



⑫ **FASCICULE DE BREVET EUROPEEN**

④⑤ Date de publication du fascicule du brevet :
20.07.94 Bulletin 94/29

⑤① Int. Cl.⁵ : **F17D 1/00, F17D 1/05,
E21B 43/34**

②① Numéro de dépôt : **91400092.2**

②② Date de dépôt : **16.01.91**

⑤④ **Procédé et dispositif pour le traitement d'un gaz naturel.**

③⑩ Priorité : **23.01.90 FR 9000757**

④③ Date de publication de la demande :
21.08.91 Bulletin 91/34

④⑤ Mention de la délivrance du brevet :
20.07.94 Bulletin 94/29

⑥④ Etats contractants désignés :
DE GB IT NL

⑤⑥ Documents cités :
EP-A- 0 178 962
FR-A- 1 560 665
FR-A- 2 618 876
US-A- 4 132 535
US-A- 4 416 333

⑦③ Titulaire : **INSTITUT FRANCAIS DU PETROLE**
4, avenue de Bois Préau
F-92502 Rueil-Malmaison (FR)

⑦② Inventeur : **Larue, Joseph**
97, Grande Rue
F-78240 Chambourcy (FR)
Inventeur : **Collin, Jean-Claude**
10, rue Agrippa d'Aubigné Marsinval
F-78540 Vernouillet (FR)
Inventeur : **Minkinen, Ari**
6, Les Paulownias
F-78860 Saint Nom La Bretèche (FR)
Inventeur : **Rojey, Alexandre**
52, rue Alexandre Dumas
F-92500 Rueil Malmaison (FR)

EP 0 442 767 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 et un dispositif pour la mise en oeuvre et la régénération d'additifs inhibiteurs de corrosion et/ou d'hydrates pour le transport et le traitement d'un gaz naturel. Un tel procédé, avec recyclage de la phase solvant comprenant les additifs, est connu du FR-A-2 618 876.

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 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 (CO_2 , H_2S), 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 CO_2 et/ou H_2S . 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.

Il a été découvert 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.

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.

De manière générale, le procédé comprend les étapes suivantes :

- a) On contacte dans des conditions de mise en contact appropriées au moins une partie dudit gaz au moins saturé par de l'eau sortant d'au moins un puits de production, dans au moins 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 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 sensible-

ment tout l'additif;

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

5 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; et

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

La proportion pondérale de solvant anti-hydrate dans l'eau est en général de 10 à 70 % et de préférence de 20 à 50 %.

15 Selon un autre mode de mise en oeuvre de l'invention 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.

20 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 70 % et de préférence de 20 à 50 % d'additif anti-hydrate.
- de 29,9 à 89,9 % et de préférence de 49,7 à 79,7 % d'eau

25 La proportion de phase liquide aqueuse introduite dans la zone de contact 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 du puits de production, par exemple environ à 20 à 100°C sous 0,1 à 25 MPa.

30 L'invention concerne aussi le dispositif utilisé pour le transport et le traitement d'un gaz naturel. Il comprend en règle générale les moyens suivants coopérant entre eux :

- au moins une enceinte (G1) de mise en contact sous pression et de préférence à contre-courant du gaz naturel avec une phase liquide aqueuse comprenant au moins un additif, ayant une première extrémité et une seconde extrémité, située avantageusement au-dessous de la première extrémité.
- des moyens (1) d'introduction dudit gaz connectés à la seconde extrémité de l'enceinte, et éventuellement à des moyens de transport (3,5) définis ci-après;
- 35 - des moyens (4) d'introduction de ladite phase liquide aqueuse comprenant au moins un additif connectant des moyens de recyclage (P₁, 9, 4) de ladite phase liquide à la première extrémité de ladite enceinte.
- des moyens (2) d'évacuation d'une phase aqueuse liquide ne contenant sensiblement pas d'additif connectée à la seconde extrémité de l'enceinte.
- 40 - des moyens d'évacuation et de transport (3,5) d'une phase gazeuse sous pression contenant sensiblement tout l'additif connectant la première extrémité de l'enceinte (G1) à des moyens E₁ d'échange thermique sous pression.
- des moyens (B₁) de séparation d'une phase aqueuse liquide du gaz non condensé et traité reliés aux moyens d'échange thermique.
- 45 - 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
- des moyens de recyclage (P₁, 9, 8) de la phase aqueuse reliés aux moyens de soutirage, comprenant les moyens d'introduction (4) de la phase liquide aqueuse connectés à la première extrémité de l'enceinte (G1).

50 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 zones de contact avec les additifs de l'invention.
- La figure 2 A montre un autre mode de réalisation avec des additifs anti-corrosion particuliers.
- 55 - La figure 3 représente un schéma de production opérant avec quatre puits et une plateforme centrale de traitement.
- La figure 4 montre un prétraitement de gaz à condensats ; et
- La figure 5 montre une variante de prétraitement de ces gaz à condensats.

