

①9 RÉPUBLIQUE FRANÇAISE
INSTITUT NATIONAL
DE LA PROPRIÉTÉ INDUSTRIELLE
PARIS

①1 N° de publication : **2 925 570**
(à n'utiliser que pour les
commandes de reproduction)

②1 N° d'enregistrement national : **07 09019**

⑤1 Int Cl⁸ : **E 21 B 43/243 (2006.01), E 21 B 43/30**

⑫

DEMANDE DE BREVET D'INVENTION

A1

②2 Date de dépôt : 21.12.07.

③0 Priorité :

④3 Date de mise à la disposition du public de la demande : 26.06.09 Bulletin 09/26.

⑤6 Liste des documents cités dans le rapport de recherche préliminaire : *Se reporter à la fin du présent fascicule*

⑥0 Références à d'autres documents nationaux apparentés :

⑦1 Demandeur(s) : *TOTAL SA Société anonyme* — FR.

⑦2 Inventeur(s) : XIA TIANXIANG et MAUDUIT DOMINIQUE.

⑦3 Titulaire(s) :

⑦4 Mandataire(s) : CABINET HIRSCH POCHART ET ASSOCIES.

⑤4 **PROCEDE DE COMBUSTION IN SITU DANS UN GISEMENT D'HYDROCARBURES.**

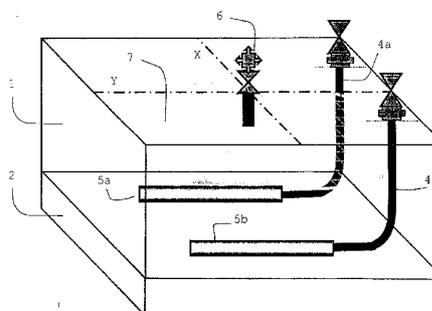
⑤7 L'invention concerne un procédé d'extraction d'hydrocarbures dans un gisement souterrain comprenant:

- l'injection de gaz oxydant dans une partie supérieure du gisement et la combustion in situ d'une fraction des hydrocarbures;

- la propagation de la combustion de la partie supérieure vers une partie inférieure du gisement;

- la récupération d'hydrocarbures au moyen de puits de production présentant une partie verticale et une partie horizontale, la partie horizontale étant située dans la partie inférieure du gisement;

dans lequel la partie inférieure du gisement est située au-dessus d'un aquifère.



FR 2 925 570 - A1



5

PROCEDE DE COMBUSTION IN SITU DANS UN GISEMENT
D'HYDROCARBURES

10 DOMAINE DE L'INVENTION

La présente invention concerne un procédé de combustion *in situ* dans un gisement d'hydrocarbures, notamment de pétrole.

15 ARRIERE-PLAN TECHNIQUE

La viscosité importante des hydrocarbures présents dans certains gisements (huiles lourdes) pose des problèmes d'extraction considérables. Dans de tels cas, il est généralement nécessaire de diminuer la viscosité (fluidifier) des huiles lourdes de manière à les rendre plus mobiles et donc à pouvoir les extraire.

Une première technique possible de fluidification des huiles lourdes, dite de « SAGD » (drainage gravitaire assisté par la vapeur), consiste à injecter de la vapeur dans le gisement. La vapeur se condense et cède de la chaleur aux hydrocarbures environnants, qui sont ainsi rendus moins visqueux et plus mobiles. Les hydrocarbures ainsi mobilisés s'écoulent par gravité jusqu'à des puits de production situés en dessous des zones d'injection de vapeur. Toutefois, ce procédé SAGD est limité car les puits doivent être très rapprochés les uns des autres et car le procédé est excessivement sensible à la présence de strates schisteuses.

Une technique alternative de fluidification des huiles lourdes est celle de la combustion *in situ*, selon laquelle un oxydant, généralement de l'air, est injecté dans le gisement par des puits d'injection, et une combustion est initiée au sein du gisement. Des fronts de combustion se

développent à partir des puits d'injection d'air et en direction des puits de production. La chaleur libérée par la combustion réduit la viscosité des hydrocarbures, qui sont poussés en avant des fronts de combustion vers les puits de production.

Le document US 5211230 présente une variante de la technique de combustion *in situ*, dans laquelle chaque puits de production comprend un bras s'étendant horizontalement dans une partie inférieure du gisement, tandis que les points d'initiation de la combustion (puits d'injection d'oxydant) sont situés dans une partie supérieure du gisement. Ainsi, le front de combustion progresse en se déplaçant vers le bas, et les hydrocarbures progressivement mobilisés sont entraînés vers les bras horizontaux des puits de production par gravité.

Des puits de ventilation verticaux sont également prévus, pour évacuer l'oxygène en excès et les gaz de combustion. La concentration en oxygène est mesurée dans les puits de production horizontaux. Si la concentration en oxygène dépasse une valeur prédéterminée, l'injection d'oxygène dans les puits d'injection est suspendue, et l'oxygène en excès et les gaz de combustion sont évacués par les puits de ventilation verticaux. En effet, pour des raisons de sécurité, il n'est pas souhaitable d'avoir une concentration en oxygène élevée au niveau des puits de production.

Le document US 5626191 décrit un type particulier de combustion *in situ*, appelé procédé « THAI ». Dans ce procédé on utilise des puits dotés d'un bras horizontal. Un front de combustion est créé à partir d'une rangée de puits d'injection. Ce front se propage en gardant une orientation essentiellement verticale. La fluidification des hydrocarbures progresse ainsi selon la direction des bras horizontaux des puits de production situés dans la rangée adjacente, depuis l'extrémité vers le coude. Lorsque la zone fluidifiée atteint le coude, les puits de production sont transformés en puits d'injection (pour cela la partie horizontale est colmatée) et un nouveau front de combustion

vertical est créé à partir de la nouvelle rangée de puits d'injection.

