

19) RÉPUBLIQUE FRANÇAISE
INSTITUT NATIONAL
DE LA PROPRIÉTÉ INDUSTRIELLE
PARIS

11) N° de publication :
(à n'utiliser que pour les
commandes de reproduction)

2 845 773

21) N° d'enregistrement national : 03 11610

51) Int Cl⁷ : G 01 V 1/30

12)

DEMANDE DE BREVET D'INVENTION

A1

22) Date de dépôt : 03.10.03.

30) Priorité : 04.10.02 US 10264565.

43) Date de mise à la disposition du public de la demande : 16.04.04 Bulletin 04/16.

56) Liste des documents cités dans le rapport de recherche préliminaire : *Ce dernier n'a pas été établi à la date de publication de la demande.*

60) Références à d'autres documents nationaux apparentés :

71) Demandeur(s) : BAKER HUGHES INCORPORATED
— US.

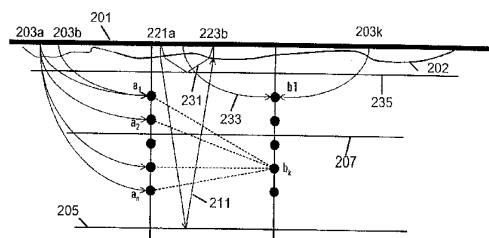
72) Inventeur(s) : ARONSTAM PETER S.

73) Titulaire(s) :

74) Mandataire(s) : SANTARELLI.

54) PROCÉDE DE DETERMINATION D'UN PARAMETRE AUQUEL ON S'INTERESSE D'UNE PARTIE D'UN RESERVOIR DANS DES FORMATIONS TERRESTRES.

57) L'invention concerne un procédé pour déterminer un paramètre auquel on s'intéresse d'une partie d'un réservoir dans des formations terrestres. On déploie plusieurs récepteurs sismiques dans un premier puits et d'autres récepteurs dans un second puits disposés de part et d'autre de la partie du réservoir à laquelle on s'intéresse. Des ondes sismiques sont générées en plusieurs emplacements à la surface ou au voisinage de la surface et des signaux représentatifs des ondes sismiques qui se sont propagées sont reçus par plusieurs récepteurs situés dans les puits, et d'autres signaux correspondant aux ondes sismiques réfléchies sont reçus par d'autres récepteurs situés à la surface ou au voisinage de celle-ci. Une analyse tomographique des premiers et seconds signaux est ensuite réalisée pour obtenir le paramètre auquel on s'intéresse. Domaine d'application: prospection sismique



FR 2 845 773 - A1



Domaine de l'invention

L'invention concerne de façon générale le domaine de l'interprétation de la surveillance de réservoirs des mesures sismiques à laps de temps. La présente invention
5 concerne plus particulièrement une configuration nouvelle de sources et de récepteurs pour produire une reconstruction tomographique améliorée d'images de réservoirs.

Contexte technique

10 Des campagnes géophysiques sont utilisées pour découvrir l'étendue de gisements minéraux sous la surface tels que des gisements de pétrole, de gaz naturel, d'eau, de soufre, etc... Des procédés géophysiques peuvent également être utilisés pour surveiller des changements se produisant
15 dans le gisement, tel qu'un épuisement résultant de la production du minéral sur la durée de vie naturelle du gisement qui peut être de nombreuses années. L'utilité d'une étude géophysique dépend de l'aptitude à mesurer quantitativement et évaluer un certain analogue géophysique
20 d'un paramètre pétrophysique qui est lié directement à la présence du minéral considéré.

L'imagerie sismique classique puits-à-puits utilise typiquement une paire de sondages à proximité d'un réservoir auquel on s'intéresse. Dans le premier de ces
25 sondages, on déploie une source sismique pour émettre de l'énergie sismique dans la région à laquelle on s'intéresse. Pour des raisons indiquées ci-dessous, des sources à fréquences de balayage sont communément utilisées. La source est déplacée séquentiellement de façon
30 à passer par une série de positions dans le premier sondage et un signal sismique est généré en chaque position. L'énergie sismique passe à travers la formation souterraine à laquelle on s'intéresse pour arriver au second de la paire de sondages. Un dispositif de récepteurs est
35 habituellement déployé dans le second sondage et, de même que pour la source sismique, le dispositif de récepteurs

est déplacé de façon à passer par une série de positions à l'intérieur du second sondage. En émettant un signal depuis chaque position de source dans le premier sondage et en recevant des données depuis chaque position de source dans
5 chaque position de récepteur dans le second sondage, on génère un ensemble de données sismiques puits-à-puits.