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.

5 Le gaz naturel sortant de la tête de puits de production arrive par le conduit 1, en fond d'une enceinte de mise en contact G1 de préférence sensiblement verticale. Il est mis en contact, dans la zone de contact G1 fonctionnant de préférence à contre-courant, 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 du conduit 4. On évacue en tête, par le conduit 3, une phase gazeuse chargée de solvant et d'additif. En fond, on soutire
10 par le conduit 2 une phase aqueuse substantiellement débarrassée de solvant et d'additif. La phase gazeuse de tête 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
15 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
20 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 dans le conduit 1, 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.

25 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 anti-corrosion qui
30 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 G1 entre le gaz et les additifs sur le site de production, 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.

35 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.

Du fait qu'il n'est pas nécessaire d'utiliser la totalité du gaz dans la zone de contact G1 pour faire passer en phase vapeur les additifs anti-hydrate et/ou anti-corrosion arrivant par le conduit 4, et comme il est indiqué sur la figure 1 en pointillé, une partie du gaz à transporter (conduit 12) peut être directement mélangée au
40 gaz sortant de la zone de contact G1 par le conduit 3, sans avoir à traverser la zone de contact G1. De plus, le gaz naturel est en général produit par plusieurs puits. Dans ce cas il est possible de rassembler les effluents de plusieurs puits différents sur un seul procédé selon l'invention ; pour cela, le gaz provenant de certains puits peut être introduit dans le procédé selon l'invention par le conduit 1, tandis que le gaz provenant des autres puits peut être introduit dans le procédé par le conduit 12.

45 Dans le cas où du gaz naturel est produit par plusieurs puits distants les uns des autres, plusieurs zones de contact G1 peuvent être installées, chacune traitant la production d'un ou plusieurs puits, 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 ; dans ce cas, la phase liquide aqueuse recyclée soutirée par le conduit 8 est ensuite redistribuée aux différentes zones de contact G1 ; cette variante du procédé selon l'invention est
50 illustrée par la figure 2 ; 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 sites 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
55 comme décrit ci-haut pour la figure 1. Sur le deuxième site, le gaz naturel sortant d'une autre tête de puits de production arrive par le conduit 21. Il est mis en contact, dans la zone de contact G2, 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, on soutire par le conduit 22 une phase aqueuse substantiellement

débarrassée de solvant. La phase gazeuse de tête est transportée dans la conduite 23 et elle est mélangée dans la conduite 25 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 dans les conduits 1 et 21, 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 site de production 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 site de production 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. Le gaz 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 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 se situe un contacteur qui permet de charger en additif le gaz produit et d'évacuer 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.

Dans de nombreux cas, le gaz naturel est produit accompagné de condensats d'hydrocarbures, c'est-à-dire que l'effluent de sortie de puits est constitué d'une phase gazeuse et d'une fraction de liquides, composée des hydrocarbures les plus lourds ; dans la plupart des cas, une phase liquide aqueuse est également présente en sortie de puits. Dans ce cas de production de gaz à condensats, le schéma du procédé selon l'invention, pour ce qui concerne la partie située sur le site de production, peut être légèrement différente pour prendre en compte la phase liquide d'hydrocarbures ; cette variante est illustrée par la figure 4 : le gaz à condensats sortant de la tête de puits de production arrive par le conduit 1 et entre dans la partie supérieure d'un ballon séparateur B2 dans lequel sont séparées les 3 phases en présence : la phase aqueuse, constituée d'eau de gisement, est soutirée par le conduit 30 ; la phase liquide d'hydrocarbures est soutirée par le conduit 32, reprise par la pompe P3 et évacuée par le conduit 33 ; la phase gazeuse est soutirée par le conduit 31 et mise en contact, dans la zone de contact G1, avec un mélange constitué d'eau, de solvant et d'additifs et provenant du conduit 4. On évacue en tête, par le conduit 3, une phase gazeuse chargée de solvant et d'additifs. En fond, on soutire par le conduit 2 une phase aqueuse substantiellement débarrassée de solvant et d'additifs. La phase gazeuse de tête est transportée dans la conduite 3 vers le terminal de réception. Les condensats qui circulent dans la conduite 33 peuvent être soit transportés par une conduite indépendante vers un terminal de réception, soit mélangés par une ligne 34 au gaz circulant dans la conduite 3, auquel cas le transport vers le terminal de réception dans ces conditions s'effectue en régime diphasique, soit en partie transportés vers le terminal et en partie mélangés à la conduite 3.

