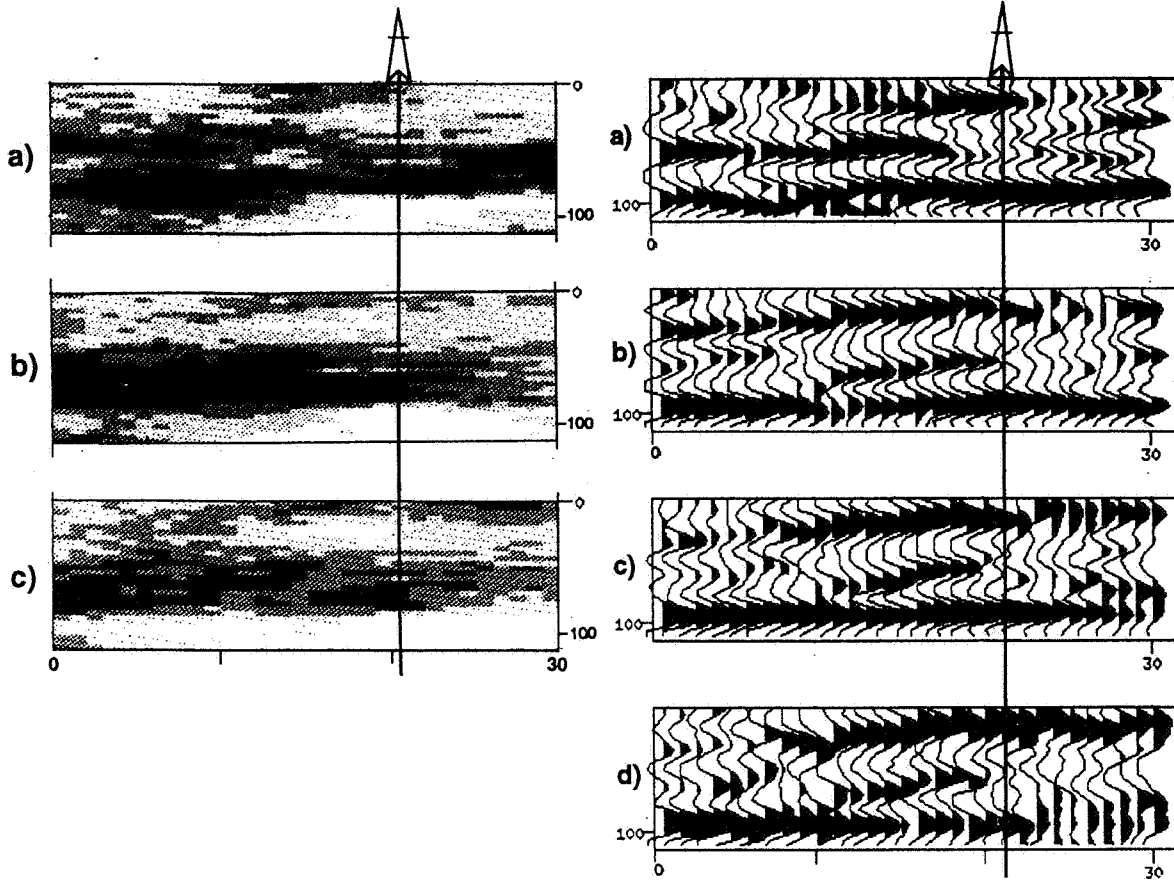


Figure 9. Ligne33. Impédances simulées :
a) nsf =1, b) nsf =10, c) nsf =100.

Figure10. Ligne33. Sismique simulée :
a) nsf =1, b) nsf =10, c) nsf =100,
d) sismique réelle.

Influence du modèle de variogramme

Les paramètres du modèle, en particulier les portées horizontales, sont mal connus. Il est intéressant de voir dans quelle mesure les simulations dépendent du choix opéré et de répondre aux questions suivantes :

- les données sismiques sont-elles bien reproduites ?
- les paramètres du modèle sont-ils bien respectés ?

Nous avons répété les essais précédents en modifiant les paramètres : suppression de l'effet de pépite, diminution des portées, adjonction d'une deuxième structure.

