



(11) (21) (C) **2,012,772**
(22) 1990/03/22
(43) 1990/09/22
(45) 2000/08/29

(72) Lessi, Jacques, FR

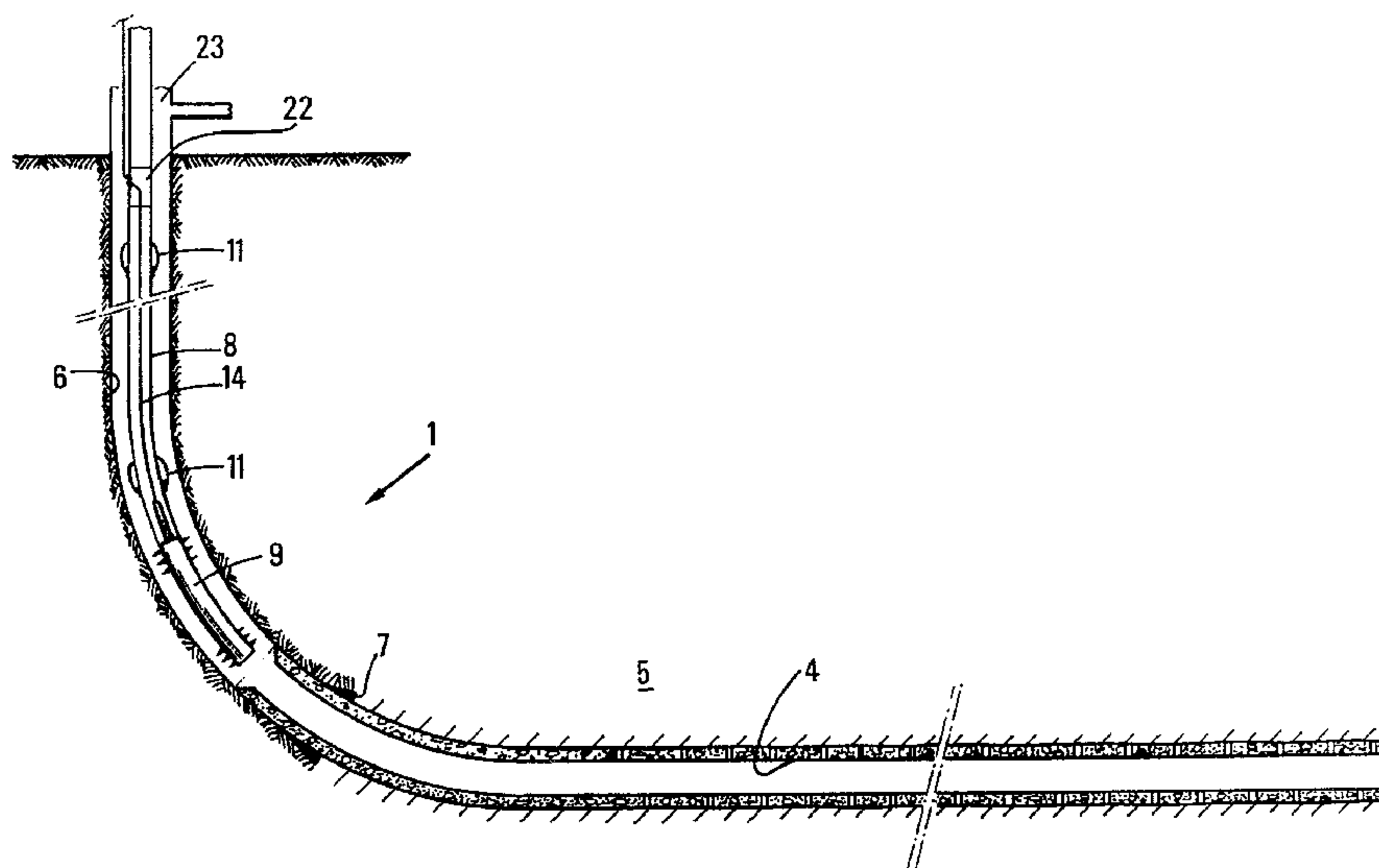
(73) L'INSTITUT FRANCAIS DU PETROLE, FR

(51) Int.Cl.⁵ E21B 47/00

(30) 1989/03/22 (89/03.886) FR

(54) **METHODE ET DISPOSITIF DE DIAGRAPHIE DE
PRODUCTION EN Puits ERUPTIF**

(54) **METHOD AND DEVICE FOR PRODUCTION LOGGING IN
FLOWING WELL**



(57) La présente invention concerne un procédé et un dispositif pour effectuer des diagrapies de production dans un puits éruptif. Le dispositif se caractérise en ce qu'il comporte des moyens d'étanchéité, des moyens de mesure adaptés à traiter au moins une partie de l'écoulement amont et/ou de l'écoulement aval relativement auxdits moyens d'étanchéité et des moyens de contrôle de la différence de pression, de part et d'autre des moyens d'étanchéité.

2012772

PRECIS DE LA DIVULGATION

La présente invention concerne un procédé et un dispositif pour effectuer des diagraphies de production dans un puits éruptif. Le dispositif se caractérise en ce qu'il comporte des moyens d'étanchéité, des moyens de mesure adaptés à traiter au moins une partie de l'écoulement amont et/ou de l'écoulement aval relativement auxdits moyens d'étanchéité et des moyens de contrôle de la différence de pression, de part et d'autre des moyens d'étanchéité.

