

12

**DEMANDE DE BREVET EUROPEEN**

21 Numéro de dépôt: **87401421.0**

51 Int. Cl.4: **E 21 B 43/30**  
**E 21 B 43/24**

22 Date de dépôt: **22.06.87**

30 Priorité: **26.06.86 FR 8609419**  
**26.06.86 FR 8609420**  
**26.06.86 FR 8609422**

43 Date de publication de la demande:  
**07.01.88 Bulletin 88/01**

64 Etats contractants désignés: **BE DE GB IT NL**

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

**SOCIETE NATIONALE ELF AQUITAINE (Production)**  
**Tour Elf**  
**F-92078 Paris la Défense Cedex 45 (FR)**

72 Inventeur: **Renard, Gérard**  
**6, rue Henri Dunant**  
**F-92500 Rueil Malmaison (FR)**

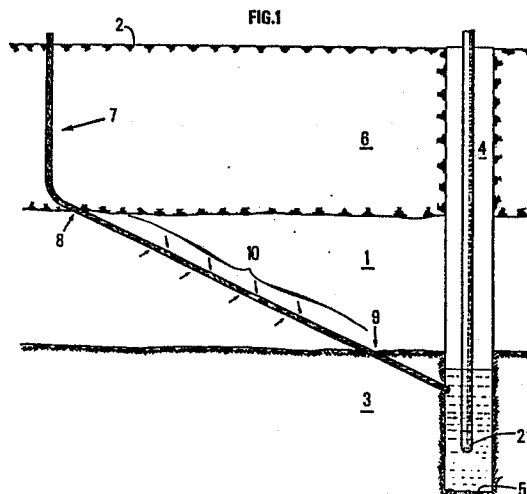
**Giannesini, Jean-François**  
**51, rue des Tennerolles**  
**F-92210 Saint Cloud (FR)**

74 Mandataire: **Aubel, Pierre et al**  
**Institut Français du Pétrole Département Brevets 4,**  
**avenue de Bois Préau**  
**F-92502 Rueil-Malmaison (FR)**

54 **Méthode de production assistée d'un effluent à produire contenu dans une formation géologique.**

57 La présente invention concerne un système et une méthode de production d'un effluent contenu dans une formation géologique formant un réservoir pour ledit effluent ou formation productrice.

La méthode selon l'invention utilise un puits central, au moins un drain subhorizontal ainsi qu'un agent déplaçant ou de déplacement. La méthode selon l'invention se caractérise en ce qu'on injecte dans la formation l'agent de déplacement à partir soit du puits central, soit du drain subhorizontal et en ce que l'agent de déplacement provoque la migration de l'effluent à produire.



## Description

### METHODE DE PRODUCTION ASSISTEE D'UN EFFLUENT A PRODUIRE CONTENU DANS UNE FORMATION GEOLOGIQUE

La présente invention concerne une méthode de production assistée d'un effluent pétrolier, notamment visqueux, contenu dans une formation géologique surmontant une autre formation qui ne contient pas l'effluent à produire et qui est imperméable audit effluent.

La méthode selon la présente invention permet une meilleure exploitation de la formation contenant l'effluent à produire, tout en limitant le nombre de puits à forer relativement aux méthodes mises en oeuvre selon l'art antérieur, qui peut être illustré par le brevet US-A-3.386.508.

Selon ce brevet antérieur, un puits principal est foré ainsi que d'autres puits qui seront qualifiés de puits auxiliaires. Ces puits auxiliaires qui sont inclinés, rejoignent le puits principal au niveau de la formation contenant l'effluent à produire.

Le mécanisme de production décrit dans ce brevet antérieur réside dans le fait que c'est la portion du puits auxiliaire située dans la formation à produire qui sert à collecter l'effluent à produire qui se trouve au voisinage du puits auxiliaire.

Par ailleurs, selon ce brevet antérieur, la production se fait en utilisant le phénomène de gravité pour drainer l'effluent vers le puits principal. Or, l'intensité de l'effet de la gravité est limitée par la hauteur comprise entre le toit de la formation contenant l'effluent à produire et l'endroit où le puits auxiliaire débouche dans le puits principal, ceci lorsque la formation contenant l'effluent à produire est comprise entre deux autres formations qui ne contiennent pas l'effluent à produire.

Selon ce brevet antérieur, cette hauteur est au plus égale à celle de la formation contenant le fluide à produire.

La présente invention propose une méthode permettant d'améliorer la récupération du fluide à produire.

Cette amélioration se traduit, pour certains modes de réalisation, par un meilleur taux de récupération dû à l'augmentation des effets de gravité permettant le drainage et par l'exploitation d'une zone étendue avec un nombre réduit de puits forés.

Dans le but d'améliorer la productivité du système, on propose selon la présente invention de balayer le réservoir en injectant dans la formation un fluide de déplacement ou fluide déplaçant, soit à partir d'un puits central, soit à partir d'un ou plusieurs drains subhorizontal.

Par drain subhorizontal, on entend un drain dont l'inclinaison approche 90°, mais sans réellement l'atteindre.

Les avantages de ce nouveau système sont de permettre :

- l'exploitation d'une gamme plus étendue de réservoirs, en particulier ceux renfermant une huile de moindre viscosité,

- l'amélioration du balayage volumétrique,

5 - de distinguer la production de chaque drain et de remédier aux problèmes d'hétérogénéités locales du réservoir en recherchant une solution adéquate dans le drain concerné,

10 - et pour certains modes de réalisation, notamment lorsque le fluide de déplacement est injecté par le puits principal, la mise à profit du phénomène de ségrégation dans le réservoir de fluides de densités très différentes, par injection de gaz ou de vapeur permettant de former une ombrelle de gaz au toit du réservoir, sans percée prématurée aux drains, étant donné la forte inclinaison de ceux-ci, cette inclinaison étant proche de l'horizontale,

20 - de diminuer les pertes de fluides injectés en dehors de l'aire couverte par le système.

- de disposer d'une seule source d'injection située près du centre de production,

25 La présente invention concerne une méthode de production d'un effluent contenu dans une formation géologique formant un réservoir pour ledit effluent, ou formation productrice, en utilisant un puits central, au moins un drain subhorizontal, ainsi qu'un agent déplaçant ou de déplacement, ladite formation géologique surmontant une autre formation géologique sensiblement imperméable audit effluent ou formation imperméable, l'interface entre lesdites formations géologiques étant qualifiée de mur dudit réservoir.

30 Selon la présente invention, on injecte ledit agent de déplacement dans ladite formation à partir, soit dudit puits central, soit dudit drain subhorizontal et ledit agent de déplacement provoque la migration de l'effluent à produire.

35 Selon une variante de la présente invention, appliquée à la production d'un effluent pétrolier visqueux, on pourra utiliser un puits central comme puits de production et au moins un puits subhorizontal comme puits de stimulation de la production. Le puits de stimulation pourra être foré depuis la surface et traverser la formation productrice pour passer dans ladite formation imperméable et rejoindre le puits de production.

40 Le puits de stimulation pourra être perforé sur une portion de sa longueur, cette portion correspondant sensiblement à la fraction du puits de stimulation traversant la formation productrice.

45 On pourra injecter dans le drain de stimulation un fluide adapté à diminuer la viscosité de l'effluent pétrolier à produire, afin d'augmenter la vitesse d'écoulement dans le puits de stimulation.

50 On pourra interposer un bouchon dans le drain de stimulation et placer le bouchon dans la portion perforée du drain de stimulation.

60 On pourra aussi interposer un bouchon dans le drain de stimulation, dans la portion dudit drain contenu dans la formation non productrice.

On pourra également placer un bouchon dans le drain de stimulation, sensiblement à la limite de la formation productrice et de la formation non productrice.

Le drain de stimulation pourra être interrompu après avoir atteint la formation productrice, mais avant qu'il n'atteigne le puits producteur.

