



(12) **DEMANDE DE BREVET EUROPEEN**

(21) Numéro de dépôt : **93401254.3**

(51) Int. Cl.⁵ : **E21B 43/34**

(22) Date de dépôt : **14.05.93**

(30) Priorité : **20.05.92 FR 9206261**

(43) Date de publication de la demande :
24.11.93 Bulletin 93/47

(84) Etats contractants désignés :
DE GB IT NL

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

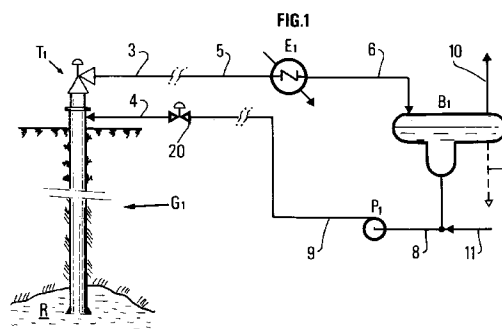
(72) Inventeur : **Larue, Joshep**
97, Grande Rue
F-78240 Chambourcy (FR)
Inventeur : **Minkinen, Ari**
6 Les Paulownias
F-78860 Saint nom La Breteche (FR)

(54) **Procédé pour le traitement et le transport d'un gaz naturel sortant d'un puits de gaz.**

(57) On décrit un procédé de traitement et de transport d'un gaz naturel sortant d'un puits de gaz vers un terminal de réception et de traitement.

Selon le procédé de l'invention, on contacte dans une zone G1, qui est le puits lui-même, le gaz montant en surface (1) avec une phase liquide provenant au moins en partie d'un recyclage (4) et renfermant de l'eau et au moins un additif antihydrate et/ou au moins un additif anti-corrosion au moins en partie miscible à l'eau et se vaporisant à l'état pur ou sous forme d'azéotrope ; on transporte la phase gazeuse chargée d'additif dans une conduite (3,5), on la refroidit en E1, on sépare en B1 une phase gazeuse du gaz non condensé que l'on recueille par une conduite (10) et on recycle par la ligne (9,4) la phase aqueuse condensée chargée d'additif dans la zone de contact G1.

Application à l'exploitation et au transport du gaz naturel sur de longues distances notamment.



La présente invention concerne un procédé situé à l'intérieur et dans l'environnement d'un puits de gaz naturel ou de gaz à condensats pour la mise en oeuvre et la régénération d'additifs inhibiteurs d'hydrates et/ou de corrosion pour le transport et le traitement du gaz naturel sortant de ce puits vers un terminal de réception et de traitement.

Dans le cas de production de gaz naturel en zone difficile, c'est-à-dire en mer, ou à terre dans des zones éloignées ou peu accessibles, les compagnies productrices cherchent à expédier le gaz, qui peut être produit sur différents puits et collecté, vers un site central de traitement et de conditionnement après un minimum de transformations et/ou de traitement préalable, de manière à minimiser les coûts d'investissements et d'exploitation ; ceci revient à réduire les opérations sur le site de production à ce qui est strictement nécessaire pour que le transport du gaz par gazoduc jusqu'au site de traitement puisse être opéré sans incident : en effet, certains constituants du gaz naturel, à savoir l'eau et les gaz acides (CO₂, H₂S), nécessitent des précautions particulières.

L'eau étant présente dans le gisement, le gaz naturel est saturé en eau à la température de la production ; au cours du transport, le gaz subit en général une baisse de température qui provoque une condensation d'une partie de l'eau, mais qui peut également dans certaines conditions provoquer la formation de cristaux d'hydrates, qui sont des composés d'inclusion des molécules d'hydrocarbures dans des structures cristallines formées par les molécules d'eau et qui se forment à une température nettement supérieure à 0°C. Or la formation d'hydrates dans un gazoduc peut conduire à un bouchage et un arrêt de la production. Pour éviter cela, il est nécessaire, soit de déshydrater le gaz avant son transport, soit d'injecter dans le gaz un inhibiteur d'hydrates tel que le méthanol ou l'éthylèneglycol. Dans le premier cas, le gaz est en général traité dans une unité de lavage par le glycol pour ajuster le point de rosée eau à la valeur imposée pour le transport, ce dernier étant effectué en conditions monophasiques ; dans le deuxième cas, l'inhibiteur est introduit dans le gaz juste après la tête de puits et le transport s'effectue au moins partiellement en conditions diphasiques.

La plupart des gaz naturels contiennent en proportion plus ou moins importante des gaz acides, c'est-à-dire CO₂ et/ou H₂S. Ces composés ne peuvent en général pas être séparés sur le site de production et doivent être transportés avec le gaz. Or les gaz acides provoquent des corrosions dans les canalisations, surtout en présence d'eau. Il est donc nécessaire d'injecter dès la tête de puits des inhibiteurs de corrosion dans le gaz de façon à protéger les conduites, la corrosion pouvant provoquer à terme des ruptures de tuyauteries ou des fuites importantes de gaz. Ces inhibiteurs de corrosion sont injectés à l'état de traces, mais comme ce sont en général des produits

onéreux, ils contribuent à accroître le coût de production du gaz.

