

(12) DEMANDE INTERNATIONALE PUBLIÉE EN VERTU DU TRAITÉ DE COOPÉRATION
EN MATIÈRE DE BREVETS (PCT)

(19) Organisation Mondiale de la Propriété
Intellectuelle
Bureau international



(43) Date de la publication internationale
27 novembre 2003 (27.11.2003)

PCT

(10) Numéro de publication internationale
WO 03/098000 A1

(51) Classification internationale des brevets⁷ : E21B 49/00

(21) Numéro de la demande internationale :
PCT/FR03/01507

(22) Date de dépôt international : 19 mai 2003 (19.05.2003)

(25) Langue de dépôt : français

(26) Langue de publication : français

(30) Données relatives à la priorité :
02/06189 22 mai 2002 (22.05.2002) FR

(71) Déposant (pour tous les États désignés sauf US) : IN-
NOV.PRO [FR/FR]; "Les Eaux Claires", 19, Route de
Paris, F-27100 Le Vaudreuil (FR).

(72) Inventeur; et

(75) Inventeur/Déposant (pour US seulement) : DESPAX,
Damien [FR/FR]; "Le Bastidon", 21, Traverse du Lavoir
de Grand-Mère, F-13090 Aix-en-Provence (FR).

(74) Mandataire : FLAVENOT, Bernard; Abritt, 17, rue du
Dr Charcot, F-91290 La Norville (FR).

(81) États désignés (national) : AE, AG, AL, AM, AT, AU, AZ,
BA, BB, BG, BR, BY, BZ, CA, CH, CN, CO, CR, CU, CZ,
DE, DK, DM, DZ, EC, EE, ES, FI, GB, GD, GE, GH, GM,
HR, HU, ID, IL, IN, IS, JP, KE, KG, KP, KR, KZ, LC, LK,
LR, LS, LT, LU, LV, MA, MD, MG, MK, MN, MW, MX,
MZ, NI, NO, NZ, OM, PH, PL, PT, RO, RU, SC, SD, SE,
SG, SK, SL, TJ, TM, TN, TR, TT, TZ, UA, UG, US, UZ,
VC, VN, YU, ZA, ZM, ZW.

(84) États désignés (régional) : brevet ARIPO (GH, GM, KE,
LS, MW, MZ, SD, SL, SZ, TZ, UG, ZM, ZW), brevet
eurasien (AM, AZ, BY, KG, KZ, MD, RU, TJ, TM), brevet
européen (AT, BE, BG, CH, CY, CZ, DE, DK, EE, ES, FI,
FR, GB, GR, HU, IE, IT, LU, MC, NL, PT, RO, SE, SI, SK,
TR), brevet OAPI (BF, BJ, CF, CG, CI, CM, GA, GN, GQ,
GW, ML, MR, NE, SN, TD, TG).

Publiée :

- avec rapport de recherche internationale
- avant l'expiration du délai prévu pour la modification des revendications, sera republiée si des modifications sont reçues

En ce qui concerne les codes à deux lettres et autres abréviations, se référer aux "Notes explicatives relatives aux codes et abréviations" figurant au début de chaque numéro ordinaire de la Gazette du PCT.

(54) Title: METHOD FOR DETERMINING BY STRATA RESERVE QUALITY OF AN OIL WELL

(54) Titre : PROCEDE POUR DETERMINER, PAR STARTES, LA QUALITE DE RESERVE D'UN PUITTS DE PETROLE

(57) Abstract: The invention concerns a method for evaluating the hydraulic head of a porous stratum delimited by two sides z_{low} and z_{high} which consists in generating a periodic modulation of the flow rate of the well, in lowering into the well and activating for some periods at the depth z_{low} a measuring production logging tool probe, extracting, from the measurements obtained the amplitude ΔQ_{low} of the sinusoidal component of the flow rate modulation related to one of the imposed periods T, the amplitude of ΔP_{low} of sinusoidal component of the pressure modulation related to the same period T, and the phase delay of the pressure sinusoidal wave relative to that of the flow rate Φ_{low} , determining the response $R_{low} = \Delta P_{low} / \Delta Q_{low} e^{-i\Phi_{low}}$, raising the probe up to the elevation z_{high} and determining the complex response $R_{high} = \Delta P_{high} / \Delta Q_{high} e^{-i\Phi_{high}}$, calculating the complex response $R_{stratum} = R_{high} \circ R_{low} / R_{high}$, in assuming a physical model for the strata by numerical inversion of the mathematical formula providing the theoretical complex response, determining the hydraulic characteristics of the stratum defined by the measured response $R_{stratum}$, calculating the productivity index of the well $IP_{stratum}$ related to the stratum concerned and deducing the average reservoir pressure P_G in the stratum based on the formula $P_G = P_F + Q_{stratum} / IP$.