Le document US 2006/0207762 décrit un perfectionnement du procédé THAI, dans lequel on injecte de la vapeur, de l'eau ou un gaz non oxydant tel que le CO₂ au niveau des puits de production. Ceci permet d'augmenter le rendement tout en évitant l'entrée d'oxygène dans les puits de production, ce qui comporte des risques importants d'explosion.

Toutefois, les procédés existants de combustion *in situ* ne sont pas complètement satisfaisants en ce qui concerne le contrôle de la température au sein du gisement, qui est un paramètre essentiel pour la sécurité de l'exploitation.

Il existe donc un réel besoin de parvenir à contrôler et à limiter plus efficacement la température au sein du gisement. Il existe par ailleurs toujours un besoin d'augmenter le rendement de la production.

RESUME DE L'INVENTION

L'invention concerne en premier lieu un procédé d'extraction d'hydrocarbures dans un gisement souterrain comprenant :

- l'injection de gaz oxydant dans une partie supérieure du gisement et la combustion *in situ* d'une fraction des hydrocarbures ;
- la propagation de la combustion de la partie supérieure vers une partie inférieure du gisement ;
- la récupération d'hydrocarbures au moyen de puits de production présentant une partie verticale et une partie horizontale, la partie horizontale étant située dans la partie inférieure du gisement ;

dans lequel la partie inférieure du gisement est située au-dessus d'un aquifère.

Selon un mode de réalisation particulier, l'injection de gaz oxydant est effectuée au moyen de puits d'injection verticaux.

Selon un mode de réalisation particulier, les gaz de combustion sont récupérés en partie au moyen des puits de production, de préférence exclusivement au moyen des puits de production.

5 Selon un mode de réalisation particulier, les puits de production sont disposés en rangées parallèles définissant une direction X et les parties horizontales des puits de production sont alignées selon une direction Y, Y étant perpendiculaire à X.

10 Selon un mode de réalisation particulier, chaque puits d'injection est situé :

- selon la direction X, entre deux puits de production successifs d'une même rangée ; et
- selon la direction Y, entre l'extrémité de la
15 partie horizontale des deux puits de production successifs et la jonction entre la partie horizontale et la partie verticale des deux puits de production successifs.

20 Selon un mode de réalisation particulier, la pression au niveau de la partie horizontale des puits de production est comprise entre 4400 et 4800 kPa.

Selon un mode de réalisation particulier, le gaz oxydant est de l'air.

25 Selon un mode de réalisation particulier, l'injection de gaz oxydant est effectuée en continu.

Selon un mode de réalisation particulier, la combustion *in situ* est déclenchée par ignition, de préférence par ignition électrique.

30 La présente invention permet de surmonter les inconvénients de l'état de la technique. Elle fournit plus particulièrement un procédé d'extraction d'hydrocarbures utilisant la combustion *in situ* plus sûr dans la mesure où la température au niveau des puits de production est mieux contrôlée que dans l'état de la technique.

35 Ceci est accompli grâce à la mise au point d'un procédé d'extraction dans lequel l'extraction a lieu au-dessus d'un aquifère.

Traditionnellement, on évite de travailler à proximité d'un aquifère, pour éviter la venue d'eau dans les puits producteurs. Les présents inventeurs ont découvert de manière surprenante que la combustion *in situ* réalisée à proximité d'un aquifère permet de bénéficier de l'effet refroidissant de l'aquifère sans dégrader la production d'hydrocarbures.

Selon certains modes de réalisation particuliers, l'invention présente également les caractéristiques avantageuses énumérées ci-dessous.

- L'invention permet d'obtenir un rendement de production d'hydrocarbures qui, au bout de quelques années d'exploitation, devient supérieur à celui qui serait obtenu en l'absence d'aquifère. Ceci est surprenant car on s'attendrait plutôt à une production médiocre en raison de la contamination par l'eau de l'aquifère.

- La température au niveau de la partie horizontale des puits de production reste de préférence inférieure à 250°C, plus particulièrement inférieure à 225°C, idéalement inférieure à 200°C. De préférence, ceci est accompli en l'absence de conduits d'évacuation spécifique pour les gaz (« vent wells »).

BREVE DESCRIPTION DES FIGURES

La **Figure 1** est une représentation schématique d'une installation d'extraction d'hydrocarbures permettant de mettre en œuvre le procédé selon l'invention, en vue de dessus.

La **Figure 2** est une représentation schématique d'une installation d'extraction d'hydrocarbures permettant de mettre en œuvre le procédé selon l'invention, en coupe et perspective.

La **Figure 3** représente la production cumulée de pétrole (ordonnée, en Sm³) en fonction de l'année d'exploitation (abscisse), et ce en présence d'aquifère (courbe 1) et en l'absence d'aquifère (courbe 2). Les

données correspondent à la simulation numérique présentée dans l'exemple ci-dessous.

La **Figure 4** représente la température au niveau de la partie horizontale des puits de production (ordonnée, en °C) en fonction de l'année d'exploitation (abscisse), et ce en présence d'aquifère (courbe 1) et en l'absence d'aquifère (courbe 2). Les données correspondent à la simulation numérique présentée dans l'exemple ci-dessous.

10 DESCRIPTION DE MODES DE REALISATION DE L'INVENTION

L'invention est maintenant décrite plus en détail et de façon non limitative dans la description qui suit.