Arrivé au site de traitement, le gaz, qui peut provenir de plusieurs puits différents collectés sur un même gazoduc, est en général déshydraté pour obtenir un point de rosée eau plus bas que celui qui est nécessité par le transport ; cette deuxième étape de déshydratation peut être effectuée dans la plupart des cas soit par une absorption de l'eau dans du glycol, soit par une adsorption de l'eau sur des tamis moléculaires ; le procédé de déshydratation ainsi mis en oeuvre peut être différent de celui qui est utilisé sur le site de production pour assurer le point de rosée eau nécessaire au transport. Cette deuxième étape de déshydratation est indispensable si l'on veut pouvoir refroidir le gaz à une température relativement basse, qui peut être par exemple comprise entre -10 et -40°C, dans le but d'en extraire les liquides de gaz naturel, c'est-à-dire les hydrocarbures autres que le méthane qui peuvent être délivrés liquides à la température ambiante. Dans ces conditions, les additifs qui ont été injectés pour le transport (inhibiteurs de formation d'hydrates et inhibiteurs de corrosion) sont absorbés au cours du traitement et ne sont pas recyclés.

L'art antérieur est illustré par les brevets US-A-4456067, US-A-3348614, US-A-4416333 et notamment par le brevet FR 2 657 416 qui décrit une zone de contact d'un gaz naturel sortant d'un puits avec des additifs antihydrate et/ou anti-corrosion située à l'extérieur de ce puits. L'installation de cette zone de contact dans des milieux hostiles, en mer par exemple, pose toujours des problèmes techniquement difficiles à résoudre.

Le procédé selon l'invention correspond à une nouvelle mise en oeuvre de ces additifs anti-hydrates et/ou anti-corrosion qui permet leur recyclage.

Il a été découvert en effet que certains additifs (inhibiteurs de formation d'hydrates ou de corrosion) peuvent être récupérés et recyclés vers la tête de puits de production, ce qui permet d'en réduire la consommation de façon très importante et ainsi de diminuer les coûts de production du gaz.

Il a été également découvert que, lors du traitement qui est effectué sur le gaz au terminal après son transport, ces additifs jouent également un rôle positif, ce qui évite l'utilisation d'autres additifs.

De manière générale, le procédé de traitement et de transport d'un gaz naturel vers un terminal de réception et de traitement comprend les étapes suivantes :

- a) On contacte dans des conditions de mise en contact appropriées la totalité dudit gaz sortant d'au moins un puits de production dans une zone de contact créée par une partie au moins du puits et de préférence la profondeur totale dudit puits avec une phase liquide provenant au moins en partie d'un recyclage (étape (e) ci-dessous) et

renfermant à la fois de l'eau et au moins un additif anti-hydrate, ledit additif étant un composé non-hydrocarbure, normalement liquide, autre que l'eau, ledit composé étant au moins partiellement miscible à l'eau et se vaporisant à l'état pur ou sous une forme d'azéotrope à une température inférieure à la température de vaporisation de l'eau, de manière à obtenir une phase liquide aqueuse ne contenant sensiblement pas d'additif, par comparaison avec ladite phase liquide recyclée, et une phase gazeuse, contenant de la vapeur d'eau et sensiblement tout l'additif.

b) On transporte ladite phase gazeuse de l'étape (a) dans une conduite vers au moins une zone d'échange thermique du terminal.

c) On refroidit dans des conditions adéquates ladite phase gazeuse provenant de l'étape (b), dans la zone d'échange thermique de manière à la condenser partiellement et à obtenir un gaz non condensé, le condensat obtenu comprenant au moins une phase aqueuse, qui contient au moins une partie dudit additif.

d) On sépare la phase aqueuse du gaz non condensé dans des conditions appropriées dans une zone de séparation et on soutire ledit gaz non condensé.

e) On recycle la phase aqueuse de l'étape (d) à l'étape (a), en la transportant dans une autre conduite vers la zone de contact.

Par gaz naturel, on entend des hydrocarbures gazeux et/ou liquides tels que ceux contenus dans les gaz à condensats.

Par composé "normalement liquide", on entend liquide dans les conditions normales de température et de pression.

Les avantages du procédé selon l'invention par rapport à celui de l'art antérieur sont les suivants :

- la zone de contact étant le puits lui-même, on économise un dispositif de mise en contact externe,
- la zone de contact peut atteindre une très grande hauteur (2000 m de hauteur par exemple) d'où une meilleure efficacité de stripping, d'autant plus élevée que la température du réservoir est haute.
- On ne sort du puits de production que les hydrocarbures gazeux ou liquides. On ne se préoccupe donc pas de l'eau d'autant plus qu'elle est peut-être ré-introduite dans le réservoir puisqu'elle est compatible avec l'eau de gisement. Il n'y a donc pas de risque de précipitations de (cations) alcalins ou alcalino-terreux dans le réservoir et donc pas de risque de colmatage.

La proportion pondérale de solvant anti-hydrate dans l'eau est en général de 10 à 90% et de préférence de 30 à 70%.

Selon un autre mode de mise en oeuvre de l'in-

vention on peut introduire, avec l'additif anti-hydrate et l'eau, au moins un additif anti-corrosion, non hydrocarbure au moins partiellement miscible avec l'eau ou dispersable dans l'eau et se vaporisant de préférence à une température d'ébullition inférieure à celle de l'eau ou formant avec l'eau un azéotrope dont la température d'ébullition est inférieure à celle de l'eau, de façon à pouvoir être entraîné par le gaz au cours de l'étape (a) du procédé.