- 1 -

La présente invention concerne une méthode et un dispositif pour effectuer des diagraphies de production en puits éruptif notamment inclinés ou horizontaux.

5 Il convient de souligner au préalable le rôle primordial que pourraient jouer les diagraphies de production dans la stratégie d'exploitation d'un puits pétrolier notamment horizontal ou fortement
incliné, si elles pouvaient être réalisées correctement. En effet, on admet généralement qu'un puits horizontal est susceptible de remplacer
10 plusieurs puits verticaux (en général deux à quatre) et ceci à la fois du point de vue de la production qu'ils peuvent fournir (augmentation de l'indice de production) et de celui de la récupération (augmentation de l'aire de drainage et diminution des problèmes de formation d'un cône d'eau ou "coning").

15 Or, si ce double avantage reconnu au puits horizontal est valable dans le cas d'un réservoir homogène, il peut ne pas en être de même dans le cas beaucoup plus fréquent de réservoirs hétérogènes. En effet, du fait de la présence d'hétérogénéités, la production globale du puits peut devenir non rentable à cause d'une venue d'eau qui peut
20 être caractérisée par un rapport de "water-cut" (Quantité d'eau/Quantité de liquide) ou d'un rapport gaz/huile, généralement désigné en anglais par "Gas Oil Ratio" (GOR) trop important. Cette production peut devoir être réduite, par exemple pour limiter le GOR à

une valeur admissible, alors même que ce problème de production peut ne provenir que d'une zone limitée du drain. Même si ce type de problèmes ne conduit pas à condamner systématiquement l'utilisation des puits horizontaux sur ce type de gisement, il est clair que le puits horizontal n'offre pas ici toute la souplesse que le producteur pourrait souhaiter pour optimiser l'exploitation du champ. Par ailleurs, il faut noter que l'ensemble de puits verticaux qui pourraient être substitués au puits horizontal offrirait plus de possibilités, le puits vertical drainant la partie du réservoir responsable du problème de production pouvant être aisément fermé sans nuire à la production des autres puits.

Le moyen de contourner ce problème est évidemment l'utilisation d'une complétion sélective dans le drain horizontal, permettant soit de moduler la production zone par zone, soit de fermer la zone du drain présentant un problème.

L'utilisation d'une complétion sélective peut être conçue à deux étapes différentes de la vie d'un puits : soit immédiatement après le forage du puits, soit ultérieurement, au moment où la nécessité de son utilisation apparaît.

Dans le premier cas, il est clair que la décision d'utiliser une complétion sélective est délicate et ceci pour plusieurs raisons :

- il convient tout d'abord de justifier a priori l'investissement supplémentaire que représentent les équipements de complétion sélective.
- il faut ensuite définir les zones à individualiser à partir d'une description statique du réservoir.

La décision différée présente l'avantage d'être prise en connaissance de cause : l'investissement supplémentaire ne sera réalisé que sur les puits qui le nécessitent et seulement au moment où cela devient nécessaire. Dans la plupart des cas, il ne sera même réalisé qu'après la période d'amortissement du puits. On peut, par ailleurs, penser pouvoir définir plus facilement les zones à isoler si on possède en plus des données dynamiques sur le réservoir, notamment

par l'utilisation de diagraphies de production.

L'intervention peut, par contre, être rendue difficile, voire impossible, du fait de la complétion provisoire qui aura été utilisée pendant la première phase d'exploitation du puits, par exemple par utilisation d'un tube perforé non cimenté (généralement
5 dénommé "liner pré-perforé" par les spécialistes).

D'autre part, ce mode de production (1ère phase non sélective, 2ème phase sélective) peut, dans certains cas, être la cause d'une diminution de la récupération ultime.

10 La première solution (sélectivité dès le début de la production) paraît donc plus séduisante sur le plan technique, mais pas nécessairement sur le plan économique. La solution qui consiste à cimenter et à perforer un tube sur toute la longueur du drain, solution qui autorise par la suite toute possibilité de sélectivité,
15 doit être écartée pour des raisons de coût dans certains cas.

La meilleure solution consiste en conséquence à réaliser la première phase de production en puits découvert (en anglais "open-hole"), mais elle n'est pas toujours possible, du fait des incertitudes quant à la tenue mécanique du puits.

20 Il en résulte que le cas de figure le plus fréquemment rencontré est celui des puits non cimentés.

Quelle que soit la complétion adoptée pour le puits horizontal, lorsqu'un problème de production de fluides indésirables apparaît, il devient important de pouvoir, d'une part, localiser la ou
25 les zones éventuellement responsables de cette production, d'autre part, évaluer le potentiel du puits lorsque ces zones seront fermées.

Seules des diagraphies de production peuvent fournir les réponses nécessaires. Or, il se trouve que leur mise en oeuvre se heurte à des difficultés dues d'une part à l'horizontalité, d'autre
30 part au mode de complétion.

Parmi, tous les modes de complétion sélective possibles (cimentation totale ou partielle, packers de formation), ou non sélective (open-hole, liner préperforé), le cas du tube perforé est celui qui cumule l'ensemble des difficultés. C'est celui qui sera

considéré par la suite.

La présente invention concerne le cas où le puits est éruptif et n'a pas besoin d'être activé pour produire.