Tableau1. Comparaison de plusieurs modèles de variogrammes

Essai	N° de struct.	Effet de pépite (%)		Portée verticale (ms)		Portée horizontale maximale		Rapport d'anisotropie (max./min.)		Coef. de corrél. moyen
		mod.	exp.	mod.	exp.	mod.	exp.	mod.	exp.	
1	1	5	3	30	44	48	72	2	2	.82
2	1	0	0	30	48	48	80	2	2	.78
3	1	5	5	30	46	24	80	2	2	.83
4	1	4	3	30	44	6	6	1	1	.84
	60					160	3	2.7		

L'analyse des résultats (Tab. 1) montre que :

- La suppression de l'effet de pépite rend plus difficile la reproduction des données sismiques (baisse significative des coefficients de corrélation).
- La diminution des portées, au contraire, facilite cet objectif, au prix d'une certaine dégradation de l'accord avec les paramètres du modèle.
- Le passage à deux structures va dans le même sens; cependant, il est plus difficile dans ce cas d'affirmer que les paramètres du modèle sont moins bien reproduits, compte tenu de leur nombre.
- La direction et les rapports d'anisotropie sont toujours bien respectés.
- Les portées expérimentales ont tendance à être plus importantes que les valeurs théoriques ; ce fait est sans importance horizontalement (le domaine étudié est trop limité pour permettre réellement l'estimation des portées horizontales), mais plus préoccupant verticalement ; le filtrage des basses fréquences opéré par le signal explique peut-être en partie ce biais.

Plus généralement, il semble que le choix du modèle de variogramme n'est pas crucial. La principale préoccupation est sans doute de respecter le mieux possible les connaissances a priori géologiques, plutôt que de chercher à reproduire de façon parfaite les données sismiques. Il ne faut pas oublier qu'elles sont entachées d'erreur et que la modélisation sismique réalisée ne constitue qu'une approximation sans doute assez grossière !

Etude de la dispersion

La méthode a été baptisée "inversion géostatistique" par analogie aux différents outils d'inversion stratigraphique de données sismiques permettant d'estimer un modèle d'impédances optimal à partir des données sismiques.

Cependant, il convient de bien distinguer les différentes méthodes du point de vue des objectifs :

- Les simulations stochastiques permettent de réaliser un grand nombre de solutions possibles.
- Les techniques d'optimisation ne fournissent qu'une seule solution considérée comme la plus probable, pour une solution initiale (ou a priori) donnée.

L'inversion géostatistique ne permet pas d'estimer une solution optimale, car la réponse sismique n'est pas unique. Par exemple, elle est insensible à la multiplication des impédances par un facteur variable d'une trace à l'autre. Par ailleurs, la discrimination des différentes réalisations à l'aide d'un modèle a priori n'est guère envisageable à l'échelle du réservoir. Il faut également insister sur le fait que l'on doit impérativement travailler à 3D, ce qui rend la construction d'un modèle a priori pratiquement impossible...

L'étude de la dispersion des impédances simulées est donc indispensable ; elle doit notamment déterminer quelle est la réduction du domaine d'incertitude due aux contraintes sismiques. Les essais ont porté sur le domaine 3D ainsi que les lignes 33 et 23 (conditionnées respectivement par 1 et 2 puits) ; 50 simulations ont été réalisées à l'aide des modèles de variogramme 1 et 4 (1 ou 2 structures) avec ou sans données sismiques.

En chacun des points simulés, la dispersion peut être caractérisée par la variance de la distribution : elle est nulle aux puits et augmente lorsqu'on s'en éloigne. La moyenne des variances, étendue au domaine simulé, a été calculée dans les différents cas de figure (Tab. 2). Les résultats obtenus paraissent un peu décevants : le gain d'information, défini comme le rapport des variances avec ou sans utilisation de la sismique, ne dépasse pas 39 %. Le gain est encore plus faible sur les lignes conditionnées par les puits.

Tableau 2. Dispersion des simulations

Domaine simulé	Nombre de struct.	Corrélation moyenne		Variance moyenne des impédances		Gain d'info. (%)
		sans sism.	avec sism.	sans sism.	avec sism.	
Ligne 23 (2 puits)	1	.46	.84	.267	.184	31
	2	.36	.84	.426	.285	33
Ligne 33 (1 puits)	1	.32	.78	.337	.227	33
	2	.22	.80	.522	.336	36
Cube 3D (33 lignes)	1	.36	.83	.332	.209	37
	2	.22	.84	.523	.317	39

Ce critère quantitatif ne semble pas suffisant pour mesurer l'apport d'information effectif; l'aspect le plus intéressant réside sans doute dans l'amélioration de la cohérence spatiale. La comparaison visuelle des réalisations met en évidence une meilleure stabilité des structures internes avec la prise en compte des données sismiques.

