



Europäisches Patentamt
European Patent Office
Office européen des brevets



(11) **EP 0 886 035 B1**

(12) **FASCICULE DE BREVET EUROPEEN**

(45) Date de publication et mention
de la délivrance du brevet:
08.09.2004 Bulletin 2004/37

(51) Int Cl.7: **E21B 43/16**, E21B 43/18

(21) Numéro de dépôt: **98401342.5**

(22) Date de dépôt: **05.06.1998**

(54) **Procédé de récupération assistée de fluides pétroliers dans un gisement souterrain**

Sekundärverfahren zur Gewinnung von Kohlenwasserstoffen aus unterirdischen Lagern

Method of enhanced recovery of hydrocarbons in an underground formation

(84) Etats contractants désignés:
FR GB NL

(30) Priorité: **17.06.1997 FR 9707611**

(43) Date de publication de la demande:
23.12.1998 Bulletin 1998/52

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

(72) Inventeurs:
• **Deruyter, Christian**
92500 Rueil-Malmaison (FR)

• **Moulu, Jean-Claude**
78410 Aubergenville (FR)

(56) Documents cités:
FR-A- 2 735 524 **US-A- 3 032 101**
US-A- 3 893 511 **US-A- 4 601 337**

• **PEREZ ET AL.: "Carbonated water imbibition
flooding : an enhanced oil recovery process for
fractured reservoirs" SPE/DOE 8TH
SYMPOSIUM ON ENHANCED OIL RECOVERY,
22 - 24 avril 1992, pages 79-90, XP002057954
TULSA, OKLAHOMA, USA**

EP 0 886 035 B1

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

Description

[0001] La présente invention concerne une méthode de récupération assistée de fluides pétroliers dans un gisement souterrain permettant d'accroître l'efficacité du balayage et plus particulièrement d'améliorer une technique de récupération.

[0002] Pour mieux déplacer les fluides pétroliers vers les puits de production, on peut recourir à des méthodes de récupération de type primaire ou secondaire bien connues des spécialistes. La récupération est dite de type primaire quand on utilise l'énergie in situ. La détente des fluides initialement sous pression élevée dans le gisement permet de récupérer une partie du pétrole en place. Au cours de cette phase, la pression dans le gisement peut descendre au-dessous du point de bulle et une phase gazeuse apparaît, qui contribue à augmenter le taux de récupération.

[0003] Pour éviter une baisse trop importante de la pression dans le gisement, on a plutôt recours à des méthodes de récupération de type secondaire. Le principe consiste à déplacer les fluides pétroliers par un apport d'énergie extérieure au gisement. Des fluides sont injectés dans le gisement par un ou plusieurs puits d'injection et les fluides pétroliers déplacés (ci-après désignés par "huile") sont récupérés par des puits de production.

[0004] L'eau peut être utilisée comme fluide de déplacement mais son efficacité est limitée. Une grande partie de l'huile reste en place du fait notamment que sa viscosité est souvent bien plus forte que celle de l'eau. L'huile en outre reste souvent piégée par les rétrécissements des pores en raison de la tension interfaciale importante entre elle et l'eau. Comme le gisement est souvent hétérogène, l'eau balaie facilement les zones les plus perméables, en contournant les autres, d'où une perte importante de récupération.

[0005] Il est connu aussi d'injecter du gaz sous pression qui pénètre dans les pores des roches et déplace une quantité importante du pétrole en place. Même si de l'eau a d'abord été injectée dans le gisement, comme cela arrive souvent, le gaz a la propriété bien connue de déplacer une quantité supplémentaire non négligeable de pétrole.

[0006] L'inconvénient notable de cette technique de récupération au gaz, c'est qu'il est beaucoup moins visqueux que le pétrole qu'il doit déplacer et aussi que l'eau éventuellement en place. A cause de sa grande mobilité, le gaz traverse le gisement en n'utilisant que quelques chenaux les plus perméables atteignant le/les puits de production sans avoir déplacé une importante quantité d'huile.

[0007] Si le gisement n'est pas homogène, mais comporte des couches ou des noyaux de perméabilités différentes, cet effet est encore accentué et le gaz contournant les endroits les moins perméables arrive encore plus vite aux puits de production. Quand le gaz perce ainsi précocement sans avoir l'effet de déplacement attendu, il perd toute efficacité. Poursuivre l'injection n'a plus alors d'effet pratique.