(57) Abrégé : La présente invention concerne un procédé d'évaluation du potentiel hydraulique d'une strate poreuse délimitée par deux cotes z_{bas} et z_{haut} consistant à générer une modulation périodique du débit du puits; à descendre dans le puits et l'activer durant quelques périodes à la profondeur z_{bas} une sonde PLT de mesure, à extraire; des mesures obtenues l'amplitude ΔQ_{bas} de la composante sinusoïdale de la modulation du débit relative à l'une T des périodes imposées, l'amplitude ΔP_{bas} de la composante sinusoïdale de la modulation de la pression relative à la même période T, et le retard de phase de l'onde sinusoïdale de la pression par rapport à celle du débit (p_{bas} , à déterminer la réponse $R_{bas} = \Delta P_{bas} / \Delta Q_{bas} e^{-i\Phi_{bas}}$, à monter la sonde jusqu'à la cote z_{haut} et déterminer la réponse complexe $R_{haut} = \Delta P_{haut} / \Delta Q_{haut} e^{-i\Phi_{haut}}$, à calculer la réponse complexe $R_{strate} = R_{haut} \circ R_{bas} / R_{haut}$, à postuler un modèle physique pour la strate par inversion numérique de la formule mathématique donnant la réponse complexe théorique, déterminer les caractéristiques hydrauliques de la strate définie par la réponse mesurée R_{strate} , à calculer l'indice de productivité du puits IP_{strate} relatif à la strate considérée et en déduire la pression de gisement moyenne P_G dans la strate selon la formule $P_G = P_F + Q_{strate} / IP$.

WO 03/098000 A1

PROCEDE POUR DETERMINER, PAR STRATES, LA QUALITE
DE RESERVE D'UN PUIIS DE PETROLE

La présente invention concerne les procédés pour déterminer la qualité de réserve d'un puits de pétrole débitant un fluide provenant d'une couche productrice, par la mesure de la réponse **R** du puits et plus particulièrement un procédé d'évaluation du potentiel hydraulique (dans le cas le plus simple, détermination de la transmissivité ou de la perméabilité moyenne, du skin d'endommagement et de la pression de gisement locale) de la section d'une strate poreuse remplie d'un effluent mobile entrant ou sortant délimitée par deux cotes respectivement Z_{bas} et Z_{haut} .

On sait que la qualité de production d'un puits de pétrole est essentiellement représentée par l'index de productivité **IP** du puits qui dépend du rayon du puits r_w , du rayon de drainage R_e du puits, de la viscosité μ du pétrole récupérable, mais aussi de la transmissivité de la couche productrice qui est définie comme le produit de sa perméabilité **k** par sa hauteur **h**, ainsi que d'un éventuel colmatage des pores de la roche aux abords de la paroi du puits que l'on quantifie par un paramètre sans dimension **S** communément qualifié par les techniciens par le terme générique de « SKIN ». Cet index de productivité est

représenté par la formule :
$$IP = \frac{2\pi kh}{\mu [\ln(\frac{R_e}{r_w}) - 0,75 + S]}$$
 où "ln" représente le

logarithme népérien. L'index de productivité **IP** mesure directement la facilité avec laquelle le pétrole peut s'écouler jusqu'au puits sous l'effet d'un rabattement ΔP de la pression moyenne du gisement régnant autour du puits, puisque le débit **Q** du puits mesuré en conditions de fond est alors simplement égal à : $Q = IP \Delta P$.

Ce débit de fond est ensuite évacué vers la surface selon des techniques connues. Afin d'optimiser la production d'un puits, notamment de pétrole, il est donc utile de connaître sa qualité réserve, notamment en déterminant la valeur de certains paramètres prédéfinis. En se reportant à l'expression de l'index de

productivité IP défini ci-dessus, un premier paramètre important est la perméabilité k de la couche productrice du sous-sol dans lequel le puits a été foré et un autre est le « SKIN » S qui quantifie un possible endommagement de cette couche productrice. On peut ainsi établir deux classes parmi les puits qui produisent peu : les puits maintenus dans des conditions d'exploitation idéales ($S = 0$) mais qui soutirent le pétrole d'une roche faiblement perméable, et les puits forés dans des gisements présentant une perméabilité élevée mais qui sont colmatés ($S > 0$) et qui pourront produire d'avantage quand ils auront été restaurés à l'aide de techniques connues en elles-mêmes.

Il est donc important de pouvoir déceler la formation d'une couche de colmatage afin d'intervenir le plus tôt possible de façon utile pour l'éliminer et continuer l'exploitation du puits.

Différents procédés ont été mis au point pour surveiller la qualité de production d'un puits. La plupart des anciens procédés étaient fondés sur l'utilisation de relations empiriques ou statistiques entre différentes mesures qui peuvent être effectuées sur un tel puits. Un autre procédé donnant des résultats plus précis consiste à obturer complètement le puits à sa sortie et à étudier la montée en pression du pétrole dans le puits en fonction du temps de fermeture, l'examen des courbes de variation de cette pression permettant de déduire si le puits est dans son état idéal ou s'il est colmaté.

Ce procédé permet d'obtenir de bons résultats, mais présente l'inconvénient majeur d'être long à être mis en œuvre. Pour obtenir une courbe exploitable, il faut en effet attendre plusieurs heures voire plusieurs jours pour certains puits pendant lesquels le puits n'est pas exploité, ce qui constitue un manque à gagner certain auquel il faut ajouter le coût du redémarrage lorsque la pression du gisement n'est plus suffisante pour que le puits demeure éruptif.

Pour pallier cet inconvénient, on a alors tenté de mettre au point un autre procédé qui consiste à moduler la fermeture du puits à sa sortie et à étudier la variation de pression du fluide en fonction de cette modulation. Ce procédé élimine l'inconvénient mentionné ci-dessus de la fermeture totale du puits, mais présente l'inconvénient de ne pas conduire à des mesures assez précises.

