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

(11) EP 1 046 780 B1

(12) **FASCICULE DE BREVET EUROPEEN**

(45) Date de publication et mention de la délivrance du brevet:
08.02.2006 Bulletin 2006/06

(51) Int Cl.:
E21B 43/16 *(2006.01)* ***E21B 43/20*** *(2006.01)*

(21) Numéro de dépôt: **00400945.2**

(22) Date de dépôt: **06.04.2000**

(54) **Procédé de récupération assistée d'hydrocarbures par injection combinée d'une phase aqueuse et de gaz au moins partiellement miscible à l'eau**

Verfahren zur Stimulation der Gewinnung von Kohlenwasserstoffen durch Injezierung einer wässrigen und einer gasförmigen Phase, zumindest teilweise mischbar mit Wasser

Method of enhanced hydrocarbon production by injection of a liquid and gaseous phase at least partially miscible with water

(84) Etats contractants désignés:
DK GB IT NL

(30) Priorité: **23.04.1999 FR 9905584**

(43) Date de publication de la demande:
25.10.2000 Bulletin 2000/43

(73) Titulaire: **Institut Français du Pétrole**
92852 Rueil Malmaison Cédex (FR)

(72) Inventeurs:
- **Doerler, Nicole**
  92000 Nanterre (FR)
- **Renard, Gérard**
  92500 Rueil Malmaison (FR)
- **Rojey, Alexandre**
  92500 Rueil Malmaison (FR)

(56) Documents cités:
EP-A- 0 886 035
US-A- 3 893 511
US-A- 4 319 635
US-A- 4 763 730
US-A- 5 056 596

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).

EP 1 046 780 B1

Description

[0001] La présente invention concerne un procédé de récupération assistée d'hydrocarbures par injection combinée d'eau et de gaz dans un gisement.

[0002] Le procédé selon l'invention trouve des applications notamment pour améliorer le déplacement des fluides pétroliers vers les puits producteurs et de ce fait accroître le taux de récupération des fluides valorisables, huile et gaz, initialement en place dans le massif rocheux.

ART ANTERIEUR

[0003] Il existe de nombreux procédés de type dits primaire secondaire ou tertiaire pour récupérer des hydrocarbures dans des gisements, un exemple est décrit dans le brevet US-4 763 730.

[0004] La récupération est dite primaire quand les fluides pétroliers sont produits sous la seule action de l'énergie présente in situ. Cette énergie peut résulter de la détente des fluides sous pression dans le gisement : détente de l'huile saturée ou non en gaz, expansion d'un chapeau de gaz au-dessus du gisement d'huile, ou d'un plan d'eau actif. Au cours de cette phase, si la pression dans le gisement descend au-dessous du point de bulle de l'huile, la phase gazeuse issue de l'huile contribuera à augmenter le taux de récupération. La récupération par drainage naturel dépasse rarement 20% des fluides initialement en place pour des huiles légères et est souvent inférieure à cette valeur pour les gisements d'huiles lourdes.

[0005] Des méthodes de récupération secondaires sont utilisées pour éviter une baisse de pression trop importante dans le gisement. Le principe de ces méthodes consiste à apporter au gisement une énergie extérieure. Pour ce faire, des fluides sont injectés dans le gisement par un ou plusieurs puits injecteurs afin de déplacer les fluides pétroliers valorisables (ci-après désignés par " huile ") vers des puits de production. L'eau est fréquemment utilisée comme fluide de déplacement. Toutefois son efficacité est limitée. Une grande partie de l'huile reste en place du fait que notamment sa viscosité est supérieure à celle de l'eau. En outre, l'huile reste piégée dans les rétrécissements de pores de la formation en raison de la forte différence de tension interfaciale entre elle et l'eau. Enfin, le massif rocheux est fréquemment hétérogène. Dans ce contexte, l'eau injectée empruntera les chemins de plus grandes perméabilités pour atteindre les puits producteurs, en laissant de larges massifs d'huile non balayés. Ces phénomènes induisent une perte importante de récupération.

[0006] Un gaz sous pression peut également être injecté dans un gisement à des fins de récupération secondaire, le gaz a la propriété bien connue de déplacer des quantités non négligeables de pétrole. Toutefois, si la formation est hétérogène, le gaz étant beaucoup moins visqueux que l'huile et l'eau en place, il traversera le massif rocheux en n'empruntant que quelques chenaux les plus perméables et arrivera rapidement aux puits producteurs sans avoir l'effet de déplacement attendu.

[0007] Il est également connu de combiner des injections d'eau et de gaz suivant une méthode dite de WAG pour " Water Alternate Gas ". Selon cette méthode, l'eau et le gaz sont injectés successivement tant que les fluides pétroliers sont produits dans des conditions économiques. Le rôle des bouchons d'eau est de réduire la mobilité du gaz et accroître la zone balayée. De nombreuses améliorations de cette technique sont proposées : l'ajout de tensioactifs à l'eau afin de décroître la tension interfaciale eau - huile, l'ajout d'agent moussant dans l'eau : la mousse formée en présence du gaz réduira de façon significative la mobilité de ce dernier. Une telle méthode est par exemple décrite dans le brevet US N° 3,893,511. Par le brevet FR 2,735,524 du demandeur, on connaît également un procédé amélioré consistant à additionner à au moins un des bouchons d'eau injectés en alternance un agent diminuant la tension interfaciale entre l'eau et le gaz. Sous l'effet de cet agent, de l'alcool par exemple, l'huile ne peut s'étaler sur le film d'eau recouvrant le massif rocheux. L'huile reste sous forme de gouttelettes qui freinent le déplacement du gaz. Par le brevet FR 2 764 632 du demandeur, on connaît également un procédé comportant l'injection alternée de bouchons de gaz et de bouchons d'eau dans lequel au moins un des bouchons d'eau est additionné de gaz sous pression à la fois soluble dans l'eau et dans l'huile. L'étape de production comporte le relâchement de la pression régnant dans le gisement, de manière à générer des bulles de gaz qui vont chasser les hydrocarbures des pores du massif rocheux.

[0008] Ces techniques de récupération secondaire conduisent à des taux de récupération de 25 à 50% de l'huile initialement en place.

[0009] La récupération tertiaire a pour objectif d'améliorer ce taux de récupération, quand la saturation résiduelle en huile est atteinte. On regroupe sous cette appellation l'injection dans le réservoir de gaz miscible, de micro émulsion, ou de vapeur ou encore la combustion in situ.