Suivant une autre variante de la méthode selon la présente invention, on pourra injecter l'agent de déplacement ou agent déplaçant à partir du puits central et on pourra utiliser plusieurs drains subhorizontaux.

Selon une sous-variante de la présente invention, le puits central vertical n'est pas seulement utilisé pour acheminer vers la surface la production collectée par les drains subhorizontaux, mais il est équipé d'une complétion particulière, afin de permettre également l'injection d'un fluide dans le réservoir.

D'une manière générale cette sous-variante concerne une méthode de production d'un effluent contenu dans une formation géologique formant un réservoir pour ledit effluent, utilisant un puits central, des drains subhorizontaux ainsi qu'un agent déplaçant, ladite formation géologique surmontant une autre formation géologique sensiblement imperméable audit effluent, l'interface entre lesdites formations géologiques étant qualifiée de mur dudit réservoir. Cette méthode se caractérise en ce qu'on injecte dans ladite formation ledit agent déplaçant à partir dudit puits central, ledit agent déplaçant provoquant la migration de l'effluent à produire et en ce que cet effluent est drainé par lesdit drains subhorizontaux vers une partie inférieure du puits central où il transite et à partir de laquelle il est produit vers la surface.

Selon cette sous-variante, on pourra recueillir ledit effluent à produire par des drains subhorizontaux situés tout autour dudit puits central.

Egalement, selon cette sous-variante, on pourra drainer ledit effluent à produire dans ladite partie inférieure, jusqu'à un niveau inférieur audit mur du réservoir.

Selon une autre sous-variante, le puits central vertical n'est pas utilisé pour acheminer vers la surface la production collectée par les drains subhorizontaux, mais il est équipé d'une complétion permettant l'injection d'un fluide dans le réservoir. Ce sont les drains subhorizontaux, eux-mêmes, qui sont utilisés pour acheminer la production vers la surface.

D'une manière générale cette nouvelle sous-variante concerne une méthode de production d'un effluent contenu dans une formation géologique formant un réservoir pour ledit effluent, utilisant un puits central, des drains subhorizontaux ainsi qu'un agent de déplacement ou agent déplaçant, ladite formation géologique surmontant une autre formation géologique sensiblement imperméable audit effluent, l'interface entre lesdites formations géologiques étant qualifiée de mur dudit réservoir. Cette méthode se caractérise en ce qu'on injecte dans ladite formation ledit agent de déplacement à partir dudit puits central et en ce que ledit agent provoque la migration de l'effluent à produire, ce dernier étant

acheminé vers la surface par lesdit drains subhorizontaux.

Selon cette sous-variante, on pourra produire ledit effluent par des drains subhorizontaux situés tout autour dudit puits central.

La présente invention concerne également un système de production d'un effluent contenu dans une formation géologique comportant un puits central et des drains subhorizontaux. Ce système se caractérise en ce que ledit puits principal comporte une zone perforée au niveau de ladite formation géologique, un conduit d'injection reliant ladite zone perforée à une source d'injection d'un produit de déplacement, et en ce que lesdit drains subhorizontaux passent dans ladite formation.

Selon une mise en oeuvre de ce système de production, le puits principal pourra comporter en outre une zone de transit isolée de la zone perforée et située en-dessous de ladite zone perforée, ladite zone de transit étant reliée à la surface par une conduite de production et en ce que lesdit drains subhorizontaux passent dans ladite formation pour rejoindre ladite zone de transit.

Le système de production utilisé pour ce mode de mise en oeuvre pourra également comporter un tube situé dans ledit puits constituant le conduit de production. Le conduit d'injection pourra être constitué de l'espace annulaire délimité par ledit puits principal. Ledit tube pourra comporter un bouchon qui isole la zone perforée de la zone de transit.

Ce tube pourra traverser ledit bouchon.

Le conduit de production pourra comporter une pompe située à son extrémité inférieure dans la zone de transit et le tube formant ledit conduit de production pourra coulisser dans ledit bouchon.

La zone de transit pourra posséder une section droite plus grande que la section droite de la partie supérieure du puits central, formant ainsi une fosse de collecte de l'effluent produit.

Le système selon l'invention pourra être avantageusement appliqué au cas où ladite formation géologique surmonte une autre formation géologique imperméable à l'effluent à produire. Dans cette application ladite zone de collecte pourra être située au moins partiellement dans ladite formation imperméable et lesdit drains subhorizontaux pourront rejoindre ladite zone de transit en passant par ladite formation imperméable après avoir traversé la formation productrice.

Selon une autre mise en oeuvre possible, les drains subhorizontaux qui passent dans la formation pourront avoir une longueur telle qu'ils s'interrompent à une certaine distance, non nulle, de l'axe du puits principal.

Le puits d'injection pourra comporter un bouchon.

Le système selon l'invention pourra être avantageusement appliqué au cas où ladite formation géologique surmonte une autre formation géologique imperméable à l'effluent à produire. Dans cette application les drains de collecte pourront s'interrompre sensiblement au voisinage de l'interface entre ladite formation imperméable et ladite formation contenant l'effluent à produire.

La présente invention sera mieux comprise et ses avantages apparaîtront plus clairement à la description qui suit d'un exemple particulier illustré par les figures ci-annexées, représentant l'exploitation d'une formation géologique qui renferme un effluent pétrolier.

- la figure 1 montre la configuration d'un puits principal et d'un puits de stimulation, ou puits auxiliaire, permettant la mise en oeuvre de la méthode selon la présente invention,

- la figure 2 illustre le mécanisme de production selon la présente invention,

- les figures 3 et 4 représentent différentes variantes selon la présente invention,

- les figures 5 et 6 illustrent une vue d'ensemble de la mise en production d'une formation contenant un effluent visqueux à produire, et

- les figures 7 et 8 illustrent deux variantes où le puits central sert à l'injection de l'agent de déplacement.

La figure 1 représente la mise en oeuvre d'une variante de la méthode selon la présente invention pour la mise en production d'une formation géologique 1 à partir de la surface du sol 2. La couche géologique 1 contient un effluent pétrolier visqueux à produire.

La référence 3 désigne une formation géologique située au-dessous de la formation productrice 1. Cette formation inférieure est imperméable à l'effluent à produire contenu dans la formation productrice.

La référence 4 désigne un puits principal foré depuis la surface 2 et traversant la formation productrice 1, ce puits principal s'interrompant en 5 dans la formation imperméable 3.

Dans le cas de la figure 1, la formation productrice est surmontée par une autre formation portant la référence 6 et qui sera dite formation supérieure.

La référence 7 désigne un puits servant à stimuler et à drainer une fraction au moins de la production de l'effluent visqueux contenu dans la formation 1.

Sur la figure 1, ce puits de stimulation traverse la formation supérieure 6 ainsi que la formation productrice 1 et passe dans la formation imperméable inférieure 3 pour rejoindre le puits principal 4 au niveau de cette formation inférieure.

D'une manière plus générale, selon la présente invention, le puits auxiliaire débouche dans le puits principal au niveau d'une formation se trouvant au-dessous de la formation productrice, après avoir pénétré dans une formation imperméable au fluide à produire.

Sur la figure 1, la référence 8 désigne l'endroit où le puits ou drain de stimulation 7 pénètre dans la formation productrice 1 et la référence 9 l'endroit d'où il en sort. La référence 10 désigne la portion du puits de stimulation comprise dans la formation productrice 1.

Bien entendu, il est préférable selon la présente variante que la portion 10 du drain de stimulation 7 se trouvant dans la formation productrice 1 soit la plus longue possible.

Dans le cas de la figure 1, la production s'effectue en faisant circuler un agent stimulant dans le drain

de stimulation 7. Cet agent provoque une diminution de la viscosité de l'effluent à produire, voisin du drain. L'effluent à produire s'écoule alors vers le puits principal 4 via le drain de stimulation lui-même.