Un autre procédé est par exemple décrit dans le US-A-3.559.476 et le FR-

A-2.678.679. Il consiste à moduler, par une fonction sinusoïdale, le débit du fluide dans le puits et à mesurer les variations de débit et de pression du fluide, puis à en déduire, dans des cas particuliers, la réponse R du puits.

Ce procédé donne des résultats relativement satisfaisants dans le cas d'un endommagement du puits qui consiste en un colmatage de la paroi qui donne un "SKIN" d'une valeur positive, mais d'une épaisseur considérée comme nulle. Il est bien évident que ce type de « SKIN » infiniment mince n'est qu'une abstraction mathématique commode et souvent satisfaisante mais qu'il peut exister d'autres types d'endommagement qui correspondent à un "SKIN" positif mais dont l'épaisseur ne peut être considérée comme nulle, ou un "SKIN" négatif, par exemple pour un puits relié à un réseau de fissures naturelles ouvertes ou pour un puits stimulé par fracturation hydraulique, c'est-à-dire traversé par une fracture induite artificiellement qui est généralement symétrique par rapport à l'axe du puits.

Il est aussi déjà connu un procédé pour déterminer la qualité de réserve d'un puits de pétrole ou analogue débitant un fluide donné provenant d'une couche productrice, par la mesure de la réponse (R) du puits, ledit procédé consistant à moduler, par une fonction sinusoïdale, le débit du fluide dans le puits, et à mesurer les variations de débit et de pression du fluide, caractérisé par le fait que

- (I) la réponse (R_C) du puits dans le cas où la couche productrice comporte une zone endommagée présentant un "SKIN" positif d'épaisseur non nulle, est obtenue par l'équation :

$$R_C = \frac{DR_0(\beta z_w) - B}{-CR_0(\beta z_w) + A}, \text{ et que}$$

- (II) la réponse (R_f) du puits dans le cas où la couche productrice comporte une fracture présentant un "SKIN" négatif, est obtenue par l'équation :

$$R_f = \frac{\pi}{F_{CD} \sqrt{\frac{i z_f^2}{E_{fD}} + \frac{2\sqrt{i} z_f}{F_{CD}}}} + S_{wf}$$

équations dans lesquelles :

A, B, C et D sont des fonctions des paramètres z_w , α et β définis ci-après, et

sont respectivement définies par les quatre équations ci-dessous :

$$A(z_w, \alpha, \beta) = i \frac{z_w}{\sqrt{\alpha}} e^{\frac{i\pi}{4}} \left[\text{kelbe}_0\left(\frac{\beta z_w}{\sqrt{\alpha}}\right) \text{kelke}_1\left(\frac{z_w}{\sqrt{\alpha}}\right) - \text{kelbe}_1\left(\frac{z_w}{\sqrt{\alpha}}\right) \text{kelke}_0\left(\frac{\beta z_w}{\sqrt{\alpha}}\right) \right]$$

$$B(z_w, \alpha, \beta) = \frac{1}{\alpha} \left[\text{kelbe}_0\left(\frac{z_w}{\sqrt{\alpha}}\right) \text{kelke}_0\left(\frac{\beta z_w}{\sqrt{\alpha}}\right) - \text{kelbe}_0\left(\frac{\beta z_w}{\sqrt{\alpha}}\right) \text{kelke}_0\left(\frac{z_w}{\sqrt{\alpha}}\right) \right]$$

$$C(z_w, \alpha, \beta) = i \beta z_w^2 \left[\text{kelbe}_1\left(\frac{z_w}{\sqrt{\alpha}}\right) \text{kelke}_1\left(\frac{\beta z_w}{\sqrt{\alpha}}\right) - \text{kelbe}_1\left(\frac{\beta z_w}{\sqrt{\alpha}}\right) \text{kelke}_1\left(\frac{z_w}{\sqrt{\alpha}}\right) \right]$$

$$D(z_w, \alpha, \beta) = i \frac{\beta z_w}{\sqrt{\alpha}} e^{\frac{i\pi}{4}} \left[\text{kelbe}_0\left(\frac{z_w}{\sqrt{\alpha}}\right) \text{kelke}_1\left(\frac{\beta z_w}{\sqrt{\alpha}}\right) - \text{kelbe}_1\left(\frac{\beta z_w}{\sqrt{\alpha}}\right) \text{kelke}_0\left(\frac{z_w}{\sqrt{\alpha}}\right) \right]$$

en précisant que, dans les équations données ci-dessus,

$\text{kelke}_n(x) = \text{ker}_n(x) + i \text{kei}_n(x)$ et $\text{kelbe}_n(x) = \text{ber}_n(x) + i \text{bei}_n(x)$ où

i est le nombre unité imaginaire dans la théorie mathématique des nombres

complexes, et ker_n , kei_n , ber_n , bei_n sont les fonctions de Kelvin ; $\alpha = \frac{k_s}{k}$

est la perméabilité a-dimensionnelle de la zone endommagée, k_s représentant la

perméabilité de la zone endommagée et k représentant la perméabilité de la

couche productrice ; $\beta = \frac{r_s}{r_w}$ est le rayon a-dimensionnel de la zone

endommagée, r_s représentant le rayon de la zone endommagée et r_w

représentant le rayon du puits ; $z_w = r_w \sqrt{\frac{\omega}{\delta}}$ où ω est la pulsation de la fonction

sinusoïdale et δ est la diffusivité de la couche productrice égale à $\frac{k}{\phi \mu c_t}$, ϕ