[0010] La définition de ces techniques de récupération primaire, secondaire et tertiaire comme leur application chronologique lors de la mise en production d'un réservoir, datent de quelques années. On assiste actuellement à la mise en place de techniques de maintien de pression dès le début d'exploitation des réservoirs et d'injection de fluides antérieurement qualifiés de tertiaires avant un déclin prononcé de la pression initiale du réservoir.

[0011] Plus de 30 % des champs d'hydrocarbures mis en production contiennent des composés acides tels que CO_2 et H_2S. L'exploitation de ces champs nécessite la mise en place de procédés de traitement permettant de séparer les gaz valorisables des gaz acides. Le dioxyde de carbone issu de ces installations, est fréquemment rejeté à l'atmosphère, augmentant les perturbations climatiques et l'effet de serre. La gestion de l'hydrogène

sulfuré est problématique de par la grande toxicité de ce gaz. Il sera généralement transformé en soufre solide par une chaîne Claus. Ce procédé demande un investissement élevé qui n'est pas rentabilisé à une époque où la production mondiale de soufre solide excède les besoins. La réinjection de ces gaz acides dans le gisement après solubilisation complète ou partielle dans une phase aqueuse, qui peut être tout ou partie de l'eau de production, de l'eau douce ou une saumure issue d'une nappe phréatique, de l'eau de mer ou autre, présente un double intérêt : se débarrasser des gaz acides à faible coût sans rejet atmosphérique polluant et accroître la productivité du réservoir.

DEFINITION DE L'INVENTION

[0012] Le procédé de récupération assistée d'un fluide pétrolier produit par un gisement selon l'invention vise, par une injection combinée d'une phase aqueuse et de gaz venant d'une source extérieure ou, dans la mesure du possible, au moins en partie de gaz acides provenant des effluents issus du gisement lui-même, à augmenter le taux de récupération des hydrocarbures.

[0013] Le procédé comporte l'injection continue par un puits d'injection d'un fluide de balayage constitué d'une phase aqueuse additionnée de gaz au moins partiellement miscible dans l'eau et dans le fluide pétrolier, avec un contrôle permanent en tête du puits d'injection, du rapport des débits de cette phase aqueuse et de gaz formant le fluide de balayage pour que, en fond du puits d'injection, le gaz y soit en état de saturation ou de sursaturation.

[0014] Le fluide de balayage peut être formé soit en fond de puits avec acheminement séparé des constituants jusqu'à la zone d'injection, soit en tête de puits.

[0015] On peut utiliser un moyen disposé dans le puits d'injection pour créer une perte de charge tel qu'une vanne ou une restriction de conduit et ainsi augmenter le taux de dissolution du gaz dans l'eau. Un garnissage placé dans le puits d'injection afin de mélanger intimement le gaz et la phase aqueuse du fluide de balayage, augmente également la perte de charge et le taux de dissolution.

[0016] Suivant un mode de mise en oeuvre, on utilise une pompe polyphasique de type rotodynamique par exemple pour comprimer le gaz, pressuriser la phase aqueuse et former un mélange intime entre cette phase aqueuse et de gaz sous pression avant de l'injecter dans le puits d'injection.

[0017] Pour bien s'assurer que le gaz est au moins en condition de saturation (et de préférence en sursaturation en fond de puits), on utilise de préférence des données produites de capteurs d'état en fond de puits (capteurs de pression, capteurs de température, etc., installés à demeure) pour contrôler que le gaz du fluide de balayage est au moins en état de complète saturation

[0018] Le gaz dans le fluide de balayage contient au moins un gaz acide tel que du dioxyde de carbone et / ou de l'hydrogène sulfuré et éventuellement, dans des proportions variables, d'autre gaz : du méthane, de l'azote, etc. Ces gaz peuvent être prélevés dans les effluents issus d'un gisement, opération réalisée par une unité de traitement adaptée à les séparer d'autres gaz valorisables par ailleurs ou bien provenir d'unités chimiques ou d'unités thermiques brûlant de la lignite, du charbon, du fioul, du gaz naturel etc.

[0019] La phase aqueuse utilisée pour former le fluide de balayage peut être par exemple de l'eau issue d'un gisement souterrain (une nappe phréatique par exemple ou une saumure produite durant l'exploitation d'un gisement) ou tout autre eau facilement disponible (eau de mer).

[0020] Suivant un autre mode de mise en oeuvre, on ajoute à la phase aqueuse un additif tensioactif pour y favoriser la dispersion du gaz et/ou un ou plusieurs additifs pour augmenter la solubilité du gaz dans le fluide de balayage.

[0021] Suivant un autre mode de mise en oeuvre, le fluide de balayage est injecté par exemple dans un ou plusieurs puits de fort déport, horizontaux ou de géométrie complexe localisé par exemple à la base du gisement et le fluide pétrolier est produit par exemple par un ou plusieurs puits déviés ou de géométrie complexe pouvant être localisé au toit du gisement.

[0022] Le procédé peut être mis en oeuvre dès le début de l'exploitation du gisement. La phase aqueuse injectée préférentiellement en périphérie de la zone productrice, balaie le milieu poreux contenant les hydrocarbures à récupérer. Dans les premiers temps de cette circulation, le dioxyde de carbone, beaucoup plus soluble dans l'huile que dans l'eau injectée, passe du fluide de balayage au fluide pétrolier provoquant son gonflement et diminuant sa viscosité. Ces deux phénomènes favorisent un accroissement de la récupération des hydrocarbures en place. Lorsque le fluide approche des puits de production, sa pression chute, sous l'effet conjugué des pertes de charges liées à l'écoulement et de la déplétion naturelle du gisement. Si la pression est inférieure à la pression de bulle de l'eau contenant le gaz solubilisé, des bulles de gaz vont se former par nucléation dans les pores du massif rocheux, en chassant l'huile qui s'y trouve vers les zones les plus perméables où elle sera balayée. Ce dernier phénomène non seulement accroît le taux de récupération global de l'huile en place mais diminue le temps nécessaire pour atteindre un taux de récupération donné.

[0023] L'invention concerne également un système de récupération assistée d'un fluide pétrolier extrait d'un gisement, par injection continue dans le gisement d'un fluide de balayage constitué d'une phase aqueuse additionnée de gaz au moins partiellement miscible dans la phase aqueuse et dans le fluide pétrolier, qui comporte un ensemble de conditionnement du fluide de balayage et une unité de contrôle permanent de l'ensemble de conditionnement adapté à contrôler le rapport des débits de cette phase aqueuse et de gaz formant le fluide de balayage

parvenu en fond de puits, pour que le gaz y soit en état de saturation ou de sursaturation. De préférence, le système comporte des capteurs d'état disposés dans la zone d'injection pour mesurer des paramètres thermodynamiques et reliés à l'unité de contrôle.