En référence à la figure 1, la formation d'images puits-à-puits est habituellement effectuée en utilisant un système d'imagerie puits-à-puits qui est indiqué de façon
10 générale par la référence numérique 10. Dans le système 10, de l'énergie sismique 12 est émise à travers une région souterraine 14 du sol en utilisant une source 16 qui est positionnée dans un premier sondage 18. Une source sismique mobile déplacée de façon à passer par des emplacements
15 $S_1 \dots S_n$ est utilisée pour générer des ondes sismiques désignées en 12 qui se propagent à partir du premier sondage 18. Les ondes sismiques sont détectées dans le second sondage 24 par des détecteurs convenables. Habituellement, un dispositif 22 de récepteurs comportant
20 des récepteurs 23a, 23b ... 23e est utilisé à cet effet. Le dispositif de récepteurs peut être déplacé par des positions désignées par $R_1 \dots R_s$. Des rais 28a ... 28e et 30a ... 30e montrent des exemples des trajectoires des ondes sismiques se propageant depuis divers emplacements de
25 source vers les différents récepteurs. La tomographie sismique a pour objectif de mesurer les temps de parcours pour plusieurs combinaisons source-récepteurs et, à partir de la géométrie connue des emplacements de la source et des récepteurs, de déterminer le champ de vitesse des ondes se
30 propageant dans la région 10. Des procédés pour convertir les temps de parcours mesurés afin d'obtenir le champ de vitesse sont connus dans la technique.

Dans la surveillance d'un réservoir, la région 10 comprend un réservoir à partir duquel on recueille des
35 hydrocarbures. Dans la récupération naturelle d'hydrocarbures de même que dans la récupération secondaire

dans laquelle un fluide est injecté à partir d'un puits d'injection dans le réservoir, un fluide est remplacé en continu par un autre fluide dans le réservoir. De plus, la pression des fluides dans le réservoir peut également faire l'objet de changements. Il est connu que la substitution des fluides de même que les changements de pression provoquent des changements des vitesses sismiques. Par conséquent, en surveillant les changements dans le domaine des vitesses, on peut en déduire certaines conclusions concernant des modifications de la distribution des fluides dans le réservoir et/ou des modifications de la pression dans celui-ci. Ce processus est appelé « tomographie séquentielle » (« time-lapse tomography »).

Habituellement, des sources sismiques de fond sont des sources à fréquences balayées. La raison pour laquelle on utilise des sources à fréquences balayées est que ce sont des sources de basse puissance qui risquent moins de provoquer des détériorations des sondages que des sources à impulsions à haute puissance. On a développé un certain nombre d'autres sources sismiques à basse puissance pour permettre la saisie de données sismiques puits-à-puits. Elles comprennent des résonateurs, des transducteurs piézoélectriques et des transducteurs magnétostrictifs. D'autres sources telles que des sources à explosion ou à implosion, des canons pneumatiques de fond et des étincelleurs ont généralement une puissance de sortie plus élevée et risquent davantage de provoquer une détérioration du puits de forage. Cette limitation à une basse puissance restreint l'utilisation de la tomographie sismique puits-à-puits à des situations dans lesquelles la distance entre puits est relativement courte (c'est-à-dire pas plus d'environ 300 m (1000 feet)).

Une autre limitation de l'utilisation de la tomographie sismique puits-à-puits est le coût substantiel associé à la préparation des puits pour déployer des sources sismiques et des récepteurs de fond. Dans la

plupart des cas, les diamètres des sources sismiques et des récepteurs de fond sont trop grands pour se loger dans la colonne de production utilisée pour transporter des fluides du réservoir à la surface. Par conséquent, sur la plupart des sites, la colonne de production doit d'abord être enlevée des puits afin d'exécuter une reconnaissance puits-à-puits, puis remise en place après l'achèvement de la reconnaissance. L'enlèvement de la colonne de production s'accompagne du coût d'arrêt de la production pendant l'étude sismique.

Le brevet des E.U.A. n° 5 481 501 de *Blakeslee*, dont le contenu est incorporé ici en totalité par référence, décrit un procédé dans lequel aucune source n'est utilisée dans le puits de forage. Le procédé enseigné par *Blakeslee* est illustré sur la figure 2 qui montre deux puits, un puits A et un puits B, descendant dans la terre 110. Une source sismique s est placée sur la surface 112 de la terre 110, sensiblement en alignement avec les puits A et B, mais non entre eux. Plusieurs récepteurs sismiques de fond, $a_1 \dots a_n$. Avantageusement, plusieurs récepteurs sismiques de fond, $b_1 \dots b_n$. Pour simuler des données puits-à-puits entre les puits A et B, la source sismique s est activée afin de générer un signal sismique qui se propage à travers les formations souterraines et est enregistrée par chacun des récepteurs sismiques $a_1 \dots a_n$ du premier puits et chacun des récepteurs sismiques $b_1 \dots b_n$ du second puits. Les données sismiques résultantes sont ensuite traitées pour fournir une information concernant la région intermédiaire entre les puits A et B.