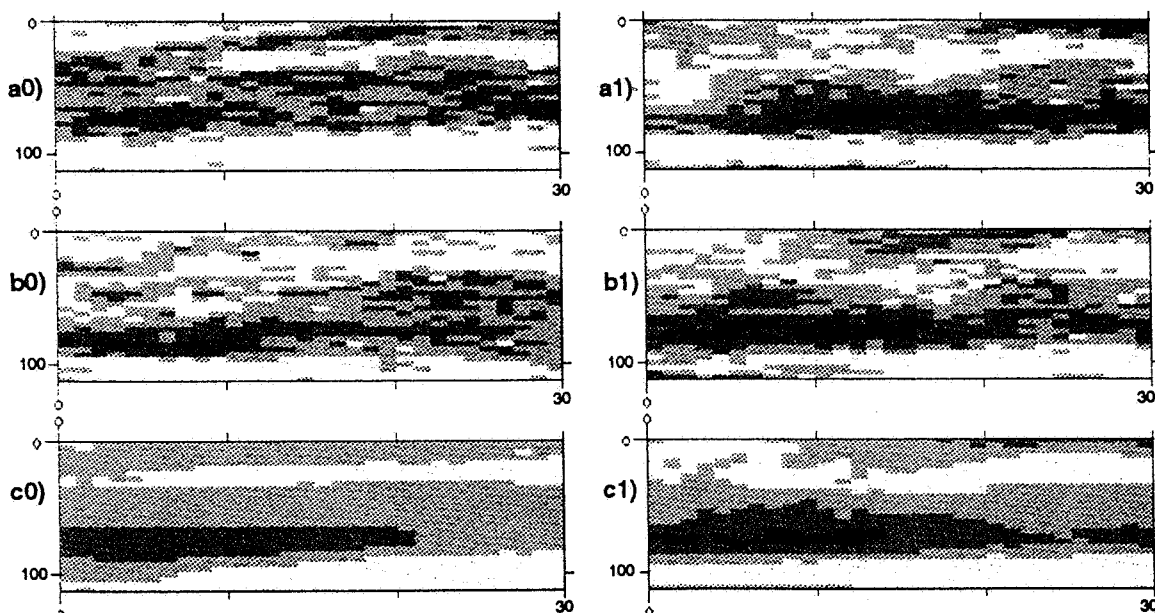


Figure 11. Ligne 12. Impédances simulées sans (0) ou avec (1) inversion géostatistique : a) réalisation #1, b) réalisation #2, c) moyenne de 50 réalisations.

Cette opération est difficilement réalisable à 3D, mais on peut la faire à 2D, - par exemple pour la ligne 12 située loin des puits (Fig. 11) - , ou plus facilement à 1D, - par exemple pour la trace 18 de la même ligne (Fig. 12).

Il est tentant d'effectuer la moyenne des différentes réalisations afin de faire apparaître les caractères structuraux communs (Fig. 11c). Cependant, le résultat doit être utilisé avec précaution, car le lissage opéré peut faire disparaître des hétérogénéités utiles du point de vue dynamique.

