(19) Europäisches Patentamt
European Patent Office
Office européen des brevets

(11) Numéro de publication : **0 364 362 B1**

(12) # FASCICULE DE BREVET EUROPEEN

(45) Date de publication du fascicule du brevet : **08.07.92 Bulletin 92/28**

(51) Int. Cl.[5] : **E21B 47/10,** E21B 49/08, E21B 47/06

(21) Numéro de dépôt : **89402813.3**

(22) Date de dépôt : **12.10.89**

(54) **Procédé et dispositif de diagraphie en puits de production non éruptif.**

(30) Priorité : **14.10.88 FR 8813605**
29.03.89 FR 8904225

(43) Date de publication de la demande :
18.04.90 Bulletin 90/16

(45) Mention de la délivrance du brevet :
08.07.92 Bulletin 92/28

(84) Etats contractants désignés :
FR GB IT NL

(56) Documents cités :
FR-A- 1 322 402
FR-A- 2 519 689
US-A- 2 688 872
US-A- 3 059 695

(56) Documents cités :
US-A- 3 123 708
US-A- 3 283 570
US-A- 4 006 630
US-A- 4 222 438
US-A- 4 453 599
SPE DRILLING ENGINEERING, juin 1987, pages 127-135, Society of Petroleum Engineers, Richardson, Texas, US; P. DeGAUQUE etal.: "Propagation of electromagnetic waves along a drillstring of finite conductivity"

(73) Titulaire : **INSTITUT FRANCAIS DU PETROLE**
4, Avenue de Bois Préau
F-92502 Rueil-Malmaison (FR)

(72) Inventeur : **Lessi, Jacques**
13bis, Rue du Puits
F-78580 Maule (FR)

EP 0 364 362 B1

Il est rappelé que : Dans un délai de neuf mois à compter de la date de publication de la mention de la délivrance du brevet européen toute personne peut faire opposition au brevet européen délivré, auprès de l'Office européen des brevets. L'opposition doit être formée par écrit et motivée. Elle n'est réputée formée qu'après paiement de la taxe d'opposition (Art. 99(1) Convention sur le brevet européen).

Description

La présente invention concerne une méthode et un dispositif de diagraphie de production en puits inclinés ou horizontaux.

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 horizontal ou fortement incliné, si elles pouvaient être réalisées correctement. En effet, on admet généralement qu'un puits horizontal est susceptible de remplacer 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").

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 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 représente 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, voir 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 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.

La première solution (sélectivité dés 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, 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.

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 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 part au mode de complétion.

On connait par le document FR 2 519 689 une installation pour test et activation, mais on ne peut dissocier l'effluent provenant de l'amont ou de l'aval par rapport au moyen de mesure. De plus ce procédé ne convient pas aux puits inclinés ou horizontaux.

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, les cas de mesures de production à l'intérieur d'autres complétions pouvant être obtenus en introduisant les simplifications correspondantes.

Les problèmes liés aux mesures de production en puits horizontal résultent d'une combinaison de difficultés d'interprétation déjà connues en puits vertical et de difficultés propres au puits horizontaux principalement dues au mode de transport des sondes, à l'effet particulier de la gravité et au type de complétion propre à ce type de puits (diamètre de liner important, liner souvent non cimenté, etc.....)

La présente invention concerne le cas où le puits est non éruptif et doit être activé pour produire.

La présente invention peut également être appliquée aux puits verticaux.

Le but essentiel d'une diagraphie 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 effectuées dans le puits.

Les principales mesures courantes sont :

- mesure de type "spinner". Les appareils de ce type fournissent la vitesse de rotation d'une hélice entraînée par l'écoulement. La mesure dépend en conséquence essentiellement de la vitesse d'écoulement du fluide, mais aussi de sa viscosité.

Les problèmes liés à ce type de mesure proviennent essentiellement de l'hétérogénéité du champ de vitesse dans une section transversale du puits, de la nature stratifiée de l'écoulement, d'une éventuelle différence des vitesses d'écoulement de chaque phase, de possibles mouvements à contre-courant, par exemple avec un débit à contresens derrière le tube (cas de complétion non cimentée) ou, si un écoulement dispersé peut être obtenu, de la nécessité de connaître la composition du fluide en chaque phase et la viscosité du mélange.

Des outils ont été conçus pour résoudre au moins en partie certains de ces problèmes notamment des débimètres à hélice : FBS (Full Bore Spinner), des débimètres à pétales.

Même dans le cas du débitmètre à pétales, il subsiste le problème de l'écoulement derrière le tube (dans le sens de l'écoulement général, ou à contre-courant) et le problème de l'étalonnage de la réponse de l'hélice.

- mesure par traceur radioactif. Il s'agit là d'une mesure directe de vitesse d'écoulement. Les problèmes signalés plus haut concernant la complexité de l'écoulement des fluides restent valables. Il convient de signaler le dèveloppement actuel d'outils utilisant des traceurs préférentiellement solubles dans l'huile et des traceurs préférentiellement solubles dans l'eau.

- mesure de densité. Le principe de mesure pouvant être utilisé en puits horizontal est une absorption de rayons γ. Ces mesures rencontrent généralement un problème d'étalonnage, de représentativité de la mesure (la mesure n'intègre pas toute la section de l'écoulement) et de différence entre la composition du fluide dans le puits et celle du fluide en écoulement (water hold-up). En ce qui concerne ce dernier point, il convient de signaler une particularité des puits horizontaux le problème de rétention de la phase lourde, notamment de l'eau (désignée en anglais par "water hold-up") se rencontre chaque fois que la gravité s'exerce en sens contraire de l'écoulement (puits vertical, dévié $\alpha < 90°$, α étant l'angle d'inclinaison du puits sur la verticale). Par contre dans le cas où la gravité agit dans le sens d'écoulement (puits horizontal $\alpha > 90°$) il est probable que l'on rencontrera un phénomène de rétention de la phase légère, tel le gaz.

- mesure de teneur en eau par mesure de la constante diélectrique. La réponse de ce type d'outil nécessite un étalonnage et dépend très fortement de la nature de l'écoulement (dispersion d'une phase dans l'autre).

Pour toutes ces mesures, la présence de particules solides risque de poser de plus des problèmes importants, entre autres détérioration des hélices de débitmètre.

Il convient de signaler d'autres mesures, telles les mesures de pressions et de températures.

Selon la présente invention on utilise un tubage, généralement désigné en anglais par "tubing" pour descendre les outils de mesure.