[0024] D'autres caractéristiques et avantages du procédé selon l'invention, apparaîtront à la lecture de la description ci-après d'exemples non limitatifs de mise en oeuvre, en se référant aux dessins annexés où :

- la Fig.1 montre un premier mode de mise en oeuvre du procédé où le fluide de balayage est formé en fond de puits dans la zone d'injection ;
- la Fig.2 montre un deuxième mode de mise en oeuvre du procédé où le fluide de balayage est formé en surface ; et
- la Fig.3 montre un mode de mise en oeuvre où le gaz dans le fluide de balayage, est constitué de fractions acides de gaz issus du sous-sol ou produits par des unités de traitement chimiques ou d'unités thermiques brûlant des matériaux divers.

Description détaillée :

[0025] Le procédé de récupération faisant l'objet de la présente invention comprend quatre étapes :

1. La préparation du fluide de balayage.

[0026] Bien que ceci ne soit pas limitatif, on utilise de préférence des gaz facilement disponibles non valorisés par ailleurs tels que le dioxyde de carbone CO_2 ou le sulfure d'hydrogène. SH_2.

[0027] Le dioxyde de carbone mélangé à la phase aqueuse (ci-après désignée par eau) réagit suivant la réaction équilibrée :

$$CO_2 + H_2O \leftrightarrow H_2CO_3$$

donnant de l'acide carbonique. La solubilité du dioxyde de carbone dans l'eau dépend de la salinité de l'eau, de la température et de la pression. Le taux de dissolution du CO_2 augmente avec la pression et diminue avec la température. Dans le domaine de pression et température rencontré pour les applications d'injection, typiquement une pression variant de $7{,}5 \cdot 10^6$ Pa à $30 \cdot 10^6$ Pa (75 à 300 bars) et une température variant de 50 à 100°C, l'effet de la pression est prépondérant. En d'autres termes, le taux de dissolution du dioxyde de carbone au fond d'un puits d'injection est supérieur au taux de dissolution en surface et ce malgré l'augmentation de température due au gradient géothermal.

[0028] A des pressions inférieures à $10 \cdot 10^6$ Pa (100 bars), le CO_2 se dissout moins dans l'eau salée que dans l'eau pure. A une pression supérieure, la salinité affecte beaucoup moins la solubilité du gaz. Dans l'eau pure, sous une pression de 150 bars (15Mpa) et pour une température de 70 °C, la solubilité du CO_2 sera d'environ 4.5% poids (45 kg de CO_2 sont dissous dans 1 m^3 d'eau). La dissolution du gaz acide dans l'eau entraîne une augmentation de sa viscosité, ce qui améliore le rapport de mobilité eau / huile. Le taux de dissolution de l'hydrogène sulfuré dans l'eau est supérieur, approximativement d'un facteur 2, à celui du dioxyde de carbone, quelles que soient la température, la pression et la composition de la phase aqueuse. À titre d'exemple, sous une pression de $15 \cdot 10^6$ Pa (150 bars)et pour une température de 70°C, la solubilité de l'H_2S sera d'environ 8.3% poids (83 kg de H_2S sont dissous dans 1 m^3 d'eau). Les gaz acides issus de la production pétrolière contiennent majoritairement du dioxyde de carbone, c'est la solubilité de ce gaz qui sera limitative quand le mélange sera dissous dans un fluide aqueux.

2. Injection du fluide de balayage

[0029] Un point important qui rend le procédé selon l'invention particulièrement efficace dans le balayage d'un gisement, c'est que le fluide de balayage est injecté de telle sorte qu'en fond de puits, dans la zone d'injection, la solution d'eau injectée soit au moins saturée et de préférence sursaturée en gaz.

[0030] Les volumes de gaz acides et d'eau susceptibles d'être réinjectés dans le gisement peuvent être disponibles dans un ratio très supérieur au rapport de solubilité du gaz acide dans l'eau. Ce ratio peut évoluer au cours de l'exploitation ou au gré des contraintes de production. L'augmentation de la pression en fond de puits d'injection est partiellement compensée par une augmentation de la température liée au gradient géothermal. Toutefois, l'effet de la pression est généralement plus important, d'autant plus que le fluide injecté n'atteint pas en écoulement les conditions d'équilibre thermique.

[0031] Pour que cette condition de saturation ou de sursaturation en fond de puits soit respectée en permanence, on va'donc utiliser un système d'injection qui peut être disposé tout entier en surface ou bien comporter aussi des éléments en fond de puits.

[0032] Suivant le mode de mise en oeuvre schématisé à la Fig.1, le fluide de balayage est produit par un ensemble de conditionnement PA et ses constituants, amenés séparément dans la zone d'injection en fond de puits. Le gaz est comprimé par un compresseur 1 et injecté par un tube d'injection 2 jusqu'au fond du puits d'injection IW, alors que l'eau issue d'une pompe 3, est injectée dans l'espace annulaire 4 entre le cuvelage et le tube d'injection 1. Le mélange entre les deux phases s'effectue sous la garniture d'étanchéité 5 au droit de la zone d'injection. Les pressions d'injection du compresseur 1 et de la pompe 3 sont déterminées par un dispositif de contrôle 6.

[0033] Suivant un mode de réalisation préféré, l'injection de gaz requérant une forte pression en tête de puits, on préfère réaliser le mélange en surface avant de l'in-

jecter. Cette injection simultanée permet d'accroître le poids de la colonne liquide dans le puits d'injection, et de réduire sensiblement la pression de gaz nécessaire. Pour obtenir la condition requise de saturation et de préférence de sursaturation en fond de puits, il faut que le mélange réalisé en tête de puits soit fortement sursaturé en gaz acides et particulièrement homogène, le gaz étant dispersé dans la phase liquide.

[0034] On peut utiliser à cet effet (Fig.2) un dispositif de compression et pompage conventionnel connu des spécialistes, pour l'injection du fluide de balayage en condition de saturation ou sursaturation en fond de puits. Dans ce cas, les gaz acides sont comprimés dans un compresseur 1 par étapes successives et refroidis entre deux sections de compression. En parallèle, l'eau est pressurisée par une pompe 3 à une pression égale à celle appliquée par le compresseur 1. Le gaz et le liquide sont ensuite introduits dans un mélangeur statique ou dynamique 7 ayant une efficacité suffisante pour permettre la dispersion totale du gaz dans le liquide. En aval du mélangeur 7, le mélange peut être comprimé par une pompe supplémentaire 8 pour permettre, soit la dissolution d'une quantité supplémentaire de gaz, soit l'injection du fluide de balayage dans le puits IW. Les gaz acides, chauffés au cours de la compression, peuvent par exemple être refroidis, au moyen d'échangeurs de chaleur (non représentés) avant leur introduction dans le mélangeur 7 de façon à favoriser leur dissolution.