Installation d'extraction d'hydrocarbures

15 En faisant référence aux **Figures 1** et **2**, on décrit ici une installation d'extraction d'hydrocarbures permettant de mettre en œuvre le procédé selon l'invention.

L'installation d'extraction d'hydrocarbures est implantée dans un gisement souterrain 1 renfermant des hydrocarbures. Ce gisement souterrain 1 est situé au-dessus d'un aquifère 2.

Par « aquifère » on entend une zone de roche saturée en eau, et en particulier une zone de roche où la saturation en eau est supérieure ou égale à 50 %.

25 Le gisement 1 contient de préférence des huiles lourdes. Par « huiles lourdes » on entend des huiles dont le grade API est inférieur à 25. Ces huiles sont caractérisées par une faible mobilité.

30 Des puits de production 3a, 3b sont disposés dans le gisement 1, au-dessus de l'aquifère 2. Chaque puits de production 3a, 3b comprend une partie essentiellement verticale 4a, 4b et une partie essentiellement horizontale 5a, 5b. La partie essentiellement verticale 4a, 4b traverse la roche depuis la surface jusqu'à une partie inférieure du gisement 1, où sont disposées les parties inférieures 5a, 35 5b des puits de production. Les parties inférieures 5a, 5b des puits de production sont alignées selon leur plus grande dimension et définissent une direction Y. Les puits

de production sont disposés en rangées parallèles, chaque rangée étant alignée selon une direction X perpendiculaire à Y. Les directions X, Y définissent le plan horizontal.

Par ailleurs des puits d'injection de gaz oxydant 6 (notamment d'air) sont disposés dans le gisement 1. Ils s'étendent de la surface vers une partie supérieure du gisement 1. Autrement dit, les extrémités des puits d'injection de gaz oxydant 6 débouchent dans le gisement 1 à une moindre profondeur par rapport aux parties horizontales 5a, 5b des puits de production, qui sont situées dans une partie inférieure du gisement 1.

Les puits d'injection 6 sont de préférence répartis en rangées parallèles selon la direction Y (voir par exemple la rangée représentée en **Figure 1**). De préférence, selon une projection horizontale, chaque rangée de puits d'injection est située selon la direction X entre les parties horizontales 5a, 5b de deux puits de production 3a, 3b successifs. Par ailleurs, selon la direction Y, les puits d'injection 6 se répartissent entre l'extrémité des parties horizontales 5a, 5b des puits de production et les jonctions entre les parties horizontales 5a, 5b et les parties verticales 4a, 4b des puits de production.

L'utilisation d'une pluralité de puits d'injection dans une même rangée permet de mieux contrôler le déplacement du front de combustion.

De préférence, l'installation ne comporte pas de puits de ventilation verticaux pour évacuer l'oxygène en excès et les gaz de combustion.

30 Procédé d'extraction d'hydrocarbures

Toujours en faisant référence aux **Figures 1** et **2**, on injecte un gaz oxydant, par exemple du dioxygène ou de l'air, dans les puits d'injection 6. On déclenche l'ignition dans les puits d'injection 6 afin de démarrer la combustion *in situ*. Tout moyen d'ignition connu dans l'état de la technique peut être utilisé ici, notamment l'ignition électrique ou l'ignition par injection de vapeur chaude.

Par « combustion *in situ* » on entend la combustion partielle d'hydrocarbures dans un gisement souterrain d'hydrocarbures.

5 Ainsi, un front de combustion 7 est créé, de surface quasi-horizontale. Ce front de combustion se déplace selon une direction essentiellement verticale, vers le bas, c'est-à-dire depuis la partie supérieure du gisement 1 vers la partie inférieure du gisement 1. La chaleur générée par la combustion *in situ* permet de mobiliser (fluidifier) les hydrocarbures, qui, par drainage gravitaire, sont entraînés vers le bas du gisement et sont récupérés au niveau des parties horizontales 5a, 5b des puits de production.

De préférence le procédé est effectué en mode continu (injection continue de gaz oxydant et extraction continue d'hydrocarbures), à la différence de ce qui est réalisé dans US 5211230, où l'on procède par alternance de phases de pressurisation du gisement et de dépressurisation au moyen de conduits d'évacuation de gaz.

De préférence, la pression au niveau de la partie horizontale des puits de production est maintenue dans une gamme de 4400 à 4800 kPa, ce qui permet un meilleur rendement de production de pétrole et une moindre quantité d'eau produite. La pression est de façon conventionnelle régulée grâce à une duse.

25

EXEMPLE

L'exemple suivant illustre l'invention sans la limiter.

30 Simulation numérique d'un gisement d'hydrocarbures

On modélise un gisement d'hydrocarbures à trois strates, c'est-à-dire en partant de la surface : une zone d'hydrocarbures mobiles (MOZ), une zone d'hydrocarbures immobiles (IMMZ) puis une zone aquifère (BWZ). On utilise pour cela le programme de simulation de gisements Sincor.

35

La strate supérieure (MOZ) a une épaisseur de 30 m et contient des hydrocarbures (huiles lourdes) de viscosité 2150 mPas (à 46°C et 4700 kPa). La strate médiane (IMMZ)

contient des hydrocarbures (huiles lourdes) de très grande viscosité, c'est-à-dire 92000 mPas dans les conditions du gisement. La strate inférieure (BWZ) a une épaisseur de 24 m et présente une saturation en eau de 100 %. Un

5 aquifère infini est relié à la frontière inférieure de la strate BWZ.