[0008] Il est connu également de combiner les deux techniques suivant une méthode dite de WAG. On injecte successivement de l'eau et du gaz, et on répète cette séquence en alternant les bouchons d'eau et les bouchons de gaz et ceci aussi longtemps que l'on produit du pétrole dans de bonnes conditions économiques. Cette méthode d'injection combinée donne de meilleurs résultats car le gaz de chaque bouchon, plus efficace que l'eau au niveau des pores, voit sa mobilité relativement réduite par la présence du bouchon d'eau qui le précède. Mais le volume réduit des bouchons devant le chemin qu'ils doivent parcourir entre les puits d'injection et de production, et l'hétérogénéité du gisement font que l'efficacité du balayage macroscopique ne dure pas longtemps. Des agents tensio-actifs peuvent être ajoutés à l'eau pour abaisser la tension interfaciale eau-huile, et améliorer l'efficacité de ces injections combinées. La mousse qui se forme en présence du gaz, a pour effet de réduire la mobilité du gaz et les digitations. Une telle méthode avec bouchons alternés est décrite par exemple par le brevet US N° 5 465 790.

[0009] Par le brevet FR 2 735 524 du demandeur, on connaît une méthode permettant de déplacer des fluides pétroliers hors d'un gisement souterrain au moyen d'injections successives, par un ou plusieurs puits d'injection, de bouchons d'un fluide mouillant tel que de l'eau, et de bouchons de gaz, et la récupération, par un ou plusieurs puits de production, des fluides pétroliers déplacés par le fluide mouillant et le gaz injectés. Cette méthode consiste essentiellement à additionner dans au moins un bouchon du liquide mouillant injecté, une quantité de substances propre à rendre négatif le coefficient d'étalement. On utilise notamment de l'alcool dans la proportion de 1 à 5% en poids par exemple. Il peut s'agir par exemple d'un alcool de faible poids moléculaire de la classe de l'alcool isobutylique ou isoamylique. On peut utiliser aussi des composés polaires légers tels que des amines, des produits fluorés ou des acides légers.

[0010] Le procédé selon la présente invention permet de déplacer des fluides pétroliers retenus dans les pores d'un gisement souterrain poreux. Il comporte une étape d'injection sous pression par un ou plusieurs puits d'injection successivement, de bouchons de fluides destinés à déplacer les hydrocarbures dans les roches-réservoirs, et une étape de récupération, par un ou plusieurs puits de production, des hydrocarbures déplacés.

[0011] Il est caractérisé en ce que l'étape d'injection comporte l'injection successive de bouchons du liquide mouillant que l'on a saturés avec un gaz sous pression soluble dans le dit liquide mouillant et de bouchons gazeux destinés à balayer les zones plus perméables, et l'étape de production comporte le relâchement de la pression régnant dans le gisement, de manière à générer in situ des bulles de gaz par nucléation dans les pores des zones moins perméables (partie de la matrice comportant les pores les plus petits) et en chasser les hydrocarbures vers les zones plus per-

méables où ils sont déplacés par les bouchons de gaz.

[0012] A la détente, une partie du gaz dissous est libéré sous la forme de bulles préférentiellement sur les éléments de surface irréguliers et donc sur les parois des pores.

[0013] L'effet de nucléation est plus marqué là où la densité de parois de pores par unité de volume est la plus grande c'est-à-dire dans les zones de plus faible perméabilité avec des pores plus petits d'où l'huile est la plus difficile à chasser. Le balayage très efficace que provoque cette nucléation dans les zones les moins accessibles du gisement, permet d'améliorer grandement le taux de récupération d'huile.

[0014] On a donc une opération de balayage en deux temps. Dans un premier temps, par relâchement de la pression du gaz dissous dans les bouchons d'eau et nucléation, on chasse l'huile des pores les moins perméables vers les zones plus perméables, et dans un temps ultérieur, on utilise le gaz des bouchons de gaz suivants dont la fonction est précisément de balayer les zones les plus perméables, pour déplacer cette huile récupérée dans le premier temps vers le puits producteur.

[0015] Le fluide mouillant est par exemple de l'eau, au moins un bouchon de l'eau injectée étant saturé avec du dioxyde de carbone sous pression par exemple ou de l'hydrogène sulfuré.

[0016] Suivant un mode de mise en oeuvre, au moins un des bouchons de liquide mouillant injecté durant l'étape d'injection peut comporter de l'eau additionnée d'une substance propre à rendre négatif le coefficient d'étalement des gouttes d'hydrocarbures et par exemple de l'alcool. On peut ainsi faire alterner les bouchons de liquide mouillant, les uns saturés de gaz sous pression, d'autres additionnés de la dite substance, d'autres encore sans aucun additif.