représentant la porosité de la couche productrice, μ représentant la viscosité du

fluide et C_t représentant la compressibilité totale du fluide ;

$$R_0 = \frac{K_0(\sqrt{i} z_w)}{\sqrt{i} z_w K_1(\sqrt{i} z_w)} \text{ où } K_0 \text{ et } K_1 \text{ sont les fonctions de Hankel modifiées ;}$$

avec aussi $z_f = x_f \sqrt{\frac{\omega}{\delta}}$ où x_f est la longueur d'une aile de fracture supposée en

compter deux ; F_{CD} est la conductivité a-dimensionnelle de la fracture

représentée par la formule $\frac{k_f W}{k x_f}$, k_f représentant la perméabilité du matériau de

soutènement de la fracture et W représentant l'épaisseur moyenne de la fracture

soutenue ; $E_{fD} = \frac{k_f \phi C_t}{k \phi_f C_{tf}}$ est la diffusivité a-dimensionnelle de la fracture, ϕ_f

représentant la porosité du matériau de soutènement remplissant la fracture et

C_{tf} représentant la compressibilité totale du fluide dans la fracture ; S_{wf} est un skin éventuel existant entre le fond du puits et l'entrée de la fracture.

La présente invention a donc pour but de perfectionner les procédés antérieurs et ceux définis notamment ci-avant pour évaluer la qualité de réserve d'un puits de pétrole ou analogue, et de mettre en œuvre un procédé qui, tout en étant facile à être mis en œuvre, permette d'obtenir cette évaluation à tous les niveaux du puits et quel que soit le type d'endommagement de la couche productrice, à l'aide de mesures qui peuvent être interprétées avec un faible pourcentage d'erreurs ou d'incertitude, et plus précisément un procédé d'évaluation du potentiel hydraulique (dans le cas le plus simple, détermination de la transmissivité ou de la perméabilité moyenne, du skin d'endommagement et de la pression de gisement locale) de la section d'une strate poreuse remplie d'un effluent mobile entrant ou sortant délimitée par deux cotes respectivement z_{bas} et z_{haut} .

Plus précisément, la présente invention a pour objet un procédé d'évaluation du potentiel hydraulique de la section d'une strate poreuse remplie d'un effluent mobile entrant ou sortant délimitée par deux cotes respectivement z_{bas} et z_{haut} , caractérisé par le fait qu'il consiste à générer une modulation

périodique du débit du puits, à descendre dans le puits et l'activer durant quelques périodes à la profondeur fixe z_{bas} une sonde munie : i) d'un dispositif de repérage précis en cote soit par rapport aux séries géologiques par détecteur de rayons gamma connu des techniciens sous la terminologie anglaise "Gamma-Ray" soit par rapport aux éléments du puits par détecteur de manchon de tubage connu des techniciens sous le sigle "CCL", ii) d'une horloge, iii) de capteurs physiques aptes à au moins mesurer l'écoulement de l'effluent dans le puits, la pression, la température, la densité moyenne, le gradient des pertes de charge, à extraire, de ces mesures : i) l'amplitude ΔQ_{bas} de la composante sinusoïdale de la modulation du débit relative à l'une T des périodes imposées, ii) l'amplitude ΔP_{bas} de la composante sinusoïdale de la modulation de la pression relative à la même période T, ainsi que iii) le retard de phase de l'onde sinusoïdale de la pression par rapport à celle du débit φ_{bas} , à déterminer la réponse complexe R_{bas} de toutes les zones actives dont l'effluent se déverse dans le puits entre le fond du puits et la cote z_{bas} au test cyclique de période T, selon la formule :

$$R_{bas} = \frac{\Delta P_{bas}}{\Delta Q_{bas}} e^{-i\varphi_{bas}}, \text{ à remonter la sonde jusqu'à la cote } z_{haut}, \text{ l'activer durant}$$

quelques périodes à cette profondeur, effectuer de nouvelles mesures et, de celles-ci, extraire i) l'amplitude ΔQ_{haut} de la composante sinusoïdale de la modulation du débit relative à la période T imposée, ii) l'amplitude ΔP_{haut} de la composante sinusoïdale de la modulation de la pression relative à la même période T, ainsi que iii) le retard de phase de l'onde sinusoïdale de la pression par rapport à celle du débit φ_{haut} , déterminer la réponse complexe R_{haut} de toutes les zones actives dont l'effluent se déverse dans le puits entre le fond du puits et la

cote z_{haut} selon la formule : $R_{haut} = \frac{\Delta P_{haut}}{\Delta Q_{haut}} e^{-i\varphi_{haut}}$, à calculer la réponse complexe

R_{strate} de la strate définie par le fait que l'effluent qu'elle contient débouche dans le puits entre les cotes z_{bas} et z_{haut} par la formule $R_{strate} = \frac{R_{haut} \cdot R_{bas}}{R_{bas} - R_{haut}}$, à postuler un

modèle physique pour la strate par inversion numérique de la formule mathématique donnant la réponse complexe théorique, déterminer les caractéristiques hydrauliques de la strate définie par la réponse mesurée R_{strate} , à calculer l'indice de productivité du puits IP_{strate} relatif à la strate considérée et en

déduire la pression de gisement moyenne P_G dans la strate selon la formule :

$$P_G = P_F + \frac{Q_{strate}}{IP}$$

, puisque, à l'aide de la sonde, avant d'activer le modulateur de débit, il a été mesuré à la fois la pression de fond P_F stabilisée et le débit net Q_{strate} provenant de la strate.