5 La présente invention peut également être appliquée au puits verticaux.

Le but essentiel d'une diaggraphie de production est de fournir le profil de débit de chaque phase le long du drain. Ce résultat est obtenu par la réalisation et l'interprétation d'une ou de plusieurs mesures de débit. Selon la présente invention, il est possible d'effectuer ces mesures en surface et non plus directement au fond du puits.

Dans le présent texte, lorsque l'on effectue sur un écoulement des mesures à l'aide des moyens de mesure, on dira que ces derniers traitent l'écoulement.

15 Ces moyens de mesure peuvent par exemple réaliser des mesures de débits sur un effluent dans son ensemble ou, le cas échéant, des différentes phases de cet effluent, éventuellement en effectuant une séparation de ces phases.

20 Selon la présente invention on utilise un tubage, généralement désigné en anglais par "tubing" pour descendre des moyens d'étanchéité.

25 Si la mise en oeuvre du système selon la présente invention peut paraître a priori plus lourde et plus complexe que celle d'une diaggraphie de production classique, il convient de remarquer que, d'une part, une telle diaggraphie classique ne peut pas offrir suffisamment de précision et que, d'autre part, ces mesures n'interviendront que lorsqu'une intervention sélective (complétion sélective ou traitement sélectif) deviendra nécessaire et imposera de toute façon un déséquipement du puits.

30 La mise en oeuvre d'une diaggraphie de production à l'aide de tubings suppose pour en simplifier l'interprétation que la répartition des pressions dans le drain n'est pas trop modifiée par la position du train de tubage (tubing) dans le drain, c'est-à-dire que les pertes de charge dans l'annulaire compris entre le tubage (tubing)

et le tube perforé sont négligeables. Ce point peut-être vérifié en cours de mesures pas l'utilisation d'un ou de capteur(s) de pression évaluant la perte de charge dans l'annulaire.

Selon la présente invention, le puits étant éruptif, le tubage n'est pas équipé de pompe d'activation du puits.

Ainsi, la présente invention concerne un procédé pour effectuer des diagraphies de production dans un puits éruptif. Le procédé comprend les étapes suivantes:

- (a) placer un tube perforé dans une zone productrice, sans cimenter le tube, afin de définir un espace annulaire entre le tube et un tubage;
- (b) positionner des moyens d'étanchéité entre le tube et le tubage de façon à séparer le tube entre une partie amont et une partie aval de part et d'autre des moyens d'étanchéité;
- (c) effectuer des mesures sur au moins une partie des effluents provenant de la partie amont et de la partie aval;
- (d) surveiller la différence de pression dans le tube d'un côté à l'autre des moyens d'étanchéité;
- (e) régler la pression différentielle de façon à contrôler les écoulements des effluents produits entre la partie amont et la partie aval;
- (f) préparer des diagraphies basées sur les valeurs mesurées et sur la différence de pression.

On peut traiter en surface les écoulements par les moyens de mesure. Ces moyens de mesure peuvent être des débitmètres.

Les moyens de mesure peuvent traiter une partie au moins ou sensiblement l'ensemble de l'écoulement amont.

5a

Les moyens de mesure peuvent traiter une partie au moins ou sensiblement l'ensemble de l'écoulement aval.

On peut contrôler à partir de la surface ladite différence de pression existant dans le puits de production de part et d'autre desdits moyens d'étanchéité.

Dans le cas où les mesures de débits de l'écoulement aval et/ou amont sont effectués dans le puits, on pourra effectuer des bilans de conservation par comparaison avec la mesure du débit total en surface.

10 La présente invention concerne également un dispositif pour effectuer des diagraphies de production dans un puits éruptif. Ce dispositif comporte:

- un tube perforé placé dans une zone productrice, non-cimenté dans la zone, définissant une région annulaire entre les parois du puits et le tube;
- des moyens pour positionner des moyens d'étanchéité entre le tube afin de le diviser entre une partie amont et une partie aval de part et d'autre des moyens d'étanchéité;

20 - des moyens pour effectuer des mesures sur des effluents provenant d'au moins une des partie amont et partie aval;

- des moyens pour surveiller la différence de pression dans le tube d'un côté à l'autre des moyens d'étanchéité;

- des moyens pour régler la pression différentielle de façon à contrôler les écoulements des effluents produits entre la partie amont et la partie aval;

30 - des moyens pour préparer des diagraphies basées sur les valeurs mesurées et sur la différence de pression.

Les moyens de mesure peuvent être situés en surface.

Les moyens de contrôle peuvent comporter des moyens de mesure des pressions ou des différences de pression de part et d'autre desdits moyens d'étanchéité.

5 Les moyens de contrôle peuvent comporter en surface des moyens de réglage de la différence de pression régnant de part et d'autre desdits moyens d'étanchéité.

Les moyens de mesure de pression peuvent mesurer la différence de pression et l'une au moins des pressions amont ou aval régnant de part et d'autre desdits moyens d'étanchéité.

10 Les moyens d'étanchéité peuvent être fixés à une extrémité d'un tubage, l'autre extrémité du tubage débouchant en surface.

L'écoulement provenant essentiellement de l'amont des moyens d'étanchéité peut être acheminé en surface par le tubage.

15 L'écoulement provenant de l'aval des moyens d'étanchéité peut être acheminé en surface par la zone annulaire définie par les parois du puits et les parois extérieures du tubage.