Bien entendu, la portion 10 du drain de stimulation 7 se trouvant dans la formation productrice 1, lorsque cette portion n'est pas constituée d'un puit découvert, pourra être déjà perforée avant sa descente dans le puits, une telle portion perforée du drain est généralement désigné par le terme anglo-saxon de "liner", ou bien être perforée sur place. Par ailleurs, il peut être possible de reboucher certaines perforations du drain de stimulation 7.

La figure 2 illustre un deuxième mode de production selon la présente variante. Selon ce mode, la portion 10 du drain de stimulation se trouvant dans la formation productrice 1 est perforée uniquement sur deux portions de sa longueur 11 et 13, un bouchon 17 étant placé dans ledit drain de manière à séparer ces deux portions.

On injecte dans le drain de stimulation 7 un agent permettant de diminuer la viscosité de l'effluent pétrolier à produire se trouvant dans la formation productrice 1, ceci afin de faciliter l'écoulement de l'effluent à produire.

Un tel agent peut être constitué de vapeur d'eau ou comporter d'autres produits, tels un solvant, par exemple à base d'hydrocarbure.

Dans l'exemple décrit, l'agent considéré sera de la vapeur d'eau.

La vapeur d'eau injectée depuis la surface pénètre dans la formation productrice 1 par la portion supérieure des perforations 11.

La diffusion de la vapeur d'eau dans la formation productrice 1 est représentée par des flèches 12.

La vapeur d'eau chauffe l'effluent pétrolier contenu dans la formation productrice 1, notamment en se condensant, provoquant ainsi la diminution de la viscosité de l'effluent à produire dont une fraction s'écoule par voie de conséquence vers la partie inférieure des perforations 13.

L'écoulement de l'effluent produit est représenté par les flèches 14.

Cet écoulement se produit dans la direction de la partie inférieure du puits de stimulation 1 par gravité, d'une part, et par la présence d'un gradient de pression décroissant dans la direction du puits de stimulation, d'autre part.

Cette décroissance du gradient de pression est due au fait que le puits de stimulation 10 est mis en communication avec le puits principal 4 qui lui-même est en communication avec la surface et se trouve donc sensiblement à la pression atmosphérique en surface.

L'écoulement de l'effluent à produire s'effectue par la partie du drain de stimulation 15 se trouvant dans la formation inférieure 3 jusqu'au puits principal 4 au fond duquel il se rassemble.

Cet écoulement est symbolisé par les flèches 16 sur la figure 2.

L'effluent ainsi produit est remonté de manière classique à partir du puits principal 4, par exemple par des pompes 21 commandées depuis la surface.

Dans le cas de l'exemple décrit précédemment, la séparation entre la portion 11 des perforations à

partir desquelles la vapeur d'eau diffuse dans la formation productrice et la portion 13 des perforations à partir desquelles s'effectue l'écoulement de l'effluent à produire, se fait par l'interposition du bouchon 17. Dans ce cas, la vapeur 12 est obligée de sortir du drain auxiliaire 7 en amont du bouchon 17 et l'effluent pétrolier est produit en aval du bouchon 14. Ainsi, il est facile de contrôler l'endroit de la séparation.

Une fraction de la vapeur injectée 12 diffuse dans la formation productrice 1, c'est-à-dire vers le puits 4, balayant ainsi une grande zone 20 appartenant à la formation productrice et comprise entre la portion 10 du drain de stimulation 7 et le puits principal. Cette fraction est représentée par les flèches 19 et provoque directement la venue de l'effluent à produire dans le puits 4, ceci est représenté par les flèches 22.

Il est possible de positionner un bouchon 18 sensiblement à la limite de l'interface séparant la formation productrice 1 et la formation imperméable inférieure 3 (Fig. 3), selon la présente variante, le drain de stimulation 7 étant perforé sur toute sa longueur présente dans la formation productrice.

Dans ce cas bien entendu, la partie inférieure 15 du drain de stimulation 7 ne produit rien. Toute la production se fait directement dans le puits 4, comme représenté par les flèches 22. Le drain de stimulation 7 sert uniquement à injecter l'agent de stimulation. Ceci est symbolisé par les flèches 19 (Fig. 3).

Les figures 5 et 6 montrent un schéma général de production. Le puits principal 4 est entouré d'un certain nombre de puits de stimulation  $7_a...7_i$ .

Sur la figure 5, ces puits sont, en surface, équidistants du puits principal 4. Ceci n'est nullement obligatoire et les puits  $7_a...7_i$  peuvent être placés à des distances du puits principal convenant au mieux à l'exploitation de la formation productrice.

Les références  $8_a...8_i$  désignent les endroits où les drains  $7_a...7_i$  pénètrent dans la formation productrice 1 et les références  $9_a...9_i$  les endroits où ils en sortent.

Ainsi, il est possible d'exploiter toute la zone hachurée 23 (Fig. 6), ceci par l'interposition de bouchons en  $9_a...9_i$ .

Dans le cas représenté à la figure 6, les points  $9_a...9_i$  sont équidistants du puits principal 4, mais ceci n'est nullement obligatoire.

Il est possible, lorsque l'on utilise un bouchon 17, de varier la position de ce dernier en fonction de l'exploitation des différentes zones.

Ainsi, il sera possible, pour commencer l'injection, de positionner le bouchon 17 de manière à ce qu'il soit situé dans la formation productrice, tout en étant relativement proche de l'interface 25 entre la formation supérieure 6 et la formation productrice 1. Puis, au fur et à mesure de l'avancement de la production, il sera possible de descendre le bouchon 17. L'inverse est également possible, c'est-à-dire de commencer en plaçant le bouchon 17 le plus près possible de l'interface inférieure 25 entre la formation productrice 1 et la formation inférieure 3, puis de remonter la position du bouchon 17 au fur et à mesure de l'exploitation de la formation produc-

trice.

Si lors du forage d'un puits de stimulation 7, on rencontre des difficultés alors que celui-ci se trouve dans la formation productrice, il sera possible de se contenter de l'utiliser comme un drain d'injection de stimulation. Ceci est représenté à la figure 4 où le drain 7 ne sert qu'à injecter l'agent stimulant.

Suivant une autre variante où le puits central sert à injecter l'agent de déplacement (Fig. 7), ce puits central vertical 101 est foré jusqu'au mur 102 d'un réservoir 113, puis tubé et cimenté. Ainsi le tubage 103 empêche tout écoulement de fluides du réservoir dans le puits.

On entend par mur du réservoir la partie inférieure de la formation géologique contenant l'effluent pétrolier et par toit du réservoir la limite supérieure de cette formation géologique.

Le forage est ensuite poursuivi en plus grand diamètre à l'aide d'un élargisseur dans la couche 104 située sous le réservoir, afin de réaliser une fosse 105 destinée à recevoir les fluides collectés par des drains subhorizontaux 106. Cette fosse sera isolée du reste du trou à l'aide d'un bouchon étanche 107 du type généralement désigné par le terme anglo-saxon de "packer", permettant le passage d'un conduit 108 servant à remonter la production des fluides collectés vers la surface à l'aide d'un dispositif de pompage 109. Le bouchon étanche 107 pourra être équipé d'un joint coulissant permettant un mouvement vertical du conduit, tout en assurant une parfaite étanchéité. Le conduit 108 pourra comporter plusieurs éléments de conduite raccordés les uns au bout des autres.

Le dispositif de collecte sera achevé par le forage de drains subhorizontaux 106, depuis la surface jusqu'à la fosse de collecte 105, chacun de ces drains recoupant le mur 102 du réservoir en un point 110 dont la distance au puits central, fonction de l'inclinaison du drain, sera un paramètre important du système, puisque toute la production, de fluides en place ou de fluide injecté, sortira du réservoir en ce point. Le débit de production du système sera choisi de telle façon que le niveau liquide dans la fosse soit toujours en-dessous de la côte du mur du réservoir pour permettre l'évacuation des fluides collectés par les drains au droit du réservoir.