Les propriétés du gisement sont les suivantes :

	- Dimensions du gisement :	200×150×65 m
	- Profondeur :	390-455 m
10	- OOIP	$3,045 \times 10^5 \text{ Sm}^3$
	- Pression dans le gisement	4000 kPa (à 400 m)
	- Température dans le gisement	46°C
	- GOR	$10 \text{ Sm}^3/\text{m}^3$
	- Densité du pétrole	$1008 \text{ kg}/\text{m}^3$
15	- Porosité	0,19 ~ 0,43
	- Perméabilité	380 ~ 24000 mD
	- Rapport de perméabilité (K_v/K_h)	0,2
	- Strate MOZ	
	· Epaisseur	30 m
20	· Viscosité du pétrole	2150 mPas
	· OOIP	$2,391 \times 10^5 \text{ Sm}^3$
	· Saturation en pétrole	~ 80 %
	· Saturation en eau	~ 20 %
	- Strate IMOZ	
25	· Epaisseur	11 m
	· Viscosité du pétrole	92000 mPas
	· OOIP	$6,55 \times 10^4 \text{ Sm}^3$
	· Saturation en pétrole	~ 64 %
	· Saturation en eau	~ 36 %
30	- Strate BWZ	
	· Epaisseur	24 m
	· Saturation en pétrole	~ 0 %
	· Saturation en eau	~ 100 %
	· Eau initiale disponible	infinie

35 Le terme OOIP (« original oil in place ») désigne l'accumulation d'hydrocarbures.

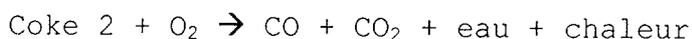
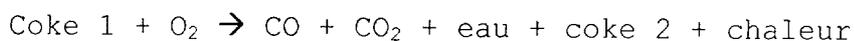
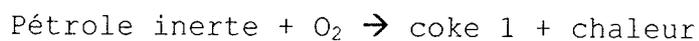
Le terme GOR (« gas-oil ratio ») désigne le rapport initial entre le gaz et les huiles.

Procédé d'extraction d'hydrocarbures

Le modèle numérique prévoit un puit d'injection d'air vertical implanté au centre du gisement (selon l'horizontale) et deux puits de production dont la partie utile est horizontale, situés de part et d'autre du puits d'injection d'air, selon l'implantation présentée dans la description ci-dessus.

Les conditions d'opération sont les suivantes. L'ignition est effectuée par injection de vapeur de qualité 0,8 à 256°C pendant 6 mois, à raison de 80 Sm³ par jour. Après la phase d'ignition, on procède à l'injection d'air à un débit de 30000 Sm³ par jour pendant 19,5 ans. La pression au niveau de l'extrémité inférieure des puits d'injection est de 7000 kPa. Les puits de production fonctionnent avec une pression au niveau de l'extraction de 4500 kPa (on peut faire varier cette pression afin de fournir des comparaisons voir ci-dessous), un débit maximal de production de pétrole de 63,6 Sm³ par jour (400 barils par jour) et un débit maximal de production d'eau de 127,2 Sm³ par jour (800 barils par jour).

La cinétique des réactions d'oxydation pour la combustion *in situ* a été modélisée à partir de 9 composés (eau, pétrole inerte, CH₄, CO₂, N₂, O₂, coke 1 et coke 2) et de 3 réactions chimiques :



30 Résultats

En ce qui concerne la sécurité du procédé, il est nécessaire d'éviter une forte concentration d'oxygène dans le flux de production, afin d'empêcher toute explosion dans les puits de production et les installations de surface. Les résultats de la simulation démontrent qu'il n'y a pas d'oxygène dans le flux de gaz produit. Ceci indique que le présent procédé est sûr.

Le procédé permet de réaliser une extraction de pétrole dans la strate MOZ extrêmement efficace, avec une production cumulée d'environ 148400 et 171500 Sm³ au bout de 15 et 20 ans respectivement. Le facteur de récupération de pétrole est très élevé, à 62 % et 72 % au bout de 15 et 20 ans respectivement. En se fondant sur le volume cumulé d'air injecté dans le gisement et le volume cumulé de pétrole produit, le rapport air/pétrole est d'environ 1070 et 1245 Sm³/m³ pour 15 et 20 ans respectivement. La production d'eau cumulée est d'environ 202600 et 318200 m³ pour 15 et 20 ans, ce qui représente un rapport eau/pétrole de 1,37 et 1,86 respectivement. Les résultats complets de l'exploitation sont représentés dans le **Tableau 1** ci-dessous.

15

Tableau 1 - résultats de la simulation (1)

OOIP (Sm ³)	3,045×10 ⁵	
OOIP (MOZ, Sm ³)	2,391×10 ⁵	
Débit d'air (Sm ³ /jour)	30.000	
Pression à l'extrémité inférieure du puits injecteur (kPa)	7.000	
Pression dans la partie horizontale des puits de production (kPa)	4.500	
Durée (années)	15	20
Air injecté cumulé (Sm ³)	1,59×10 ⁸	2,14×10 ⁸
Pétrole produit cumulé (Sm ³)	148419	171509
CO ₂ produit cumulé (Sm ³)	2,09×10 ⁷	2,82×10 ⁷
Récupération de pétrole (% OOIP, MOZ)	62,1	71,8
Rapport air/pétrole (Sm ³ /m ³)	1069	1245
Emission de CO ₂ (kg/baril)	40	47
Eau produite cumulée (Sm ³)	202627	318188
Rapport eau/pétrole (Sm ³ /m ³)	1,37	1,86

Le contrôle de la pression au niveau de la partie horizontale des puits de production a un impact important

sur la production d'eau et la proportion d'eau. Si cette pression est inférieure à 3000 kPa, on assiste à une entrée d'eau précoce dans les puits de production, ce qui aboutit à une proportion d'eau très élevée (supérieure à 90 %). Le

5 débit de production d'eau et la proportion d'eau diminuent lorsque la pression augmente. Ainsi, le contrôle de la pression au niveau de la partie horizontale des puits de production fournit une solution pour éviter un débit d'eau et une proportion d'eau trop importants lors des opérations

10 d'extraction.