[0035] Une pompe polyphasique de type rotodynamique peut avantageusement remplacer une chaîne conventionnelle de réinjection et remplir les trois fonctions : comprimer le gaz, pressuriser la phase liquide et mélanger intimement les deux phases. Une pompe polyphasique rotodynamique convenant pour ce type d'application, est décrite dans les brevets FR 2 665 224 (US 5 375 976) du demandeur ou FR 2 771 024 du demandeur. De par sa conception, ce type de pompe peuvent injecter dans un puits un mélange diphasique composé d'eau carbonatée saturée et d'un excès de dioxyde de carbone gazeux sans problème de cavitation.

[0036] Il est également possible d'introduire une perte de charge supplémentaire dans la conduite d'injection sous forme d'une vanne de laminage ou d'une restriction du conduit d'injection. Suivant un mode particulier de mise en oeuvre, on place également un garnissage dans le puits d'injection IW pour d'améliorer le mélange des constituants tout en induisant une perte de charge supplémentaire.De préférence, on utilise dans l'un et l'autre cas des capteurs d'état (non représentés) descendus jusqu'en fond de puits, dans la zone d'injection, pour mesurer différents paramètres thermodynamiques : pressions, températures etc., et reliés au dispositif de contrôle 6. Un système de transmission adapté à transmettre en surface des signaux issus de capteurs permanents installés à demeure dans des puits pour surveiller un gisement, et notamment de capteurs d'état permettant de connaître par exemple les températures et pressions régnant en fond de puits, est décrit notamment dans le brevet US 5,363,094 du demandeur. Le dispositif de contrôle 6 ajuste les débits et leur ratio dans ce cas en fonction des conditions régnant in situ.

[0037] Suivant le mode de mise en oeuvre schématisé à la Fig.3, le système est adapté à former un mélange saturé ou sursaturé au moins en partie à par recombinaison contrôlée d'effluents pompés hors du gisement par un ou plusieurs puits de production du gisement PW. Ces effluents comprennent généralement une phase liquide constituée d'eau et d'huile, et une phase gazeuse. Les effluents passent donc dans un séparateur eau-huile-gaz S1. La phase gazeuse, éventuellement complétée par des apports extérieurs, traverse un séparateur S2 destiné à séparer les gaz récupérables par ailleurs pour d'autres applications, des gaz acides que l'on veut recycler. L'eau issue du séparateur S1, est ensuite recombinée avec les gaz acides récupérés dans un dispositif M de mélange contrôlé, de manière à former le mélange saturé ou sursaturé dans les conditions régnant en fond de puits.

[0038] Si la pression nécessaire pour injecter le fluide dans le massif poreux est inférieure à la pression de liquéfaction du CO_2, une phase liquide et une phase gazeuse seront présentes dans le puits d'injection. L'utilisateur doit veiller à ce que la dispersion du gaz soit maximale et que les bouchons de gaz circulant dans le puits d'injection soient entraînés par la colonne liquide en fond de puits, en d'autres termes que la vitesse liquide soit supérieure à la vitesse de remontée des bouchons gazeux afin d'éviter la ségrégation dans le puits d'injection.

[0039] Il est également possible que la pression nécessaire pour injecter le fluide dans le massif poreux, soit supérieure à la pression de liquéfaction du CO_2. Le gaz liquéfié sera intimement mélangé à l'eau et une émulsion formée de fines gouttelettes de gaz liquéfié dans l'eau sera alors injectée.

[0040] De préférence, on ajoute à la phase aqueuse une faible proportion d'agent tensioactif favorisant la dispersion des bulles de gaz. Pour réduire l'excès de gaz par rapport aux conditions de saturation prévalant en surface, il est intéressant d'augmenter la solubilité du dioxyde de carbone dans l'eau en ajoutant dans cette dernière des additifs favorisant sa dissolution tels que du monoéthanol amine, de la diéthanol amine, de l'ammoniac, du carbonate de sodium, du carbonate de potassium, de l'hydroxyde de sodium ou de potassium, des phosphates de potassium, de la diamino-isopropanol, du méthyl diéthanol amine, du tri-éthanol amine et autres bases faibles. La concentration de ces additifs dans l'eau peut varier de 10 à 30 % en poids. On vérifie qu'un agent de solubilité tel que le mono-éthanol amine ajouté à de l'eau dans la proportion de 15% en poids, augmente par exemple d'un facteur 7 la solubilité du CO_2 dans l'eau. Les puits d'injection peuvent être des puits verticaux ou horizontaux. En règle générale, si le réservoir est peu épais, il peut être avantageux de mettre en oeuvre l'injection d'eau carbonatée dans des puits de fort déport ou dans des puits horizontaux. La phase aqueuse peut être in-

jectée à la base du réservoir à drainer au moyen d'un ou de plusieurs puits horizontaux et la phase hydrocarbure liquide peut être soutirée au toit du réservoir au moyen d'un ou plusieurs puits horizontaux. Pour des réservoirs de forte épaisseur les puits d'injection et de production seront verticaux, et le balayage des hydrocarbures en place sera parallèle aux limites du réservoir. Des puits de géométrie plus complexe peuvent être utilisés sans sortir du cadre de la présente invention.

3. Balayage du réservoir

[0041] Le principe de récupération selon l'invention permet de fournir au gisement une énergie supplémentaire. Les bénéfices de l'injection simultanée d'eau et de gaz acides sont nombreux.

[0042] L'eau carbonatée solubilise les carbonates solubles présents dans la roche, calcite et dolomite, en formant des bicarbonates solubles selon les réactions :

$$Ca\ CO_3 + H_2CO_3 \leftrightarrow Ca\ (HCO_3)_2$$

$$Mg\ CO_3 + H_2CO_3 \leftrightarrow Mg\ (HCO_3)_2$$

[0043] Cette dissolution partielle des carbonates provoque une augmentation de la perméabilité du milieu poreux, qu'il s'agisse d'un grès, dans lequel la dissolution va attaquer les ciments et dépôts calciques fréquemment présents autour des grains de quartz, ou d'une formation calcaire dans laquelle la connexion poreuse sera améliorée. Le gain de perméabilité résultant de la dissolution des carbonates peut être notable, comme il est bien connu des spécialistes.