Le tubage peut comporter des moyens d'obturation.

Le tubage peut comporter un raccord à entrée latérale pour câble.

20 La transmission d'informations entre le puits et la surface peut s'effectuer par câble électrique ou par ondes électromagnétiques.

25 La présente invention concerne également l'application du procédé ou du dispositif décrits précédemment à un puits horizontal ou incliné.

La présente invention sera mieux comprise et ses avantages apparaîtront plus clairement à la description qui suit d'exemples particuliers nullement limitatifs illustrés par les figures ci-jointes en annexe parmi lesquelles :

30 - la figure 1 représente un mode de réalisation du dispositif selon l'invention lors de sa mise en place,
- la figure 2 illustre ce mode de réalisation une fois le dispositif en place,

- La figure 3 montre de manière schématique les moyens de contrôle de la différence de pression.

La figure 1 représente un puits de production 1 dans lequel on souhaite effectuer des mesures de caractéristiques d'écoulement de fluide liées à la formation le long de la partie du puits en production, ces mesures devant rendre compte de variation de certaines caractéristiques entre différents points de la zone de production du puits 1. Ce puits comporte une partie sensiblement verticale non représentée et une partie 3, sensiblement horizontale ou inclinée par rapport à la verticale, dans laquelle est réalisée en fonctionnement normal la production pétrolière.

Cette zone de production comporte un tube 4 perforé sur au moins une partie de sa longueur. C'est à travers les perforations que s'effectuent en cours de production les écoulements de fluide en provenance de la formation géologique 5.

La présente invention propose d'obtenir des informations sur ces écoulements et cela d'une manière différenciée pour plusieurs endroits de la partie de production du puits.

De telles informations peuvent être le débit, ou la composition du mélange produit. La présente invention peut permettre notamment de connaître le débit en fonction de l'abscisse curviligne le long de drain de production. Ainsi, par exemple, il est possible de déterminer les portions du drain pour lesquelles on produit essentiellement de l'eau et d'intervenir sur ces portions.

La référence 6 désigne le cuvelage du puits dans la zone de non production et la référence 7 le sabot à l'extrémité du cuvelage.

Selon la présente invention on descend dans le puits un tubage 8 comportant des moyens d'étanchéité 9.

Il est recommandé d'utiliser des protecteurs ou centreurs 11 dans la partie déviée et horizontale du puits.

La référence 12 désigne la partie annulaire entre le tube 4 et le tubage 8 (Fig. 2). C'est dans cette zone que sont situés des protecteurs 11.

Le tube 4 peut être cimenté (comme représenté à la figure 1) ou non (figure 2).

Dans le cas des figures 1 et 2, les informations provenant de capteurs de pressions 10A, 10B, sont transmises en surface par un câble électrique 14 situé en partie dans le tubage 8, ainsi que dans la zone annulaire 23 située entre le tubage et le cuvelage 6 sur une partie de la longueur du tubage. Cette disposition permet de réaliser en surface la connexion électrique entre le moteur et le câble. Le câble électrique 14 est déroulé en surface au fur et à mesure de l'assemblage des éléments qui constituent le tubage 8. Cet assemblage s'accompagne d'une pénétration de plus en plus grande des moyens d'étanchéité dans le puits.

Le tubage 8 est étanche sur sa longueur courante relativement à l'espace annulaire 12. Le fluide qui pénètre dans le tubage est celui qui pénètre à l'intérieur des moyens d'étanchéité 9 qui sont creux et comportent un canal d'écoulement en leur sein.

Les moyens d'étanchéité 9 sont traversés par l'écoulement des fluides provenant de l'amont du puits en considérant le sens de l'écoulement du fluide provenant essentiellement de la partie amont 18 et se dirigeant vers l'entrée 15 des moyens d'étanchéité 9.

La référence 21 désigne un connecteur. La référence 22 désigne un raccord à entrée latérale permettant le passage du câble 14 dans l'espace annulaire 23 du puits. Cette solution permet de réduire et dans certains cas de supprimer le cheminement du câble dans l'espace annulaire de la partie déviée ou horizontale du puits.

La mise en place du câble 14 et sa connexion au connecteur de fond se font de manière classique.

En tête de puits, le tubage 8 traverse un presse-étoupe 16 et comporte une vanne 19 permettant de contrôler les débits passant dans le tubage. La tête de puits comporte un système à entrée latérale 31 permettant le passage du câble 14 vers l'extérieur, ainsi que les moyens de mesure de pression et éventuellement de contrôle de la différence de pression.

La tête de puits comporte une canalisation 32 permettant

d'acheminer l'écoulement provenant de la zone annulaire 12, 13 et 23. Cette canalisation comporte une vanne 33 permettant de contrôler le débit des écoulements dans la zone annulaire.

5 La descente des moyens d'étanchéité et du tubage dans le puits éruptif peut se faire alors que celui-ci est plein de saumure dont la densité est telle que le puits ne peut pas produire. Ceci est représenté à la figure 1.

10 Avant que les moyens d'étanchéité ne pénètrent dans la partie non perforée 34 du tube perforé 4, on provoque la circulation de fluide à travers le tubage et l'annulaire de manière à éliminer la saumure et rendre le puits éruptif. Bien entendu, lorsque cette opération est entreprise, la tête de puits est équipée du presse-étoupe 16 (BOP) et du système à entrée latérale.