De même, la récupération de pétrole est influencée par la pression au niveau de la partie horizontale des puits de production. La récupération de pétrole dans la simulation augmente avec la pression passant de 54 % à 1690 kPa à 61 %

15 à 4400 kPa (MOZ à 15 ans). Dans la gamme de pression 4400-4800 kPa, la récupération de pétrole est pratiquement constante, à environ 61 % et 70 % (MOZ) pour 15 et 20 ans d'exploitation respectivement. Toutefois, le facteur de récupération chute quand la pression dépasse 4800 kPa. Les

20 résultats de cette comparaison sont rassemblés dans le **Tableau 2** ci-dessous.

25 Tableau 2 - résultats de la simulation (2) en fonction de la pression au niveau de la partie horizontale des puits de production

Pression (kPa)	1690	3000	4400	4500	4600	4700	4800	5000
Durée (années)	15							
Prod. pétrole cumulée (Sm ³)	127963	129923	145459	148419	147016	146737	143986	124013
Prod. eau cumulée (Sm ³)	1,03 ×10 ⁶	1,02 ×10 ⁶	2,71 ×10 ⁵	2,03 ×10 ⁵	1,43 ×10 ⁵	8,72 ×10 ⁴	4,24 ×10 ⁴	2,74 ×10 ⁴
Récupération (%OOIP, MOZ)	53,5	54,4	60,9	62,1	61,5	61,4	60,2	51,9
Rapport air/	1241	1222	1091	1069	1079	1081	1101	1278

pétrole (Sm ³ /m ³)								
Rapport eau/ pétrole (Sm ³ /m ³)	8,38	7,82	1,86	1,37	0,97	0,59	0,29	0,22
Durée (années)	20							
Prod. pétrole cumulée (Sm ³)	141345	143816	169920	171509	169505	169045	164315	-
Prod. eau cumulée (Sm ³)	1,50 ×10 ⁶	1,45 ×10 ⁶	4,21 ×10 ⁵	3,18 ×10 ⁵	2,41 ×10 ⁵	1,55 ×10 ⁵	7,63 ×10 ⁴	-
Récupération (%OOIP, MOZ)	59,1	60,2	69,8	71,8	70,9	70,7	68,7	-
Rapport air/ pétrole (Sm ³ /m ³)	1511	1485	1279	1245	1259	1262	1298	-
Rapport eau/ pétrole (Sm ³ /m ³)	10,64	10,11	2,52	1,86	1,42	0,92	0,46	-

Comparaison avec un modèle de gisement sans aquifère

On reprend la même simulation que ci-dessus, en supprimant la strate BWZ (aquifère).

5 On constate que la présence de l'aquifère n'a pas d'effet sur l'injection d'air et la production de gaz.

En raison de la présence de l'aquifère, une partie du pétrole fluidifié est drainée à la fois dans la strate IMOZ et dans la strate BWZ, si bien qu'initialement la production de pétrole est plus faible qu'en l'absence d'aquifère. Toutefois, au bout de 3 ans d'injection d'air, le débit de production de pétrole augmente rapidement et dépasse le débit de production de pétrole en l'absence d'aquifère au bout de 5 ans. Ce débit plus important en présence d'aquifère se maintient pendant tout le reste des opérations d'injection d'air. Par conséquent, la production cumulée de pétrole en présence d'un aquifère dépasse au bout d'un certain temps la production cumulée de pétrole en l'absence d'aquifère, comme cela est visible sur la **Figure 3**.

20 Le débit de production d'eau est largement plus important en présence d'aquifère qu'en l'absence d'aquifère

au bout de 7 ans d'injection d'air. Ceci est dû à un flux d'eau en provenance de l'aquifère. Ce flux d'eau a un effet de refroidissement interne, qui empêche d'atteindre une température excessive au niveau de la partie horizontale des puits de production. Ainsi, la température maximale au niveau de la partie horizontale des puits de production est plus faible en présence d'aquifère qu'en l'absence d'aquifère, comme cela est visible sur la **Figure 4**. Ceci permet de réduire les exigences en terme de systèmes d'isolation thermique (« packers »...) pour les puits de production.

Les résultats de la simulation comparée avec ou sans aquifère sont résumés dans le **Tableau 3** ci-dessous.