[0044] Il est également connu que l'eau carbonatée prévient le gonflement des argiles fréquemment présentes dans les réservoirs pétroliers. Cet effet est particulièrement sensible pour les argiles dont l'ion de base est le sodium. La dissolution du calcium a aussi une influence sur la stabilisation des argiles à ions sodium par le remplacement du sodium par le calcium qui donne des argiles plus stables résistant à l'écoulement sans se déliter et colmater le milieu poreux.

[0045] La viscosité de l'eau augmente lorsque le CO_2 s'y dissout. Le volume de cette eau carbonatée augmente de 2 à 7% selon la concentration de gaz dissous et sa masse volumique diminue légèrement. L'effet global de la diminution du contraste de masse volumique entre l'eau et l'huile réduit les risques de ségrégation par gravité. En même temps, le rapport de mobilité eau / huile est amélioré par la diminution du rapport des viscosités huile / eau. Ces faits contribuent à améliorer sensiblement l'efficacité du balaye de l'huile par l'eau.

[0046] Le dioxyde de carbone est beaucoup moins soluble dans l'eau que dans les huiles de gisement. Cette solubilité est fonction de la pression, la température et les caractéristiques de l'huile. Sous certaines conditions, le dioxyde de carbone peut être partiellement ou totalement miscible avec les hydrocarbures. Lorsqu'il est injecté dans le gisement sous forme d'eau carbonatée, le dioxyde de carbone va passer préférentiellement de l'eau à l'huile.

[0047] La dissolution du dioxyde de carbone dans l'huile provoque un accroissement important de son volume. Pour un même taux de dissolution du dioxyde de carbone, ce phénomène sera plus sensible pour les huiles légères que pour les huiles lourdes.

[0048] La dissolution du dioxyde de carbone dans l'huile provoque également une diminution de sa viscosité. Cette diminution sera plus importante quand la quantité de CO_2 augmentera. Une huile ayant initialement une forte viscosité sera plus sensible au phénomène. A titre d'exemple, une huile de densité 12.2 API (0.99 g/cm^3) et ayant une viscosité de 900 mPa.s à pression ambiante et une température de 65°C verra sa viscosité diminuer à 40 mPa.s sous une pression de 150 bars de CO_2. Dans des conditions identiques une viscosité d'une huile de densité 20 API (0.93 g/cm^3), chutera de 6 à 0.5 mPa.s.

[0049] Le gonflement de l'huile comme la baisse de sa viscosité, favorise un accroissement de la récupération des hydrocarbures initialement en place dans le gisement. Ils permettent également d'accélérer le processus de récupération des hydrocarbures.

[0050] L'eau carbonatée est au moins saturée en CO_2 lors de son injection dans le réservoir. Dans le milieu poreux, la pression du fluide injecté va chuter à cause des pertes de charge liées à l'écoulement. Quand la pression sera inférieure à la pression de bulle de l'eau contenant le gaz solubilisé, du gaz sera libéré. La nucléation des bulles de dioxyde de carbone va se produire de préférence au contact de la roche et spécifiquement dans les zones présentant une forte concentration d'interfaces roche / liquides. Ces zones correspondent aux massifs de faible perméabilité ; le grossissement et la migration des bulles de gaz vont chasser l'huile se trouvant piégée dans les pores de faible diamètre de la roche. Ce phénomène augmente sensiblement le taux des hydrocarbures mobilisés lors de la production.

[0051] Le procédé de récupération tel qu'il est décrit ci-dessus, trouve une application avantageuse lors de la mise en production de gisement présentant un double système de porosité tel que les gisements fissurés. Une représentation simple de ces gisements est un ensemble de blocs de roche de taille décimétriques ou métriques présentant des pores de faibles diamètres et saturés en huile, reliés entre eux par un réseau de fissures offrant un passage à l'écoulement des fluides de quelques dizaines de micromètres en moyenne.

[0052] On peut typiquement distinguer deux types de réservoirs fissurés : les réservoirs dont la roche est mouillable à l'eau, et les réservoirs de mouillabilité intermédiaire ou mouillable à l'huile (par exemple certains massifs rocheux carbonatés).

[0053] Lorsque ces réservoirs sont soumis à une injection d'eau dans le cadre de la récupération améliorée des effluents pétroliers, l'eau va préférentiellement envahir les fissures. L'eau aura ensuite tendance à imbiber

les blocs de faible perméabilité en en chassant l'huile piégée dans les pores vers le réseau de fissures. Si le réservoir est mouillable à l'eau, l'imbibition se fera sous l'effet des forces capillaires et de la gravité. Si le réservoir est mouillable à l'huile, seule la gravité favorisera le phénomène d'imbibition.

[0054] Quand de l'eau carbonatée est injectée dans le milieu fissuré, dans le cas d'un réservoir mouillable à l'eau, le déplacement de l'huile par imbibition dans des blocs de faible porosité est suivi par l'expansion du gaz carbonique quand la pression sera inférieure à la pression de bulle de l'eau carbonatée. Le développement de bulles de gaz piégées dans les massifs de faible perméabilité induit une récupération d'huile considérablement accrue.

[0055] Dans le cas d'un réservoir de faible mouillabilité intermédiaire à l'eau ou mouillable à l'huile, le phénomène d'imbibition par l'eau sera moins efficace, les forces capillaires n'étant pas favorables au déplacement de l'huile par l'eau. Le dioxyde de carbone libéré lors de la déplétion remplace très avantageusement l'eau et envahit les blocs matriciels.

[0056] L'exploitation du gisement peut comprendre des cycles d'injection et de déplétion. Pendant la période d'injection, la production sera arrêtée ou diminuée alors que l'injection d'eau carbonatée sera maintenue, afin de faire remonter la pression dans le réservoir au-delà de la pression de bulle de l'eau et de ce fait augmenter la concentration de dioxyde de carbone disponible. Cette période d'injection sera suivie d'une période de production et de déplétion partielle du gisement.

4. Production

[0057] Au cours du temps les hydrocarbures produits présentent des concentrations croissantes de gaz acides. Comme on l'a vu plus haut, ces gaz sont avantageusement séparés du gaz valorisable par ailleurs et réinjectés dans le gisement. Si les unités de traitement de gaz et de raffinage sont proches des puits producteurs, le gaz et l'huile seront séparés par détentes successives dans des ballons séparateurs S1, S2 (Fig.3) localisés près de la zone de production. Si l'unité de raffinage d'un brut lourd est éloignée de la zone de production, il est possible de transporter sous pression le brut chargé de son gaz. Le CO_2 qui diminue sensiblement la viscosité de l'huile lourde remplace avantageusement un agent fluxant.