Le procédé utilisé par *Blakeslee* utilise le principe de Fermat pour un rayon parcourant le trajet de la source s à un récepteur tel que b_k sur la figure 2. Si le domaine de vitesse entre les puits A et B est connu, le temps de parcours depuis chacune des positions $a_1 \dots a_n$ jusqu'au récepteur b_k peut alors être calculé. D'après le principe

de Fermat, le temps de parcours mesuré de s à b_k , désigné par $T_{s,bk}$ est alors donné par

$$T_{s,bk} = \text{Min}_j (T_{s,aj} + T_{aj,bk}) \quad (1)$$

5

Un raisonnement similaire s'applique au cas montré sur la figure 3 où le puits B est situé entre le puits A et la source s . Sur la figure 3, le temps de parcours $T_{s,ak}$ de la source s jusqu'à un récepteur a_k est donné par

10

$$T_{s,ak} = \text{Min}_j (T_{s,bj} + T_{bj,ak}) \quad (2)$$

Le procédé de *Blakeslee* suppose un domaine de vitesse, des contrôles pour déterminer si les équations (1) et (2) sont satisfaites pour toutes les positions des récepteurs, et, si elles ne sont pas satisfaites, il modifie de façon itérative le domaine de vitesse jusqu'à ce que l'équation soit approximativement satisfaite dans certaines limites d'erreur.

En utilisant le procédé de *Blakeslee*, il n'est pas nécessaire d'utiliser des sources de fond. Par conséquent, il est possible d'utiliser des sources sismiques classiques de surface pour obtenir des données qui peuvent être utilisées pour une reconstruction tomographique d'une région souterraine.

L'un des problèmes de la tomographie puits-à-puits (réelle ou simulée) est que les trajets des rayons ne couvrent qu'une plage limitée d'angles et qu'on manque gravement de trajets de rayons proches de la verticale. L'effet de l'ouverture limitée est que la reconstruction tomographique peut avoir une faible résolution verticale. On a besoin d'un procédé d'obtention de données pour une analyse tomographique qui ne nécessite pas de sources de fond, sans en même temps être affecté d'une mauvaise résolution verticale. La présente invention satisfait à ce besoin.

SOMMAIRE DE L'INVENTION

La présente invention est un procédé de contrôle d'un réservoir dans des formations terrestres utilisant des récepteurs sismiques dans au moins deux puits. Des sources sismiques de surface sont utilisées pour simuler des données puits-à-puits entre les deux puits et, en utilisant des récepteurs de surface, on obtient des données sismiques de réflexion sur la région entre les deux puits. Les données de réflexion sont avantageusement obtenues à partir de réflecteurs situés à la fois au-dessus et au-dessous du réservoir. Une analyse tomographique des données puits-à-puits simulées et de réflexion procure un modèle du réservoir. Les données enregistrées dans les puits peuvent être utilisées pour une correction des données de réflexion. Ce processus est répété à une époque ultérieure après une période de production à partir du réservoir. Des changements dans le modèle sont représentatifs de changements de fluide du réservoir, de changements de pression ou d'un tassement.

La simulation de données puits-à-puits est réalisée en utilisant le principe de Fermat. Dans une forme de réalisation facultative de l'invention, une atténuation des signaux sismiques est utilisée pour contrôler le réservoir.

BREVE DESCRIPTION DES DESSINS

La figure 1 (art antérieur) est une élévation avec vue en coupe transversale d'une région souterraine s'étendant entre deux sondages, et illustrant un procédé de l'art antérieur pour la génération d'une image de vitesse sismique.

Les figures 2 et 3 (art antérieur) illustrent schématiquement la présente invention pour simuler des données sismiques puits-à-puits entre des puits A et B, la source sismique s étant plus proche du puits A sur la figure 1 et plus proche du puits B sur la figure 2.

La figure 4 illustre la géométrie d'acquisition pour une tomographie séquentielle de la présente invention.

La figure 5 montre comment le procédé de la présente invention peut être utilisé pour contrôler un volume en trois dimensions d'un réservoir.

DESCRIPTION DETAILLEE DE L'INVENTION

5 Le procédé d'acquisition de données pour le contrôle d'un réservoir selon la présente invention est illustré schématiquement sur la figure 4. L'acquisition de données comprend trois particularités principales. De même que dans le procédé de *Blakeslee*, des récepteurs $a_1 \dots a_n$ et $b_1 \dots b_n$
10 sont déployés dans deux puits. Deux puits seulement sont représentés pour simplifier l'illustration et, en réalité, on pourrait utiliser davantage de puits. En utilisant des sources sismiques de surface, illustrées en 203a, 203b ... 203k, on simule des données sismiques puits-à-puits
15 en utilisant le procédé décrit par *Blakeslee*. Cependant, contrairement aux enseignements de *Blakeslee*, des sources de surface sont également déployées entre les deux puits. Ceci produit des rayons supplémentaires pour une reconstruction tomographique de la région entre les deux
20 puits et aborde le problème de l'ouverture limitée avec la tomographie puits-à-puits classique ou simulée. Un exemple de trajet de rayons pour une telle source entre deux emplacements de puits est illustré en 233. Comme précédemment, pour simplifier la figure, un seul trajet de
25 rayons est représenté allant d'une source unique jusqu'à un détecteur unique de fond ; en réalité, des signaux partant de plusieurs sources de surface entre les deux puits seraient enregistrés au niveau de plusieurs détecteurs dans les deux puits.