15 Afin de permettre la descente du tubage 8 et des moyens d'étanchéité 9, alors que le puits est éruptif, on utilise un moyen d'obturation tel une vanne 35 placée au-dessus du raccord à entrée latérale. Cette vanne peut être commandée par un câble selon la technique du travail au câble (Wire Line) ou éventuellement par un câble électrique, notamment par le câble 14. Dans ce dernier cas, elle
20 pourra être située en dessous du connecteur 21.

Ainsi, chaque fois que l'on désire ajouter ou retirer un élément au tubage, on ferme la vanne 35, on retire la vanne 19, on ajoute ou on retire l'élément de tubage, on replace la vanne 19 et on ouvre la vanne 35.

25 On peut de cette façon, placer les moyens d'étanchéité à l'endroit souhaité dans le tube perforé. Selon la présente invention, lors des mesures de débits, les moyens d'étanchéité sont immobiles dans le puits.

30 Lorsque le puits produit et les vannes 19, 33 et 35 sont ouvertes, le fluide provenant essentiellement de la partie aval 17 et essentiellement de la partie amont 18, considérées dans le sens de l'écoulement relativement aux moyens d'étanchéité 9 sont transférés en surface respectivement par la zone annulaire et le tubage.

Le fluide en provenance de la partie aval 17 parvient à la

pompe par des ouvertures 36 du tube perforé et le fluide provenant de la partie amont 18 passe par les moyens d'étanchéité. Ainsi, l'on obtient une mesure sélective des débits en surface. Il suffit alors de déplacer les moyens d'étanchéité en ajoutant ou en retirant un certain nombre d'éléments du tubage pour atteindre un nouvel emplacement de mesure et d'effectuer des mesures.

L'établissement de bilan notamment de débit permet de connaître l'évolution de certaines caractéristiques le long du drain de production. Ainsi, il est possible de connaître en fonction de l'abscisse curviligne du drain le débit local de la formation et sa composition en eau, gaz, huile....

Selon la présente invention, on peut obtenir une indication qualitative d'une circulation derrière le tube perforé en faisant varier et en mesurant la pression différentielle de part et d'autre du dispositif d'étanchéité.

Cette mesure fournit en fait le sens de la fuite derrière le liner, mais ne peut donner aucune indication sur la valeur de débit de fuite. On peut cependant admettre que ce débit de fuite est proportionnel à cette différence de pression $Q_f = \alpha \Delta p$. Il sera donc nul si la pression différentielle Δp est nulle.

Sur la figure 2, les références 10A et 10B désignent des capteurs de pression absolues, relatives ou différentielles, qui sont connectés au boîtier électronique de contrôle 37 par des lignes 38.

L'utilisation des vannes 19 et 33 permet de faire varier les pertes de charge dans l'un des deux circuits formés, soit par la zone annulaire (circuit aval), soit par le tubage (circuit amont) et permet de minimiser l'erreur due au débit de fuite en ajustant la pression différentielle à zéro.

Les caractéristiques de la fuite derrière le tube perforé pourraient être évaluées de la manière suivante :

- positionnement de l'ensemble dans le drain.
- réglage du débit total de la pompe à un débit Q_T
- mesure des débits amont et aval et de la pression après avoir ajusté la pression différentielle à une valeur nulle.

$$Q_T = Q_{av} + Q_{am}$$

- fermeture complète de la vanne 33.

- ajustement du débit du puits par la vanne 19 de façon à obtenir la même pression dans la partie amont du drain.

5 Nouveau débit $Q'_T = Q'_{am}$. Mesure de la pression différentielle Δ_P

- la caractéristique de la fuite est alors déterminée par

$$\alpha' = \frac{Q'_{am} - Q_{am}}{\Delta_P}$$

10 Par ailleurs, on peut chercher, par un réglage particulier des vannes 19 et 33, à provoquer une différence de pression artificielle de part et d'autre des moyens d'étanchéité et déterminer la fuite à partir des mesures, notamment des pressions et des débits amont et aval.

15 Sur la figure 3, le boîtier électronique 37 peut effectuer les mesures de débit grâce à des capteurs 39 et 44 qui lui sont connectés respectivement par les lignes 40 et 41.

Le boîtier de contrôle 37 peut alors commander par les lignes 42 et 43 les vannes 19 et 33 pour atteindre un débit total ou
20 sur l'un des deux circuits égal à un débit prédéterminé.

Il a été décrit jusqu'à présent la transmission des informations à partir du fond du puits par câble électrique.

On ne sortira pas du cadre de la présente invention en utilisant une transmission par onde électromagnétique tel que décrit
25 dans l'article de MM. P. de GAUQUE et R. GRUDZINSKI intitulé "Propagation of Electromagnetic Waves along a Drillstring of Finite conductivity" paru dans la revue SPE Drilling Engineering de Juin 1987. De même on ne sortira pas du cadre de la présente invention en combinant certains de ces différents moyens de transmission.