D'autres caractéristiques et avantages de la présente invention apparaîtront au cours de la description donnée ci-après.

On sait qu'un puits de pétrole est creusé dans un sol jusqu'aux couches productrices ou strates enfermant le pétrole. D'une façon générale, ces couches sont formées de roches ou sables perméables et sont situées en dessous de couches imperméables. Le pétrole est ainsi confiné dans ces couches perméables et peut être extrait à condition que le puits pénètre jusqu'à elles.

Pour mettre en oeuvre le procédé selon l'invention comme décrit ci-après, on utilise une sonde dénommée ci-après PLT, outil bien connu des hommes du métier dans le domaine pétrolier et abréviation de l'expression anglaise "Production Logging Tool", qui est un appareil de diagraphie de production fine comportant notamment :

- un obturateur commandable permettant de moduler la valeur de la section de passage du conduit qui forme le puits au niveau des couches pétrolifères. Cet obturateur commandable peut par exemple être constitué par un manchon comportant des ailettes pouvant être déployées au moyen d'un moteur à partir d'un point éloigné. Il peut aussi être constitué par une pluralité de parois agencées les unes avec les autres pour former un cône à angle variable, le coulissement des parois les unes par rapport aux autres pouvant être commandé au moyen d'un câble tracteur.

- un débitmètre pour mesurer le débit du fluide qui s'écoule dans le conduit du puits. Un tel débitmètre est connu en lui-même et peut être constitué schématiquement par un manchon dans lequel est disposé un mesureur comportant une hélice, ou moulinet selon la terminologie des techniciens, et des moyens pour comptabiliser le nombre de tours de cette hélice par unité de temps, à ce manchon pouvant être éventuellement associé un déflecteur afin de capter l'ensemble du fluide s'écoulant dans le conduit et le forcer à passer entièrement dans le manchon. Le débitmètre est agencé pour délivrer à sa sortie un signal représentatif du débit du fluide qui le traverse.

- un capteur de pression bien connu en lui-même, constitué par exemple à partir de jauges de déformation à base par exemple d'un cristal minéral tel que du quartz ou du saphir, ou analogue. Il est apte à délivrer à sa sortie un signal représentatif de la pression du fluide dans le conduit.

Pour mettre en oeuvre le procédé selon l'invention, ces trois éléments sont assemblés les uns avec les autres de façon qu'ils puissent être descendus à partir de la tête de puits par tout moyen de liaison, par exemple un câble ou analogue, jusqu'au niveau des couches productrices. Ils sont en outre associés de façon que, lorsqu'ils sont descendus dans le puits, le débitmètre et le capteur de pression soient situés en dessous de l'obturateur commandable. De plus, ces trois éléments sont reliés par une ligne bus qui permet, à partir d'un organe de traitement, de commander l'obturateur, éventuellement la mise en marche du débitmètre et du capteur de pression, mais aussi de recevoir et traiter les signaux émis par ces deux derniers éléments.

Il est précisé que, en plus de ces trois éléments définis ci-dessus, il est prévu, pour obtenir l'acquisition des données, une horloge qui détermine un temps unique auquel se référeront les mesures de débit et de pression du fluide.

L'outil décrit ci-dessus ayant été descendu dans le puits, à un niveau déterminé de la couche productrice, le procédé consiste tout d'abord à commander l'obturateur pour faire varier la section de passage du conduit entre deux valeurs minimale et maximale suivant une loi mathématique sinusoïdale de pulsation ω , la valeur minimale n'étant pas nulle afin de ne jamais obturer complètement le conduit et de permettre au fluide de continuer à s'écouler pendant tout le temps des mesures.

Dans le cas où le débitmètre et le capteur de pression ne sont pas en état de marche permanent, ils sont mis en marche pendant quelques périodes de la fonction mathématique de la commande de l'obturateur. Ils délivrent à leur sortie des signaux respectivement représentatifs des variations de débit et de pression du fluide dans le puits en dessous de l'obturateur, mais au niveau de l'emplacement des deux autres éléments.

On constate que les courbes de ces variations sont des fonctions sinusoïdales de même période T que celle de la commande de l'obturateur, mais déphasées l'une par rapport à l'autre. La mesure conjointe du déphasage entre

ces deux signaux et du rapport de leur amplitude respective permet de déduire simultanément une valeur qui est représentative de la perméabilité des couches productrices en dessous de l'obturateur commandable qui se trouvent situées entre le niveau du débitmètre et le fond du puits ainsi qu'une valeur qui est représentative du colmatage.