Selon ce mode, les proportions pondérales dans le mélange liquide aqueux sont habituellement les suivantes :

- de 0,1 à 5% et de préférence de 0,3 à 1% d'additif anti-corrosion.
- de 10 à 90% et de préférence de 30 à 70% d'additif anti-hydrate.
- de 9,9 à 89,9% et de préférence de 29,7 à 69,7% d'eau.

La proportion de phase liquide aqueuse introduite dans le puits correspond en règle générale à 0,05 à 5% en poids du débit massique de gaz à traiter et avantageusement de 0,1 à 1%, l'étape de mise en contact s'effectuant en général à une température et à une pression correspondant sensiblement à celle des gaz sortant de la roche réservoir c'est-à-dire celle régnant dans le puits de production, par exemple de 20 à 100°C sous 0,1 à 25 MPa.

On peut régler le débit de gaz sur la tête de puits de telle façon que la phase liquide aqueuse injectée provenant du recyclage s'écoule de haut en bas à contre-courant du gaz provenant du réservoir et circulant de bas en haut. Cette phase liquide peut s'écouler de préférence sur les parois du puits.

Pour accroître l'efficacité du contact entre la phase liquide et le gaz qui est déjà très importante en raison de la longueur de la zone de contact, on peut selon une variante du procédé, placer dans au moins une partie de la zone de contact, des éléments de garnissage tels que des garnissages structurés ou constitués d'éléments en vrac supportés par au moins un plateau fixe dans le puits.

La phase liquide aqueuse ne contenant sensiblement pas d'additif qui s'accumule au fond du puits et peut être renvoyée dans la roche réservoir.

L'invention concerne aussi le dispositif utilisé pour le transport et le traitement d'un gaz naturel et en particulier l'utilisation du puits de gaz lui-même dans un dispositif mis en jeu pour le traitement d'un gaz naturel sortant de ce puits vers un terminal de réception et de traitement. Il comprend en règle générale les moyens suivants coopérant entre eux :

- au moins un puits de préférence vertical (G1) reliant le réservoir (R) souterrain de gaz naturel sous pression à au moins une tête de puits (T1) adaptée à délivrer une phase gazeuse,
- des moyens d'introduction dudit gaz adaptés à mettre le réservoir en communication avec le puits,

- des moyens (4) d'introduction d'une phase liquide aqueuse, comprenant au moins un additif, reliés à des moyens de recyclage de ladite phase liquide au puits, de préférence en amont de tête du puits, l'amont de la tête du puits étant défini par rapport à la direction de l'écoulement du gaz ;
- des moyens de transport (3,5) de la phase gazeuse sous pression contenant de la vapeur d'eau et sensiblement tout l'additif, reliés à la tête de puits (T1) et à des moyens E1 d'échange thermique sous pression du terminal,
- des moyens (B1) de séparation d'une phase aqueuse liquide du gaz non condensé et traité, reliés aux moyens d'échange thermique dudit terminal,
- des moyens (10) de récupération du gaz non condensé et traité reliés aux moyens de séparation (B1),
- des moyens (8) de soutirage de la phase aqueuse reliés aux moyens de séparation et
- lesdits moyens de recyclage (Pl, 9, 4) de la phase aqueuse reliés aux moyens de soutirage, comprenant une conduite connectée au puits (T1), de préférence en amont de la tête de puits.

L'invention sera mieux comprise au vu des figures ci-dessous illustrant de manière schématique et non limitative des modes particuliers de réalisation du procédé, parmi lesquelles :

- La figure 1 montre le dispositif selon l'invention.
- La figure 2 illustre la présence de plusieurs puits de gaz avec les additifs de l'invention.
- La figure 3 représente un schéma de production opérant avec quatre puits et une plateforme centrale de traitement.

Le principe du procédé selon l'invention est illustré par le schéma de la figure 1, appliqué à titre d'exemple à un gaz naturel renfermant du méthane, des hydrocarbures supérieurs associés, des gaz acides (dioxyde de carbone, hydrogène sulfuré) et saturé en eau dans les conditions de température et de pression de la production. Ce gaz naturel provient d'une roche réservoir R en communication avec au moins un puits de production G1, qui peut être situé sous la mer.

Le gaz naturel monte dans le puits de production G1 dont la position est de préférence sensiblement verticale. Il est mis en contact, de préférence à contre-courant dans une zone de contact G1 créée en amont de la tête du puits et qui est au moins une partie du puits de production, avec un mélange constitué d'eau, d'au moins un solvant inhibiteur d'hydrate seul ou en mélange avec au moins un additif inhibiteur de corrosion et provenant d'un conduit 4 muni d'une vanne 20 et connecté avantageusement en amont de la tête de puits, de préférence au voisinage de celle-ci.