[0017] Suivant un autre mode de mise en oeuvre, l'un au moins des bouchons de liquide mouillant injecté durant l'étape d'injection comporte de l'eau additionnée d'agents moussants ou de tensio-actifs, de façon que le relâchement de la pression dans le gisement engendre la formation in situ de mousses ce qui simplifie beaucoup la mise en oeuvre de ce type de balayage.

[0018] Des essais comparatifs en laboratoire sur un modèle physique de roche hétérogène imprégnée d'huile, ont montré que le taux de récupération obtenu par application du procédé selon l'invention pouvait atteindre près de 20%, alors qu'un procédé classique de type WAG, ne conduit au mieux qu'à un taux de récupération de 8 à 9%.

[0019] D'autres caractéristiques et avantages du procédé selon l'invention, apparaîtront à la lecture des résultats expérimentaux ci-après.

[0020] On a utilisé pour tester la validité du procédé le modèle physique qui a été réalisé pour modéliser un milieu hétérogène et qui est décrit dans la demande de brevet FR 2 748 471 du demandeur. Il comporte un bloc inhomogène obtenu en juxtaposant dans un récipient par exemple au moins deux volumes de matériaux de porosités et de températures de fusion différentes, et en plaçant le récipient dans un four dont la température est programmée pour s'élever progressivement jusqu'à une température suffisante pour le ramollissement du matériau poreux de plus faible température de fusion pendant un premier intervalle de temps, s'y stabiliser durant un deuxième intervalle temps défini et décroître plus lentement jusqu'à la température ambiante, durant un troisième intervalle de temps. Le matériau poreux qui s'est ramolli constitue un moyen de collage des matériaux empêchant la formation par exemple d'une quelconque lame d'air qui constituerait un passage préférentiel pour les fluides, en évitant la création d'une interzone formant une barrière capillaire.

[0021] Pour constituer un tel bloc, on peut utiliser une juxtaposition d'un matériau poreux naturel tel que du grès notamment avec une perméabilité de l'ordre de 70mD par exemple, et d'un matériau composite tel que du verre en poudre par exemple.

[0022] Le modèle physique constitué se présente sous la forme d'un barreau de longueur $L = 21,2$ cm et de section $S = 19,6$ cm², dont le volume des pores est de 110 cm³. Le barreau est pourvu à ses deux extrémités opposées de deux embouts que l'on a relié classiquement à des circuits d'injection et de drainage d'eau et d'huile.

[0023] On a préparé le barreau par les opérations suivantes pour l'amener successivement dans un état de saturation en eau irréductible S_{wi} et de saturation résiduelle en huile S_{or} .

Mise en S_{wi}		
VOLUME D'HUILE INJECTEE	VOLUME D'EAU RECUPERE	PRESSION D'INJECTION
100 cm ³ /h	75 cm ³	22 kPa
200 cm ³ /h	82 cm ³	28 kPa
300 cm ³ /h	85 cm ³	35 kPa
400 cm ³ /h	88 cm ³	40 kPa
Volume d'huile en place = 88 cm ³ $\Rightarrow S_{wi} = (110 - 88)/110 = 20\%$		

EP 0 886 035 B1

Mise en Sor		
VOLUME D'EAU INJECTEE	VOLUME D'HUILE RECUPEREE	PRESSION D'INJECTION
200 cm ³ /h	64 cm ³	24 kPa
400 cm ³ /h	65 cm ³	54 kPa
volume mort V _m = 2 cm ³ ⇒ Sor = (88-67)/110 = 21/110 = 19 %		

[0024] On a procédé a une méthode classique dite de WAG avec injection alternée dans le modèle de bouchons d'eau et de gaz de 10 cm³ à la pression d'injection et avec les débits indiqués, les résultats de récupération de l'huile étant consignés dans le tableau ci-dessous:

	Bouchon eau 100 cm ³ /h	Bouchon gaz 50 cm ³ /h	Récup/h en cm ³	Pression d'injection en kPa
1			0	14
2			0	20
3			0	24
4			0	22
5			0	32
6			percée du gaz	26
7			0.5	30
8			0.6	28
9			0.8	34
10			0.8	33
11			0.8	32
12			1.2	28
13			1.2	32
14			1.2	32
15			1.2	33
16			1.4	30
17			1.8	36