Tableau 3 - résultats de la simulation (2) en fonction de la présence ou de l'absence de l'aquifère (strate BWZ)

Modèle	Présence d'aquifère	Absence d'aquifère
OOIP (Sm ³)	3,045×10 ⁵	2,391×10 ⁵
OOIP (MOZ, Sm ³)	2,391×10 ⁵	2,391×10 ⁵
Débit d'air (Sm ³ /jour)	30.000	
Pression puits injection (kPa)	7.000	
Pression puits de production (kPa)	4.500	
Durée (années)	20	20
Air injecté cumulé (Sm ³)	2,14×10 ⁸	2,13×10 ⁸
Pétrole produit cumulé (Sm ³)	171509	160452
CO ₂ produit cumulé (Sm ³)	2,82×10 ⁷	2,81×10 ⁷

Récupération de pétrole (%OOIP, MOZ)	71,8	67,1
Rapport air/pétrole (Sm ³ /m ³)	1245	1327
Emission de CO ₂ (kg/baril)	47	50
Température max. dans les puits de production (°C)	191	257
Eau produite cumulée (Sm ³)	318188	45276
Rapport eau/pétrole (Sm ³ /m ³)	1,86	0,282

REVENDEICATIONS

- 5 **1.** Procédé d'extraction d'hydrocarbures dans un gisement souterrain comprenant :
- l'injection de gaz oxydant dans une partie supérieure du gisement et la combustion *in situ* d'une fraction des hydrocarbures ;
 - 10 - la propagation de la combustion de la partie supérieure vers une partie inférieure du gisement ;
 - 15 - la récupération d'hydrocarbures au moyen de puits de production présentant une partie verticale et une partie horizontale, la partie horizontale étant située dans la partie inférieure du gisement ;
- dans lequel la partie inférieure du gisement est située au-dessus d'un aquifère.
- 20 **2.** Procédé selon la revendication 1, dans lequel l'injection de gaz oxydant est effectuée au moyen de puits d'injection verticaux.
- 25 **3.** Procédé selon la revendication 1 ou 2, dans lequel les gaz de combustion sont récupérés en partie au moyen des puits de production, de préférence exclusivement au moyen des puits de production.
- 30 **4.** Procédé selon l'une des revendications 1 à 3, dans lequel les puits de production sont disposés en rangées parallèles définissant une direction X et les parties horizontales des puits de production sont alignées selon une direction Y, Y étant perpendiculaire à X.
- 35 **5.** Procédé selon la revendication 4, dans lequel chaque puits d'injection est situé :

- selon la direction X, entre deux puits de production successifs d'une même rangée ; et
 - selon la direction Y, entre l'extrémité de la partie horizontale des deux puits de production successifs et la jonction entre la partie horizontale et la partie verticale des deux puits de production successifs.
- 5
6. Procédé selon l'une des revendications 1 à 5, dans lequel la pression au niveau de la partie horizontale des puits de production est comprise entre 4400 et 4800 kPa.
- 10
7. Procédé selon l'une des revendications 1 à 6, dans lequel le gaz oxydant est de l'air.
- 15
8. Procédé selon l'une des revendications 1 à 7, dans lequel l'injection de gaz oxydant est effectuée en continu.
- 20
9. Procédé selon l'une des revendications 1 à 8, dans lequel la combustion *in situ* est déclenchée par ignition, de préférence par ignition électrique.
- 25