On évacue en tête du puits par une duse et un conduit 3, une phase gazeuse chargée de solvant et d'additif. En fond du puits la phase aqueuse substantiellement débarrassée de solvant et d'additif retourne dans le réservoir. La phase gazeuse de tête du puits est transportée dans la conduite 3 sur une distance qui peut être de plusieurs kilomètres et arrive par le conduit 5 au terminal de réception où le gaz peut être traité avant son expédition dans le réseau commercial. Le gaz circulant dans la conduite 5 est refroidi jusqu'à la température basse nécessaire au traitement dans l'échangeur de chaleur E1 par un fluide frigorigène extérieur au procédé, ce qui provoque une condensation partielle ce refroidissement ne provoque pas de phénomène de formation d'hydrate en raison de la présence du solvant inhibiteur dans le gaz en quantité suffisamment importante. Le mélange refroidi sortant de l'échangeur E1 par le conduit 6 est constitué d'un condensat comprenant une phase liquide aqueuse qui contient la plus grande partie de l'eau, du solvant et de l'additif qui se trouvaient dans le gaz sortant de la zone de contact G1 par le conduit 3, et d'une phase gazeuse dite pauvre appauvrie en hydrocarbures lourds. Ces deux phases sont séparées dans le ballon de décantation B1 ; le gaz pauvre, débarrassé de la plus grande partie de l'eau et des hydrocarbures lourds qu'il contenait à l'entrée dans le conduit G1, est soutiré par le conduit 10; la phase liquide aqueuse est soutirée par le conduit 8, additionnée éventuellement d'un appoint de solvant et d'additif circulant dans le conduit 11 pour compenser les pertes, reprise par la pompe P1 et renvoyée par le conduit 9 vers le site de production où elle arrive par le conduit 4 pour être recyclée.

Si la proportion d'hydrocarbures plus lourds que le méthane est relativement importante, au cours du refroidissement, il se forme une phase hydrocarbure liquide. Dans ce cas illustré par la figure 1, cette phase hydrocarbure liquide est séparée de la phase aqueuse dans le ballon B1 et évacuée par le conduit 7.

Dans l'ensemble du procédé décrit, les phénomènes de formation d'hydrates et de corrosion ne se produisent pas, du fait qu'ils sont inhibés par la présence du solvant anti-hydrate et de l'additif anticorrosion qui protègent la totalité de l'installation. Un des avantages du procédé selon l'invention est que les additifs anti-hydrates et anti-corrosion qui sont utilisés sont efficaces sur l'ensemble de l'installation, c'est-à-dire la zone de contact à l'intérieur du puits G1, la conduite de transport qui permet d'acheminer le gaz de la zone de production jusqu'au terminal de réception et la zone de traitement au cours de laquelle le gaz naturel est séparé de l'eau et des hydrocarbures les plus lourds.

Lorsqu'il se forme au cours de l'étape de refroidissement (c) une phase hydrocarbure liquide, elle est séparée de la phase aqueuse par décantation et

évacuée.

Le procédé selon l'invention peut s'appliquer au cas où du gaz naturel est produit par plusieurs puits distants les uns des autres.

Dans ce cas, au moins un de ces puits peut être utilisé comme zone de contact G1, et la totalité de la production peut être envoyée par un réseau approprié de conduites vers un terminal de réception qui traitera l'ensemble de la production de gaz ; la phase liquide aqueuse recyclée soutirée par le conduit 8 est ensuite redistribuée aux différents puits utilisés comme zones de contact G1 :

La figure 2 illustre le cas où deux puits sont traités par le procédé selon l'invention. Sur cette figure, les équipements qui sont les mêmes que ceux qui sont représentés sur la figure 1 sont désignés par les mêmes notations. Dans cet exemple, le gaz naturel est produit par deux puits principaux et il est supposé contenir du méthane, des hydrocarbures supérieurs associés et être saturé en eau dans les conditions de température et de pression de la production. Sur le premier site, le gaz naturel sortant d'une tête de puits de production est traité comme décrit ci-dessus pour la figure 1. Sur le deuxième site, le gaz naturel montant d'un autre puits est traité par le contact dans la zone de contact G2, qui est une partie au moins du puits et de préférence la totalité du puits, avec un mélange constitué d'eau et de solvant inhibiteur d'hydrate provenant du conduit 24. On évacue en tête, par le conduit 23, une phase gazeuse chargée de solvant. En fond du puits on renvoie au réservoir une phase aqueuse substantiellement débarrassée de solvant et d'additif. La phase gazeuse de tête est transportée dans la conduite 23 et elle est mélangée dans la conduite 5 au gaz provenant du premier site de production et circulant dans la conduite 3. La totalité du gaz est transportée sur une distance qui peut être de plusieurs kilomètres et arrive par le conduit 5 au terminal de réception où le gaz peut être traité avant son expédition dans le réseau commercial. Le gaz circulant dans la conduite 5 est refroidi jusqu'à la température basse nécessaire au traitement dans l'échangeur de chaleur E1 par un fluide frigorigène extérieur au procédé, ce qui provoque une condensation partielle ; ce refroidissement ne provoque pas de phénomène de formation d'hydrate en raison de la présence du solvant inhibiteur dans le gaz en quantité suffisamment importante. Le mélange refroidi sortant de l'échangeur E1 par le conduit 6 est constitué d'une phase liquide aqueuse qui contient la plus grande partie de l'eau et du solvant qui se trouvaient d'une part dans le gaz sortant de la zone de contact G1 par le conduit 3 et d'autre part dans le gaz sortant de la zone de contact G2 par le conduit 23, d'une phase liquide d'hydrocarbures constituée des hydrocarbures les plus lourds du gaz et d'une phase gazeuse dite pauvre appauvrie en hydrocarbures lourds. Ces trois phases sont séparées dans le ballon de décantation

B1 ; le gaz pauvre, débarrassé de la plus grande partie de l'eau et des hydrocarbures lourds qu'il contenait à l'entrée dans le procédé, est soutiré par le conduit 10 ; la phase liquide d'hydrocarbures est soutirée par le conduit 7 ; la phase liquide aqueuse est soutirée par le conduit 8, additionnée d'un appoint de solvant circulant dans le conduit 11 pour compenser les pertes et reprise d'une part par la pompe P1 et renvoyée par le conduit 9 vers le premier puits où elle arrive par le conduit 4 pour être recyclée, et d'autre part par la pompe P2 et renvoyée par le conduit 26 vers le deuxième puits où elle arrive par le conduit 24 pour être recyclée.