On en arrive alors à la conception d'un système modulaire de mesures de production en puits horizontaux dont la composition est à définir en fonction du puits, de sa complétion et de la nature des fluides produits. Si la mise en oeuvre d'un tel système est a priori plus lourde et plus complexe que celle d'une diagraphie de production classique, il convient de remarquer que, d'une part, une telle diagraphie 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.

La mise en oeuvre d'une diagraphie 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 pour l'utilisation d'un ou de capteur(s) de pression évaluant la perte de charge dans l'annulaire.

Selon la présente invention on active le puits pour effectuer les mesures. Pour ce faire on peut équiper

le tubage à l'aide d'une pompe permettant l'activation du puits. Pour des raisons de simplification de mise en oeuvre, le mode d'entrainement de la pompe sera alors soit électrique, soit hydraulique (turbopompe ou pompe à jet).

Ainsi la présente invention concerne un procédé pour effectuer des diagraphies de production dans un puits non éruptif ayant ou non une partie inclinée ou horizontale. Ce procédé comprend la mise en place d'au moins un moyen de mesure en amont d'un moyen d'activation, p.e. d'une pompe, l'activation du puits pour provoquer la production d'effluents provenant des deux cotés amont et aval par rapport audit moyen de mesure et le traitement par ledit moyen de mesure d'une partie au moins de l'effluent provenant de la partie du puits en amont dudit moyen de mesure.

On pourra traiter par un deuxième moyen de mesure une partie au moins de l'écoulement provenant de l'aval relativement audit premier moyen de mesure.

Le premier moyen de mesure pourra traiter sensiblement l'ensemble de l'écoulement amont.

Le deuxième moyen de mesure pourra traiter sensiblement l'ensemble de l'écoulement aval.

On pourra contrôler la différence de pression existant dans l'annulaire du puits de production de part et d'autre du premier moyen de mesure.

De même, on pourra effectuer des bilans de conservation notamment des débits d'une ou plusieurs phases.

On pourra étalonner le premier moyen de mesure en éliminant l'écoulement aval.

La présente invention concerne également un dispositif pour effectuer des diagraphies de production dans un puits non éruptif, ce dispositif comporte des moyens d'activation pour activer la production du puits, au moins un moyen de mesure, ce moyen étant placé en amont dudit moyen d'activation, des moyens de connexions comportant au moins une ouverture entre les moyens d'activation et ledit moyen de mesure, le moyen de mesure étant adapté à traiter au moins une partie de l'effluent provenant de l'amont du moyen de mesure.

Le dispositif pourra comporter un deuxième moyen de mesure qui pourra traiter au moins une partie de l'écoulement aval, l'entrée de ce deuxième moyen de mesure étant reliée à ladite ouverture.

Le dispositif pourra en outre comporter des moyens pour séparer l'écoulement provenant de l'amont de l'écoulement provenant de l'aval, relativement audit premier moyen de mesure.

Le dispositif pourra comporter des moyens de mesure des pressions ou des différences de pression de part et d'autre dudit premier moyen de mesure.

Le dispositif pourra comporter des moyens de réglage de la différence de pression régnant dans l'annulaire du puits de part et d'autre dudit premier moyen de mesure.

Les moyens de mesures des pressions pourront mesurer cette différence de pression et l'une au moins des pression amont ou aval régnant dans l'annulaire du puits de part et d'autre du premier moyen de mesure.

Les moyens d'activation pourront comporter un moteur électrique ou un moteur hydraulique.

Les moyens d'activation, et les moyens de mesure pourront être fixés à l'extrémité d'un tubage.

Les moyens d'activation pourront comporter un moteur hydraulique alimenté par un tubage secondaire placé dans ledit tubage.

Le dispositif et le procédé selon la présente invention s'appliquent aux puits verticaux, inclines ou horizontaux.

On pourra transmettre des informations du fond du puits par des ondes électromagnétiques, par onde de boue ou par câble électrique.

Le dispositif selon l'invention pourra comporter des moyens de trasmission d'information par ondes électromagnétiques.

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 par lesquelles :

- les figures 1 et 2 représentent des modes de réalisation comportant une pompe d'activation électrique,
- la figure 3 illustre un mode de réalisation comportant une pompe d'activation hydraulique,
- la figure 4 montre la disposition des ensembles de mesure relativement au schéma d'écoulement des fluides,
- la figure 5 représente la position du tubage dans une position permettant le calage ou étalonnage d'éléments de mesures,
- la figure 6 représente un équipement pour la détection des venues de sable, et
- les figures 7 et 8 montrent des courbes relatives aux venues de sable et d'eau.

Dans les exemples donnés ci-après, les moyens d'étanchéité sont placés sensiblement au même niveau que les premiers moyens de mesure.

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

d'activation 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'extrêmité du cuvelage.

Selon la présente invention on descend dans le puits un tubage 8 comportant un moyen d'activation de la production comportant une pompe 9 et un équipement de mesure 10.

Pour cette solution 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. C'est dans cette zone que sont situés les protecteurs 11.

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

Dans le cas de la figure 1, la pompe 9 est activée par un moteur électrique qui lui est intégré. Ce moteur est alimenté par un câble électrique 14 situé dans la zone annulaire 12, ainsi que dans la zone annulaire 13 située entre le tubage et le cuvelage 6 sur toute 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 de l'ensemble moteur-pompe 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 a été traité par la pompe 9.

La zone intermédiaire 15 du tubage située entre la pompe 9 et l'équipement de mesure 10 comporte des ouvertures 16.

Les équipements de mesure 10 sont traversés par l'écoulement des fluides provenant de l'amont du puits en considérant le sens de l'écoulement du fluide provenant de la partie amont 18 et se dirigeant vers l'entrée de la pompe 9.

Ainsi l'équipement de mesure 10 peut comporter un canal d'écoulement en son sein.

Selon ce mode de réalisation lorsque l'on désire effectuer des mesures telles des mesures de débit on active la pompe 9 en l'alimentant en électricité par le câble 14.

Dans ces conditions le puits est activé et la pompe refoule du fluide provenant de la partie aval 17 et de la partie amont 18 considérée dans le sens de l'écoulement relativement aux moyens de mesure 10.

Le fluide en provenance de la partie aval 17 parvient à la pompe par des ouvertures 16 et le fluide provenant de la partie amont 18 passe par l'équipement de mesure 10. Du fait de l'existence des ouvertures 16, les équipements de mesure 10 ne traite sensiblement que la fraction de l'effluent provenant de la partie amont du drain de production. Ainsi, l'on obtient une mesure sélective. Il suffit alors de déplacer l'ensemble pompe et équipement de mesure 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....

La figure 2 représente une variante du mode de réalisation de la figure 1.

