

⑫ **FASCICULE DE BREVET EUROPEEN**

④⑤ Date de publication du fascicule du brevet:
27.12.85

⑤① Int. Cl.4: **E 21 B 43/40**

②① Numéro de dépôt: **82902906.5**

②② Date de dépôt: **05.10.82**

②⑥ Numéro de dépôt international:
PCT/FR 82/00161

②⑦ Numéro de publication internationale:
WO 83/01273 (14.04.83 Gazette 83/9)

⑤④ **EXTRACTION DES GISEMENTS PETROLIFERES AVEC LA REINJECTION DE MATERIAUX SEPARES.**

③⑩ Priorité: **06.10.81 FR 8118797**

⑦③ Titulaire: **Chaudot, Gérard, 14, Allée de la Rochefoucauld, F-78570 Andresy (FR)**

④③ Date de publication de la demande:
05.10.83 Bulletin 83/40

⑦② Inventeur: **Chaudot, Gérard, 14, Allée de la Rochefoucauld, F-78570 Andresy (FR)**

④⑤ Mention de la délivrance du brevet:
27.12.85 Bulletin 85/52

⑦④ Mandataire: **Jolly, Jean-Pierre et al, Cabinet BROT et JOLLY 83, rue d'Amsterdam, F-75008 Paris (FR)**

②④ Etats contractants désignés:
BE DE FR GB NL SE

⑤⑥ Documents cités:
US - A - 2 412 765
US - A - 3 223 157
US - A - 3 352 355
US - A - 3 780 805
US - A - 4 008 764

EP 0 089 986 B1

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

Description

La présente invention concerne un procédé destiné à maximiser la récupération des fluides des gisements d'hydrocarbures liquides et en faciliter l'exploitation avec application, en particulier, aux gisements d'hydrocarbures lourds et/ou visqueux, et aux gisements d'hydrocarbures ayant un point de figeage élevé.

D'une manière générale, les pétroles bruts sont constitués par un ensemble d'une grande variété d'hydrocarbures pouvant aller du méthane aux parafiniques lourds parfois mélangés, en quantités extrêmement variables à des hydrocarbures cycliques ou aromatiques, voire même à des solides, genre asphaltènes associés à des atomes métalloïdes, métaux ou autres, avec association éventuelle de corps chimiques non hydrocarbures.

Dès que le grisement est un peu profond, l'exploitation se fait par puits, et la récupération du pétrole en place est fonction, plus particulièrement, du nombre de puits, de leurs espacements, de la vitesse de soutirage, et des moyens utilisés pour conserver la pression du grisement ou pour déplacer les fluides en place dans le grisement vers les puits de soutirage.

Dès que le pétrole brut en place dans le gisement est un peu lourd et que sa viscosité ou sa plasticité est élevée, la quantité de pétrole brut que l'on peut espérer récupérer, comparée à la quantité de pétrole en place dans le gisement, est relativement faible. Les moyens à mettre en oeuvre pour assister la production étant coûteux en matériel et en exploitation.

Par ailleurs, il arrive souvent que la hauteur de la colonne de pétrole brut dans le puits de production génère une pression au niveau du gisement, voisine de/ou supérieure à la pression du gisement. On est alors amené à utiliser des pompes de différents types pour acheminer, ou aider à acheminer, le pétrole brut jusqu'à la surface, ou pour faire produire les puits à un débit acceptable. Une autre méthode consiste à utiliser du gaz que l'on remélange au pétrole brut dans le puits, afin de diminuer la masse volumique moyenne du mélange gaz-pétrole et provoquer ou améliorer ainsi le débit du puits (gas lift).

En outre, dès que le pétrole est trop visqueux, on injecte dans le gisement un fluide de réchauffage et parfois, corrélativement ou non, des fluides aidant au déplacement du pétrole brut dans le gisement.

D'autres méthodes utilisent des procédés électriques, électrolytiques ou à ondes hautes fréquences pour obtenir le déplacement du pétrole dans le gisement.

Enfin, une autre façon de procéder consiste à injecter de l'air ou un comburant dans le gisement et à provoquer la combustion d'une partie du pétrole dans le gisement, et bénéficier ainsi des effets consécutifs à ce procédé.

Selon le type de gisement, ces méthodes, toujours coûteuses, donnent des résultats souvent discutables et parfois aléatoires, et ne facilitent

pas toujours la séparation des effluents rendus en surface.