Sur la figure 3 est représenté un exemple de schéma de production opérant avec quatre puits distants les uns des autres notés respectivement PS1, PS2, PS3 et PS4 qui constituent les zones de contact. Le gaz chargé en solvant en additif et en vapeur d'eau est acheminé par les conduites 100 à partir du puits PS1, 200 à partir du puits PS2, 300 à partir du puits PS3, 400 à partir du puits PS4 jusqu'à une plateforme centrale ou terminal de traitement PTC. Sur cette plateforme centrale de traitement PTC, le gaz est refroidi de manière à obtenir une phase aqueuse et un gaz partiellement déshydraté, dont le point de rosée eau respecte la spécification de transport qui lui impose une valeur, par exemple inférieure ou égale à -10°C. Le gaz ainsi obtenu est comprimé par un compresseur placé sur la plateforme PTC et évacué par la conduite 500.

La phase aqueuse est renvoyée vers les puits de production PS1, PS2, PS3 et PS4 par les pompes qui renvoient par les conduites 101, 201, 301 et 401 des débits de phase aqueuse proportionnels aux débits de gaz acheminés par les conduites 100, 200, 300 et 400. Au niveau de chaque puits de production le contact entre le gaz montant dans le puits et la solution aqueuse recyclée permet de charger en additif le gaz produit et de renvoyer dans le réservoir en fond de puits une phase aqueuse substantiellement débarrassée de l'additif qu'elle contenait au départ.

Sur la plateforme PTC, une réserve d'additif, renouvelée périodiquement, permet par un appoint régulier de compenser les pertes d'additif.

Le solvant anti-hydrate peut être avantageusement par exemple le méthanol. Il peut être également choisi par exemple parmi les solvants suivants : méthylpropyléther, éthylpropyléther, dipropyléther, méthyltertbutyléther, diméthoxyméthane, diméthoxyéthane, éthanol, méthoxyéthanol, propanol, utilisés seuls ou en mélange.

L'additif anti-corrosion peut être choisi de préférence parmi les composés organiques de la famille chimique des amines, tels que la diéthylamine, la propylamine, la butylamine, la triéthylamine, la dipropylamine, l'éthylpropylamine, l'éthanolamine, la cyclohexylamine, la morpholine pyridique, l'éthylènediamine, utilisés seuls ou en mélange.

Au terminal de traitement, la température de réfrigération nécessaire à l'extraction des hydrocarbures les plus lourds du gaz est fonction de la pression du gaz et du taux de récupération désiré ; elle peut être par exemple comprise entre +10 et -60°C et de préférence entre -10 et -40°C pour une pression de gaz comprise par exemple entre 0,1 et 25 MPa et de préférence entre 0,2 et 10 MPa. Cette réfrigération peut être assurée soit par un cycle de réfrigération externe, soit par d'autres moyens tels que par exemple la détente du gaz dans une turbine ou une vanne de détente.

La gaz déshydraté sortant de l'étape de refroidissement (c) peut faire l'objet d'un traitement complémentaire. Il peut être nécessaire en particulier d'éliminer au moins en partie les gaz acides qu'il contient. Dans ce cas, il est avantageux d'utiliser le même solvant que celui qui est utilisé pour inhiber la formation d'hydrates, par exemple le méthanol, à basse température en effectuant un lavage du gaz à contre-courant dans une colonne à garnissage ou à plateaux. Le solvant sortant de cette zone de lavage peut être alors régénéré par abaissement de pression et/ou chauffage et recyclé. Le gaz déshydraté et désacidifié au moins en partie est soutiré.

Différents équipements connus de l'homme de l'art peuvent être utilisés pour réaliser les différentes étapes du procédé.

Tout autre dispositif connu de l'homme de l'art permettant de réaliser un tel contact entre la phase liquide et la phase gazeuse peut être également utilisé. Un tel dispositif peut être par exemple constitué par un contacteur centrifuge introduit dans le puits dans lequel l'écoulement à contre-courant des deux phases s'effectue sous l'effet non plus de la gravité mais sous l'effet d'une force centrifuge, en vue de réaliser un dispositif de séparation de phases.

Le procédé selon l'invention peut être illustré par l'exemple suivant :

EXEMPLE 1 :

Dans cet exemple, on procède selon le schéma de la figure 1. Un gaz naturel est produit sur un site, et traverse le puits vertical sur une hauteur totale de 1000 mètres. Sa pression est de 7,5 MPa (abs) et sa température dans le puits est de 80°C; sa composition est donnée sur le tableau 1 et il est saturé en eau. Son débit est de 12,3 tonnes/h, ce qui correspond à 0,35 million de normaux mètres cube par jour.