Sur la figure 2 l'ensemble moteur et pompe est alimenté en énergie par un câble 19 qui chemine à l'intérieur du tubage 20 et est connecté au moteur par un connecteur de fond 21.

La référence 22 désigne un raccord à entrée latérale permettant le passage du câble 19 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 19 et sa connexion au connecteur de fond se fait de manière classique.

Dans le cas d'un pompage électrique on pourrait concevoir une transmission des données par exemple numériques obtenues par l'équipement de mesure en utilisant le ou les conducteurs de puissance contenus dans les câbles 9 ou 19.

La figure 3 représente un mode de réalisation suivant lequel la pompe d'activation est entraînée par un moteur à fluide hydraulique, tel un moteur hydraulique à lobes dits du type "Moineau".

Selon ce mode de réalisation un tubage 24 est descendu dans le puits. Ce tubage comporte deux parties. La première partie 25 du tubage est séparée de la deuxième partie du tubage 26 par un élément étanche 27 tel qu'une bride.

Un tubage secondaire 28, éventuellement souple et enroulable du type "coiled tubing", relie la première partie du tubage 25 au moteur hydraulique de la pompe 9 à travers la deuxième partie 26 du tubage.

L'espace annulaire 29 compris entre la deuxième partie 26 du tubage et le tubage secondaire communique avec les orifices 30 de refoulement de la pompe

9. Par ailleurs, cet espace annulaire 29 communique avec l'espace annulaire 34 compris entre la première partie 25 du tubage et le cuvelage par l'intermédiaire d'ouvertures 31 pratiquées au voisinage de l'extrémité supérieure de la deuxième partie 26 du tubage au dessus de l'élément étanche 27.

La référence 32 désigne des moyens d'étanchéité tels que des coupelles. Ces coupelles réalisent l'étanchéité entre le cuvelage 33 et le tubage 24.

Ainsi l'espace annulaire entre le cuvelage 33 et le tubage 24 est partagé en deux.

Les coupelles 32 sont situées en dessous des ouvertures 31. Ainsi l'espace annulaire supérieur 34 situé entre le tubage 24 et le cuvelage 33 communique par les ouvertures 31 avec l'espace annulaire 29 situé entre le tubage secondaire 28 et la paroi interne de la deuxième partie 26 du tubage 24.

L'espace annulaire inférieur 35 est délimité par le cuvelage 33, les coupelles 32 et la paroi externe de la deuxième partie 26 du tubage 24.

La partie située sous la pompe 9, c'est-à-dire la zone intermédiaire et l'équipement de mesure sont sensiblement identiques à ceux des figures 1 et 2, d'ailleurs les éléments communs portent les mêmes références.

Dans ce mode de réalisation le fluide moteur qui alimente le moteur hydraulique est transféré depuis les pompes 100 de surface à travers la première partie 25 du tubage 24, à travers le tubage secondaire, dans le moteur hydraulique qui entraîne la pompe 9 puis est refoulé, en même temps que le fluide pompé en provenance du drain, à travers les orifices de refoulement 30 vers l'espace annulaire 29, il passe à travers les ouvertures 31 pour rejoindre l'espace annulaire supérieur 34 et rejoindre ensuite la surface ou il peut être traité par des équipements 110. Bien entendu, les coupelles étanches 32 l'empêchent de rejoindre l'espace annulaire inférieur 35.

Dans le cas de ce type de pompage les mesures effectuées au fond du puits pourraient être transmises en surface à l'aide d'impulsions de pression dans le circuit du fluide moteur de la pompe (type transmission par ondes de boue MWD).

La fiabilité des mesures de production et de l'étalonnage des capteurs pourrait être accrue en effectuant simultanément des mesures identiques sur la partie du débit provenant de l'amont et sur celle provenant de l'aval du drain de production relativement au sens de l'écoulement.

La figure 4 représente un mode de réalisation permettant notamment ces mesures.

La référence 36 désigne la formation géologique, la référence 37 le tube comportant des perforations, la référence 38 les coupelles d'étanchéité. Ces coupelles permettent de bien isoler la partie amont de l'écoulement de la partie aval.

La référence 39 désigne les équipements de mesure qui opèrent sur l'écoulement amont, ces moyens correspondent sensiblement dans leur fonction à ceux représentés aux figures 1, 2 et 3.

La référence 40 désigne des équipements de mesure qui opèrent sur l'écoulement aval. L'écoulement aval provient à ces équipements 40 par le canal 41 qui communique avec l'espace annulaire 420.

Le canal 41 ne communique pas avec le fluide amont ayant traversé les premiers équipements de mesure 39 ou équipements de mesure amont. Le fluide provenant de ces équipements de mesure amont n'est mélangé au fluide provenant de la partie aval du drain qu'après que ce fluide aval ait traversé les équipements de mesure aval 40.

La pompe 42 refoule l'ensemble du fluide amont et aval.

Sur la figure 4 a été représentée une pompe actionnée par un moteur électrique alimenté par le câble 43.

Les équipements de mesures 39 et 40 peuvent être reliés par des fils électriques non représentés à un boîtier électronique 44 servant à traiter ces différents signaux pour les transférer vers la surface par le câble électrique 43 qui peut comporter une ou plusieurs liaisons électriques.

La comparaison des mesures de fond avec les mesures effectuées en tête de puits ramenées en condition de fond permet une vérification des mesures et leur validation par l'établissement de bilans (conservation des débits de chaque phase).

La présence de mesures redondantes et des conditions simples de continuité des débits de chaque phase en cours de déplacement du dispositif dans le puits peut permettre un étalonnage direct de l'ensemble de mesures. Une autre possibilité consiste à faire varier le débit total sans déplacer l'ensemble de mesures.

Enfin, il existe une possibilité particulièrement intéressante du point de vue de l'étalonnage des outils, lorsque cet ensemble représenté à la figure 4 est positionné au niveau de la tête du tube perforé, à un endroit ou ce tube n'est pas encore perforé (voir figure 5).

En effet, dans ce cas, toute la production du puits traverse le dispositif de mesure amont, les coupelles 2 empêchant le fluide de s'écouler selon un autre circuit. La zone 45A même si elle n'est pas cimentée forme un cul-de-sac pour le fluide. L'étalonnage peut être réalisé facilement par comparaison avec les mesures en tête de puits. Plusieurs points de mesure peuvent être obtenus en faisant variér le débit de la pompe. Si nécessaire, le dispositif de mesure aval peut être étalonné en imposant à la tête de puits une circulation par l'intermédiaire de l'annulaire du tubage qui peut avoir un diamètre de 24,5 cm (9.″5/8).