[0058] Des essais comparatifs ont été menés en laboratoire sur des carottes de roche imprégnés d'huile choisies et adaptées pour représenter un réservoir fissuré. Elles ont été placées dans une cellule de confinement associés à un système de circulation de fluides sous pression, du même type par exemple que celles décrites par les brevets FR 2 708 742 (US 5,679,885) ou FR 2.731.073 (US 5,679,885) du demandeur et soumises à différents tests de balayage par une phase gazeuse dans les conditions de saturation ou de sursaturation en gaz énoncées plus haut. Ces essais ont permis de démontrer toute l'efficacité du procédé selon la présente invention.

[0059] A température égale, on a vérifié qu'une concentration croissante de CO_2 dans l'eau carbonatée, induisait une forte augmentation de la récupération de l'huile en place. Cette augmentation est très sensible quand le fluide de balayage est sursaturé en gaz.

Revendications

1. Procédé de récupération assistée d'un fluide pétrolier produit par un gisement, comportant l'injection continue dans le gisement, par un puits d'injection (IW), d'un fluide de balayage constitué d'eau additionnée de gaz au moins partiellement miscible dans une phase aqueuse et dans le fluide pétrolier, **caractérisé en ce qu'**il comporte un contrôle permanent en tête du puits d'injection, du rapport des débits de la phase aqueuse et de gaz formant le fluide de balayage pour que le gaz y soit en état de saturation ou de sursaturation au fond du puits d'injection.

2. Procédé selon la revendication 1, **caractérisé en ce que** l'on forme le fluide de balayage par mélange en fond de puits du gaz avec la phase aqueuse.

3. Procédé selon la revendication 1, **caractérisé en ce que** l'on forme le fluide de balayage par mélange en tête de puits du gaz avec la phase aqueuse.

4. Procédé selon l'une des revendications 2 ou 3, **caractérisé en ce que** l'on utilise un moyen de contrôle disposé dans le puits pour augmenter le taux de dissolution du gaz dans la phase aqueuse.

5. Procédé selon l'une des revendications 1 à 4, **caractérisé en ce qu'**il comporte l'utilisation d'un garnissage placé dans le puits d'injection afin de mélanger intimement le gaz et la phase aqueuse du fluide de balayage.

6. Procédé selon l'une des revendications 1 à 5, **caractérisé en ce qu'**il comporte l'utilisation d'une pompe polyphasique pour former un mélange intime entre la phase aqueuse et de gaz et l'injecter dans le puits d'injection.

7. Procédé selon l'une des revendications 1 à 6, **caractérisé en ce qu'**il comporte l'utilisation des données de capteurs d'état en fond de puits pour contrôler que le gaz du fluide de balayage est au moins en état de saturation.

8. Procédé selon l'une des revendications précédentes, **caractérisé en ce que** le gaz dans le fluide de balayage contient au moins un gaz acide tel que du dioxyde de carbone et / ou de l'hydrogène sulfuré.

9. Procédé selon l'une des revendications précédentes, **caractérisé en ce qu'**il comporte l'utilisation d'un dispositif de traitement adapté à extraire des effluents issus d'un gisement, au moins une partie du gaz dans le fluide de balayage.

10. Procédé selon l'une des revendications précédentes, **caractérisé en ce qu'**il comporte l'utilisation d'effluents gazeux issus d'unités chimiques ou thermiques pour former au moins une partie du gaz dans le fluide de balayage.

11. Procédé selon l'une des revendications précédentes, **caractérisé en ce que** l'on utilise de l'eau issue d'un gisement souterrain pour injectée peut être tout ou partie une phase aqueuse associée à la production d'hydrocarbures.

12. Procédé selon l'une des revendications précédentes, **caractérisé en ce qu'**on ajoute un additif tensioactif à la phase aqueuse pour y favoriser la dispersion du gaz.

13. Procédé selon l'une des revendications précédentes, **caractérisé en ce que** l'on ajoute à la phase aqueuse au moins un additif pour augmenter la solubilité du gaz dans le fluide de balayage.

14. Procédé selon l'une des revendications précédentes, **caractérisé en ce que** l'injection d'eau carbonatée est réalisée dans des puits de fort déport, horizontaux ou de géométrie complexe.

15. Procédé selon la revendication 14, **caractérisé en ce que** l'injection du fluide de balayage est réalisée dans au moins un puits de fort déport, horizontal ou de géométrie complexe localisé à la base du gisement.

16. Procédé selon l'une des revendications 1 à 14, **caractérisé en ce que** la récupération du fluide pétrolier est réalisée dans au moins un puits dévié ou de géométrie complexe.

17. Procédé selon la revendication 16, **caractérisé en ce que** chaque puits dévié ou de géométrie complexe est localisé au toit du gisement.

18. Système de récupération assistée d'un fluide pétrolier extrait d'un gisement, par injection continue dans le gisement d'un fluide de balayage constitué d'une phase aqueuse additionnée de gaz au moins partiellement miscible dans cette phase aqueuse et dans le fluide pétrolier, comportant un ensemble de conditionnement (PA) du fluide de balayage et une unité (6) de contrôle permanent de l'ensemble de conditionnement adapté à contrôler le rapport des débits de la phase aqueuse et de gaz formant le fluide de balayage parvenu en fond de puits, pour que le gaz y soit en état de saturation ou de sursaturation.

19. Système de récupération assistée selon la revendication 18, **caractérisé en ce qu'**il comporte des capteurs d'état disposés dans la zone d'injection pour mesurer des paramètres thermodynamiques et reliés à l'unité de contrôle (6).

Claims

1. Process for assisted recovery of a petroleum fluid produced by a deposit, including the continuous injection into the deposit, through an injection well (IW), of a displacement fluid consisting of water to which gas at least partially miscible with an aqueous phase and with the petroleum fluid has been added, **characterised by** the fact that it includes continuous control at the injection well head of the ratio of the flow-rates of the aqueous phase and of gas forming the displacement fluid, so that the gas therein is in a saturated or super-saturated state at the injection well bottom.

2. Process as described in claim 1, **characterised by** the fact that the displacement fluid is formed by mixture of the gas with the aqueous phase at the well bottom.

3. Process as described in claim 1, **characterised by** the fact that the displacement fluid is formed by mixture of the gas with the aqueous phase at the well head.