L'injection du fluide destiné à mobiliser et à déplacer les fluides en place se fera dans le réservoir 113 par l'intermédiaire de perforations 111 réalisées de manière classique dans le tubage 103 du puits central 101. La communication pourra être améliorée par acidification et stimulation du réservoir au niveau des perforations. La cote de ces perforations 111 pourra être choisie après simulation à l'aide de programmes numériques aptes à représenter les écoulements mis en jeu afin d'obtenir le meilleur balayage volumétrique du réservoir par les fluides injectés (eau chaude, vapeur, CO<sub>2</sub>, gaz, mousse, ...) jusqu'à la pénétration dans les drains. Les paramètres à prendre en compte sont en outre : l'épaisseur du réservoir, la viscosité de l'huile en place, l'angle des drains par rapport à l'horizontale, les points de sortie du réservoir de chaque drain, le débit d'injection, le nombre de drains, ...

Dans le cas où le fluide injecté est plus léger que

l'huile en place, on profitera de l'effet de ségrégation par gravité, lequel permet d'obtenir une forme d'ombrelle pour l'interface entre l'agent de déplacement et l'effluent à produire. Au cours du temps, cette forme d'ombrelle se développera latéralement autour du puits central. Les paramètres énoncés ci-dessus pourront alors être calculés de telle sorte que la limite atteinte par l'ombrelle soit pratiquement parallèle aux drains subhorizontaux dans les plans respectifs de chacun d'eux. Ainsi, l'huile sera déplacée vers les drains de façon uniforme.

Dans la phase initiale de production, comme pour le système proposé antérieurement, il sera bon, dans le cas de réservoirs d'huiles lourdes, de procéder à une circulation continue de vapeur dans les drains pour améliorer l'écoulement des fluides par diminution de la viscosité.

Ainsi selon la présente variante, l'agent de déplacement ou agent déplaçant 115 est introduit dans la formation productrice 113 à partir de l'espace annulaire 116 délimité par le tubage 103 et le conduit 108 qui est situé dans ce tubage 103 en transitant par les perforations 111 pratiquées sur ce même tubage.

L'agent déplaçant va diffuser dans la formation productrice 113 en provoquant la migration de l'effluent pétrolier vers les drains collecteurs 106 qui sont perforés sur la portion de leur longueur située dans la formation productrice 113.

Le drain 106 collecte l'effluent pétrolier et le déverse dans la fosse 105 à partir de laquelle il est produit.

Bien entendu, pour une bonne efficacité de la méthode selon la présente invention, il est nécessaire de disposer plusieurs drains de collecte situés tout autour du puits central vertical.

Suivant encore une autre variante, où le puits central sert à injecter l'agent de déplacement (Fig. 8), ce puits central vertical 201 est foré jusqu'au mur 202 d'un réservoir 213, puis tubé et cimenté. Ainsi le tubage 203 empêche tout écoulement de fluides du réservoir dans le puits.

On entend par mur du réservoir la partie inférieure de la formation géologique contenant l'effluent pétrolier et par toit du réservoir la limite supérieure de cette formation géologique.

Le forage pourra alors être interrompu. S'il était poursuivi dans la couche 204 située sous le réservoir, ce prolongement serait avantageusement isolé du reste du trou à l'aide d'un bouchon étanche 207 interdisant le passage de tout produit vers le prolongement du puits, afin de réaliser un prolongement du puits destiné à un usage ultérieur.

Le prolongement du puits peut être envisagé notamment lorsqu'il existe plusieurs formations géologiques contenant un effluent à produire, séparées par des formations imperméables à cet effluent.

Selon le mode de réalisation représenté le système ou dispositif de collecte de l'effluent à produire est réalisé par le forage de drains subhorizontaux 206, depuis la surface jusqu'à la formation productrice 213, chacun de ces drains recoupant le mur 202 du réservoir en un point 10 distant du puits central et s'interrompent sensiblement au niveau de

ce point.

L'injection du fluide destiné à mobiliser et à déplacer les fluides en place se fera dans le réservoir 213 par l'intermédiaire de perforations 211 réalisées de manière classique dans le tubage 203 du puits central 201. La communication pourra être améliorée par acidification et stimulation du réservoir au niveau des perforations. La cote de ces perforations 211 pourra être choisie après simulation à l'aide de programmes numériques aptes à représenter les écoulements mis en jeu afin d'obtenir le meilleur balayage volumétrique du réservoir par les fluides injectés (eau chaude, vapeur, CO<sub>2</sub>, gaz, mousse, ...) jusqu'à la pénétration dans les drains 206. Les paramètres à prendre en compte sont en outre : l'épaisseur du réservoir, la viscosité de l'huile en place, l'angle des drains par rapport à l'horizontale, les points de sortie du réservoir de chaque drain, le débit d'injection, le nombre de drains, ...

Dans le cas où le fluide injecté est plus léger que l'huile en place, on profitera de l'effet de ségrégation par gravité lequel permet d'obtenir une forme d'ombrelle pour l'interface entre l'agent de déplacement et l'effluent à produire. Au cours du temps, cette forme d'ombrelle se développera latéralement autour du puits central. Les paramètres énoncés ci-dessus pourront alors être calculés de telle sorte que la limite atteinte par l'ombrelle soit pratiquement parallèle aux drains subhorizontaux dans les plans respectifs de chacun d'eux. Ainsi, l'huile sera déplacée vers les drains de façon uniforme.

Ainsi selon la présente variante l'agent déplaçant 215 est introduit dans la formation productrice 213 à partir du puits principal en transitant par les perforations 211 pratiquées sur ce même tubage.

L'agent déplaçant va diffuser dans la formation productrice 213 en provoquant la migration de l'effluent pétrolier vers les drains collecteurs 206 qui sont perforés sur la portion de leur longueur située dans la formation productrice 213.

Les drains 206 collectent l'effluent pétrolier qui est produit séparément à partir de chacun de ces drains vers la surface 209. La production se fait soit naturellement, soit à l'aide de pompes. Ces pompes peuvent être placées en surface ou à l'intérieur de certains au moins des drains subhorizontaux au niveau de la formation productrice.

Ainsi, selon la présente invention, l'effluent pétrolier est produit à partir de drains subhorizontaux entourant le puits principal. Ces drains s'interrompent avant de rencontrer l'axe du puits principal et à une certaine distance L de cet axe. La présente invention permet donc d'augmenter le volume exploité du réservoir.

Dans le cas de la figure les drains subhorizontaux s'interrompent sensiblement au niveau du mur 202, toutefois on ne sortirait pas du cadre de la présente invention si les drains s'interrompaient avant ou après ce mur.

## Revendications

1. - Méthode de production d'un effluent

contenu dans une formation géologique formant un réservoir pour ledit effluent ou formation productrice, en utilisant un puits central, au moins un drain subhorizontal ainsi qu'un agent déplaçant ou de déplacement, ladite formation géologique surmontant une autre formation géologique sensiblement imperméable audit effluent ou formation imperméable, l'interface entre lesdites formations géologiques étant qualifiée de mur dudit réservoir, caractérisée en ce qu'on injecte dans ladite formation ledit agent de déplacement à partir soit dudit puits central, soit dudit drain subhorizontal et en ce que ledit agent de déplacement provoque la migration de l'effluent à produire.

2. - Méthode de production selon la revendication 1 appliquée à la production d'un effluent pétrolier visqueux, caractérisée en ce que l'on utilise le puits central comme puits de production et ledit puits subhorizontal comme puits de stimulation de la production, en ce que ledit puits de stimulation est foré depuis la surface et en ce qu'il traverse ladite formation productrice pour passer dans ladite formation imperméable et rejoindre ledit puits de production.