30 Une troisième particularité de l'acquisition de données dans la présente invention est l'utilisation d'une tomographie de réflexion utilisant des sources telles que 221a et des récepteurs tels que 223b. Pour simplifier l'illustration, une seule source et un seul récepteur sont
35 représentés pour la tomographie de réflexion ; en réalité, il y aurait plusieurs sources et plusieurs récepteurs. Des

données de réflexion provenant d'un réflecteur tel que 235, 207 et 205 sont saisies. Pour simplifier l'illustration, trois réflecteurs seulement sont représentés. En réalité, il y aurait plusieurs récepteurs supplémentaires (non représentés). Des exemples de trajets de rayons 211 et 231 provenant de la source 221a, qui reviennent respectivement au récepteur 223b en étant réfléchis en 205 et 231, sont représentés. Aux fins de l'invention, il est nécessaire d'avoir au moins un réflecteur tel que 235 se trouvant au-dessus du réservoir de production. De plus, il est nécessaire d'avoir un réflecteur 205 se trouvant en dessous du réservoir de production. Des réflecteurs supplémentaires tels que 207 à l'intérieur du réservoir de production sont souhaitables. Les raisons de la présence de réflecteurs 235, 205 encadrant le réservoir de production sont décrites ci-après. Ces mesures sont exécutées en des périodes distinctes sur une période de temps prolongée, appelées ci-après « époques ». L'objectif, dans le contrôle du réservoir, est d'utiliser des mesures réalisées à différentes époques pour déduire une information concernant le changement de la distribution des fluides dans un réservoir. A cet effet, il est courant d'effectuer une inversion tomographique de données mesurées à chacune des époques et de comparer les résultats des inversions tomographiques d'une époque à une autre.

En principe, on pourrait penser qu'en utilisant des mesures de temps de parcours sensiblement verticaux jusqu'à des réflecteurs souterrains, l'ouverture limitée indiquée précédemment en ce qui concerne la tomographie puits-à-puits pourrait être élargie, aboutissant à une reconstruction tomographique améliorée. Cependant, ceci n'a pas été réalisé pour les raisons qui sont maintenant indiquées.

L'utilisation d'une tomographie de réflexion a été décrite dans de nombreuses publications. *Bishop* et collaborateurs traitent d'une tomographie sismique de

réflexion sous la forme d'un algorithme de *Gauss-Newton* itératif qui produit un modèle de vitesse en fonction de la profondeur qui minimise la différence entre des temps de parcours générés en traçant des rayons à travers le modèle et des temps de parcours mesurés à partir des données. Cependant, comme indiqué par Krebs (brevet des E.U.A. n° 6 002 642) « malheureusement, les données sismiques de surface ne contiennent pas suffisamment d'informations pour spécifier de façon unique à la fois un modèle de vitesse de migration et les géométries des réflecteurs. Il en résulte que le modèle de vitesse dérivé peut être ambigu ou non raisonnable du point de vue géologique. On peut apporter des améliorations en appliquant des contraintes au processus d'optimisation, mais ces contraintes réduisent ou éliminent généralement les ambiguïtés au prix d'adaptations plus mauvaises aux données de temps de parcours ».

Un second problème posé par la tomographie de réflexion est mis en évidence par *Squires* et collaborateurs. Ceci est expliqué dans la présente invention en revenant à la figure 4 qui montre une couche 202 soumise aux intempéries, proche de la surface. Une telle couche soumise aux intempéries apparaît pratiquement en tout point dans la proche surface du terrain du fait des intempéries. Cette couche soumise aux intempéries est caractérisée par une épaisseur irrégulière et une vitesse extrêmement faible. A titre de référence, des roches sédimentaires normales ont des vitesses d'ondes de compression qui vont d'environ 1,5 km/s jusqu'à 6 km/s. Par contre, la couche soumise aux intempéries peut avoir des vitesses descendant jusqu'à 100 m/s. Il résulte de cette vitesse extrêmement faible que les trajets des rayons dans la couche soumise aux intempéries sont pratiquement verticaux, comme indiqué sur la figure 4. L'effet de l'épaisseur irrégulière de la couche soumise aux intempéries est d'introduire un retard dans les trajets des rayons de réflexion qui dépendent uniquement de

l'emplacement de la source (ou du récepteur) et non de la distance source-récepteurs. Du fait de l'absence de dépendance vis-à-vis du déport horizontal, ce retard est appelé retard « statique ». L'effet de la statique sur l'analyse tomographique sera maintenant décrit.