REVENDICATIONS

1. Procédé pour effectuer des diagraphies de production dans un puits éruptif, une partie dudit puits étant foré à travers une formation géologique, comprenant les étapes suivantes:

(a) placer un tube perforé dans une zone productrice, sans cimenter le tube, afin de définir un espace annulaire entre le tube et un tubage;

10 (b) positionner des moyens d'étanchéité entre le tube et le tubage de façon à séparer le tube entre une partie amont et une partie aval de part et d'autre des moyens d'étanchéité;

(c) effectuer des mesures sur au moins une partie des effluents provenant de la partie amont et de la partie aval;

(d) surveiller la différence de pression dans le tube d'un côté à l'autre des moyens d'étanchéité;

20 (e) régler la pression différentielle de façon à contrôler les écoulements des effluents produits entre la partie amont et la partie aval;

(f) préparer des diagraphies basées sur les valeurs mesurées et sur la différence de pression.

2. Procédé selon la revendication 1, caractérisé en ce que l'étape (c) est effectuée à la surface.

3. Procédé selon la revendication 1, caractérisé en ce que l'étape (d) est effectuée à la surface.

30

4. Procédé selon la revendication 1, caractérisé en ce que l'étape (c) comprend la mesure de l'écoulement ou de la

composition des effluents provenant d'au moins une de la partie amont et de la partie aval.

5. Procédé selon la revendication 4, caractérisé en ce que l'on effectue des bilans de conservation.
6. Procédé selon la revendication 1, comprenant, entre les étapes (e) et (f) les étapes de:
 - (g) déplacer les moyens d'étanchéité à un autre endroit dans le tube; et
 - (h) répéter les étapes (a) à (e).
7. Dispositif pour effectuer des diagraphies de production dans un puits éruptif, une partie dudit puits étant foré à travers une formation géologique productrice d'effluents, comprenant :
 - un tube perforé placé dans une zone productrice, non-cimenté dans la zone, définissant une région annulaire entre les parois du puits et le tube;
 - des moyens pour positionner des moyens d'étanchéité entre le tube afin de le diviser entre une partie amont et une partie aval de part et d'autre des moyens d'étanchéité;
 - des moyens pour effectuer des mesures sur des effluents provenant d'au moins une des partie amont et partie aval;
 - des moyens pour surveiller la différence de pression dans le tube d'un côté à l'autre des moyens d'étanchéité;
 - des moyens pour régler la pression différentielle de façon à contrôler les écoulements des effluents produits entre la partie amont et la partie aval;

- des moyens pour préparer des diagraphies basées sur les valeurs mesurées et sur la différence de pression.
8. Dispositif selon la revendication 7, caractérisé en ce que les moyens pour surveiller la différence de pression sont situés en surface.
 - 10 9. Dispositif selon la revendication 7, caractérisé en ce que les moyens pour effectuer des mesures sont situés en surface.
 10. Dispositif selon la revendication 7, caractérisé en ce que les moyens pour surveiller mesurent de plus la pression existant dans la partie amont et la partie aval.
 - 20 11. Dispositif selon la revendication 7, caractérisé en ce que le dispositif comprend de plus un tubage ayant une première extrémité placé dans le tube et une deuxième extrémité débouchant en surface, les moyens d'étanchéité étant fixés à la première extrémité.
 12. Dispositif selon la revendication 11, caractérisé en ce que l'écoulement provenant de la partie amont est acheminé en surface par ledit tubage.
 - 30 13. Dispositif selon la revendication 11 ou 12, caractérisé en ce que l'écoulement provenant de la partie aval est acheminé par la zone annulaire.

14. Dispositif selon la revendication 11, caractérisé en ce que le tubage comporte un raccord à entrée latérale pour câble.
15. Dispositif selon l'une quelconque des revendications 7 à 10, caractérisé en ce que le dispositif comprend de plus un câble électrique pour effectuer la transmission d'informations entre le puits et la surface.
- 10 16. Dispositif selon l'une quelconque des revendications 7 à 10, caractérisé en ce que le dispositif comprend de plus des moyens de communication électromagnétique pour effectuer la transmission d'informations entre le puits et la surface.
17. Dispositif selon l'une quelconque des revendications 7 à 10, caractérisé en ce que les moyens pour effectuer les mesures incluent de plus la mesure d'au moins un de l'écoulement et de la composition des effluents
20 provenant d'au moins une de la partie amont et de la partie aval.