CONSTITUANT	% Poids
CO ₂	5,1
Méthane	76,2
Ethane	8,2
Propane	5,6
Isobutane	1,1
N-butane	2,1
Isopentane	0,6
N-pentane	0,6
C6+	0,5

Tableau 1

Il est mis en contact, dans la zone de contact G1 à l'intérieur du puits vertical, avec 157 kg/h d'un mélange constitué d'eau, de 49,2 % poids de méthanol en tant que solvant inhibiteur d'hydrates et 0,5 % poids de triéthylamine en tant qu'additif inhibiteur de corrosion et provenant du conduit 4. On évacue en tête, par le conduit 3, une phase gazeuse chargée de vapeur d'eau de méthanol et triéthylamine. En fond, on renvoie au réservoir une phase aqueuse d'un débit de 77,7 kg/h et contenant moins de 0,1 % poids de méthanol et une quantité non détectable de triéthylamine. La phase gazeuse de tête du puits est transportée dans la conduite 3 qui est un gazoduc sous-marin de 0,09 mètre de diamètre sur une distance de 11,2 km et arrive par le conduit 5 au terminal de réception où sa pression est de 6,95 MPa du fait de la perte de charge dans le gazoduc. Le gaz est refroidi jusqu'à une température de -15°C dans l'échangeur de chaleur E1 par un fluide frigorigène extérieur au procédé par exemple du propane à - 25°C ; ce refroidissement provoque une condensation partielle du gaz. Le mélange refroidi sortant de l'échangeur E1 par le conduit 6 est constitué du gaz non condensé et d'une part de 155,1 kg/h d'une phase liquide aqueuse d'un mélange d'eau, de méthanol et de triéthylamine, d'autre part de 41 kg/h d'une phase liquide d'hydrocarbures. Ces trois phases sont séparées dans le ballon de décantation B1 à une pression sensiblement égale à la pression de réception au terminal ; le gaz non condensé est soutiré par le conduit 10 la phase liquide d'hydrocarbures est soutirée par le conduit 7 et est récupérée. La phase liquide aqueuse est soutirée par le conduit 8, additionnée d'un appoint constitué de 1,9 kg/h de méthanol et de 0,002 kg/h de triéthylamine et circulant dans le conduit 11, reprise par la pompe P1 et renvoyée sous une pression de 8,0 MPa par le conduit 9 disposé le long du gazoduc sous-marin vers le site de production où elle arrive par le conduit 4 pour être recyclée en amont de la tête du puits.

Revendications

1. Procédé de traitement et de transport d'un gaz naturel sortant d'au moins un puits de production en communication avec une roche réservoir, vers un terminal de réception et de traitement, comprenant les étapes suivantes:

a) On contacte dans des conditions de mise en contact appropriées le gaz sortant du puits de production dans une zone de contact avec une phase liquide provenant au moins en partie d'un recyclage (étape (e) ci-dessous) et renfermant à la fois de l'eau et au moins un additif antihydrate, ledit additif étant un composé non-hydrocarbure, normalement liquide, autre que l'eau, ledit composé étant au moins partiellement miscible à l'eau et se vaporisant à l'état pur ou sous une forme d'azéotrope à une température inférieure à la température de vaporisation de l'eau, de manière à obtenir une phase liquide aqueuse ne contenant sensiblement pas d'additif, par comparaison avec ladite phase liquide recyclée et une phase gazeuse contenant de la vapeur d'eau et sensiblement tout l'additif.

b) On transporte ladite phase gazeuse de l'étape (a) dans une conduite vers au moins une zone d'échange thermique dudit terminal.

c) On refroidit dans des conditions adéquates ladite phase gazeuse provenant de l'étape (b) dans la zone d'échange thermique de manière à la condenser partiellement et à obtenir un gaz non condensé, le condensat obtenu comprenant au moins une phase aqueuse, qui contient au moins une partie dudit additif.

d) On sépare la phase aqueuse du gaz non condensé dans des conditions appropriées dans une zone de séparation et on soutire ledit gaz non condensé.

e) On recycle la phase aqueuse de l'étape (d) à l'étape (a), en la transportant sous des conditions de pression appropriées dans une autre conduite vers la zone de contact, caractérisé en ce que la zone de contact est créée par une partie au moins du puits de production et de préférence par la profondeur totale du puits.

2. Procédé selon la revendication 1 dans lequel la proportion pondérale d'additif anti-hydrate dans la phase liquide recyclée est de 10 à 90% et de préférence de 30 à 70%.

3. Procédé selon la revendication 1 dans lequel on met en contact ledit gaz avec la phase liquide recyclée renfermant en outre au moins un additif anticorrosion qui est un composé non hydrocar-

bure normalement liquide, autre que l'eau, ledit composé étant au moins partiellement miscible à l'eau ou dispersable dans l'eau et se vaporisant à l'état pur ou sous forme d'azéotrope à une température inférieure à la température de vaporisation de l'eau et dans lequel les proportions pondérales dans la phase liquide recyclée sont les suivantes :

- de 0,1 à 5% et de préférence de 0,3 à 1% d'additif anti-corrosion,
- de 10 à 90% et de préférence de 30 à 70% d'additif anti-hydrate,
- de 9,9 à 89,9% et de préférence de 29,7 à 69,7% d'eau.