1 / 2

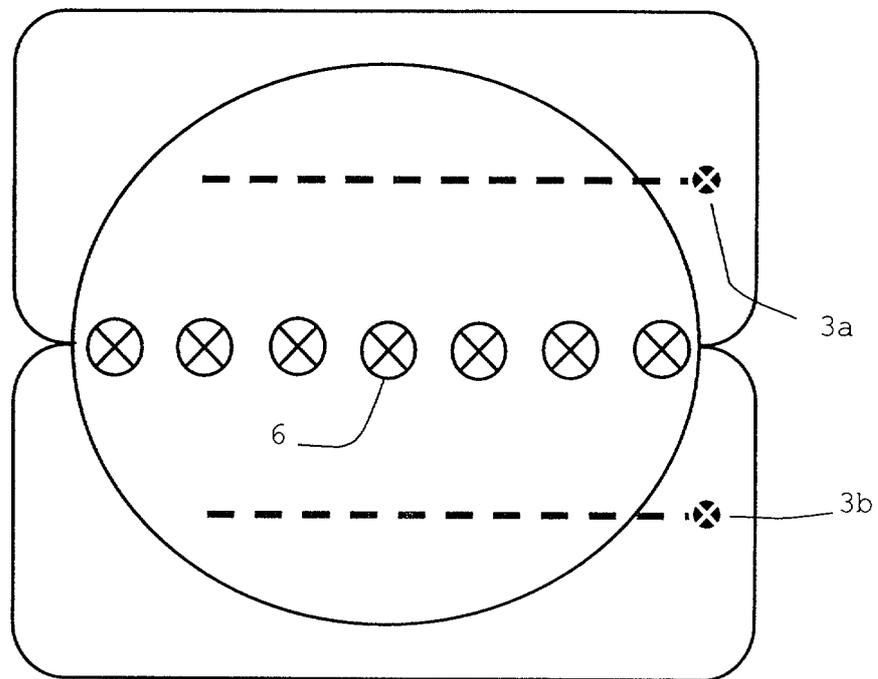


Figure 1

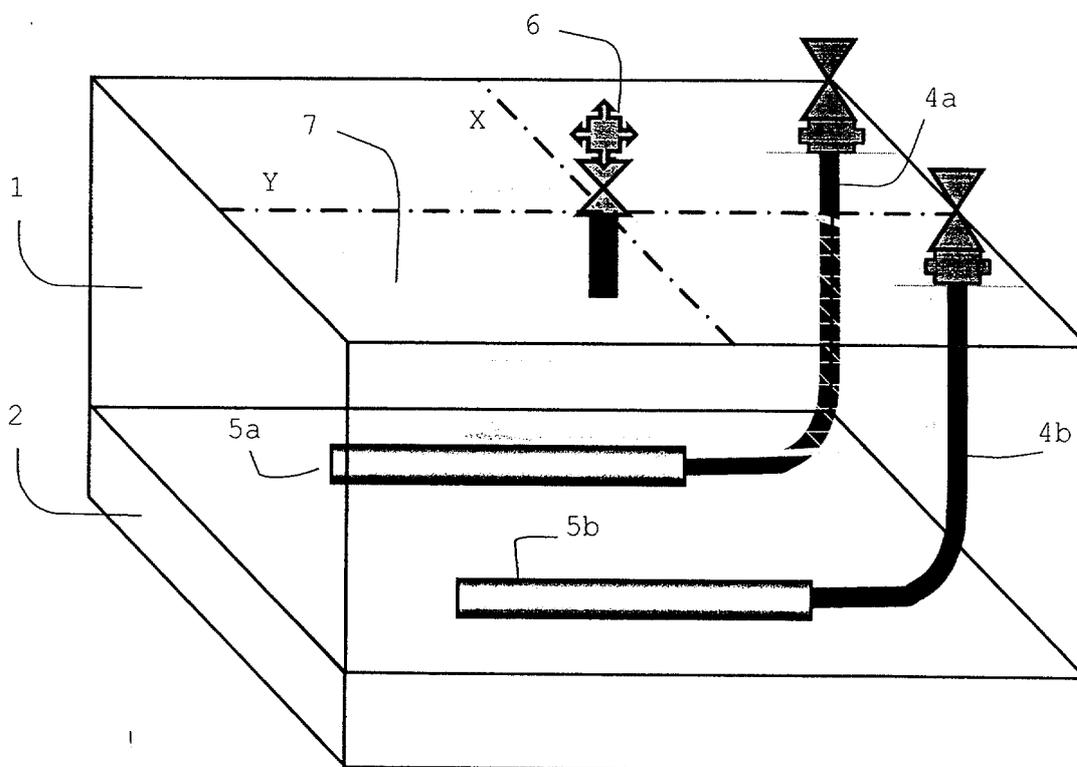


Figure 2

2 / 2

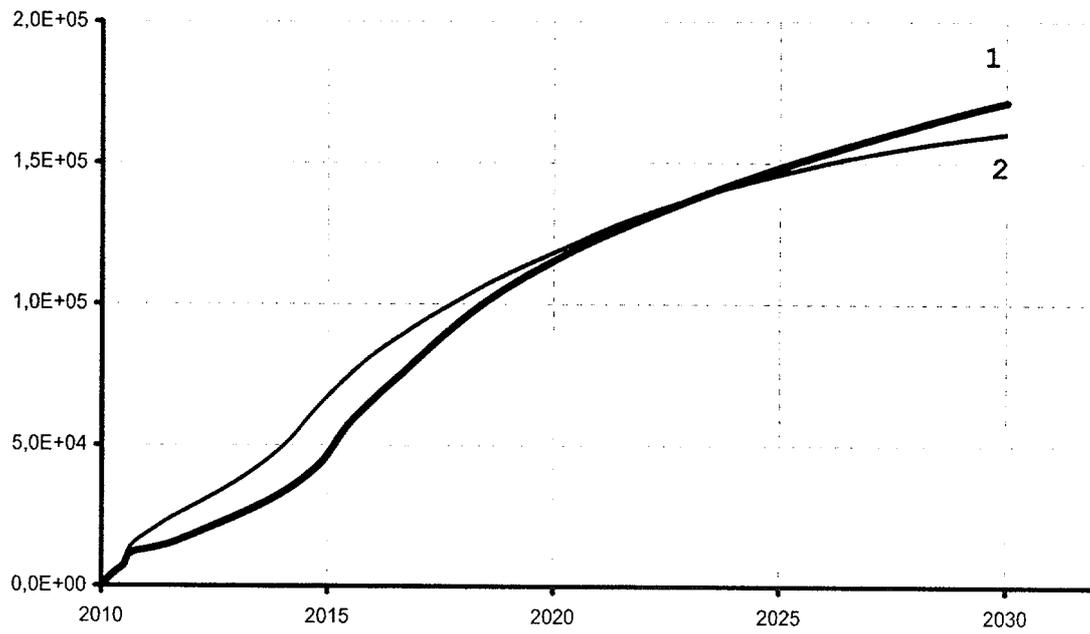


Figure 3

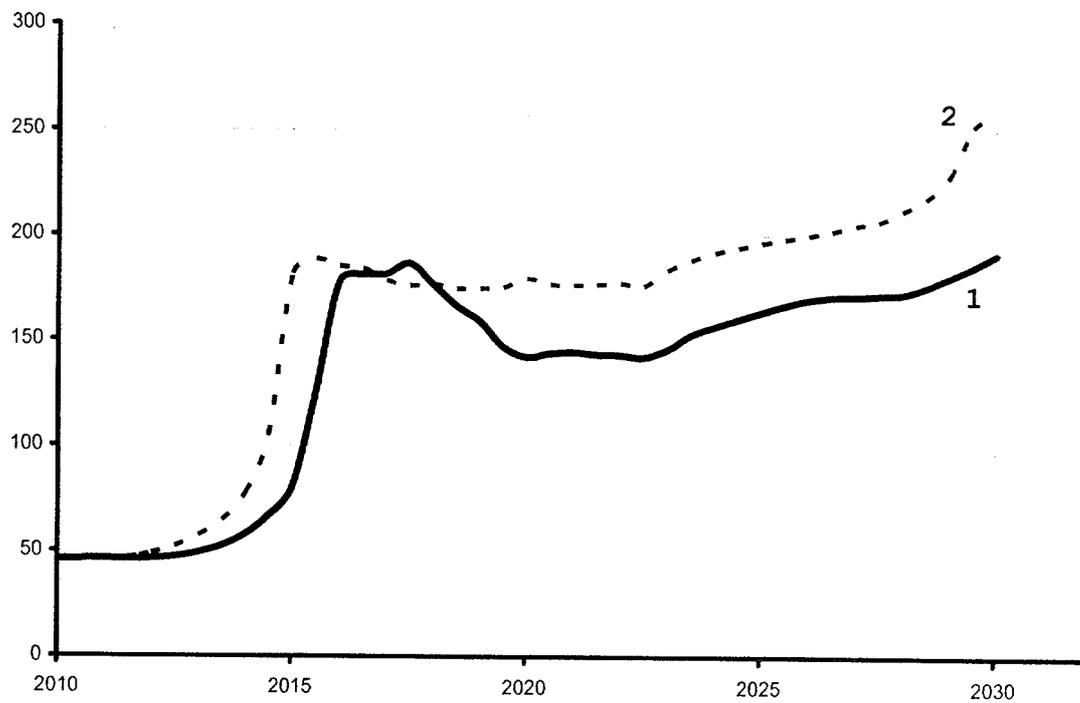


Figure 4



**RAPPORT DE RECHERCHE
PRÉLIMINAIRE**

N° d'enregistrement national

établi sur la base des dernières revendications déposées avant le commencement de la recherche

FA 701624
FR 0709019

DOCUMENTS CONSIDÉRÉS COMME PERTINENTS		Revendication(s) concernée(s)	Classement attribué à l'invention par l'INPI
Catégorie	Citation du document avec indication, en cas de besoin, des parties pertinentes		
X	US 3 502 372 A (PRATS MICHAEL) 24 mars 1970 (1970-03-24) * figure 1 *	1-3,6-9	E21B43/243 E21B43/30
Y	aquifère 22 artificiel * le document en entier *	4,5	
Y	WO 99/30002 A (PETROLEUM RECOVERY INST [CA]; AYASSE CONRAD [CA]; GREAVES MALCOLM [GB]) 17 juin 1999 (1999-06-17) * figures 6-8 * * le document en entier *	4,5	
A	US 5 868 202 A (HSU KENNETH J [CH]) 9 février 1999 (1999-02-09)	1-9	
A	US 2002/040781 A1 (KEEDY CHARLES ROBERT [US] ET AL) 11 avril 2002 (2002-04-11) active aquifer below the heated interval (from 44 m to 61 m). FIG. 105* revendications 5000-5395; figures 47-56,74-80,104,105 *	1-9	
A	US 3 517 744 A (HORTON WILLIAM D) 30 juin 1970 (1970-06-30) IN-SITU COMBUSTION AND NATURAL WATER DRIVE * le document en entier *	1	
A	WO 99/46477 A (HSU KENNETH J [CH]; HSU PETER [CH]) 16 septembre 1999 (1999-09-16) natural or artificial aquifer	1	
A	US 6 193 881 B1 (HSU KENNETH J [CH]) 27 février 2001 (2001-02-27) * le document en entier *	1	
		DOMAINES TECHNIQUES RECHERCHÉS (IPC)	
		E21B	
		Date d'achèvement de la recherche	
		4 août 2008	
		Examineur	
		van Berlo, André	