Ce procédé est intéressant à double titre car, outre qu'il permet d'évaluer la perméabilité et le colmatage au sein même des couches pétrolifères, et donc d'éliminer nombre d'incertitudes inhérentes aux procédés selon l'art antérieur, il permet en plus d'évaluer cette perméabilité et le colmatage à tous les niveaux d'une couche productrice, étant rappelé que, par colmatage, on entend le phénomène qui freine l'écoulement du pétrole et qui présente un SKIN S positif (une image de la résistance à l'écoulement). En revanche on entend par "fracture" le moyen qui favorise la productivité du puits, en présentant un SKIN S négatif (une image de la moindre résistance à l'écoulement du fluide

Le procédé selon l'invention, pour l'évaluation du potentiel hydraulique (dans le cas le plus simple, détermination de la transmissivité ou de la perméabilité moyenne, du skin d'endommagement et de la pression de gisement locale) de la section d'une strate poreuse remplie d'un effluent mobile entrant ou sortant délimitée par deux cotes respectivement z_{bas} et z_{haut} , consiste :

- à générer une modulation périodique, pas nécessairement sinusoïdale, ou une superposition de modulations périodiques de différentes périodes, du débit du puits. Cette modulation peut être obtenue à l'aide, soit d'un dispositif direct ou indirect mécanique réglable ou servocommandé et programmable indépendant de la sonde précédemment décrite placé sur la ligne de production "tubing" n'importe où en aval du ou des capteurs de débit dans le cas d'un effluent sortant ou respectivement en amont dans le cas d'un effluent entrant, c'est-à-dire soit dans le découvert, le tubage dit "casing" ou la colonne perdue dite "Liner" cimentée ou crépinée en-dessous de l'obturateur annulaire de production dit "Packer de production" ou dans la colonne de production entre l'obturateur annulaire et la tête de puits ou encore dans la tête de puits elle-même ou bien sur la ligne reliant le puits selon le cas au séparateur de test ou au réseau de collectes, soit d'un dispositif mécanique réglable ou servocommandé et programmable avantageusement placé au sommet de la sonde. Comme dispositif direct mentionné ci-dessus, on peut utiliser une "duse" ou pompe réglable

programmable de surface (le plus pratique) ou éventuellement dans le puits dans le cas d'un "PLT à mémoire ancré". Un dispositif indirect mentionné ci-dessus est par exemple constitué d'une pompe asservie programmable pour injecter ou soutirer du fluide en surface ;

- à descendre dans le puits et l'activer durant quelques périodes à la profondeur fixe z_{bas} , une sonde "PLT" ou "PLT précis" munie i) d'un dispositif de repérage précis en cote soit par rapport aux séries géologiques par un détecteur de rayons gamma dit "Gamma-Ray" soit par rapport aux élément du puits "CCL" (un "CCL" est un outil bien connu des hommes du métier dans le domaine pétrolier et est l'abréviation de l'expression anglaise "Casing Collar Locator" ou en français "détecteur de manchon de tubage"), ii) d'une horloge, iii) de capteurs physiques diverses la rendant capable de mesurer certaines caractéristiques de l'écoulement de l'effluent dans le puits, notamment le débit total, le débit gazeux, le débit liquide, le débit aqueux, le débit d'hydrocarbures, la pression, la température, la densité moyenne ou le gradient des pertes de charge et, iv) soit d'une mémoire lui permettant de stocker les valeurs mesurées en fonction du temps ("PLT à mémoire" descendus avec une ligne en acier connu des hommes du métier sous la terminologie anglaise "slick line" suspendus ou ancrés dans un siège) soit d'un dispositif capable de transmettre les mesures en temps réel vers un ordinateur en surface tel qu'un câble électrique ou une fibre optique ou un émetteur radio ou acoustique,

- à extraire, de ces enregistrements : i) l'amplitude ΔQ_{bas} de la composante sinusoïdale de la modulation du débit relative à l'une T des périodes imposées, ii) l'amplitude ΔP_{bas} de la composante sinusoïdale de la modulation de la pression relative à la même période T, ainsi que iii) le retard de phase de l'onde sinusoïdale de la pression par rapport à celle du débit φ_{bas} , et

- à déterminer la réponse complexe R_{bas} de toutes les zones actives dont l'effluent se déverse dans le puits entre le fond du puits et la cote z_{bas} au test cyclique de période T, selon la formule :

$$R_{bas} = \frac{\Delta P_{bas}}{\Delta Q_{bas}} e^{-i\varphi_{bas}}$$

puis

- à remonter la sonde jusqu'à la cote z_{haut} et l'activer durant quelques périodes à cette profondeur,

- à extraire, des renseignements mesurés par les éléments composant la sonde : i) l'amplitude ΔQ_{haut} de la composante sinusoïdale de la modulation du débit relative à la période T imposée, ii) l'amplitude ΔP_{haut} de la composante sinusoïdale de la modulation de la pression relative à la même période T , ainsi que iii) le retard de phase de l'onde sinusoïdale de la pression par rapport à celle du débit φ_{haut} , et

- à déterminer la réponse complexe R_{haut} de toutes les zones actives dont l'effluent se déverse dans le puits entre le fond du puits et la cote z_{haut} selon la formule :

$$R_{haut} = \frac{\Delta P_{haut}}{\Delta Q_{haut}} e^{-i\varphi_{haut}}$$

puis

- à calculer la réponse complexe R_{strate} de la strate définie par le fait que l'effluent qu'elle contient débouche dans le puits entre les cotes z_{bas} et z_{haut} , par la formule :

$$R_{strate} = \frac{R_{haut} \cdot R_{bas}}{R_{bas} - R_{haut}}$$

En postulant un modèle physique pour la strate (dans le cas le plus simple : couche homogène infinie de perméabilité k et de skin d'endommagement S), par inversion numérique de la formule mathématique donnant la réponse complexe théorique, on peut déterminer les caractéristiques hydrauliques de la strate définie par la réponse mesurée R_{strate} ; pour le cas le plus simple, on détermine la perméabilité moyenne k et le skin d'endommagement S .