3. - Méthode selon la revendication 2, caractérisée en ce que ledit puits de stimulation est perforé sur une portion de sa longueur, ladite portion correspondant sensiblement à la fraction dudit puits de stimulation traversant la formation productrice.

4. - Méthode selon la revendication 3, caractérisée en ce que l'on injecte dans ledit drain de stimulation un fluide adapté à diminuer la viscosité de l'effluent pétrolier à produire.

5. - Méthode selon l'une des revendications 3 ou 4, caractérisée en ce que l'on interpose un bouchon dans ledit drain de stimulation et en ce que l'on place ledit bouchon dans ladite portion perforée dudit drain de stimulation.

6. - Méthode selon l'une des revendications 3 ou 4, caractérisée en ce que l'on interpose un bouchon dans ledit drain de stimulation, dans la portion dudit drain contenue dans la formation non productrice.

7. - Méthode selon l'une des revendications 3 ou 4, caractérisée en ce que l'on place un bouchon dans ledit drain de stimulation, sensiblement à la limite de la formation productrice et de la formation non productrice.

8. - Méthode selon la revendication 2, caractérisée en ce que ledit drain de stimulation est interrompu après avoir atteint la formation productrice, mais avant d'atteindre le puits producteur.

9. - Méthode selon l'une des revendications 2 à 8, caractérisée en ce que l'on utilise plusieurs drains de stimulation entourant le puits de production.

10. - Méthode de production selon la revendication 1, caractérisée en ce que l'on injecte ledit agent déplaçant ou de déplacement à partir dudit puits central et en ce que l'on utilise plusieurs drains subhorizontaux.

11. - Méthode de production selon la revendication 10 dans laquelle on draine ledit fluide à

5

produire par lesdits drains subhorizontaux vers une partie inférieure du puits central où ledit fluide transite et à partir de laquelle il est produit vers la surface.

10

12. - Méthode selon la revendication 11, caractérisée en ce que l'on recueille ledit effluent à produire par des drains subhorizontaux situés tout autour dudit puits central.

15

13. - Méthode selon la revendication 11, caractérisée en ce que l'on draine ledit effluent à produire dans ladite partie inférieure jusqu'à un niveau inférieur audit mur du réservoir.

14. - Méthode de production selon la revendication 10, caractérisée en ce que l'on achemine l'effluent à produire vers la surface par lesdits drains subhorizontaux.

20

15. - Méthode selon la revendication 14, caractérisée en ce que l'on produit ledit effluent par des drains subhorizontaux situés tout autour dudit puits central.

25

16. - Système de production d'un effluent contenu dans une formation géologique comportant un puits central et des drains subhorizontaux, caractérisé en ce que ledit puits principal (101, 201) comporte une zone perforée (111, 211) au niveau de ladite formation géologique (113, 213), un conduit d'injection reliant ladite zone perforée (111, 211) à une source d'injection (115, 215) d'un produit de déplacement, et en ce que lesdits drains subhorizontaux (106, 206) pénètrent dans ladite formation (113, 213).

35

17. - Système de production selon la revendication 16, caractérisé en ce que ledit puits principal (101) comporte en outre une zone de transit (105) isolée de la zone perforée et située en-dessous de ladite zone perforée, ladite zone de transit étant reliée à la surface par une conduite de production (108) et en ce que lesdits drains subhorizontaux (106) traversent dans ladite formation (113) pour rejoindre ladite zone de transit.

40

18. - Système de production selon la revendication 17, caractérisé en ce qu'il comporte un tube (108) situé dans ledit puits constituant le conduit de production en ce que le conduit d'injection est constitué de l'espace annulaire délimité par ledit puits principal (101) et ledit tube et en ce qu'il comporte un bouchon (107) qui isole la zone perforée de la zone de transit.

45

50

19. - Système selon la revendication 18, caractérisé en ce que ledit tube (108) traverse ledit bouchon (107).

55

20. - Système selon la revendication 19, caractérisé en ce que ledit conduit de production (108) comporte une pompe située à son extrémité inférieure dans la zone de transit (105) et en ce que ledit tube (108) formant ledit conduit de production (108) peut coulisser dans ledit bouchon.

60

21. - Système selon l'une des revendications 17 à 19, caractérisé en ce que ledit conduit de production comporte une pompe (109) située à l'extrémité inférieure dudit conduit de produc-

65

tion (108), dans la zone de transit.

22. - Système selon l'une des revendications 17 à 21, caractérisé en ce que la zone de transit (105) possède une section droite plus grande que la section droite de la partie supérieure du puits principal (101), formant ainsi une fosse de collecte (105) de l'effluent produit. 5

23. - Système selon les revendications 17 à 22 appliquée au cas où ladite formation géologique surmonte une autre formation géologique imperméable à l'effluent à produire, caractérisé en ce que ladite zone de collecte est située au moins partiellement dans ladite formation imperméable et en ce que lesdits drains subhorizontaux rejoignent ladite zone de transit (105) en pénétrant dans ladite formation imperméable après avoir traversé la formation productrice. 10 15

24. - Système de production selon la revendication 16, caractérisé en ce que lesdits drains subhorizontaux (206) qui passent dans ladite formation (213) ont une longueur telle qu'ils s'interrompent à une certaine distance (L) non nulle de l'axe dudit puits principal (201). 20

25. - Système de production selon la revendication 24, caractérisé en ce qu'il comporte un bouchon (207). 25

26. - Système selon l'une des revendications 24 et 25 appliquée au cas où ladite formation géologique surmonte une autre formation géologique imperméable à l'effluent à produire, caractérisé en ce que lesdits drains subhorizontaux s'interrompent sensiblement au voisinage de l'interface entre ladite formation imperméable et ladite formation géologique contenant l'effluent à produire. 30 35