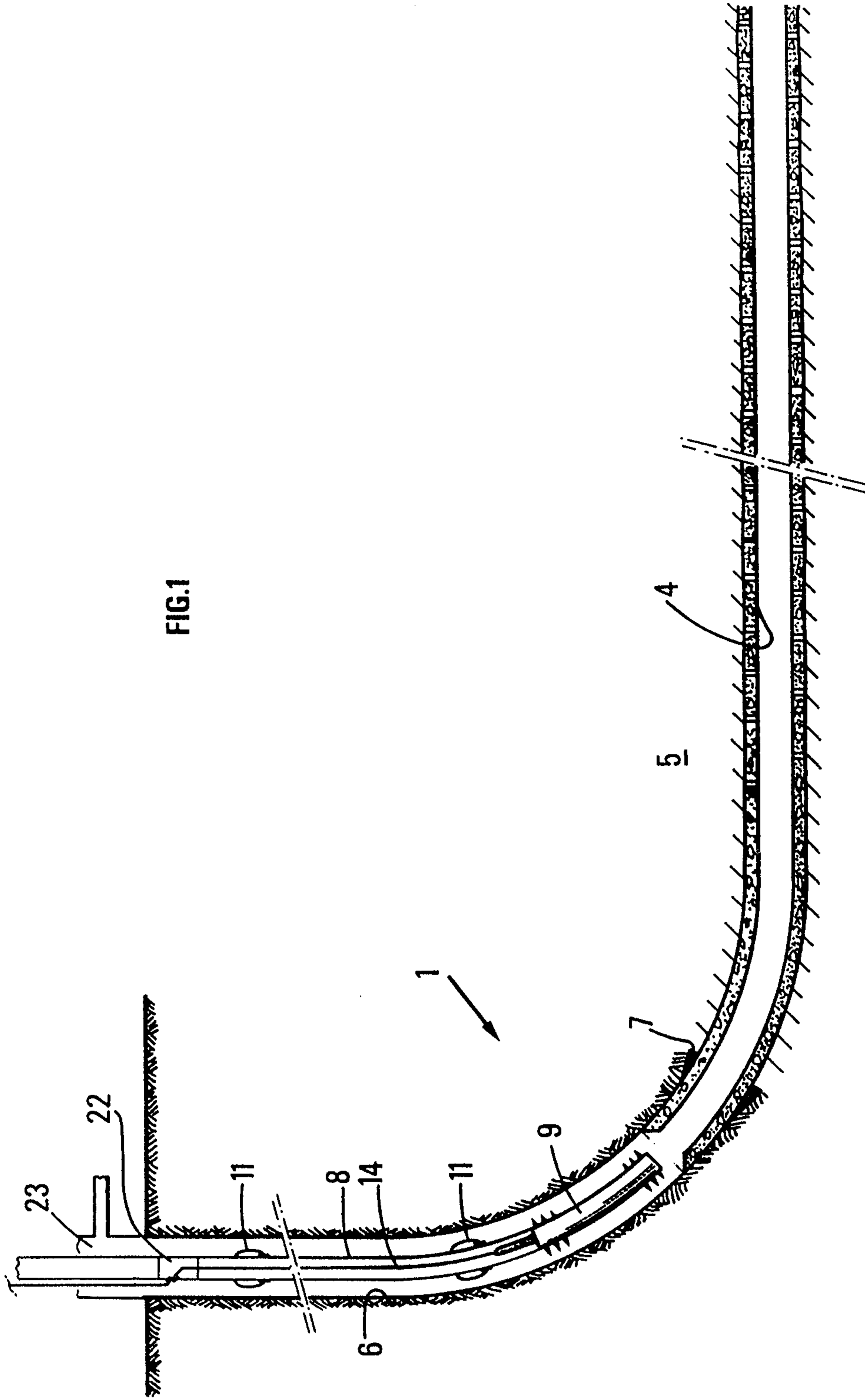


FIG.1

Agents de Brevets.