C'est ainsi que par le brevet US-A-3 352 355 on connaît un procédé de lavage à haute température, alterné et cyclique, appliqué à un gisement schiste bitumeux, après fracturation dudit gisement et acidification. Mais un tel procédé doit faire intervenir au moins trois puits pour être utilisable. De plus, il n'utilise que la phase liquide de l'effluent. Cette phase liquide est réchauffée à des températures très élevées avant d'être réinjectée dans le puits dans le but d'apporter au gisement la chaleur nécessaire pour fluidifier le pétrole très visqueux.

Le brevet US-A-4 008 764 concerne un procédé qui consiste à injecter du gaz en provenance d'une source extérieure, saturé avec un solvant, sous forme gazeuse, qui provient également d'une source extérieure. Ce procédé nécessite donc au moins deux sources, ce qui augmente les coûts d'exploitation.

Enfin, le brevet US-A-3 780 805 concerne un procédé faisant intervenir un générateur de fuel qui effectue une distillation de l'effluent pour produire du fuel utilisé pour de l'appareillage. L'utilisation d'un tel générateur de fuel complique l'installation et la rend plus coûteuse. De plus, la phase gazeuse de l'effluent ne s'effectue pas dans le puits de production mais dans un puits annexe.

L'invention a donc pour but de supprimer tout ou partie des inconvénients ou aléas précédemment mentionnés.

A cet effet, le procédé de production du gisement d'hydrocarbures, notamment dans le but d'améliorer la récupération de l'effluent, de faciliter son acheminement jusqu'aux installations de traitement, ainsi que son traitement, consiste à condenser, au moins en partie, au sortir du puits de production, après séparation des phases liquide et gazeuse, les gaz condensables de l'effluent, même si ils ne représentent qu'un faible pourcentage du débit de l'effluent, et à réinjecter le condensat, en phase liquide, dans le susdit puits de production, ou éventuellement les autres puits de production et/ou le gisement.

Selon une autre caractéristique de l'invention, ce procédé peut en outre comprendre, successivement, un réchauffage de l'effluent provenant du puits, à une température favorable à la séparation des phases liquide et gazeuse de l'effluent si ce dernier sort du puits à une température défavorable à la séparation, la séparation des phases de l'effluent dans au moins une unité de séparation, la compression, le refroidissement et éventuellement la déshydratation de la phase gazeuse avec récupération des condensats hydrocarbures et la réinjection des condensats en phase liquide, dans le puits ou dans le gisement.

L'invention concerne également une installation pour la mise en application du procédé selon l'invention, cette installation comprenant au moins un puits permettant de raccorder le gise-

ment aux installations de surface, au moins une installation de chauffage de l'effluent, au moins un séparateur des phases gazeuse, liquide et solide de l'effluent, au moins une unité de compression-refroidissement permettant d'obtenir une condensation partielle de la phase gazeuse et éventuellement une unité de déshydratation de la phase gazeuse, avec récupération des condensats hydrocarbures et au moins une unité de réinjection des condensats dans le puits.

Un mode de réalisation de l'invention sera décrit ci-après, à titre d'exemple non limitatif, avec référence au dessin annexé dans lequel:

La figure unique est le schéma-blocs de principe d'une installation pour l'exploitation d'un gisement d'hydrocarbure avec réinjection des fractions légères de l'effluent.

Sur ce dessin, le bloc 1 représente le gisement duquel on prélève l'effluent grâce au puits de production représenté par le bloc 2. L'effluent émanant de ce puits est réchauffé dans au moins une unité de réchauffage 3 à une température favorable à la séparation des phases liquides et gazeuses et à la ségrégation des constituants huile, eau et éventuellement solides dans au moins une unité de séparation 4. Dans au moins une unité de compression 5, la phase gazeuse est alors refroidie et comprimée en un ou plusieurs étages. De plus, le gaz, au cours de ce processus, est déshydraté à un point de rosé tel que sa teneur en eau résiduelle ne génère pas de difficultés dans les installations de traitement situées en aval. Les condensats recueillis en divers points de l'unité 5 sont récupérés et séparés de l'eau qu'y est associée dans un épurateur 6 et éventuellement stockés dans une unité de stockage d'appoint 7.

Le gaz résiduel récupéré à la sortie de l'unité 5 est alors réfrigéré dans au moins une unité 8 utilisant des moyens de réfrigération extérieurs, à une température permettant d'optimiser la récupération des condensats légers et froids.

A la sortie des unités 8, les condensats légers et froids sont récupérés (bloc 9) et stockés dans au moins une unité calorifugée 10.