Squires et collaborateurs ont analysé des données provenant d'expériences puits-à-puits, de profil sismique vertical (PSV) et de PSV inverse (PSVI) et ont conclu que la reconstruction tomographique à partir d'une telle combinaison de données présente un contraste de vitesse latéral important qui n'est pas supporté par les données de réflexion de surface au même emplacement. Les données PSV sont saisies en utilisant une source sismique à la surface ou proche de la surface et plusieurs détecteurs dans des positions de fond, alors que dans un profil PSVI, les données provenant d'une source de fond sont enregistrées en un emplacement de surface. *Squires et collaborateurs* en ont conclu que la statique non seulement introduisait des erreurs dans la région échantillonnée par le PSVI, mais qu'elle contaminait aussi d'autres régions du tomogramme. Leurs résultats indiquent que des erreurs de temps de parcours de l'ordre de 2% peuvent aboutir à des erreurs de vitesse tomographique s'élevant à 7%. Dans les résultats de *Squires*, les données PSV n'ont pas montré un effet aussi important lorsque des sources enterrées proches de la surface étaient utilisées ; on peut présumer qu'il existerait un effet important avec une source sismique de surface.

Jenkins et collaborateurs rendent compte d'une étude de contrôle séquentiel étendue effectuée sur une période de 31 mois en Indonésie. *Jenkins* a utilisé des hydrophones implantés au-dessous de la couche soumise aux intempéries, mais a constaté que les hydrophones ne pouvaient pas être laissés dans le sol pendant plus de quelques jours du fait d'une accumulation de boue sur le boîtier ; par conséquent, ils ont utilisé des trous pour émissions sismiques et

hydrophones revêtus d'acier. Les effets d'un déplacement à la vapeur d'eau sur un champ peu profond (profondeur d'environ 200 m) peuvent être perçus sur des temps de réflexion à partir d'intervalles du réservoir alors que des
5 réflexions provenant d'au-dessus du réservoir ne présentent aucun changement dans le contrôle séquentiel.

Ce qui n'a pas été reconnu dans l'art antérieur, c'est que, dans la tomographie différentielle, les erreurs dues aux facteurs décrits ci-dessus s'annulent. L'utilisation
10 d'une tomographie de réflexion en combinaison avec une tomographie puits-à-puits simulée dans la présente invention est basée sur la reconnaissance du fait que les problèmes décrits ci-dessus (incertitude de l'inversion et effet de la statique) sont notablement réduits dans une
15 tomographie séquentielle différentielle. Ce qui est intéressant dans le contrôle d'un réservoir, ce n'est pas le modèle tomographique réel, mais les modifications différentielles dans le sous-sol lorsqu'une substitution de fluides (et des changements possibles de pression) a lieu.
20 Si la couche proche de la surface ne change pas au cours du contrôle, les effets de la statique s'annulent alors et se présentent sous la forme d'une différence de temps de parcours à travers le réservoir. Cependant, si la couche proche de la surface change au cours du contrôle, le
25 procédé de la présente invention peut alors procéder à une correction pour tenir compte de ces changements comme décrit ci-après.

Dragoset (brevet des E.U.A. n° 5 946 271), dont le contenu est incorporé totalement ici par référence, indique
30 un système de calibrage destiné à être utilisé dans une tomographie séquentielle. Comme indiqué par *Dragoset*, un système discret de calibrage sismique normalisé, équipé au minimum, est installé de façon permanente sur une structure de réservoir souterrain qui contient des fluides d'un
35 intérêt économique. Des changements de la teneur en fluides en fonction d'un laps de temps de longue durée peuvent

introduire des changements dans les caractéristiques acoustiques des couches de roche du réservoir, produisant un changement correspondant de la signature sismique enregistrée par le système de calibrage. La différence
5 entre deux signatures sur une époque temporelle choisie définit une signature de calibrage séquentielle. La signature de calibrage séquentielle peut être appliquée pour réduire à une norme commune les résultats de système d'acquisition de données sismiques classiques différents,
10 de millésimes différents et de technologies différentes.

Avec le procédé de la présente invention, aucun capteur de calibrage spécial tel que décrit par *Dragoset* n'est nécessaire ; par contre, des changements de forme d'onde, et tout changement dans le retard statique par
15 rapport au temps, peuvent être mesurés directement par les capteurs de fond $a_1 \dots a_n$ et $b_1 \dots b_k$ implantés de façon permanente. En utilisant les signaux mesurés à ces capteurs de fond, on peut contrôler des changements du retard
20 statique et de la forme d'onde de source pour chacune des sources de surface 203a, 203b ... 203k, et on peut les utiliser pour corriger les données de réflexion de surface. Ceci permet d'obtenir une information concernant le réservoir sur une large gamme d'angles et d'améliorer la
25 qualité de la reconstruction tomographique. Les corrections de la source peuvent être appliquées à des données de sismique-réflexion pour améliorer la résolution de réflecteurs tels que 235, 205 qui encadrent le réservoir. Des différences de temps de parcours pour des réflexions
30 pour de tels réflecteurs sont alors représentatives de changements de l'intervalle du réservoir entre eux.