Résultats : % de récupération d'huile en place $1.8/21 * 100 = 8,5 \%$

[0025] La méthode selon l'invention a ensuite été mise en oeuvre de la manière suivante:

[0026] Préparation de l'eau saturée avec du gaz à une pression P_{sat} = 150 kPa. Injection de cette eau à faible débit dans le modèle : 1 Vp en 6 heures environ - avec P_{entrée} = 150 kPa, P_{sortie} = 135 kPa - Détente brusque à la pression atmosphérique, nucléation à l'intérieur du milieu poreux pendant 16 heures. Envoi d'un bouchon d'eau à 100 cm³/h récupération de 2 cm³ d'huile supplémentaire soit 2/21 ou, en pourcentage, 9,5 % du Sor ou 10,5 % du gain après récupération ternaire, ce qui représente une amélioration considérable par rapport à ce qui peut apporter une méthode classique.

[0027] Une nouvelle injection d'un bouchon d'eau saturée de dioxyde de carbone suivie d'un bouchon d'eau, a permis de porter la récupération d'huile en place (Sor) à 12,5 % soit encore une augmentation de 3 %.

[0028] Suivant un autre mode de mise en oeuvre, on ajoute à des bouchons d'eau injectés des agents moussants ou des tensio-actifs. La chute de pression provoquée après l'injection, a pour effet de faire mousser ou émulsionner ces additifs, ce qui permet de simplifier grandement les problèmes que posent généralement l'injection de ces additifs.

[0029] Suivant un autre mode de réalisation, on peut combiner les effet propres à la méthode selon l'invention avec ceux décrits dans le brevet FR 2 735 524 précité c'est-à-dire la formation de ménisques résultant de l'addition à l'eau de substances telles que de l'alcool qui modifient le coefficient d'étalement.

[0030] Dans les exemples précédents, on a choisi le dioxyde de carbone pour saturer certains au moins des bouchons d'eau, ceci en raison du faible coût de ce gaz. On ne sortirait pas cependant du cadre de la méthode en utilisant d'autres gaz présentant de façon plus marquée que le dioxyde de carbone la particularité d'être soluble dans le liquide mouillant tel que par exemple l'hydrogène sulfuré.

5

Revendications

- 10 1. Procédé pour déplacer des hydrocarbures retenus dans les pores des roches-réservoirs d'un gisement souterrain comportant une étape d'injection sous pression par un ou plusieurs puits d'injection successivement, de bouchons de fluides destinés à déplacer les hydrocarbures dans les roches-réservoirs, et une étape de récupération, par un ou plusieurs puits de production, des hydrocarbures déplacés, **caractérisé en ce que** l'étape d'injection comporte l'injection successive de bouchons du liquide mouillant que l'on a saturés avec un gaz sous pression soluble dans ledit liquide mouillant et de bouchons gazeux destinés à balayer les zones plus perméables, et l'étape de production 15 comporte le relâchement de la pression régnant dans le gisement, de manière à générer in situ des bulles de gaz par nucléation dans les pores des zones moins perméables et en chasser les hydrocarbures vers les zones plus perméables où ils sont balayés par les bouchons de gaz.
- 20 2. Procédé selon la revendication 1, **caractérisé en ce que** le fluide mouillant est de l'eau, au moins un bouchon d'eau injectée étant saturé avec du dioxyde de carbone sous pression.
3. Procédé selon la revendication 1, **caractérisé en ce que** le fluide mouillant est de l'eau, au moins un bouchon d'eau injectée étant saturé avec de l'hydrogène sulfuré.
- 25 4. Procédé selon l'une des revendications précédentes, **caractérisé en ce que** l'un au moins des bouchons de liquide mouillant injecté durant l'étape d'injection comporte de l'eau additionnée d'une substance propre à rendre négatif le coefficient d'étalement des gouttes d'hydrocarbures, par exemple de l'alcool.
- 30 5. Procédé selon la revendication précédente, **caractérisé en ce que** l'un au moins des bouchons de liquide mouillant injecté durant l'étape d'injection comporte de l'eau sans additif.
- 35 6. Procédé selon l'une des revendications précédentes, **caractérisé en ce que** l'un au moins des bouchons de liquide mouillant injecté durant l'étape d'injection comporte de l'eau additionnée d'agents moussants ou de tensio-actifs, de façon que le relâchement de la pression dans le gisement engendre la formation in situ de mousses ou d'émulsions.