A la sortie des unités 8, les gaz résiduels sont injectés dans le puits 2 ou dans n'importe quel autre puits participant à la production du gisement, directement si leur pression est suffisante, ou par l'intermédiaire d'au moins une unité de compression supplémentaire 11 si leur pression est insuffisante pour être réinjectés à la profondeur optimum prévue dans le ou les puits, ou directement dans le gisement 1.

Selon le type et les conditions du gisement 1 envisagé, l'une, l'autre ou les deux unités 8 et 11 ne seront pas obligatoirement installées, tout ou partie des gaz étant soit vendu, soit utilisé pour satisfaire les besoins en énergie ou en fluide de manoeuvre ou de détection, des installations du champ.

Les condensats récupérés dans l'épurateur 6 sont alors injectés dans le puits 2 ou dans n'importe quel autre puits participant à la production

du gisement, directement si leur pression est suffisante, ou par l'intermédiaire d'au moins une pompe si leur pression est insuffisante pour être réinjectés à la profondeur optimum prévue dans le/ou les puits, ou directement dans le gisement.

Les condensats froids récupérés par les unités 9 sont alors injectés, mélangés ou non en tout ou partie aux condensats récupérés par l'épurateur 6, après pompage et réchauffage (bloc 13), pour satisfaire les conditions de pression prévues pour l'injection des condensats récupérés par l'épurateur 6.

Même si les hydrocarbures naturellement dans le gisement n'ont qu'une coupe faible en gaz et en parties condensables par les moyens décrits ci-dessus, à la condition que les installations ci-dessus décrites ne provoquent pas de pertes de substance dépassant l'appoint provoqué par la production mère, il se crée dans le/ou les puits 2, ou dans le gisement 1, un mélange hydrocarbures vierges/hydrocarbures légers recyclés, dont la teneur en hydrocarbures légers ira en croissant avec le temps.

Il s'établit ainsi un volant croissant de condensats et de gaz. Dès que le débit du/ou des puits 2, atteindra le niveau souhaité, l'excédent des hydrocarbures légers pourra alors être injecté dans un ou plusieurs puits qui pourront être ainsi mis en production ou qui serviront à balayer les hydrocarbures en place vers le/ou les puits producteurs et renforcer la pression du/ou des gisements. Cet excédent d'hydrocarbures condensables pourra être également remélangé en proportions variables au brut commercialisé afin d'en améliorer les caractéristiques ou la valeur, ou bien être commercialisé directement.

Le démarrage du/ou des premiers puits 2 pourra éventuellement être effectué par une charge d'hydrocarbures légers (bloc 14) condensés ou non, provenant d'une source extérieure aux puits. L'eau associée à la production, et séparée par les unités 4 et 5 pourra être éliminée en surface (bloc 15), mais si cette eau génère une pollution ou une gêne dans l'environnement, elle sera après écrémage de l'huile résiduelle (bloc 16), réinjectée dans le/ou les gisements 1, afin de maintenir la pression de celui-ci dans une certaine mesure. Cette eau résiduelle peut être associée à des adjuvants (bloc 17) modifiant sa viscosité ou provoquant un effet de gonflement du mélange eau adjuvants, pour déplacer les hydrocarbures en place dans le/ou les gisements vers le/ou les puits producteurs.

Un avantage du procédé selon l'invention consiste en ce qu'en réinjectant dans le/ou les puits de production ou directement dans le/ou les gisements des hydrocarbures légers, liquides et/ou gazeux, conjointement ou non, issus du/ou des puits, avec apport externe éventuel pour faciliter certaines opérations telles que le démarrage de la production du/ou des puits, on obtient un effet d'allègement du poids de la colonne de fluide dans le/ou les puits ainsi qu'une diminution qui peut être considérable de la viscosité de l'effluent, ceci dans le but d'améliorer la produc-

tivité du/ou des puits et diminuer les difficultés de séparation des phases constituant l'effluent naturel des puits.

L'injection dans le/ou les gisements de l'excédent des hydrocarbures légers, gazeux ou non, produits par le gisement contribuera à augmenter la récupération des hydrocarbures du gisement par lavage de la matrice (roche réservoir), diminution de la densité, de la viscosité ou de la plasticité des hydrocarbures natifs, sans pour autant générer des problèmes d'incompatibilité tels que ceux qui peuvent être créés par l'apport de fluides étrangers au gisement.

Même si la teneur en hydrocarbures légers de l'effluent naturel du gisement est faible, il se crée, après une durée plus ou moins longue, un volant de ceux-ci permettant d'assurer un débit régulier du/ou des puits, par recyclage permanent.