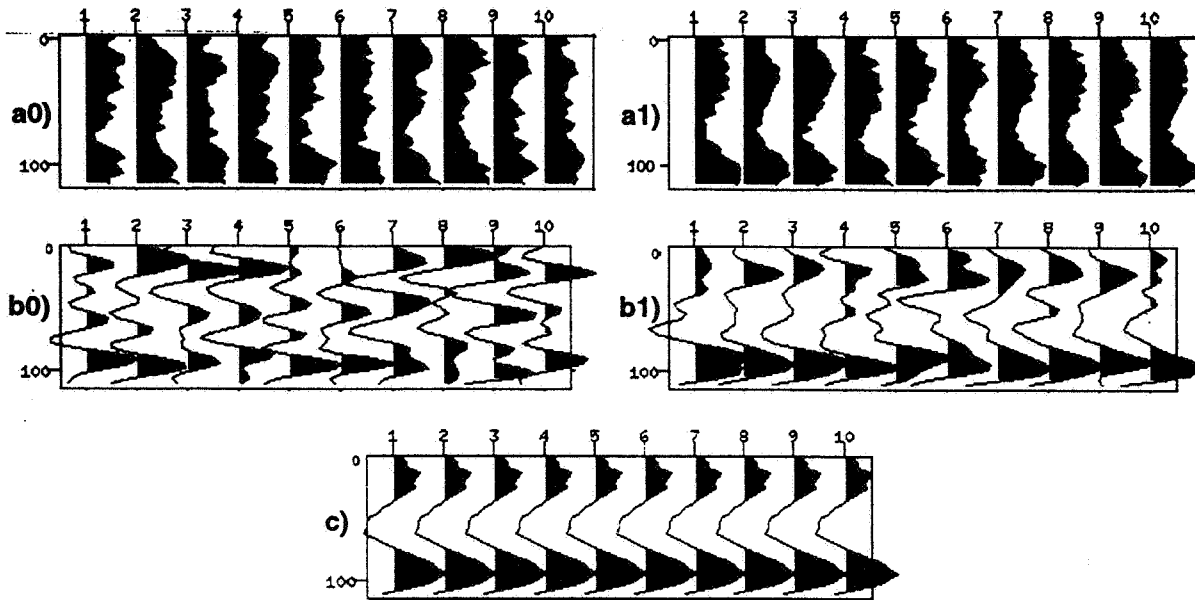


Figure 12. Ligne 12 ; trace 18. Comparaison de 10 réalisations :
 a) impédances simulées sans (0) ou avec (1) inversion géostatistique,
 b) traces synthétiques correspondantes, c) traces réelles.

CONCLUSIONS

L'inversion géostatistique permet d'obtenir différentes images possibles d'un réservoir en tenant compte des puits, de la variabilité spatiale mais aussi des données sismiques 3D. La version actuelle est limitée à la génération de distributions d'impédances acoustiques ; elle peut être comparée aux méthodes d'inversion stratigraphique qui, au contraire, ne fournissent qu'une solution optimale. Cette différence s'explique par l'impossibilité de fournir en 3D un modèle a priori unique et suffisamment détaillé à l'échelle du réservoir.

Les essais réalisés montrent que les images synthétiques reproduisent bien les données sismiques mesurées. Bien que la dispersion des réalisations d'impédance ne diminue pas de façon importante, la prise en compte de la sismique fait apparaître des structures internes intéressantes, par exemple des événements pentés. La définition d'un critère quantitatif mesurant le gain d'information reste à trouver. Comme on pouvait l'espérer, la variabilité horizontale des impédances peut être approchée grâce aux calculs des variogrammes horizontaux des amplitudes sismiques.

Cependant, il faut également tenir compte des connaissances géologiques et ne pas chercher à reproduire trop fidèlement les données sismiques, compte tenu des bruits et des approximations.

L'inversion géostatistique doit porter sur des données préparées avec soin et validées par les spécialistes du traitement sismique et des diagraphies. En particulier, la qualité du calage puits-sismique doit être excellente.

A plus long terme, il est envisagé d'étendre les possibilités de la méthode afin de modéliser directement les propriétés pétrophysiques ou des faciès lithologiques et non plus seulement les propriétés acoustiques.

REFERENCES

Bortoli L.J., F.Alabert, A.Haas and A.G.Journel, Constraining Stochastic Images to Seismic Data, to be published in proceedings of the International Geostatistics Congress, Troia, Portugal, ed. A.Soaes, Kluwer Publishers, 1992.

Doyen P., Porosity from seismic data : A Geostatistical Approach, Geophysics 53 (10), pp.1263-1275, Oct.88.

Journel A.G. and F.Alabert, Focusing on Spatial Connectivity of Extreme-valued Attributes: Stochastic Indicator Models of Reservoir Heterogeneities, SPE 18324, 1988.

Ripley B.D., Stochastic Simulation, Wiley & Sons, 1987.

Zhu H. and A.G.Journel, Formatting and Integrating Soft Data: Stochastic Imaging via the Markov-Bayes Formalism, to be published in proceedings of the International Geostatistics Congress, Troia, Portugal, ed. A.Soaes, Kluwer Publishers, 1992.