On peut remarquer que ce dispositif présente par ailleurs l'avantage d'une part d'une concentration du débit permettant un écoulement dispersé et une plus grande précision de la mesure, d'autre part élimine

tout risque de circulation à contre-courant dans le puits (seuls les débits à l'admission de la pompe sont comptabilisés).

Dans le cas d'une mesure à l'intérieur d'un tube perforé non cimenté, une erreur peut intervenir du fait d'une circulation derrière le tube (une partie du débit aval pris en compte par le débitmètre amont ou inversement).

On peut, dans un premier temps, penser obtenir une indication qualitative d'une telle circulation derrière le tube perforé en disposant d'une mesure de pression différentielle entre les entrées des deux dispositifs de mesure amont et aval.

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 fluide. 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 les pertes de charge dans les deux dispositifs de mesure sont identiques.

Sur la figure 4 les références 45 et 46 désignent des capteurs de pression absolues, relatives ou différentielles qui sont connectés au boîtier électronique par des lignes 47.

L'utilisation d'un dispositif permettant de faire varier les pertes de charge dans l'un des deux ensembles de mesures ou moins permet de minimiser l'erreur due au débit de fuite en ajustant la pression différentielle à zéro. Un tel dispositif peut être réglé par une commande provenant du boîtier électronique 44 ou peut être autonome.

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

- positionnement de l'ensemble dans le drain.
- débit de la pompe Q_T
- mesure des débits amont et aval et de la pression après avoir ajusté le dispositif mentionné ci-dessus pour régler la pression différentielle à une valeur nulle.

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

- fermeture complète du débitmètre aval. Cela suppose que les moyens de mesure aval 40 comportent un moyen d'obstruction télécommandé.
- ajustement du débit de la pompe de façon à obtenir la même pression dans la partie amont du drain. Nouveau débit $Q'_T = Q'_{am}$. Mesure de la pression différentielle Δ_P
- La caractéristique de la fuite est alors déterminée par

$$\alpha' = \frac{Q'am - Qam}{\Delta p}$$

Par ailleurs, on peut chercher, par un système d'étranglement de l'un des deux circuits amont ou aval, à provoquer une perte de charge artificielle de la mesure et déterminer la fuite à partir des mesures, notamment des pressions et des débits amont et aval.

La présence de particules solides (sable) dans le débit de production est susceptible de poser un problème au niveau des instruments de mesure, d'une part, au niveau de la pompe, d'autre part. Par ailleurs, la détermination d'éventuelles zones de production de sable d'extension limitée pourrait être intéressante dans la mesure où elle permettrait l'utilisation d'un procédé de contrôle de sable sur une longueur limitée de sable (possibilité d'utilisation d'un procédé de consolidation chimique, longueur de crépine limitée entraînant un coût plus faible et moins de risques de colmatage).

La mise en place en aval des outils de mesure d'une crépine constituerait une protection des instruments de mesure.

La détection de production de sable pourrait être obtenue à l'aide d'un détecteur d'impact 48 ("Noise Log") proposé par la plupart des sociétés de diagraphies.

Un piège à sable 49 intercalé entre la crépine 50 et le détecteur d'impact permet, d'une part, d'obtenir un échantillonnage de sable, d'autre part, de fournir une indication semi quantitative sur les mesures obtenues par le détecteur d'impact, en comparant la quantité de sable à la somme du compte d'impacts enregistrés.

Sur la figure 6, le piège à sable est constitué notamment par un circuit de circulation du sable ayant une forme de chicane en amont de la crépine 50.

Les figures 7 et 8 montrent un exemple des conclusions que permet d'obtenir le dispositif et le procédé selon la présente invention.

Sur ces figures 7 l'abscisse x représente l'abscisse curviligne le long de la partie de production du drain. L'ordonnée de la figure 7 représente les comptages c effectués par le détecteur d'impacts. La courbe 51 représente le nombre d'impacts (en fonction de l'abscisse curviligne x. Entre X1 et X2 ce nombre est élevé. L'intégrale de cette courbe est liée sensiblement à la quantité totale de sable draînée et peut donc être rapprochée de la quantité de sable recueillie dans le piège à sable 49.

La figure 8 dont l'axe des abscisses est calé sur celui de la figure 7 représente en ordonnées une grandeur Q proportionnelle à la quantité d'eau recueillie. Cette grandeur peut être par exemple le rapport de water-cut qui correspond à la quantité d'eau produite rapportée à la quantité totale de liquide produit (eau+ huile). Plus simplement cette grandeur peut être égale au débit d'eau produit.

Sur la figure 8 cette grandeur Q indique une forte augmentation entre x1 et x2 qui correspond à la zone où l'on constate une importante venue de sable.

Ainsi à ces résultats, l'opérateur de production peut décider d'arrêter la production du drain sur la portion comprise entre x1 et x2 et ainsi augmenter la qualité de la production de son puits.

Il a été décrit jusqu'à présent deux modes de

transmission des informations à partir du fond du puits l'un étant la transmission par câble électrique et l'autre par onde de boue.

On ne sortira pas du cadre de la présente invention en utilisant une transmission par onde électromagnétique tel que décrit 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 non éruptif ayant une partie inclinée ou horizontale, comprenant la mise en place d'au moins un moyen de mesure en amont d'un moyen d'activation, p.e. d'une pompe, l'activation du puits pour provoquer la production d'effluents provenant des deux cotés amont et aval par rapport audit moyen de mesure et le traitement par ledit moyen de mesure d'une partie au moins de l'effluent provenant de la partie du puits en amont dudit moyen de mesure.

2. Procédé selon la revendication 1, caractérisé en ce que l'on traite par un deuxième moyen de mesure une partie au moins de l'écoulement provenant de l'aval, relativement audit premier moyen de mesure.

3. Procédé selon la revendication 1, caractérisé en ce que le premier moyen de mesure traite sensiblement l'ensemble de l'écoulement amont.

4. Procédé selon la revendication 2, caractérisé en ce que ledit deuxième moyen de mesure traite sensiblement l'ensemble de l'écoulement aval.

5. Procédé selon l'une des revendications 1 à 4, caractérisé en ce que l'on contrôle la différence de pression existant dans le puits de production de part et d'autre dudit premier moyen de mesure.

6. Procédé selon l'une des revendications 1 à 5, caractérisé en ce que l'on effectue des bilans de conservation.

7. Procédé selon l'une des revendications 1 à 6, caractérisé en ce que l'on étalonne le premier moyen de mesure en éliminant l'écoulement aval.

8. Procédé selon l'une des revendications 1 à 7, caractérisé en ce que l'on transmet des informations du fond du puits par des ondes électromagnétiques.