En s'appuyant sur le modèle physique retenu ainsi que sur la géométrie de l'aire de drainage, on peut calculer l'indice de productivité du puits IP_{strate} relatif à la strate considérée et en déduire la pression de gisement moyenne P_G dans la strate, par application de la formule : $P_G = P_F + \frac{Q_{strate}}{IP}$, puisque, à l'aide de la sonde, avant d'activer le modulateur de débit, on a mesuré à la fois la pression de fond P_F stabilisée et le débit net Q_{strate} provenant de la strate.

REVENDEICATION

1- Procédé d'évaluation du potentiel hydraulique de la section d'une strate poreuse remplie d'un effluent mobile entrant ou sortant délimitée par deux cotes respectivement z_{bas} et z_{haut} , caractérisé par le fait qu'il consiste à générer une modulation périodique du débit du puits, à descendre dans le puits et l'activer durant quelques périodes à la profondeur fixe z_{bas} une sonde munie : i) d'un dispositif de repérage précis en cote soit par rapport aux séries géologiques par détecteur de rayons gamma dit "Gamma-Ray" soit par rapport aux éléments du puits (CCL), ii) d'une horloge, iii) de capteurs physiques aptes à au moins mesurer l'écoulement de l'effluent dans le puits, la pression, la température, la densité moyenne, le gradient des pertes de charge, à extraire, de ces mesures : i) l'amplitude ΔQ_{bas} de la composante sinusoïdale de la modulation du débit relative à l'une T des périodes imposées, ii) l'amplitude ΔP_{bas} de la composante sinusoïdale de la modulation de la pression relative à la même période T, ainsi que iii) le retard de phase de l'onde sinusoïdale de la pression par rapport à celle du débit φ_{bas} , à déterminer la réponse complexe R_{bas} de toutes les zones actives dont l'effluent se déverse dans le puits entre le fond du puits et la cote z_{bas} au test cyclique de période T, selon la formule : $R_{bas} = \frac{\Delta P_{bas}}{\Delta Q_{bas}} e^{-i\varphi_{bas}}$, à remonter la sonde jusqu'à la cote z_{haut} , l'activer durant quelques périodes à cette profondeur, effectuer de nouvelles mesures et, de celles-ci, extraire i) l'amplitude ΔQ_{haut} de la composante sinusoïdale de la modulation du débit relative à la période T imposée, ii) l'amplitude ΔP_{haut} de la composante sinusoïdale de la modulation de la pression relative à la même période T, ainsi que iii) le retard de phase de l'onde sinusoïdale de la pression par rapport à celle du débit φ_{haut} , déterminer la réponse complexe R_{haut} de toutes les zones actives dont l'effluent se déverse dans le puits entre le fond du puits et la cote z_{haut} selon la formule : $R_{haut} = \frac{\Delta P_{haut}}{\Delta Q_{haut}} e^{-i\varphi_{haut}}$, à calculer la réponse complexe R_{strate} de la strate définie par le fait que l'effluent qu'elle contient débouche dans le puits entre les cotes z_{bas} et z_{haut} par la formule $R_{strate} = \frac{R_{haut} \cdot R_{bas}}{R_{bas} - R_{haut}}$, à postuler un modèle physique pour la strate par

inversion numérique de la formule mathématique donnant la réponse complexe théorique, déterminer les caractéristiques hydrauliques de la strate définie par la réponse mesurée R_{strate} , à calculer l'indice de productivité du puits IP_{strate} relatif à la strate considérée et en déduire la pression de gisement moyenne P_G dans la strate selon la formule : $P_G = P_F + \frac{Q_{strate}}{IP}$, puisque, à l'aide de la sonde, avant d'activer le modulateur de débit, il a été mesuré à la fois la pression de fond P_F stabilisée et le débit net Q_{strate} provenant de la strate.

INTERNATIONAL SEARCH REPORT

In Application No
PCT/FR 03/01507A. CLASSIFICATION OF SUBJECT MATTER
IPC 7 E21B49/00

According to International Patent Classification (IPC) or to both national classification and IPC

B. FIELDS SEARCHED

Minimum documentation searched (classification system followed by classification symbols)
IPC 7 E21B

Documentation searched other than minimum documentation to the extent that such documents are included in the fields searched

Electronic data base consulted during the international search (name of data base and, where practical, search terms used)

TULSA

C. DOCUMENTS CONSIDERED TO BE RELEVANT

Category °	Citation of document, with indication, where appropriate, of the relevant passages	Relevant to claim No.
P,A	FR 2 817 587 A (INNOV.PRO) 7 June 2002 (2002-06-07) the whole document ---	1
A	FR 2 678 679 A (SERVICES AUX PROJETS) 8 January 1993 (1993-01-08) cited in the application the whole document ---	1
A	US 3 559 476 A (KUO ET AL.) 2 February 1971 (1971-02-02) cited in the application the whole document -----	1

 Further documents are listed in the continuation of box C. Patent family members are listed in annex.