<p>CATÉGORIE DES DOCUMENTS CITÉS</p> <p>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</p> <p>T : théorie ou principe à la base de l'invention E : document de brevet bénéficiant d'une date antérieure à la date de dépôt et qui n'a été publié qu'à cette date de dépôt ou qu'à une date postérieure. D : cité dans la demande L : cité pour d'autres raisons & : membre de la même famille, document correspondant</p>			

EPO FORM 1503 12.99 (P04C14) 2

**ANNEXE AU RAPPORT DE RECHERCHE PRÉLIMINAIRE
RELATIF A LA DEMANDE DE BREVET FRANÇAIS NO. FR 0709019 FA 701624**

La présente annexe indique les membres de la famille de brevets relatifs aux documents brevets cités dans le rapport de recherche préliminaire visé ci-dessus.

Les dits membres sont contenus au fichier informatique de l'Office européen des brevets à la date du 04-08-2008

Les renseignements fournis sont donnés à titre indicatif et n'engagent pas la responsabilité de l'Office européen des brevets, ni de l'Administration française

Document brevet cité au rapport de recherche	Date de publication	Membre(s) de la famille de brevet(s)	Date de publication
US 3502372 A	24-03-1970	AUCUN	

WO 9930002 A	17-06-1999	AT 236343 T	15-04-2003
		AU 1478199 A	28-06-1999
		CA 2255071 A1	11-06-1999
		DE 69813031 D1	08-05-2003
		EP 1060326 A1	20-12-2000
		US 6412557 B1	02-07-2002

US 5868202 A	09-02-1999	AU 9774798 A	12-04-1999
		CN 1212318 A	31-03-1999
		WO 9915761 A1	01-04-1999

US 2002040781 A1	11-04-2002	AUCUN	

US 3517744 A	30-06-1970	AUCUN	

WO 9946477 A	16-09-1999	AU 3079099 A	27-09-1999
		CA 2321035 A1	16-09-1999
		TW 442333 B	23-06-2001
		US 6016873 A	25-01-2000

US 6193881 B1	27-02-2001	AU 7229198 A	27-11-1998
		CA 2289126 A1	12-11-1998
		CN 1238420 A	15-12-1999
		EP 0980442 A1	23-02-2000
		WO 9850592 A1	12-11-1998
		TW 386904 B	11-04-2000
		US 6030048 A	29-02-2000