9. Dispositif pour effectuer des diagraphies de production dans un puits non éruptif, caractérisé en ce qu'il comporte des moyens d'activation (9, 42) pour activer la production du puits, au moins un moyen de mesure (10, 39), ledit moyen étant placé en amont dudit moyen d'activation, des moyens de connection (15) comportant au moins une ouverture (16, 41) entre lesdits moyens d'activation (9, 42) et ledit moyen de mesure (10), ledit moyen de mesure étant adapté à traiter au moins une partie de l'effluent provenant de l'amont du moyen de mesure (10).

10. Dispositif selon la revendication 9, caractérisé en ce qu'il comporte un deuxième moyen de mesure qui traite au moins une partie de l'écoulement aval, l'entrée dudit deuxième moyen de mesure étant reliée à ladite ouverture (16, 41).

11. Dispositif selon l'une des revendications 9 à 10, caractérisé en ce qu'il comporte des moyens pour séparer l'écoulement provenant de l'amont de l'écoulement provenant de l'aval relativement audit premier moyen de mesure.

12. Dispositif selon l'une des revendications 9 à 11, caractérisé en ce qu'il comporte des moyens de mesure des pressions ou des différences de pression de part et d'autre dudit premier moyen de mesure.

13. Dispositif selon l'une des revendications 9 à 12, caractérisé en ce qu'il comporte des moyens de réglage de la différence de pression régnant de part et d'autre dudit premier moyen de mesure.

14. Dispositif selon la revendication 12, caractérisé en ce que lesdits moyens de mesure de pression mesurent ladite différence de pression et l'une au moins des pressions amont ou aval régnant de part et d'autre dudit premier moyen de mesure.

15. Dispositif selon l'une des revendications 9 à 14, caractérisé en ce que lesdits moyens d'activation comportent un moteur électrique.

16. Dispositif selon l'une des revendications 9 à 14, caractérisé en ce que lesdits moyens d'activation comportent un moteur hydraulique.

17. Dispositif selon l'une des revendications 9 à 16, caractérisé en ce que lesdits moyens d'activation, et lesdits moyens de mesure sont fixés à l'extrêmité d'un tubage.

18. Dispositif selon la revendication 17, caractérisé en ce que lesdits moyens d'activation comporte un moteur hydraulique alimenté par un tubage secondaire placé dans ledit tubage.

19. Dispositif selon l'une des revendications 9 à 18, caractérisé en ce qu'il comporte des moyens de transmission d'information par ondes électromagnétiques.

Patentansprüche

1. Verfahren zum Durchführen von Produktions-Diagraphien in einem nichteruptiven Bohrloch mit einem geneigten oder horizontalen Teil, umfassend das Instellungbringen wenigstens einer Meßeinrichtung stromaufwärts einer Aktivierungsein richtung, zum Beispiel einer Pumpe, die Aktivierung des Bohrlochs, um die Produktion von Abgängen hervorzurufen, ausgehend von zwei Seiten stromaufwärts und stromabwärts in bezug auf die genannte Meßeinrichtung, und die Verarbeitung von einem Teil wenig-

stens des von dem Teil des Bohrlochs stromaufwärts der genannten Meßeinrichtung ausgehenden Ab ganges durch die genannte Meßeinrichtung.

2. Verfahren nach Anspruch 1, dadurch gekennzeichnet, daß man einen Teil wenigstens des in bezug auf die genannte erste Meßeinrichtung vom Stromabwärtigen ausgehenden Ab laufes durch eine zweite Meßeinrichtung verarbeitet.

3. Verfahren nach Anspruch 1, dadurch gekennzeichnet, daß die erste Meßeinrichtung in beachtlicher Weise die Gesamtheit des stromaufwärtigen Ablaufes verarbeitet.

4. Verfahren nach Anspruch 2, dadurch gekennzeichnet, daß die genannte zweite Meßeinrichtung in beachtlicher Weise die Gesamtheit des stromabwärtigen Ablaufes verarbeitet.

5. Verfahren nach einem der Ansprüche 1 bis 4, dadurch gekennzeichnet, daß man den in dem Produktions-Bohrloch beiderseits von der genannten ersten Meßeinrichtung beste henden Druckunterschied kontrolliert.

6. Verfahren nach einem der Ansprüche 1 bis 5, dadurch gekennzeichnet, daß man Erhaltungsbilanzen durchführt.

7. Verfahren nach einem der Ansprüche 1 bis 6, dadurch gekennzeichnet, daß man die erste Meßeinrichtung durch Abstellen des stromabwärtigen Ablaufes eicht.

8. Verfahren nach einem der Ansprüche 1 bis 7, dadurch gekennzeichnet, daß man Informationen vom Grund des Bohr lochs durch elektromagnetische Wellen überträgt.

9. Anordnung zum Durchführen von Produktions-Diagraphien in einem nichteruptiven Bohrloch, dadurch gekennzeichnet, daß diese Aktivierungseinrichtungen (9, 42), um die Produktion des Bohrlochs zu fördern, wenigstens eine Meßeinrichtung (10, 39), die stromaufwärts der genannten Aktivie rungseinrichtung angeordnet ist, und Verbindungseinrichtungen (15) aufweist, die wenigstens eine Öffnung (16, 41) zwischen den genannten Aktivierungseinrichtungen (9, 42) und der genannten Meßeinrichtung (10) umfassen, wobei die ge nannte Meßeinrichtung ausgebildet ist, um wenigstens einen Teil des vom Stromaufwärtigen der Meßeinrichtung (10) ausge henden Abganges zu verarbeiten.

10. Anordnung nach Anspruch 9, dadurch gekennzeichnet, daß diese eine zweite Meßeinrichtung umfaßt, die wenigstens einen Teil des stromabwärtigen Ablaufes verarbeitet, wobei der Eingang der genannten zweiten Meßeinrichtung mit der genannt en Öffnung (16, 41) verbunden ist.

11. Anordnung nach einem der Ansprüche 9 bis 10, dadurch gekennzeichnet, daß diese Einrichtungen zum Trennen des vom Stromaufwärtigen ausgehenden Ablaufes von dem vom Stromabwärtigen ausgehenden Ablauf in bezug auf die erste Meßeinrichtung umfaßt.

12. Anordnung nach einem der Ansprüche 9 bis 11, dadurch gekennzeichnet, daß diese Einrichtungen zum Messen von Drücken oder Druckunterschieden beiderseits der genannten ersten Meßeinrichtung umfaßt.