40

45

50

55

60

65

8



FIG.1

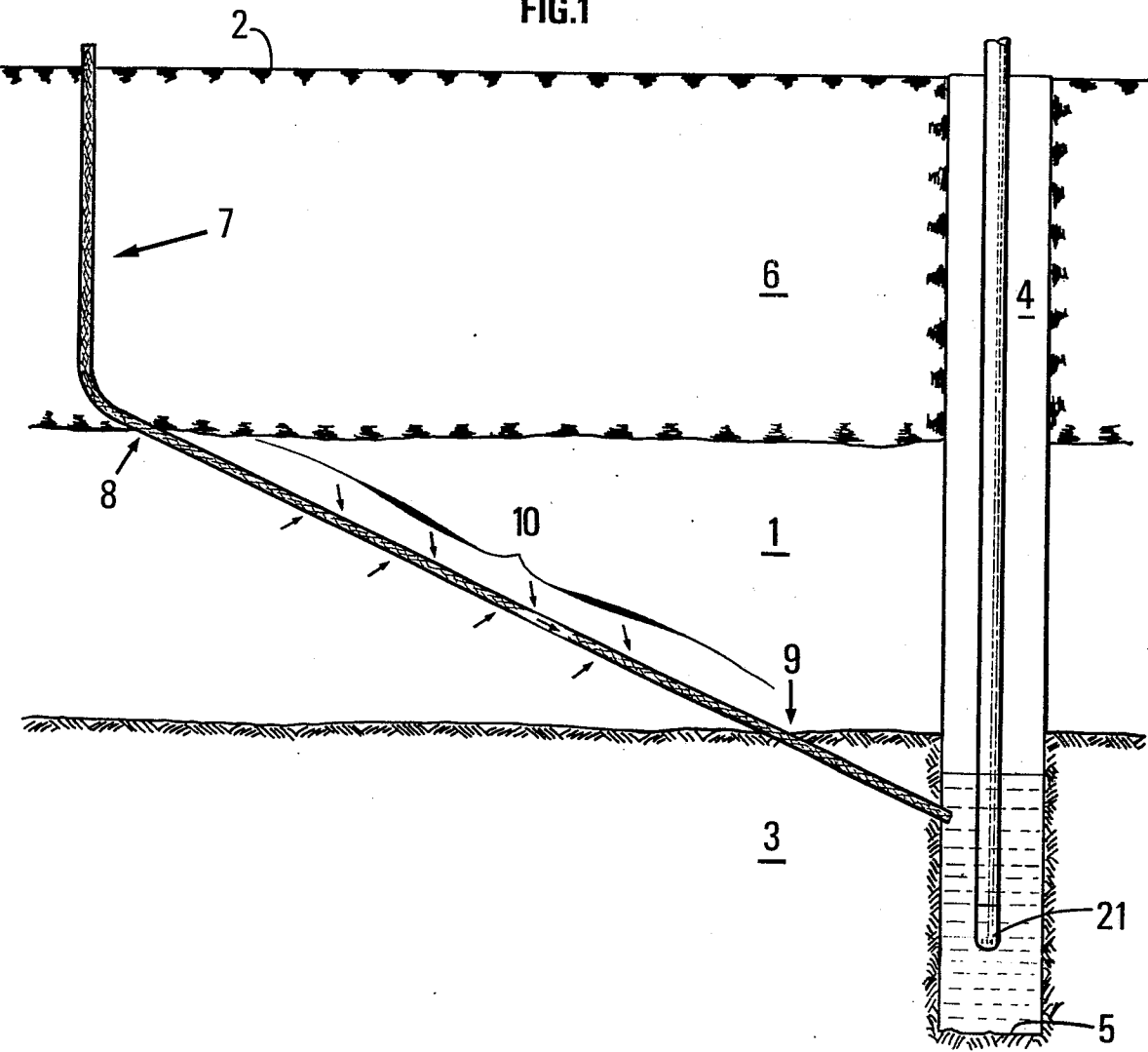


FIG.3

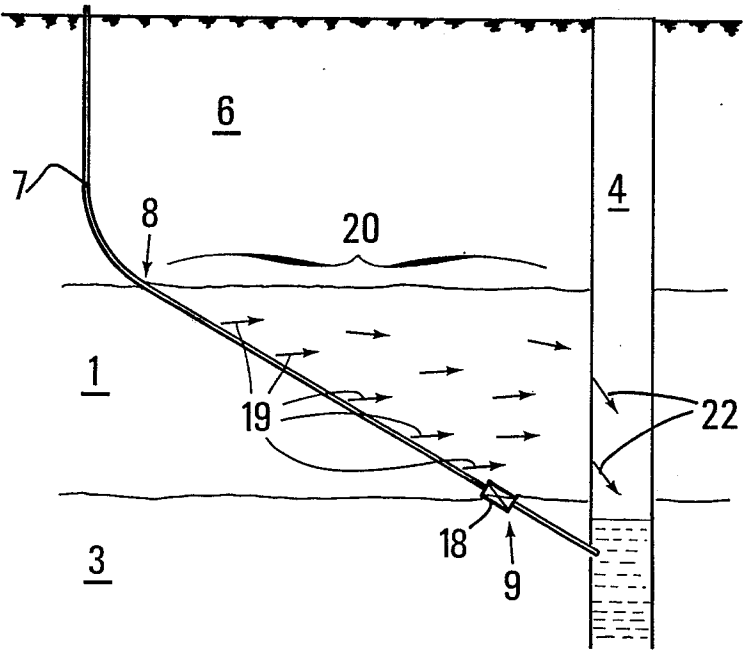


FIG.2

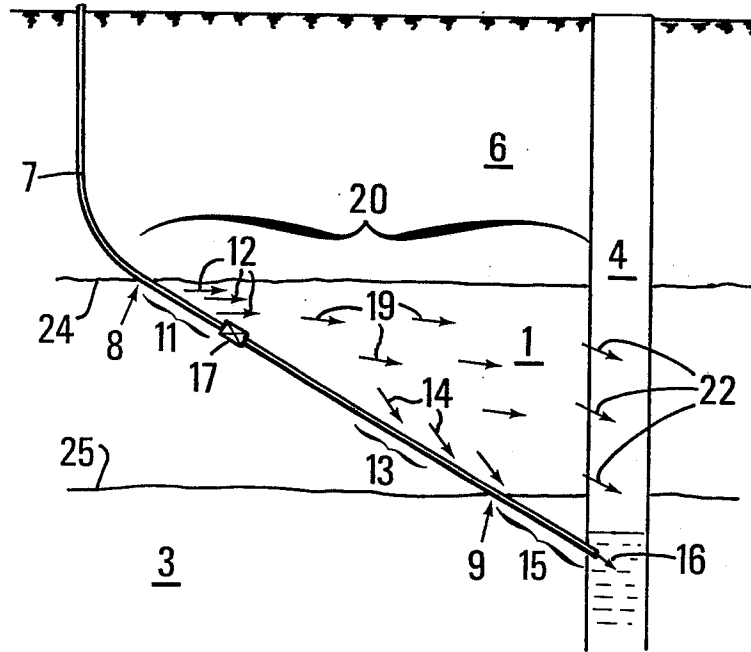
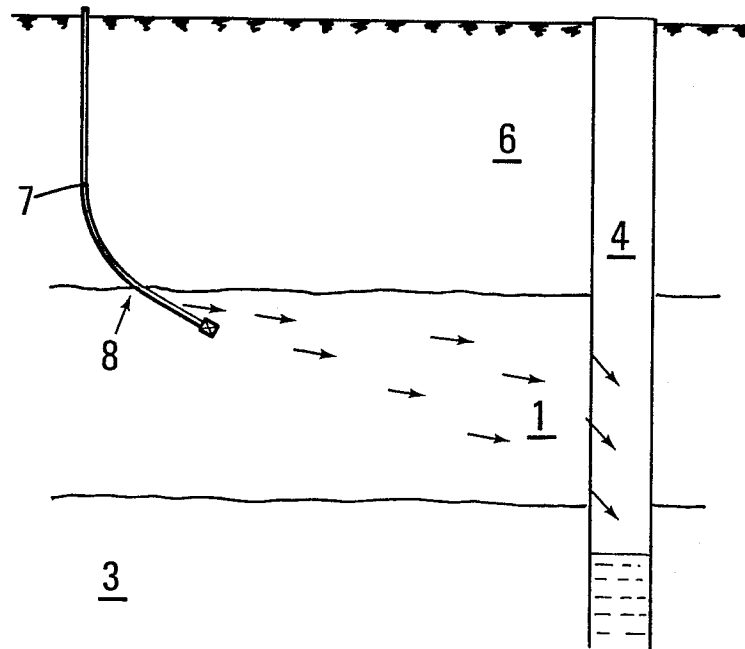