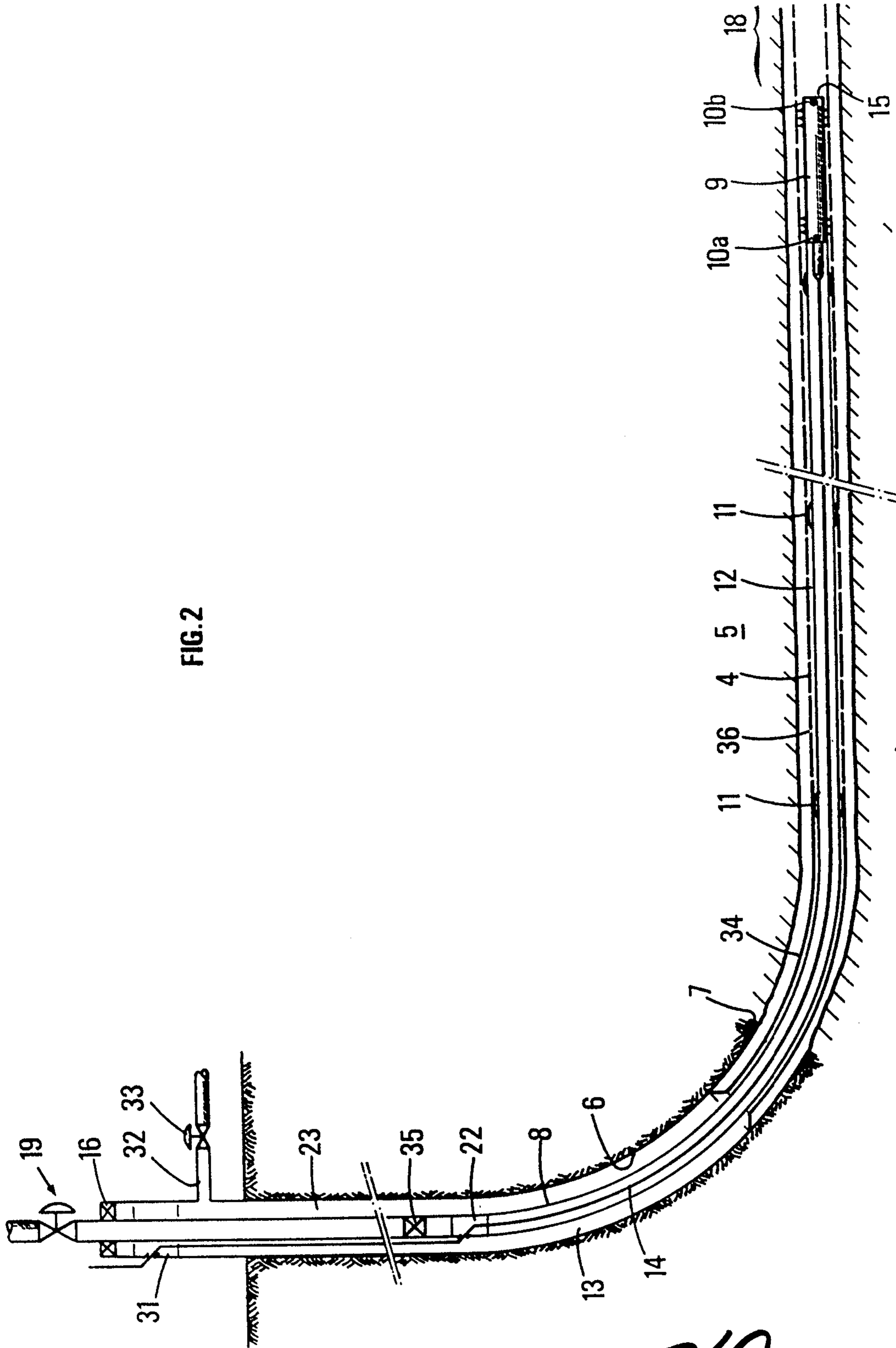
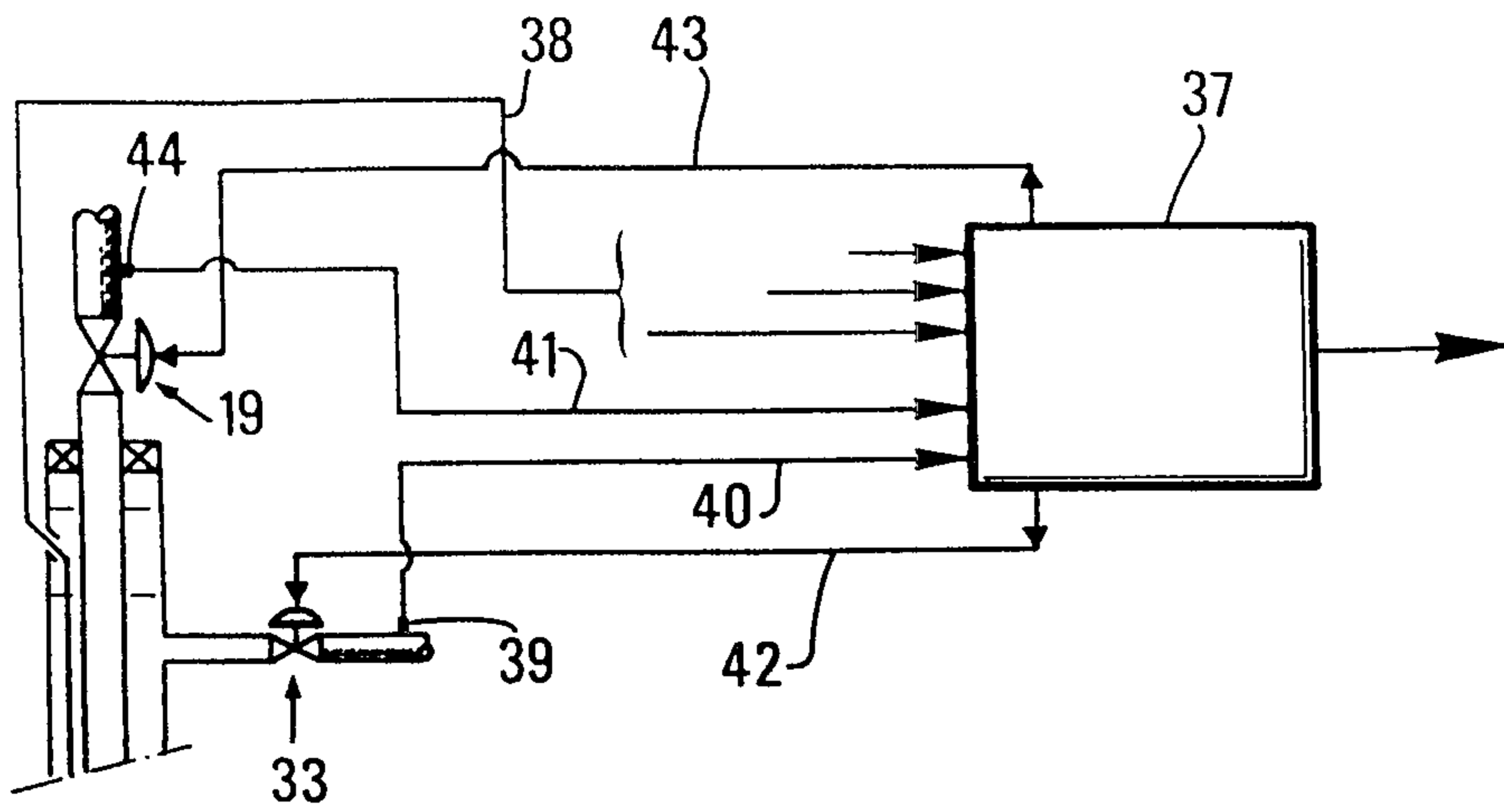


FIG. 2

Agents de Brevets.

FIG.3



Agents de Brevets.