13. Anordnung nach einem der Ansprüche 9 bis 12, dadurch gekennzeichnet, daß diese Einrichtungen zur Einstel lung der beiderseits von der genannten ersten Meßeinrichtung vorherrschenden Druckdifferenz umfaßt.

14. Anordnung nach Anspruch 12, dadurch gekennzeichnet, daß die genannten Einrichtungen zum Messen von Druck die ge nannte Druckdifferenz und den einen wenigstens der stromauf wärts oder stromabwärts beiderseits der genannten ersten Meßeinrichtung vorherrschenden Drücke messen.

15. Anordnung nach einem der Ansprüche 9 bis 14, dadurch gekennzeichnet, daß die genannten Aktivierungseinrich tungen einen Elektromotor umfassen.

16. Anordnung nach einem der Ansprüche 9 bis 14, dadurch gekennzeichnet, daß die genannten Aktivierungseinrichtungen einen Hydromotor umfassen.

17. Anordnung nach einem der Ansprüche 9 bis 16, dadurch gekennzeichnet, daß die genannten Aktivierungseinrichtungen und die genannten Meßeinrichtungen am Ende eines Röhrenstranges befestigt sind.

18. Anordnung nach Anspruch 17, dadurch gekennzeichnet, daß die genannten Aktivierungseinrichtungen einen Hydromotor umfassen, der durch einen zweiten, in dem genannten Röhrenstrang angeordneten Röhrenstrang versorgt ist.

19. Anordnung nach einem der Ansprüche 9 bis 18, dadurch gekennzeichnet, daß diese Einrichtungen zur Übertra gung von Information durch elektromagnetische Wellen umfaßt.

Claims

1. Method for carrying out production well-logs in a non-flowing well having an inclined or horizontal section, including the positioning of at least one measurement means upstream of an activation means, e.g. a pump, activation of the well to initiate the production of effluent from the two sides upstream and downstream of the measuring means and the processing by the measuring means of at least part of the flow from the section of the well upstream of the measuring means.

2. Method in accordance with claim 1, characterised in that at least a part of the flow downstream of the first measuring means is processed by a second measuring means.

3. Method in accordance with claim 1, characterised in that this first measuring means processes essentially all of the upstream flow.

4. Method in accordance with claim 2, characterised in that the second measuring means processes essentially all of the downstream flow.

5. Method in accordance with one of claims 1 to 4, characterised in that the difference in pressure prevailing on either side of the first measuring means in the production well is monitored.

6. Method in accordance with one of claims 1 to 5, characterised in that patterns of continuity are calculated.

7. Method in accordance with one of claims 1 to 6, characterised in that the first measuring means is calibrated by eliminating the downstream flow.

8. Method in accordance with one of claims 1 to 7, characterised in that data is transmitted from the bottom of the well by electromagnetic waves.

9. Device for producing well logs in a non-flowing well, characterised in that it comprises activation means (9, 42) to initiate production of the well, at least one measuring means (10, 39), this means being located upstream of the activation means, connection means (15) having at least one opening (16, 41) between the activation means (9, 42) and the aforementioned measuring means (10), wherein the measuring means is adapted to process at least a part of the flow from upstream of the measuring means (10).

10. Device in accordance with claim 9, characterised in that it comprises a second measuring means which processes at least a part of the downstream flow, the inlet to this second measuring means being linked to the opening (16, 41).

11. Device in accordance with one of claims 9 to 10, characterised in that it comprises means for separating the flow from upstream and the flow from downstream of the first measuring means.

12. Device in accordance with one of claims 9 to 11, characterised in that it comprises means for measuring pressure levels or differences in pressure on either side of the first measuring means.

13. Device in accordance with one of claims 9 to 12, characterised in that it comprises means for regulating the pressure differential prevailing on either side of the first measuring means.

14. Device in accordance with claim 12, characterised in that the means for measuring pressure measures the pressure differential and at least one of the pressure levels upstream or downstream prevailing on one side or the other of the first measuring means.

15. Device in accordance with one of claims 9 to 14, characterised in that the activation means has an electric motor.

16. Device in accordance with one of claims 9 to 14, characterised in that the activation means has a hydraulic motor.

17. Device in accordance with one of claims 9 to 16, characterised in that the activation means and the measuring means are attached to the end of a tubing.

18. Device in accordance with claim 17, characterised in that the activation means has a hydraulic motor supplied by a secondary tubing located inside the afore-mentioned tubing.

19. Device in accordance with one of claims 9 to 18, characterised in that it comprises means for transmitting data by electromagnetic waves.