4. Procédé selon l'une des revendications 1 à 3 dans lequel, selon l'étape (a) la proportion de phase liquide recyclée par rapport au débit massique du gaz sortant du puits est de 0,05 à 5% en poids et de préférence de 0,1 à 1%, la température étant sensiblement comprise entre 20 et 100°C et la pression de 0,1 à 25 MPa.

5. Procédé selon l'une des revendications 1 à 4 caractérisé en ce que, au cours de l'étape (c), le condensat comprend une phase aqueuse et une phase liquide hydrocarbure, la phase hydrocarbure étant séparée de la phase aqueuse par décantation au cours de l'étape (d) et évacuée.

6. Procédé selon l'une des revendications 1 à 5 caractérisé en ce que ledit gaz de production est produit par au moins 2 puits différents et en ce que l'étape (a) est réalisée dans au moins un puits et en ce que les phases gazeuses sortant des puits sont mélangées avant de subir l'étape (b).

7. Procédé selon l'une des revendications 1 à 6 caractérisé en ce que l'additif anti-hydrate est au moins un composé choisi dans le groupe formé par le méthanol, le méthylpropyléther, le diméthoxyméthane, le diméthoxyéthane, l'éthanol, le méthoxyéthanol et le propanol et en ce que l'additif anti-corrosion est au moins un composé choisi dans le groupe formé par la diéthylamine, la propylamine, la butylamine, la triéthylamine, la dipropylamine, l'éthylpropylamine, l'éthanolamine, la cyclohexylamine, la morpholine pyrridique et l'éthylène diamine.

8. Procédé selon l'une des revendications 1 à 7 caractérisé en ce que la température de réfrigération de l'étape (c) est comprise entre +10 et -60°C et de préférence entre -10 et -40°C.

9. Procédé selon l'une des revendications 1 à 8 caractérisé en ce que l'étape (a) est réalisée sous

la mer, le gaz étant transporté au cours de l'étape (b) par une conduite sous-marine.

10. Procédé selon l'une des revendications 1 à 9 caractérisé en ce que le gaz sortant de l'étape (d) subit un traitement complémentaire par lavage à froid à l'aide d'un solvant utilisé comme additif au cours de l'étape (a), en vue d'éliminer au moins une partie des gaz acides contenus dans ledit gaz. 5 10
11. Procédé selon l'une des revendications 1 à 10 dans lequel on place dans au moins une partie de la profondeur du puits des éléments de garnissage. 15
12. Procédé selon l'une des revendications 1 à 11, dans lequel la phase liquide aqueuse de l'étape (a) est renvoyée dans la roche réservoir. 20
13. Procédé selon l'une des revendications 1 à 12, dans lequel une partie au moins de la zone de contact contient des éléments de garnissage. 25