Un autre aspect de la présente invention qui a trait en particulier à la présence d'une zone soumise aux intempéries est l'utilisation facultative d'une tomographie d'atténuation sismique. La tomographie classique repose sur
35 la prise de temps de parcours pour une propagation d'énergie à partir de plusieurs sources jusqu'à plusieurs

récepteurs. Une information supplémentaire concernant le milieu est également contenue dans le spectre de fréquence du signal. *Quan et collaborateurs* décrivent l'utilisation d'une tomographie d'atténuation sismique. Dans la plupart
5 des matières naturelles, l'atténuation sismique augmente avec la fréquence. Les composantes à haute fréquence du signal sismique sont atténuées plus rapidement que les composantes à basse fréquence pendant la propagation des ondes. Il en résulte que le centroïde du spectre du signal
10 subit un décalage vers le bas pendant la propagation. En supposant un facteur de qualité indépendant de la fréquence (Q), cet abaissement est proportionnel à une intégrale de trajectoire par la distribution d'atténuation et peut être utilisé sous forme de données observées pour reconstruire
15 tomographiquement la distribution de l'atténuation. L'atténuation est associée à la distribution des fluides dans un réservoir en production et procure donc un autre paramètre qui peut fournir une information sur le réservoir. La présente invention utilise facultativement
20 une tomographie d'atténuation pour fournir un autre aperçu de l'écoulement des fluides dans le réservoir.

Le procédé de la présente invention peut être mis en œuvre de façon égale pour des applications terrestres et marines. Pour des applications marines, les sources
25 sismiques sont habituellement des canons à air déployés à partir d'un navire de reconnaissance et les récepteurs peuvent être portés sur des câbles de flûtes sismiques ou peuvent être placés sur le fond de l'océan.

La présente invention a été décrite ci-dessus en utilisant l'exemple de deux puits. En réalité, des
30 récepteurs peuvent être installés de façon permanente dans plusieurs puits sur une zone. Une telle configuration est décrite dans le brevet des E.U.A. n° 5 886 255 de *Aronstam et collaborateurs*, dont le contenu est incorporé
35 complètement ici par référence. Avec un tel agencement, le procédé décrit ci-dessus peut être utilisé pour obtenir une

information tomographique le long de n'importe quelle ligne qui est colinéaire avec deux puits quelconques dans la zone. Ceci est montré sur la figure 5 où plusieurs puits 301a ... 301b, ... 301n sont représentés. Comme cela est connu, le nombre de combinaisons possibles d'une paire quelconque de n puits est donné par $n(n-1)/2$. Les exemples de ces lignes sont désignés par 311a, 311b ... 311p. Une partie importante du réservoir peut donc être échantillonnée dans trois dimensions.

10 La description ci-dessus a fait référence principalement à des changements des fluides contenus dans un réservoir. Cependant, il est bien connu dans la technique que des vitesses sismiques dépendent également de la contrainte effective dans la formation. La contrainte effective est définie comme étant la différence entre la 15 contrainte de surcharge et la pression du fluide ; par conséquent, lorsque du fluide est produit à partir du réservoir, ceci s'accompagne de changements des vitesses sismiques. De plus, la récupération de fluides produit aussi d'autres effets tels qu'un tassement et un 20 effondrement du réservoir, le tassement étant particulièrement notable dans des réservoirs crayeux. Un exemple particulièrement sévère de tassement est le champ Ekofisk en Mer du Nord où le fond de la mer s'est effondré de plus de 3 mètres ; ceci a exigé un relevage coûteux des 25 plateformes de production et le redéploiement de canalisations. Le procédé de la présente invention peut donc également être utilisé pour identifier des changements de pression et un tassement d'un réservoir, et en 30 particulier pour identifier un tassement avant qu'il s'étende totalement jusqu'au fond de la mer.

Bien que la description précédente porte sur les formes préférées de réalisation de l'invention, diverses modifications apparaîtront aux spécialistes de la 35 technique.

REVENDICATIONS

1. Procédé de détermination d'un paramètre auquel on s'intéresse d'une partie d'un réservoir dans des formations terrestres, comprenant :

5 (a) le déploiement d'une première pluralité de récepteurs sismiques dans un premier puits et d'une seconde pluralité de récepteurs dans un second puits, ledit premier puits et ledit second puits étant disposés sur des côtés opposés de ladite partie du réservoir ;

10 (b) la génération d'ondes sismiques en une pluralité d'emplacements à la surface ou proches de la surface et la propagation desdites ondes sismiques dans lesdites formations terrestres à au moins une époque ;

15 (c) la réception de premiers signaux représentatifs desdites ondes sismiques de propagation auxdites première et seconde pluralités de récepteurs sismiques à ladite, au moins une, époque ;

20 (d) la réception de seconds signaux représentatifs d'ondes sismiques réfléchies depuis une limite en dessous de ladite partie du réservoir en une troisième pluralité de récepteurs à ladite surface ou proche de ladite surface ;

25 (e) l'exécution d'une analyse tomographique desdits premiers et seconds signaux pour obtenir ledit paramètre auquel on s'intéresse à ladite, au moins une, époque.