FIG.4



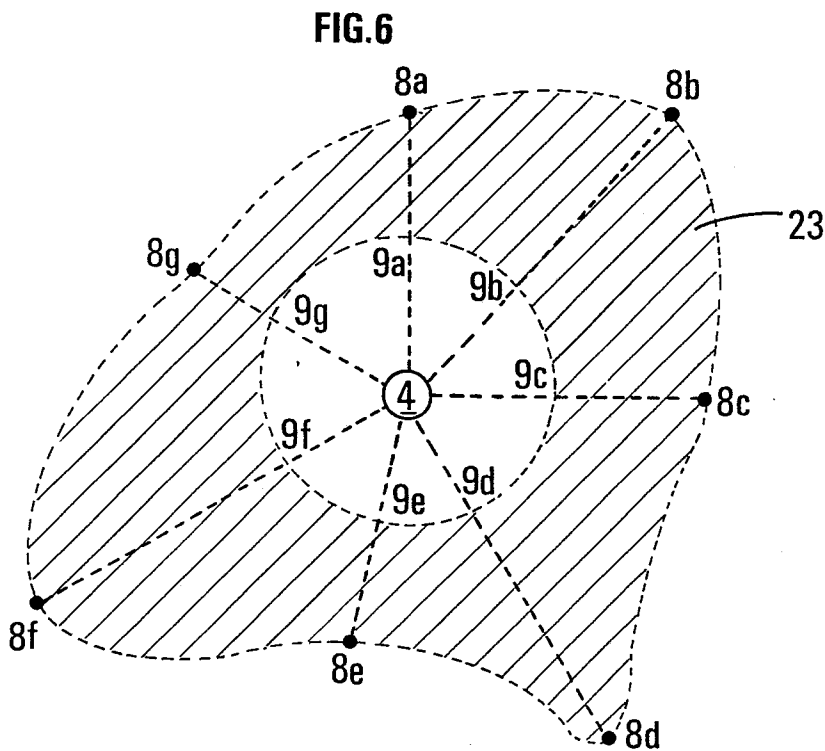
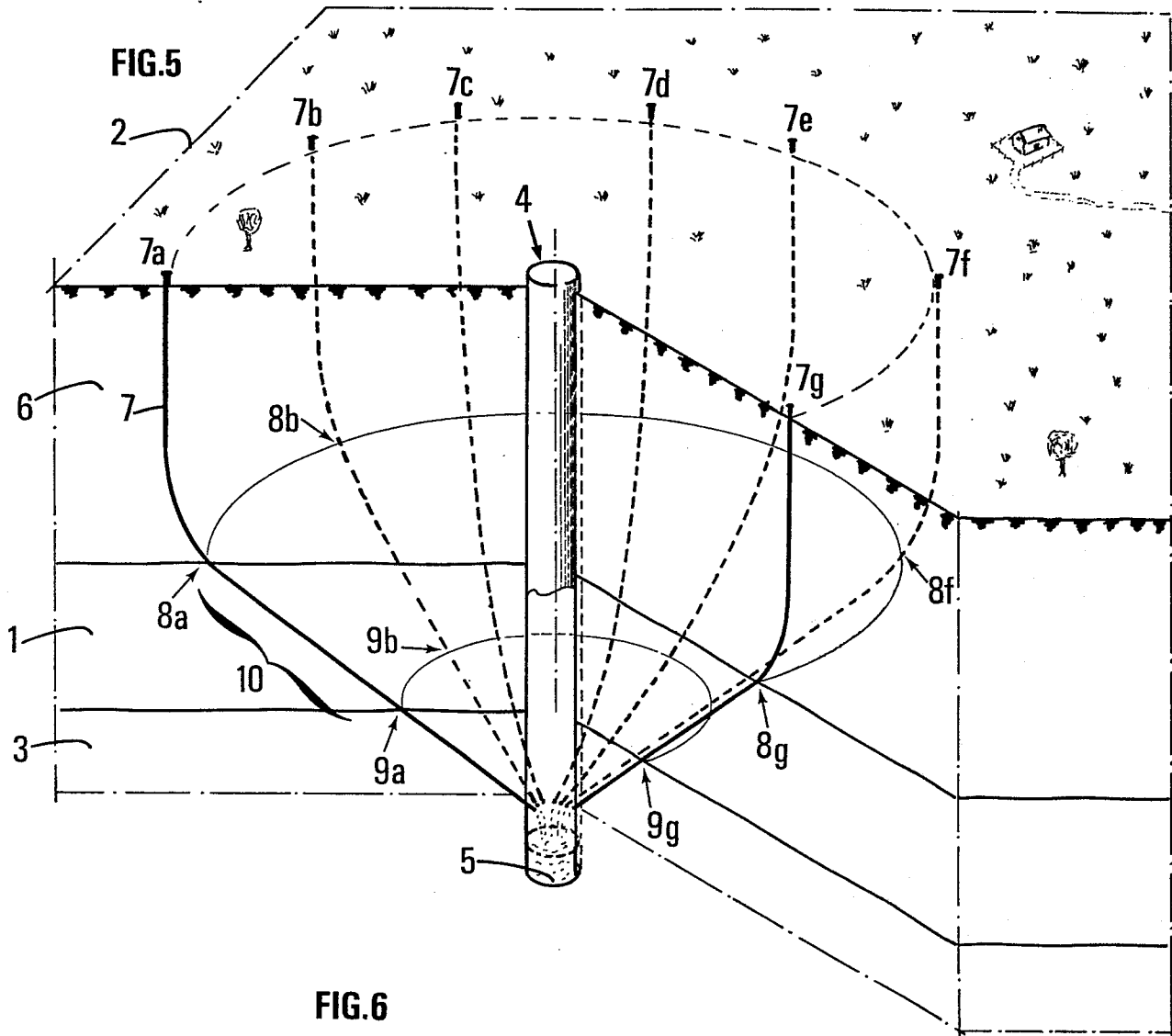
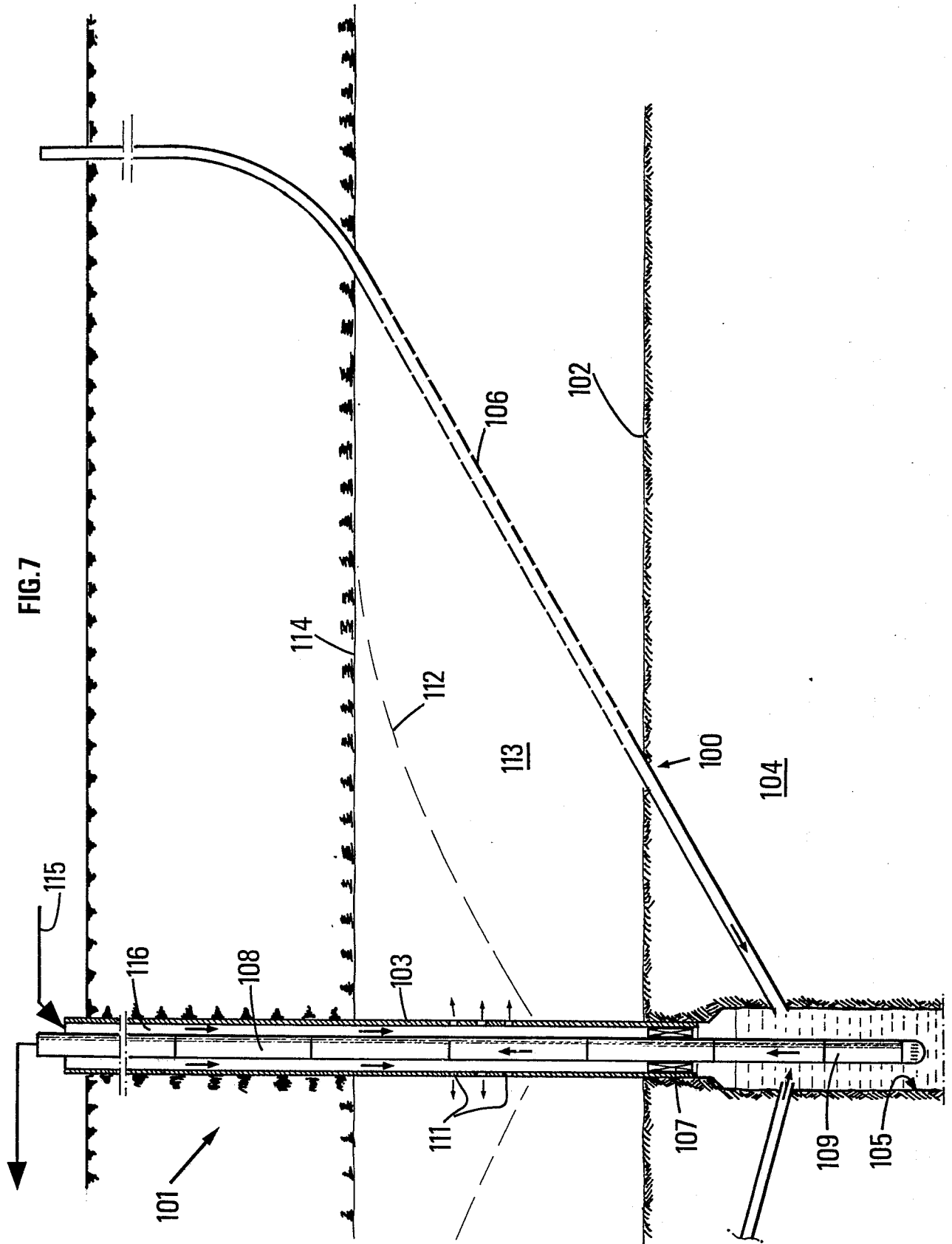