Même si les installations décrites ci-dessus sont d'un coût relativement élevé, elles permettent, pour certaines conditions d'isolement de champs, une économie importante, comparée à l'amenée de fluides étrangers.

Revendications

1. Procédé de production de gisement d'hydrocarbures, notamment dans le but d'améliorer la récupération de l'effluent, de faciliter son acheminement jusqu'aux installations de traitement ainsi que son traitement, caractérisé en ce qu'il consiste à condenser, au moins en partie, au sortir du puits de production, après séparation des phases liquide et gazeuse, les gaz condensables de l'effluent, même si ils ne représentent qu'un faible pourcentage du débit de l'effluent, et à réinjecter le condensat, en phase liquide, dans le susdit puits de production, ou éventuellement les autres puits de production et/ou le gisement.

2. Procédé selon la revendication 1, caractérisé en ce qu'il comprend successivement un réchauffage de l'effluent (bloc 3) provenant du puits, à une température favorable à la séparation des phases liquide et gazeuse de l'effluent si ce dernier sort du puits à une température défavorable à la séparation, la séparation des phases de l'effluent dans au moins une unité de séparation (bloc 4), la compression, le refroidissement et éventuellement la déshydratation de la phase gazeuse (bloc 5), avec récupération des condensats hydrocarbures (bloc 8) et la réinjection des condensats en phase liquide, dans le puits (2) ou dans le gisement.

3. Procédé selon la revendication 2, caractérisé en ce qu'il comprend en outre, le traitement de l'eau huileuse provenant de la séparation des phases gazeuses, liquides et solides de l'effluent (bloc 4) et le traitement de l'eau accidentellement huileuse ou polluée par des condensats issue de la déshydratation de la phase gazeuse (bloc 5), de manière à écrémer l'huile et les condensats résiduels de l'eau.

4. Procédé selon l'une des revendications précédentes, caractérisé en ce qu'il comprend, en outre, la réfrigération des gaz résiduels (bloc 8) provenant de la compression, le refroidissement et la déshydratation éventuelle de la phase gazeuse (bloc 5), la récupération des condensats froids provenant de cette réfrigération (bloc 9) et l'injection, après réchauffage éventuel (bloc 13), dans le ou les puits (2) et/ou le gisement (1).

5. Procédé selon l'une des revendications précédentes, caractérisé en ce qu'il comprend, en outre, une compression complémentaire des gaz résiduels (bloc 11) restant après réfrigération des gaz résiduels (bloc 8) et l'injection de ces gaz résiduels dans les puits (2) et/ou le gisement (1).

6. Installation de production pour la mise en application du procédé selon l'une des revendications précédentes, caractérisée en ce qu'elle comprend au moins un puits permettant de raccorder le gisement aux installations de surface, au moins une installation de chauffage de l'effluent, au moins un séparateur des phases gazeuse, liquide et solide de l'effluent, au moins une unité de compression-refroidissement permettant d'obtenir une condensation partielle de la phase gazeuse et éventuellement une unité de déshydratation de la phase gazeuse, avec récupération des condensats hydrocarbures et au moins une unité de réinjection des condensats dans le puits.

Patentansprüche

1. Verfahren zur Förderung von Kohlenwasserstofflagerstätten, insbesondere zum Zwecke einer besseren Rückgewinnung des Abgangs, einer bequemerer Zuführung bis zur Verarbeitungsanlage sowie einer leichteren Verarbeitung, dadurch gekennzeichnet, daß zumindest teilweise am Ausgang der Förderbohrung nach Abscheidung der Flüssig- und Gasphase die kondensierbaren Gase des Abgangs kondensiert werden, auch wenn diese nur einen geringen Prozentsatz des Durchsatzes des Abgangs darstellen, und daß das Kondensat in der Flüssigphase in die Förderbohrung oder gegebenenfalls in andere Förderbohrungen bzw. in die Lagerstätte zurückgeleitet wird.

2. Verfahren nach Anspruch 1, gekennzeichnet durch aufeinanderfolgendes Aufwärmen des Abgangs (Block 3) aus den Bohrungen auf eine Temperatur, die für die Abscheidung der Flüssig- und Gasphase des Abgangs vorteilhaft ist, falls er die Bohrung mit einer für die Abscheidung ungünstigen Temperatur verläßt, durch Phasenabscheiden des Abgangs in zumindest einer Abscheidungseinheit (Block 4), durch Kompression, Abkühlen und gegebenenfalls Dehydratisierung der Gasphase (Block 5) bei Rückgewinnung der Kohlenwasserstoffkondensate (Block 8) und der Rückführung der Kondensate in der Gasphase in die Bohrungen (2) oder in die Lagerstätte.