° Special categories of cited documents :

- *A* document defining the general state of the art which is not considered to be of particular relevance
- *E* earlier document but published on or after the international filing date
- *L* document which may throw doubts on priority claim(s) or which is cited to establish the publication date of another citation or other special reason (as specified)
- *O* document referring to an oral disclosure, use, exhibition or other means
- *P* document published prior to the international filing date but later than the priority date claimed

- *T* later document published after the international filing date or priority date and not in conflict with the application but cited to understand the principle or theory underlying the invention
- *X* document of particular relevance; the claimed invention cannot be considered novel or cannot be considered to involve an inventive step when the document is taken alone
- *Y* document of particular relevance; the claimed invention cannot be considered to involve an inventive step when the document is combined with one or more other such documents, such combination being obvious to a person skilled in the art.
- *&* document member of the same patent family

Date of the actual completion of the international search

2 October 2003

Date of mailing of the international search report

09/10/2003

Name and mailing address of the ISA

European Patent Office, P.B. 5818 Patentlaan 2
NL - 2280 HV Rijswijk
Tel. (+31-70) 340-2040, Tx. 31 651 epo nl,
Fax: (+31-70) 340-3016

Authorized officer

Rampelmann, K

INTERNATIONAL SEARCH REPORT

Information on patent family members

 In
 al Application No
 PCT/FR 03/01507

Patent document cited in search report		Publication date	Patent family member(s)	Publication date
FR 2817587	A	07-06-2002	FR 2817587 A1	07-06-2002
			AU 2305302 A	18-06-2002
			EP 1339951 A2	03-09-2003
			WO 0246563 A2	13-06-2002
			NO 20032502 A	16-07-2003
FR 2678679	A	08-01-1993	FR 2678679 A1	08-01-1993
			EP 0546157 A1	16-06-1993
			WO 9301391 A1	21-01-1993
			JP 6501075 T	27-01-1994
US 3559476	A	02-02-1971	NONE	

RAPPORT DE RECHERCHE INTERNATIONALE

Demande Internationale No

PCT/FR 03/01507

A. CLASSEMENT DE L'OBJET DE LA DEMANDE

CIB 7 E21B49/00

Selon la classification internationale des brevets (CIB) ou à la fois selon la classification nationale et la CIB

B. DOMAINES SUR LESQUELS LA RECHERCHE A PORTE

Documentation minimale consultée (système de classification suivi des symboles de classement)

CIB 7 E21B

Documentation consultée autre que la documentation minimale dans la mesure où ces documents relèvent des domaines sur lesquels a porté la recherche

Base de données électronique consultée au cours de la recherche internationale (nom de la base de données, et si réalisable, termes de recherche utilisés)

TULSA

C. DOCUMENTS CONSIDERES COMME PERTINENTS

Catégorie °	Identification des documents cités, avec, le cas échéant, l'indication des passages pertinents	no. des revendications visées
P,A	FR 2 817 587 A (INNOV.PRO) 7 juin 2002 (2002-06-07) le document en entier ---	1
A	FR 2 678 679 A (SERVICES AUX PROJETS) 8 janvier 1993 (1993-01-08) cité dans la demande le document en entier ---	1
A	US 3 559 476 A (KUO ET AL.) 2 février 1971 (1971-02-02) cité dans la demande le document en entier -----	1

 Voir la suite du cadre C pour la fin de la liste des documents

 Les documents de familles de brevets sont indiqués en annexe

° Catégories spéciales de documents cités:

A document définissant l'état général de la technique, non considéré comme particulièrement pertinent

E document antérieur, mais publié à la date de dépôt international ou après cette date

L document pouvant jeter un doute sur une revendication de priorité ou cité pour déterminer la date de publication d'une autre citation ou pour une raison spéciale (telle qu'indiquée)

O document se référant à une divulgation orale, à un usage, à une exposition ou tous autres moyens

P document publié avant la date de dépôt international, mais postérieurement à la date de priorité revendiquée

T document ultérieur publié après la date de dépôt international ou la date de priorité et n'appartenant pas à l'état de la technique pertinent, mais cité pour comprendre le principe ou la théorie constituant la base de l'invention

X document particulièrement pertinent; l'invention revendiquée ne peut être considérée comme nouvelle ou comme impliquant une activité inventive par rapport au document considéré isolément

Y document particulièrement pertinent; l'invention revendiquée ne peut être considérée comme impliquant une activité inventive lorsque le document est associé à un ou plusieurs autres documents de même nature, cette combinaison étant évidente pour une personne du métier

Z document qui fait partie de la même famille de brevets

Date à laquelle la recherche internationale a été effectivement achevée

2 octobre 2003

Date d'expédition du présent rapport de recherche internationale

09/10/2003

Nom et adresse postale de l'administration chargée de la recherche internationale

Office Européen des Brevets, P.B. 5818 Patentlaan 2
NL - 2280 HV Rijswijk
Tel. (+31-70) 340-2040, Tx. 31 651 epo nl,
Fax: (+31-70) 340-3016

Fonctionnaire autorisé

Rampelmann, K

RAPPORT DE RECHERCHE INTERNATIONALE
Renseignements relatifs aux membres de familles de brevets

De Internationale No
PCT/FR 03/01507

Document brevet cité au rapport de recherche		Date de publication	Membre(s) de la famille de brevet(s)	Date de publication
FR 2817587	A	07-06-2002	FR 2817587 A1	07-06-2002
			AU 2305302 A	18-06-2002
			EP 1339951 A2	03-09-2003
			WO 0246563 A2	13-06-2002
			NO 20032502 A	16-07-2003
FR 2678679	A	08-01-1993	FR 2678679 A1	08-01-1993
			EP 0546157 A1	16-06-1993
			WO 9301391 A1	21-01-1993
			JP 6501075 T	27-01-1994
US 3559476	A	02-02-1971	AUCUN	