Patentansprüche

- 40 1. Verfahren zur Verdrängung von in den Poren der Speichergesteine eines unterirdischen Erdöllagers zurückgehaltenen Kohlenwasserstoffen, bestehend aus einer Druckeinspritzungsstufe, durch eine oder mehrere Injektionsbohrungen nacheinander, von Fluidpfropfen zur Verdrängung der Kohlenwasserstoffe in den Speichergesteinen, und einer Gewinnungsstufe, durch eine oder mehrere Produktionsbohrungen, der verdrängten Kohlenwasserstoffe, **dadurch gekennzeichnet, daß** die Einspritzungsstufe aus der aufeinanderfolgende Einspritzung von Benetzungsfluidpfropfen, die mit einem in dem besagten Benetzungsfluid löslichen Druckgas gesättigt sind, und von Gaspfropfen zur Spülung der mehr durchlässigen Zonen besteht, und daß die Gewinnungsstufe aus der Verminderung des im Erdöllager herrschenden Druckes besteht, so daß Gasblasen durch Nukleierung in den Poren der weniger durchlässigen Zonen in-situ erzeugt und die Kohlenwasserstoffe in die mehr durchlässigen Zonen, wo sie von den Gaspfropfen gespült werden, eingeleitet werden.
- 45 2. Verfahren gemäß Anspruch 1, **dadurch gekennzeichnet, daß** das Benetzungsfluid Wasser ist, wobei wenigstens ein eingespritzter Wasserpfropfen mit unter Druck stehendem Kohlendioxid gesättigt ist.
- 50 3. Verfahren gemäß Anspruch 1, **dadurch gekennzeichnet, daß** das Benetzungsfluid Wasser ist, wobei wenigstens ein eingespritzter Wasserpfropfen mit Schwefelwasserstoff gesättigt ist.
- 55 4. Verfahren gemäß irgendeinem der vorstehenden Ansprüche, **dadurch gekennzeichnet, daß** wenigstens einer der während der Einspritzungsstufe eingespritzte Benetzungsfluidpfropfen Wasser mit einem Stoff, der dazu ge-

eignet ist, den Ausbreitungskoeffizient der Kohlenwasserstofftropfen negativ zu machen, enthält.

5
5. Verfahren gemäß dem vorstehenden Anspruch, **dadurch gekennzeichnet, daß** wenigstens einer der während der Einspritzungsstufe eingespritzte Benetzungsfluidpfropfen Wasser ohne Zusatzstoff enthält.

10
6. Verfahren gemäß irgendeinem der vorstehenden Ansprüche, **dadurch gekennzeichnet, daß** wenigstens einer der während der Einspritzungsstufe eingespritzte Benetzungsfluidpfropfen Wasser mit Schaummittel oder Oberflächenaktive Stoffe enthält, so daß die Druckverminderung im Erdöllager die in-situ Bildung von Schäumen oder Emulsionen erzeugt.

Claims

15
1. A method of displacing hydrocarbons retained in the pores of reservoir rocks of an underground reservoir, comprising a stage of forced injection, through one or more injection wells successively, of fluid slugs intended to displace the hydrocarbons in the reservoir rocks, and a stage of recovery, through one or more production wells, of the hydrocarbons displaced, **characterized in that** the injection stage comprises successive injection of wetting fluid slugs saturated with a gas under pressure soluble in said wetting fluid and of gas slugs intended to sweep the more permeable zones, and the production stage comprises relieving the pressure prevailing in the reservoir so as to generate in situ gas bubbles by nucleation in the pores of the less permeable zones and to drive the hydrocarbons therefrom to the more permeable zones where they are swept by the gas slugs.

20
2. A method as claimed in claim 1, **characterized in that** the wetting fluid is water, at least one injected water slug being saturated with carbon dioxide under pressure.

25
3. A method as claimed in claim 1, **characterized in that** the wetting fluid is water, at least one injected water slug being saturated with hydrogen sulfide.

30
4. A method as claimed in any one of the previous claims, **characterized in that** at least one of the wetting fluid slugs injected during the injection stage comprises water to which a substance suited to make the spreading coefficient of the hydrocarbon drops negative, alcohol for example, is added.

35
5. A method as claimed in the previous claim, **characterized in that** at least one of the wetting fluid slugs injected during the injection stage comprises water without additive.

40
6. A method as claimed in any one of the previous claims, **characterized in that** at least one of the wetting fluid slugs injected during the injection stage comprises water to which foaming agents or surfactants are added so that the pressure relief in the reservoir generates in-situ formation of foams or emulsions.