3. Verfahren nach Anspruch 2, gekennzeichnet durch Behandeln des Ölwassers aus der Ab-

scheidung der Gas-, Flüssig- und Feststoff-Phase des Abgangs (Block 4) sowie durch Behandeln des möglicherweise öligen oder durch die Kondensate aus der Dehydratisierung der Gasphase (Block 5) verunreinigten Wassers, so daß das Öl und die verbliebenen Kondensate vom Wasser abgeräumt werden.

4. Verfahren nach einem der vorhergehenden Ansprüche 1 bis 3, gekennzeichnet durch Kühlung oder Refrigerierung der aus der Kompression stammenden Restgase (Block 8), Kühlen und möglicherweise Dehydratisieren der Gasphase (Block 5), die Rückgewinnung der aus der Refrigerierung (Block 9) stammenden kalten Kondensate und Einsprühen in die Bohrung oder Bohrungen (2) bzw. die Lagerstätte (1) nach möglicher Wiederaufwärmung (Block 13).

5. Verfahren nach einem der vorhergehenden Ansprüche 1 bis 4, gekennzeichnet durch ergänzende Kompression der Restgase (Block 11), die nach dem Refrigerieren der Restgase verbleiben (Block 8), und Einsprühen der Restgase in die Bohrungen (2) oder in die Lagerstätte (1).

6. Förderungsanlage für die Durchführung des nach den vorstehenden Ansprüchen gekennzeichneten Verfahrens, gekennzeichnet durch zumindest eine Förderbohrung, mit der die Lagerstätte an die Anlage an der Oberfläche angeschlossen werden kann, zumindest eine Heizanlage des Abgangs, zumindest einen Gas-, Flüssig- und Feststoff-Phasenabscheider des Abgangs, zumindest eine Kompression-Kühleinheit, mit der eine Teilkondensation der Gasphase erzielt wird, und gegebenenfalls eine Dehydratisierungseinheit der Gasphase mit Rückgewinnung der Kohlenwasserstoffkondensate sowie zumindest eine Einheit zum Einsprühen der Kondensate in die Bohrungen.

Claims

1. A process for the production of a hydrocarbon field, in particular for the purpose of improving recovery of the effluent and facilitating the transfer thereof to the treatment installations and the treatment thereof, characterised in that it comprises condensing, at least in part, the condensable gases of the effluent, when they leave the production well, after separation of the liquid and gaseous phases, even if such gases represent only a small percentage of the effluent flow, and re-injecting the condensate, in liquid phase, into said production well or possibly other production wells and/or the field.

2. A process according to claim 1 characterised in that it comprises successively heating the effluent (block 3) from the well to a temperature which is favourable to separation of the liquid and gaseous phases of the effluent if the latter issues from the well at a temperature which is unfavourable to separation, separation of the phases of the effluent in at least one separation unit (block 4), compression, cooling and possibly dehydration of the gaseous phase (block 5), with

recovery of the hydrocarbon condensates (block 8) and re-injection of the condensates in liquid phase into the well (2) or into the field.

3. A process according to claim 2 characterised in that it further comprises treatment of the oily water resulting from separation of the gaseous, liquid and solid phases of the effluent (block 4) and treatment of the water which is accidentally oily or polluted by condensates from dehydration of the gaseous phase (block 5) so as to skim off the oil and the residual condensates of the water.

4. A process according to one of the preceding claims characterised in that it further comprises refrigeration of the residual gases (block 8) from compression, cooling and possible dehydration of the gaseous phase (block 5), recovery of the cold condensates from said refrigeration step (block 9) and injection, after optional heating (block 13), into the well or wells (2) and/or the field (1).

5. A process according to one of the preceding claims characterised in that it further comprises complementary compression of the residual gases (block 11) remaining after refrigeration of the residual gases (block 8) and injection of said residual gases into the wells (2) and/or the field (1).

6. A production installation for carrying out the process according to one of the preceding claims characterised in that it comprises at least one well permitting the field to be connected to the surface installations, at least one installation for heating the effluent, at least one separator for the gaseous, liquid and solid phases of the effluent, at least one compression-cooling unit for producing partial condensation of the gaseous phase and possibly a unit for dehydration of the gaseous phase, with recovery of the hydrocarbon condensates, and at least one unit for re-injecting the condensates into the well.