4. Process as described in one of claims 2 or 3, **characterised by** the fact that a control means arranged in the well is used to increase the degree of dissolution of the gas in the aqueous phase.

5. Process as described in one of claims 1 to 4, **characterised by** the fact that it includes the use of a packing located in the injection well in order to intimately mix the gas and the aqueous phase of the displacement fluid.

6. Process as described in one of claims 1 to 5, **characterised by** the fact that it includes the use of a polyphase pump to form an intimate mixture between the aqueous phase and gas and inject it into the injection well.

7. Process as described in one of claims 1 to 6, **characterised by** the fact that it includes the use of data from well bottom state sensors to monitor that the gas of the displacement fluid is at least in a saturated state.

8. Process as described in one of the preceding claims, **characterised by** the fact that the gas in the displacement fluid contains at least one acidic gas such as carbon dioxide and/or hydrogen sulphide.

9. Process as described in one of the preceding claims, **characterised by** the fact that it includes the use of a treatment device suitable to extract at least a part of the gas in the displacement fluid from the effluents from a deposit.

10. Process as described in one of the preceding claims, **characterised by** the fact that it includes the use of gaseous effluents from chemical or thermal units to form at least a part of the gas in the displacement fluid.

11. Process as described in one of the preceding claims, **characterised by** the fact that water is used from a subsurface deposit to inject perhaps all or part of an aqueous phase associated with hydrocarbon production.

12. Process as described in one of the preceding claims, **characterised by** the fact that a surfactant additive is added to the aqueous phase to favour the dispersion of the gas in it.

13. Process as described in one of the preceding claims, **characterised by** the fact that at least one additive is added to the aqueous phase to increase the solubility of the gas in the displacement fluid.

14. Process as described in one of the preceding claims, **characterised by** the fact that the injection of carbonated water is performed in wells with large offset, horizontal wells, or wells with complex geometry.

15. Process as described in claim 14, **characterised by** the fact that the injection of the displacement fluid is performed in at least one well with large offset, horizontal well, or well with complex geometry located at the bottom of the deposit.

16. Process as described in one of claims 1 to 14, **characterised by** the fact that the recovery of the petroleum fluid is effected in at least one directional well or well with complex geometry.

17. Process as described in claim 16, **characterised by** the fact that each directional well or well with complex geometry is located at the top of the deposit.

18. System for assisted recovery of a petroleum fluid extracted from a deposit, by continuous injection into the deposit of a displacement fluid formed of an aqueous phase to which has been added gas at least partially miscible with this aqueous phase and with the petroleum fluid, including an assembly for processing (PA) the displacement fluid and a unit (6) for continuous control of the processing assembly suitable to control the ratio of the flow-rates of the aqueous phase and of gas forming the displacement fluid reaching the well bottom, so that the gas therein is in a saturated or super-saturated state.

19. Assisted recovery system as described in claim 18, **characterised by** the fact that it includes state sensors arranged in the injection zone to measure thermodynamic parameters and connected to the control unit (6).

Patentansprüche

1. Verfahren zur unterstützten Rückgewinnung eines Erdölfluids, das durch eine Lagerstätte erzeugt wird, umfassend die kontinuierliche Einspritzung in die Lagerstätte durch ein Einspritz-Bohrloch (IW) eines Spülfluids, bestehend aus Wasser, das mit Gas versetzt ist, das wenigstens teilweise in der wässrigen Phase und in dem Erdölfluid mischbar ist, **dadurch gekennzeichnet, dass** es die permanente Kontrolle am Kopf des Einspritzbohrlochs des Verhältnisses der Durchsätze der wässrigen Phase und von Gas, das das Spülfluid bildet, umfasst, damit das Gas dort im gesättigten oder übergesättigten Zustand am Boden des Einspritz-Bohrlochs ist.

2. Verfahren nach Anspruch 1, **dadurch gekennzeichnet, dass** man das Spülfluid durch Mischen am Boden eines Bohrlochs des Gases mit der wässrigen Phase bildet.

3. Verfahren nach Anspruch 1, **dadurch gekennzeichnet, dass** man das Spülfluid durch Mischen am Kopf von Bohrlöchern des Gases der wässrigen Phase bildet.

4. Verfahren nach einem der Ansprüche 2 oder 3, **dadurch gekennzeichnet, dass** man ein Regelungsmittel verwendet, das in dem Bohrloch angeordnet ist, um den Lösungsgrad des Gases in der wässrigen Phase zu erhöhen.

5. Verfahren nach einem der Ansprüche 1 bis 4, **dadurch gekennzeichnet, dass** es die Verwendung eines Füllkörpers umfasst, der in dem Einspritz-Bohrloch angeordnet ist, um das Gas und die wässrige Phase des Spülfluids innig zu vermischen.

6. Verfahren nach einem der Ansprüche 1 bis 5, **dadurch gekennzeichnet, dass** es die Verwendung einer polyphasischen Pumpe umfasst, um ein inniges Gemisch zwischen der wässrigen Phase und Gasphase zu bilden und es in das Einspritz-Bohrloch

einzuspritzen.

7. Verfahren nach einem der Ansprüche 1 bis 6, **dadurch gekennzeichnet, dass** es die Verwendung der Sensordaten eines Zustands am Bohrlochboden umfasst, um zu kontrollieren, dass das Gas des Spülfluids wenigstens im gesättigten Zustand vorliegt.

8. Verfahren nach einem der vorhergehenden Ansprüche, **dadurch gekennzeichnet, dass** das Gas in dem Spülfluid wenigstens ein saures Gas wie Kohlendioxid und/oder Schwefelwasserstoff enthält.

9. Verfahren nach einem der vorhergehenden Ansprüche, **dadurch gekennzeichnet, dass** es die Verwendung einer Vorrichtung zur Behandlung umfasst, die angepasst ist, um von den Abströmen aus einer Lagerstätte wenigstens einen Teil des Gases in dem Spülfluid zu extrahieren.

10. Verfahren nach einem der vorhergehenden Ansprüche, **dadurch gekennzeichnet, dass** es die Verwendung von Gasabströmen oder aus chemischen oder thermischen Einheiten umfasst, um wenigstens einen Teil des Gases im Spülfluid zu bilden.

11. Verfahren nach einem der vorhergehenden Ansprüche, **dadurch gekennzeichnet, dass** man Wasser aus einer unterirdischen Lagerstätte verwendet, um gegebenenfalls vollständig oder teilweise eine wässrige Phase einzuspritzen, die der Produktion von Kohlenwasserstoffen zugeordnet ist.