30

35

40

45

50

55

FIG.1

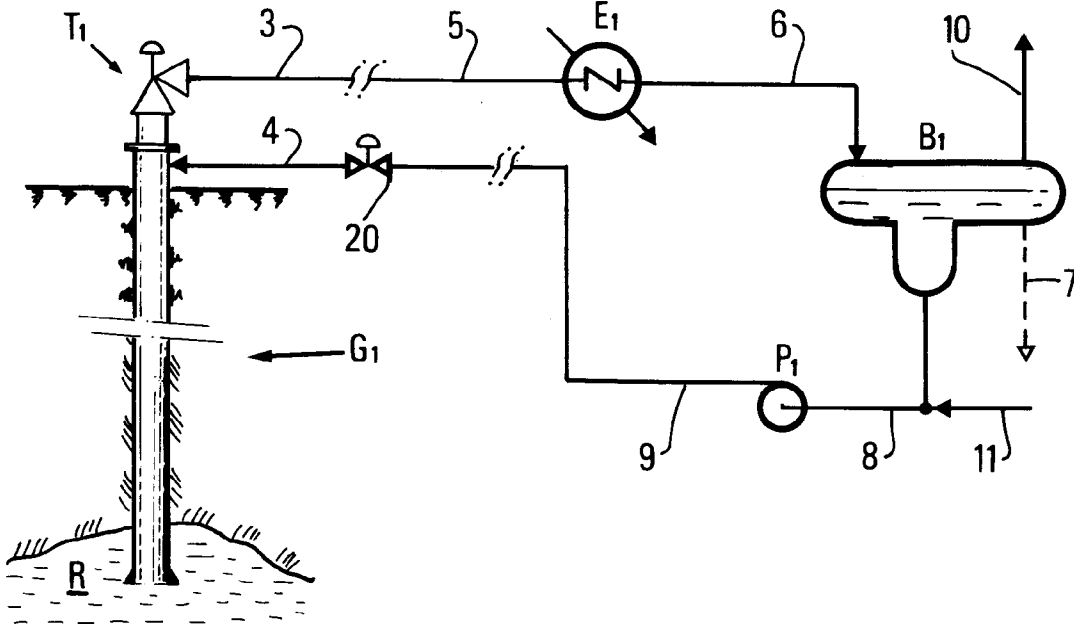


FIG.2

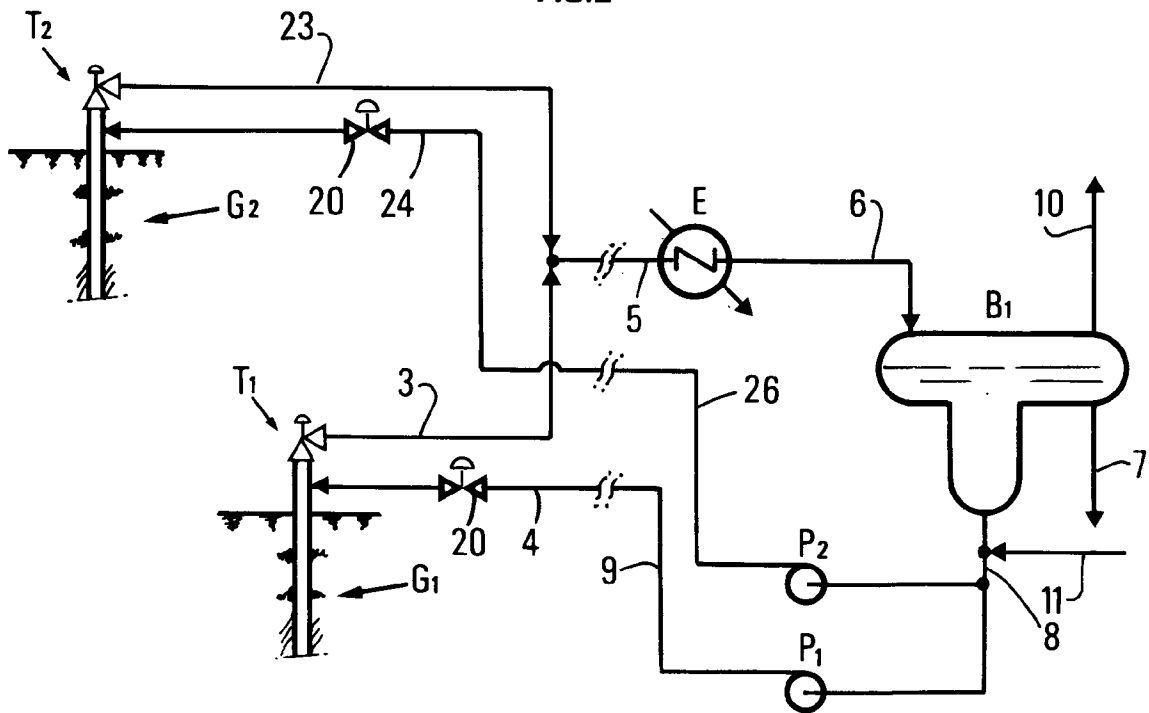
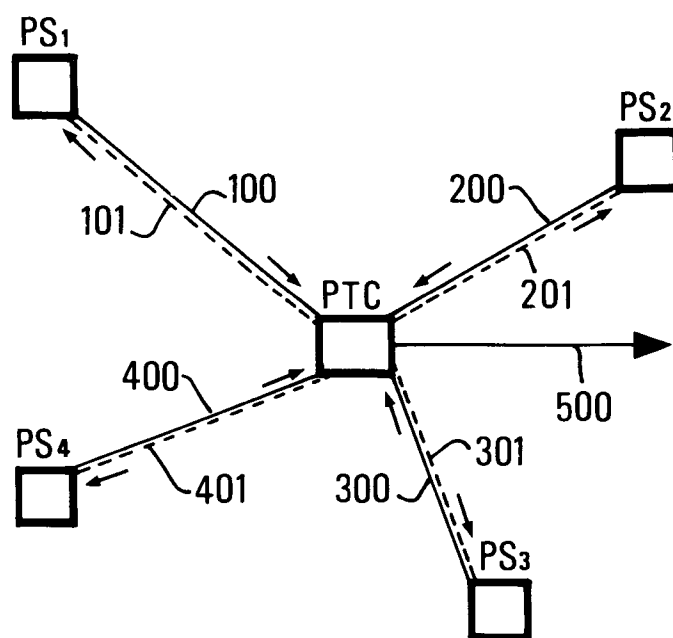


FIG.3





Office européen
des brevets

RAPPORT DE RECHERCHE EUROPEENNE

Numero de la demande

EP 93 40 1254

DOCUMENTS CONSIDERES COMME PERTINENTS			
Catégorie	Citation du document avec indication, en cas de besoin, des parties pertinentes	Revendication concernée	CLASSEMENT DE LA DEMANDE (Int. Cl.5)
D,Y	FR-A-2 657 416 (INSTITUT FRANÇAIS DU PÉTROLE) * le document en entier *	1-13	E21B43/34
Y	US-A-3 348 614 (J.A.SINCLAIR ET AL.) * colonne 4, ligne 21 - ligne 27 *	1-13	
A	US-A-4 416 333 (D.L.MUNDHENK ET AL.) * colonne 5, ligne 64 - colonne 6, ligne 19 * * colonne 6, ligne 53 - ligne 57 *	1	
A	US-A-4 456 067 (F.R.PINNER) * colonne 2, ligne 44 - ligne 56 *	1	
			DOMAINES TECHNIQUES RECHERCHES (Int. Cl.5)
			E21B
Le présent rapport a été établi pour toutes les revendications			
Lieu de la recherche LA HAYE		Date d'achèvement de la recherche 23 AOUT 1993	Examineur RAMPELMANN K.
CATEGORIE DES DOCUMENTS CITES		T : théorie ou principe à la base de l'invention E : document de brevet antérieur, mais publié à la date de dépôt ou après cette date D : cité dans la demande L : cité pour d'autres raisons & : membre de la même famille, document correspondant	
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			

EPO FORM 1503 03.82 (P0402)