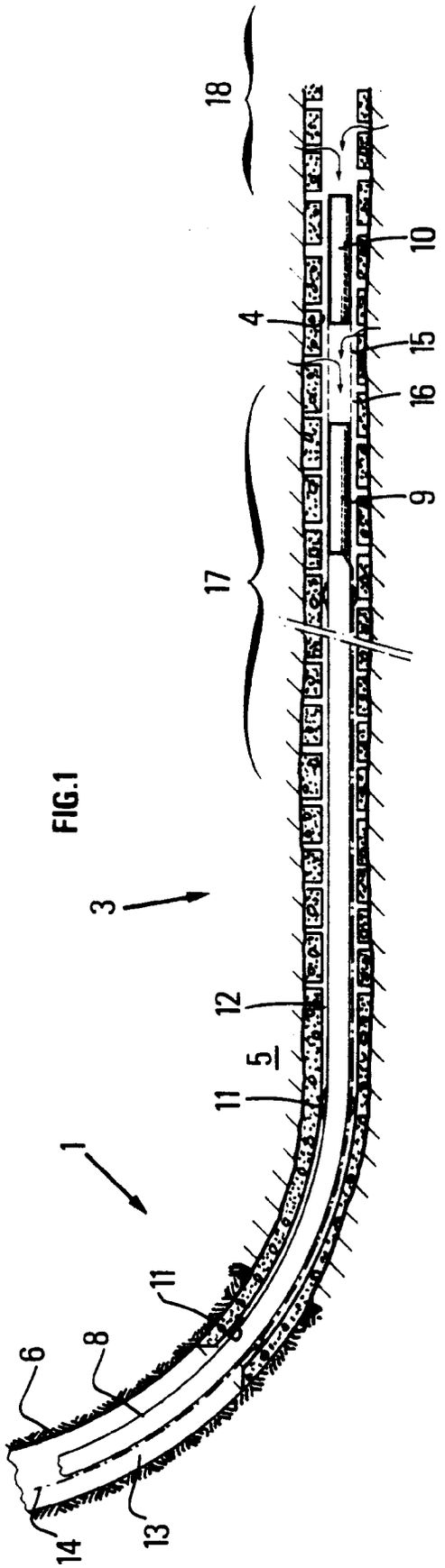


FIG.1

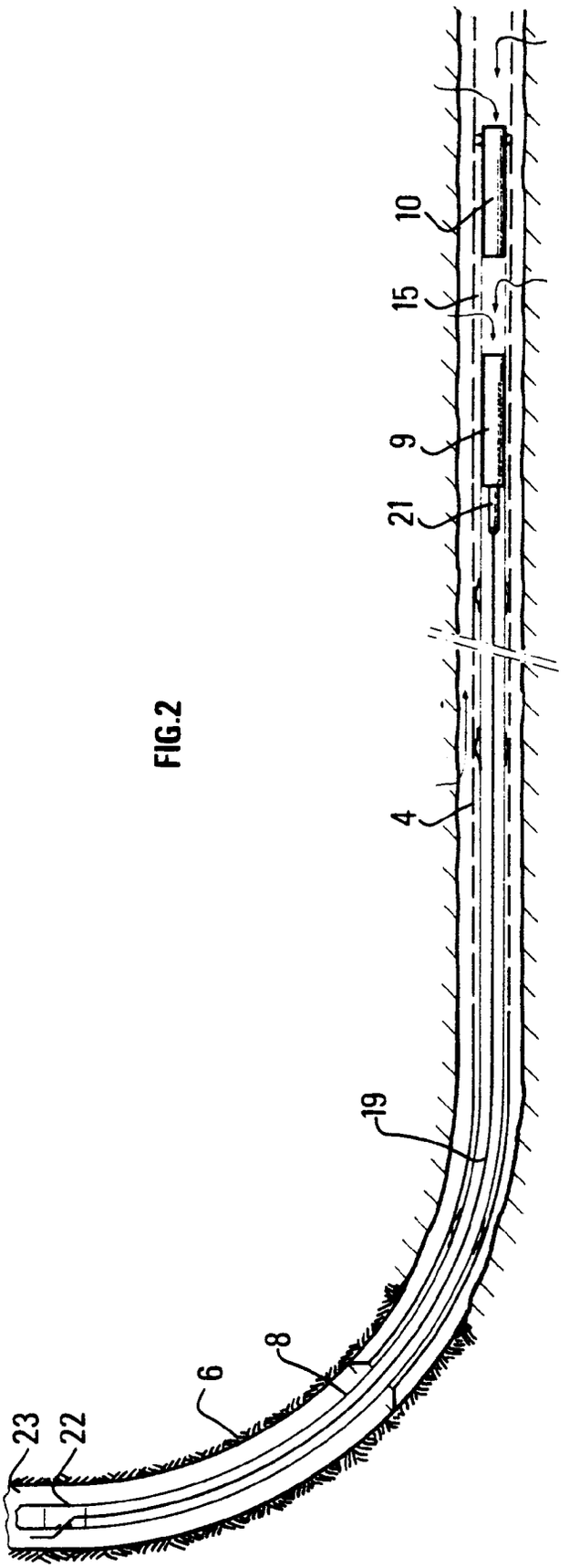


FIG.2

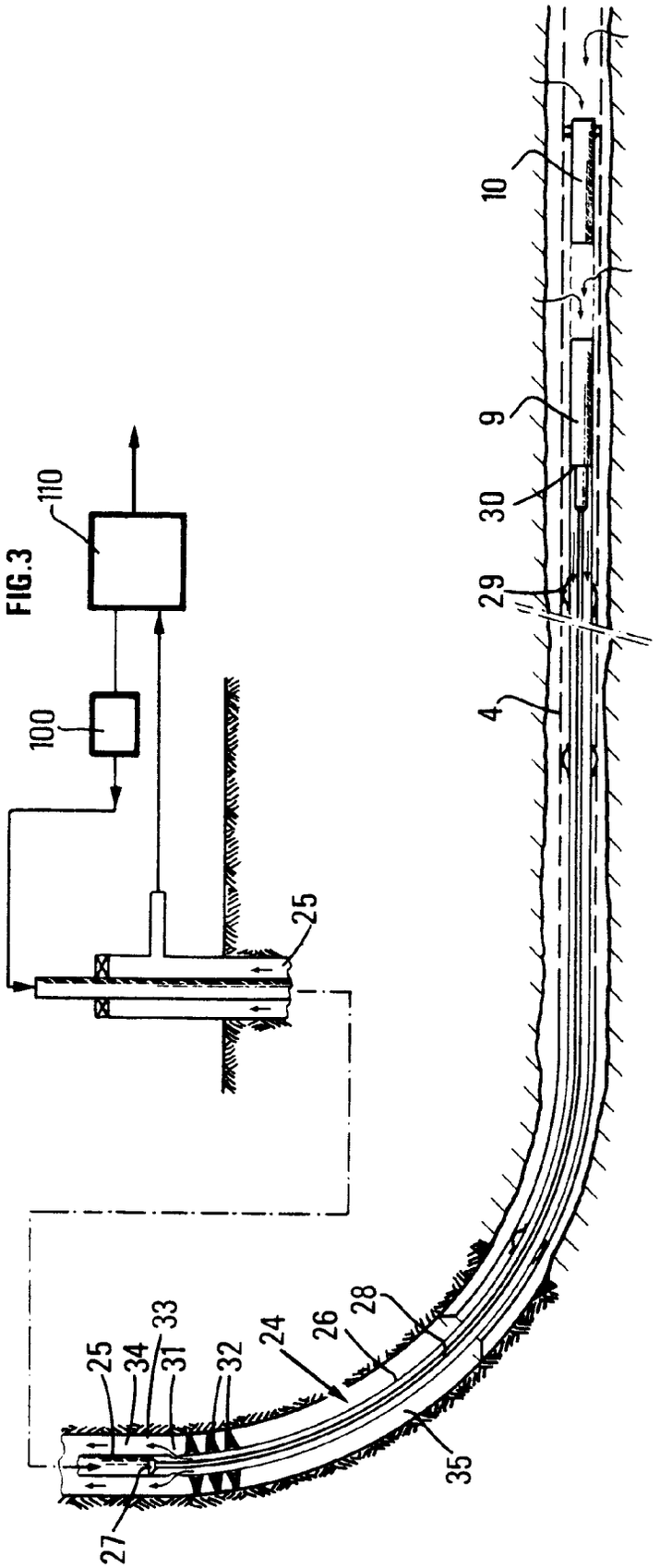

110
100
25
10
9
30
29
4
33
34
31
32
24
26
28
35
27

FIG.3

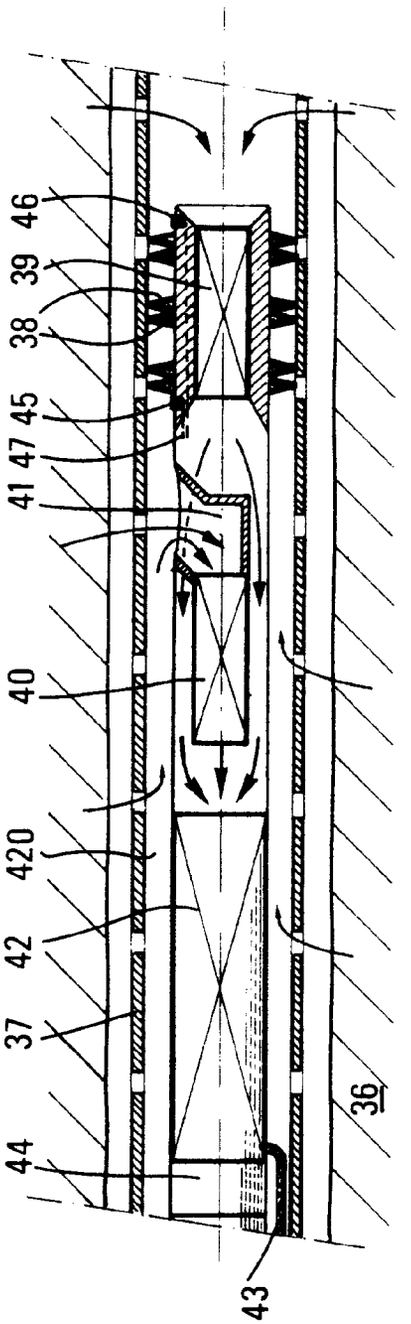