12. Verfahren nach einem der vorhergehenden Ansprüche, **dadurch gekennzeichnet, dass** man einen Tensidzusatz zur wässrigen Phase zugibt, um dort die Dispersion des Gases zu begünstigen.

13. Verfahren nach einem der vorhergehenden Ansprüche, **dadurch gekennzeichnet, dass** man der wässrigen Phase wenigstens einen Zusatz zusetzt, um die Löslichkeit des Gases in dem Spülfluid zu erhöhen.

14. Verfahren nach einem der vorhergehenden Ansprüche, **dadurch gekennzeichnet, dass** man die Einspritzung von kohlensäurehaltigem Wasser in Bohrlöcher mit starkem Versatz durchführt, die horizontalen oder mit komplexer Geometrie sind.

15. Verfahren nach Anspruch 14, **dadurch gekennzeichnet, dass** man die Einspritzung des Spülfluids in wenigstens einem Bohrloch mit starkem Versatz, das horizontal oder mit komplexer Geometrie ist, lokalisiert am Fuße der Lagerstätte durchführt.

16. Verfahren nach einem der Ansprüche 1 bis 14, **dadurch gekennzeichnet, dass** die Gewinnung des Erdölfluids in wenigstens einem Bohrloch durchgeführt wird, das gekrümmt ist oder von komplexer Geometrie.

17. Verfahren nach Anspruch 16, **dadurch gekennzeichnet, dass** jedes Bohrloch, das gekrümmt ist oder mit komplexer Geometrie, am Dach der Lagerstätte angeordnet ist.

18. System zur unterstützten Rückgewinnung eines Erdölfluids, extrahiert aus einer Lagerstätte, durch kontinuierliche Injektion in die Lagerstätte von einem Spülfluids, bestehend aus einer wässrigen Phase, die mit Gas versetzt ist, das wenigstens teilweise in dieser wässrigen Phase und in dem Erdölfluid mischbar ist, umfassend eine Anordnung zur Konditionierung (PA) des Spülfluids und eine Einheit (6) zur permanenten Kontrolle der Gesamtheit der Aufbereitung, ausgelegt, um das Verhältnis der Durchsätze der wässrigen Phase und von Gas, das das Spülfluid bildet, zu kontrollieren, welches am Boden eines Bohrlochs erzielt wird, damit das Gas dort im gesättigten oder übersättigten Zustand ist.

19. System zur unterstützten Rückgewinnung nach Anspruch 18, **dadurch gekennzeichnet, dass** es Zustandssensoren umfasst, die in der Einspritzzone angeordnet sind, um thermodynamische Parameter zu messen und die mit der Kontrolleinheit (6) verbunden sind.

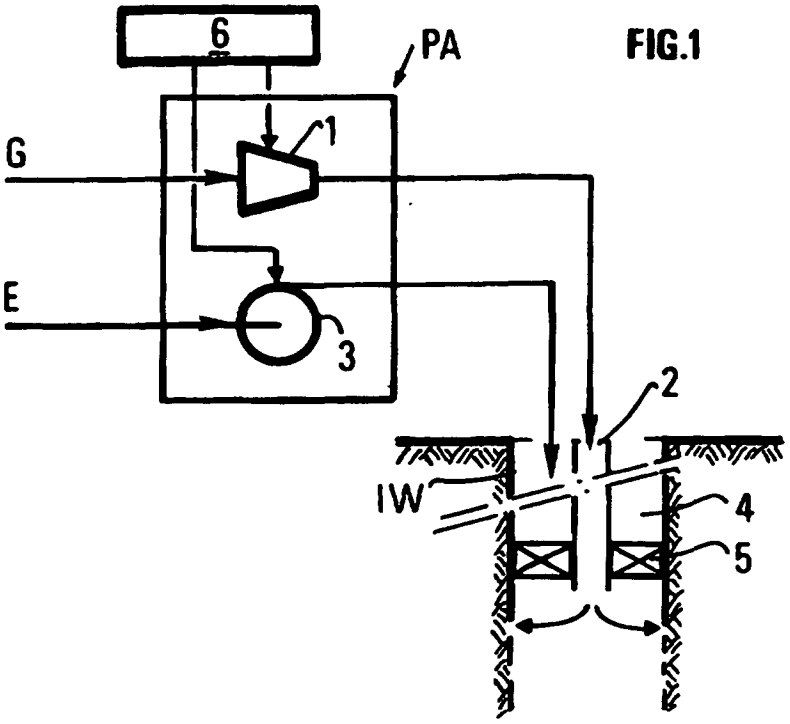


FIG.1

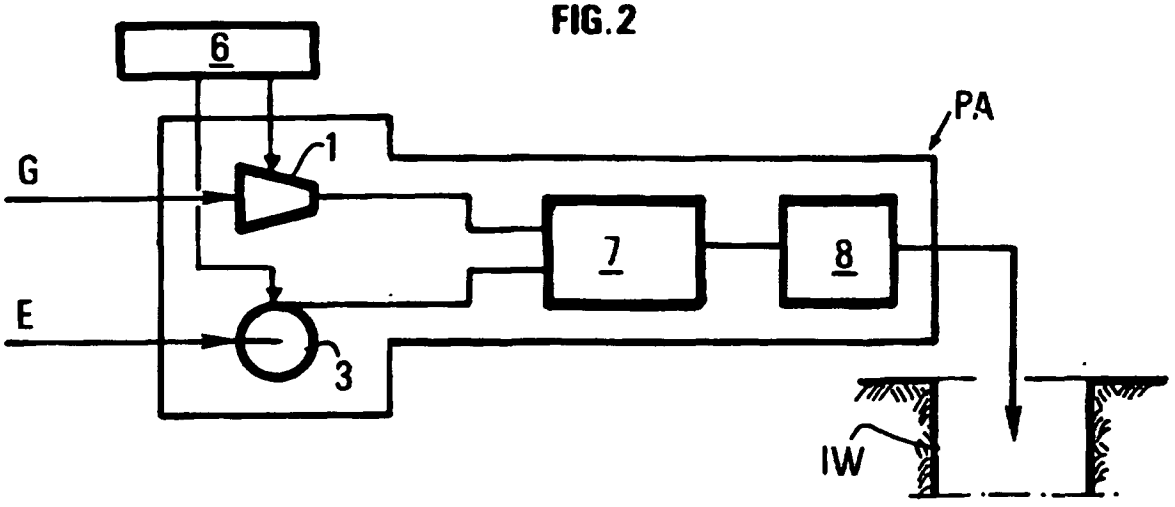


FIG.2

FIG.3