FIG. 7



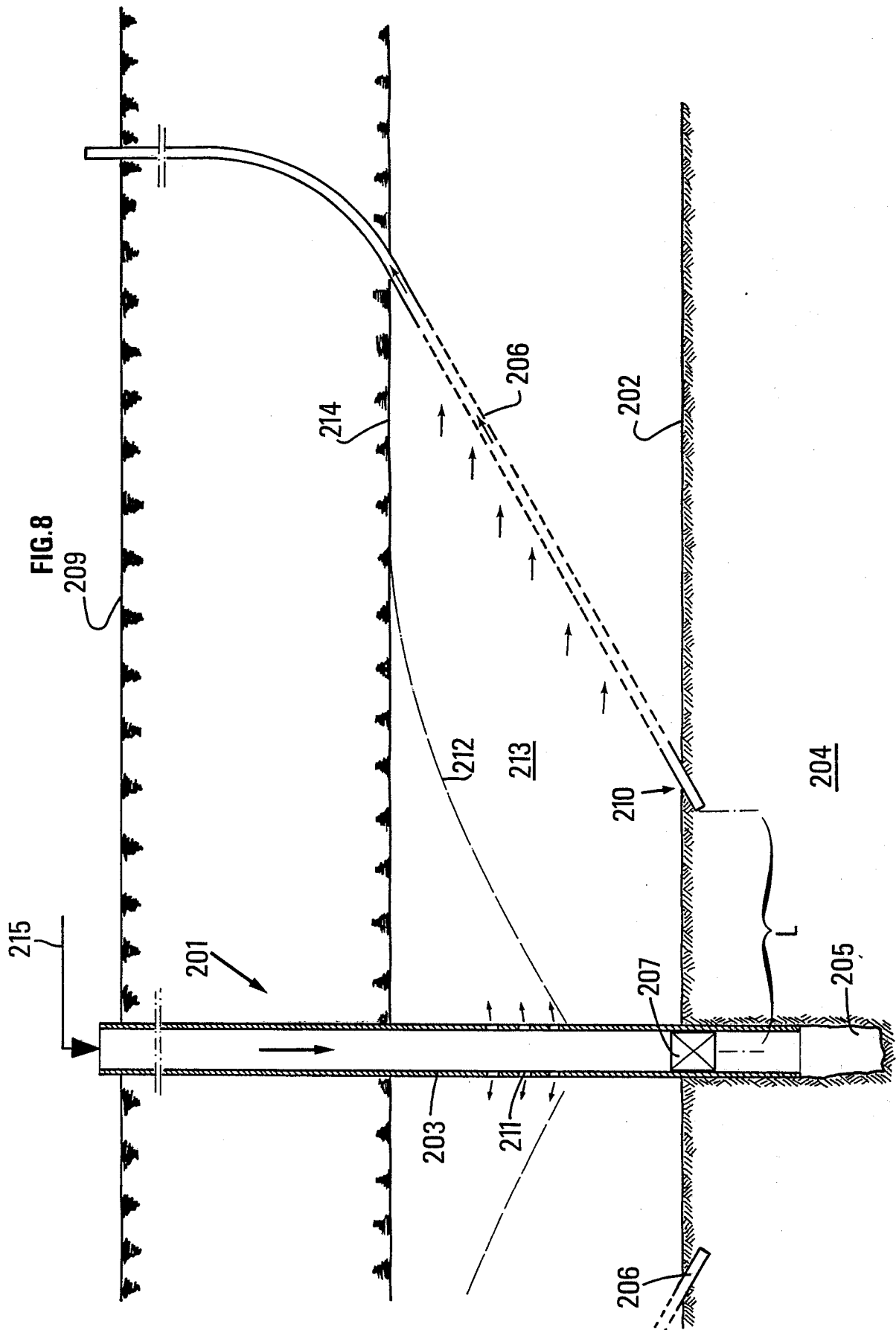


FIG. 8



DOCUMENTS CONSIDERES COMME PERTINENTS			
Catégorie	Citation du document avec indication, en cas de besoin, des parties pertinentes	Revendication concernée	CLASSEMENT DE LA DEMANDE (Int. Cl.4)
D, X	US-A-3 386 508 (BIELSTEIN et al.) * En entier *	1	E 21 B 43/30 E 21 B 43/24
A	---	3-7, 9-26	
X	CH-A- 653 741 (ELEKTRA ENERGY AG) * Résumé; page 4, colonne de droite, lignes 22-36; figures 1, 2 *	1, 2, 9	
A	---	3-8, 10-15	
A	US-A-2 825 408 (WATSON) * Colonne 2, ligne 69 - colonne 3, ligne 2; figures *	8, 16-26	DOMAINES TECHNIQUES RECHERCHES (Int. Cl.4) E 21 B
A	DE-A-3 030 110 (VSESOJUZYNYJ INSTITUT) * Pages 11, 12; figure 2 *	16	
A	CA-A-1 173 356 (CANADA CITIES SERVICE) * Page 10, lignes 20-30; figure 1 *	17	
	---	-/-	

Le présent rapport de recherche a été établi pour toutes les revendications

Lieu de la recherche LA HAYE	Date d'achèvement de la recherche 18-08-1987	Examineur HEDEMANN, G. A.
---------------------------------	---	------------------------------

CATEGORIE DES DOCUMENTS CITES

- X : particulièrement pertinent à lui seul
- Y : particulièrement pertinent en combinaison avec un autre document de la même catégorie
- A : arrière-plan technologique
- O : divulgation non-écrite
- P : document intercalaire

- T : théorie ou principe à la base de l'invention
- E : document de brevet antérieur, mais publié à la date de dépôt ou après cette date
- D : cité dans la demande
- L : cité pour d'autres raisons

& : membre de la même famille, document correspondant



DOCUMENTS CONSIDERES COMME PERTINENTS			
Catégorie	Citation du document avec indication, en cas de besoin, des parties pertinentes	Revendication concernée	CLASSEMENT DE LA DEMANDE (Int. Cl. 4)
A	US-A-3 159 214 (CARTER) * Revendication 1; figures *	16	
A	--- US-A-4 362 213 (TABOR) * Résumé; figure * -----	18,19	
Le présent rapport de recherche a été établi pour toutes les revendications			DOMAINES TECHNIQUES RECHERCHES (Int. Cl. 4)
Lieu de la recherche LA HAYE		Date d'achèvement de la recherche 18-08-1987	Examineur HEDEMANN, G. A.
CATEGORIE DES DOCUMENTS CITES		T : théorie ou principe à la base de l'invention E : document de brevet antérieur, mais publié à la date de dépôt ou après cette date D : cité dans la demande L : cité pour d'autres raisons	
X : particulièrement pertinent à lui seul Y : particulièrement pertinent en combinaison avec un autre document de la même catégorie A : arrière-plan technologique O : divulgation non-écrite P : document intercalaire		& : membre de la même famille, document correspondant	