2. Procédé selon la revendication 1, dans lequel ladite pluralité d'emplacements comporte en outre :

30 (A) des emplacements sur des côtés dudit premier puits et dudit second puits opposés à ladite partie du réservoir, et

(B) des emplacements entre ledit premier puits et ledit second puits.

3. Procédé selon la revendication 1, dans lequel 35 ladite, au moins une, époque comprend en outre plusieurs époques.

4. Procédé selon la revendication 2, dans lequel ladite, au moins une, époque comprend en outre plusieurs époques.

5. Procédé selon la revendication 1, comprenant en outre la réception de troisièmes signaux représentatifs d'ondes sismiques réfléchies à partir d'une limite au-dessus de ladite partie du réservoir en une quatrième pluralité de récepteurs à ladite surface ou proches de ladite surface, et dans lequel l'exécution de ladite analyse tomographique comprend en outre l'utilisation desdits troisièmes signaux.

6. Procédé selon la revendication 1, dans lequel l'exécution de ladite analyse tomographique comprend en outre l'utilisation desdits premiers signaux pour simuler une reconnaissance puits-à-puits de ladite partie du réservoir.

7. Procédé selon la revendication 2, comprenant en outre, avant l'exécution de ladite analyse tomographique, la correction d'au moins un sous-ensemble desdits deuxièmes signaux en utilisant au moins un sous-ensemble desdits premiers signaux.

8. Procédé selon la revendication 3, comprenant en outre l'exécution de ladite analyse tomographique à chacune de ladite pluralité d'époques et la mise en relation de différences dans lesdites analyses tomographiques avec au moins l'un (i) d'un changement d'une distribution de fluides dans ladite partie du réservoir, (ii) d'un changement de pression de fluide dans ladite partie du réservoir, et (iii) d'un effondrement d'une couche dans ladite partie du réservoir.

9. Procédé selon la revendication 4, comprenant en outre l'exécution de ladite analyse tomographique à chacune de ladite pluralité d'époques et la mise en relation de différences dans lesdites analyses tomographiques avec au moins l'un (i) d'un changement d'une distribution de fluides dans ladite partie du réservoir, (ii) d'un

changement de pression de fluide dans ladite partie du réservoir, et (iii) d'un effondrement d'une couche dans ladite partie du réservoir.

10. Procédé selon la revendication 5, dans lequel
5 l'exécution de ladite analyse tomographique comprend en outre la détermination d'une différence de temps de parcours entre lesdits deuxièmes signaux et lesdits troisièmes signaux.

11. Procédé selon la revendication 6, dans lequel la
10 simulation de ladite reconnaissance puits-à-puits comprend en outre l'utilisation du principe de Fermat.

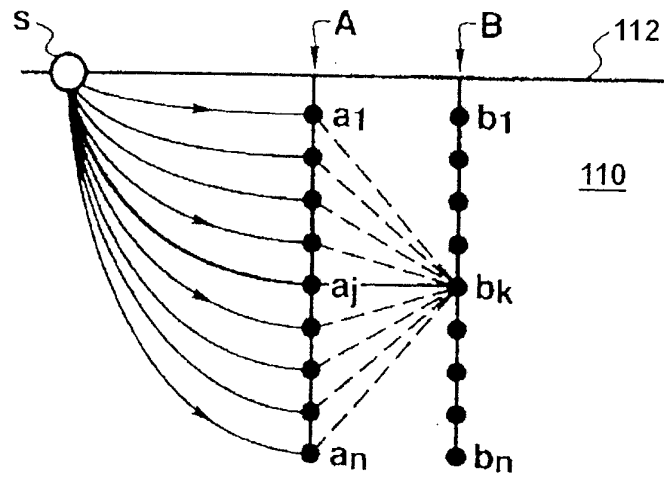
12. Procédé selon la revendication 1, dans lequel
l'exécution de ladite analyse tomographique comprend en outre l'analyse desdits premiers, deuxièmes et troisièmes
15 signaux pour leur atténuation, ladite atténuation étant représentative d'au moins l'un (i) d'un changement de la teneur en fluides de ladite partie du réservoir, (ii) d'un changement de pression de ladite partie du réservoir, et
(iii) d'un effondrement d'une couche dans ladite partie du
20 réservoir.

13. Procédé selon la revendication 8, dans lequel
l'exécution de ladite analyse tomographique comprend en outre l'analyse desdits premiers, deuxièmes et troisièmes
25 signaux pour leur atténuation, ladite atténuation étant représentative d'au moins l'un : (i) d'un changement dans une distribution de fluide dans ladite partie du réservoir, (ii) d'un changement de pression de fluide dans ladite partie du réservoir, et (iii) d'un effondrement d'une couche dans ladite partie du réservoir.