46
39
38
45
41
47
40
420
42
37
44
36
43

FIG.4

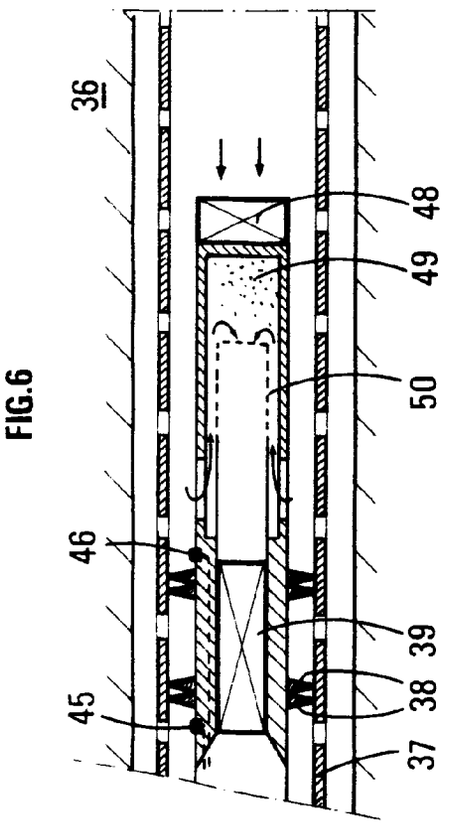


FIG.6

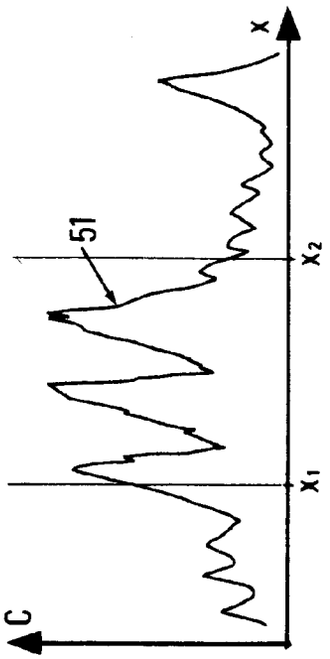


FIG.7

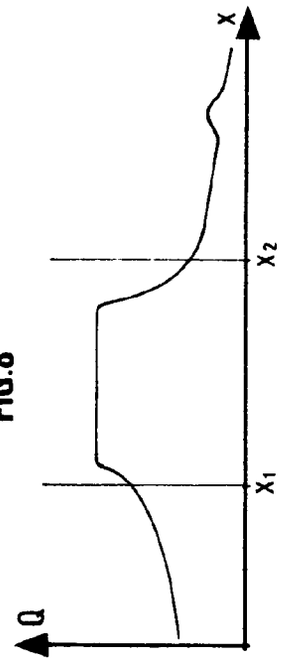


FIG.8

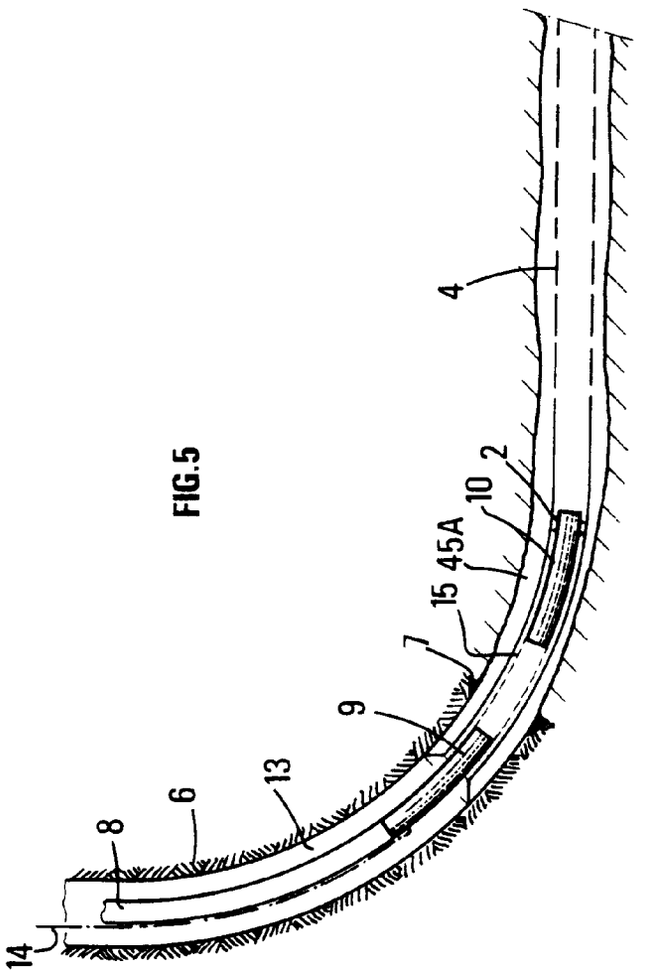


FIG.5