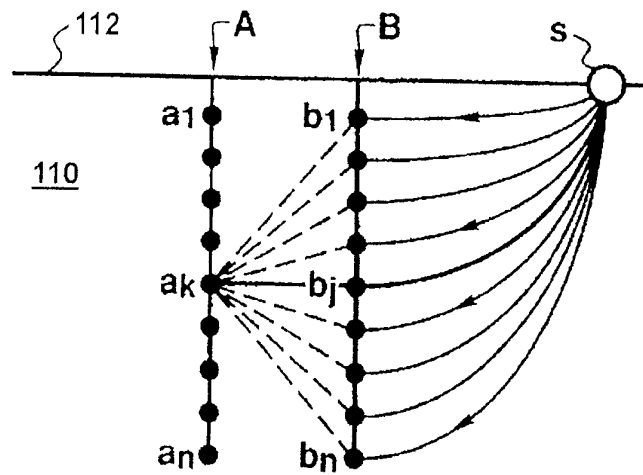
14. Procédé selon la revendication 9, dans lequel
30 l'exécution de ladite analyse tomographique comprend en outre l'analyse desdits premiers, deuxièmes et troisièmes signaux pour leur atténuation, ladite atténuation étant représentative d'un changement de la teneur en fluide de
35 ladite partie du réservoir.

15. Procédé selon la revendication 1, comprenant en outre le déploiement de récepteurs sismiques en au moins un puits supplémentaire et l'obtention dudit paramètre auquel on s'intéresse sur un volume en trois dimensions.

2/3

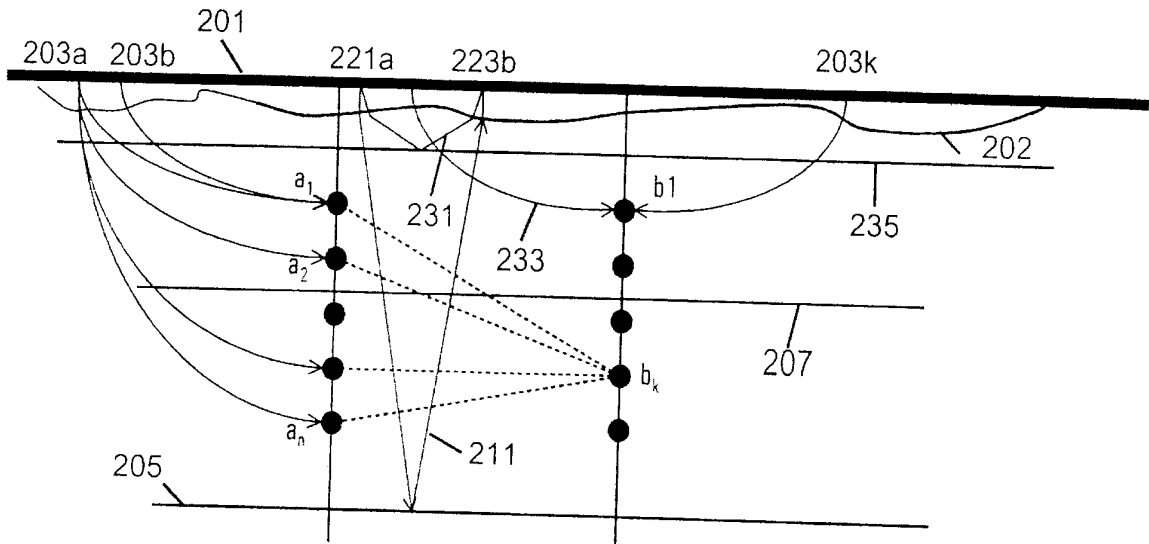
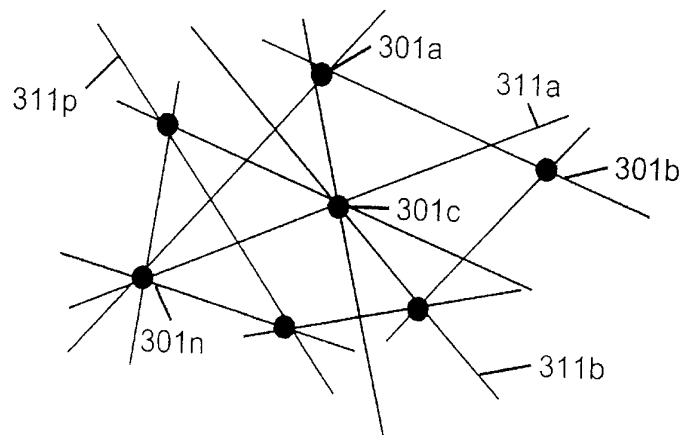


(ART ANTERIEUR)

FIG. 2

(ART ANTERIEUR)

FIG. 3

**FIG. 4****FIG. 5**