Une variante du cas de la production de gaz à condensats est illustrée par la figure 5 : dans ce cas, le ballon séparateur B2 et la zone de contact G1 sont intégrés dans un seul équipement dans le but de gagner en compacité, critère qui est particulièrement intéressant dans le cas de production en mer. Le gaz à condensats sortant de la tête de puits de production arrive par le conduit 1 et entre dans le ballon séparateur B2 dans lequel sont séparées la phase liquide d'hydrocarbure, une phase aqueuse constituée d'eau de gisement et d'eau provenant de la zone de contact G1 en relation directe avec la partie supérieure du séparateur B2 et une phase gazeuse qui est mise en contact à contre-courant, dans la zone de contact G1, avec un mélange

constitué d'eau, de solvant et d'additifs et provenant du conduit 4. On évacue en tête, par le conduit 3, une phase gazeuse chargée de solvant et d'additifs qui est transportée vers le terminal de réception. En fond, la phase aqueuse substantiellement débarrassée de solvant et d'additifs est mélangée à la phase aqueuse d'eau de gisement, décantée et soutirée par le conduit 2. La phase liquide d'hydrocarbure est soutirée du ballon B2 par le conduit 32, reprise par la pompe P3 et évacuée par le conduit 33 ; cette phase peut être soit transportée par une conduite indépendante vers un terminal de réception, soit mélangée au gaz circulant dans la conduite 3, auquel cas le transport dans ces conditions s'effectue en régime diphasique.

Cette variante permet de faire jouer au garnissage G1 un double rôle : d'une part il permet de réaliser le contact entre la phase aqueuse arrivant par la conduite 4 et le gaz arrivant par la conduite 1 ; d'autre part il permet d'arrêter les gouttelettes liquides entraînées par le gaz et d'améliorer ainsi la séparation entre phases.

L'installation schématisée sur la figure 5 peut être réalisée à terre, sur une plateforme en mer, ou sous la mer.

Dans le cas d'une installation sous-marine, différents cas de figure peuvent être envisagés. Si le gaz ne contient pas de condensat d'hydrocarbures à la sortie du puits, l'eau évacuée par la conduite 2 peut être envoyée directement dans la mer à condition d'avoir été suffisamment épurée en additif dans la colonne de contact G1. Le gaz est alors transporté par une conduite sous-marine en conditions monophasiques.

Si le gaz contient un condensat d'hydrocarbures à la sortie du puits, après séparation, ce condensat est de préférence remélangé avec le gaz de manière à effectuer un transport simultané en conditions diphasiques ce qui permet de transporter les deux phases dans une seule conduite. Il peut être nécessaire de remonter le niveau de pression avant le transport, ce qui peut être effectué, soit après mélange, par une pompe ou un compresseur diphasique, soit après mélange en faisant passer le gaz dans un compresseur et le condensat dans une pompe.

Le solvant anti-hydrate peut être avantageusement par exemple le méthanol. Il peut être également choisi par exemple parmi les solvant suivants : méthylpropyléther, éthylpropyléther, dipropyléther, méthyltertobutyléther, 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 pyrridique, l'éthylènediamine, utilisés seuls ou en mélange.

Dans le cas où l'additif inhibiteur de corrosion est dispersable dans l'eau et si sa température d'ébullition est supérieure à celle de l'eau, ledit additif peut être récupéré et recyclé comme le montre le schéma de la figure 2 A : selon ce schéma, le gaz naturel sortant de la tête de puits de production arrive par le conduit 1. Il est mis en contact, dans la zone de contact G1, avec un mélange constitué d'eau, de solvant inhibiteur d'hydrate et d'additif inhibiteur de corrosion et provenant du conduit 4. On évacue en tête, par le conduit 3, une phase gazeuse chargée essentiellement de solvant. La phase aqueuse substantiellement débarrassée de solvant, mais contenant encore la majorité de l'additif inhibiteur de corrosion qui n'a pas été entraîné par le gaz sort de la zone de contact G1 par le conduit 2, et entre dans le séparateur S1 dans lequel l'eau est séparée de l'additif inhibiteur de corrosion ; l'eau, pratiquement totalement débarrassée de solvant et d'additif inhibiteur de corrosion, sort de S1 par le conduit 40 ; l'additif inhibiteur de corrosion sort de S1 par le conduit 41, est repris par la pompe P4 et envoyé par le conduit 42 dans le conduit 3 afin d'être remélangé au gaz provenant de la zone de contact G1 et circulant dans le conduit 3 pour inhiber la corrosion durant le transport du gaz jusqu'au terminal de traitement. Le séparateur S1 peut être de différents types tels que par exemple coalesceur, décanteur, extracteur, distillateur, centrifugeuse.

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.

Le 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 éta-

pes du procédé.

En particulier, la zone de contact utilisée au cours de l'étape (a) peut être réalisée au moyen d'une colonne à plateaux ou d'une colonne à garnissage. Différents garnissages peuvent être employés, en particulier des garnissages dits "structurés" qui sont disposés de manière régulière dans la zone de contact. On pourra aussi

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 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 contact d'un volume réduit.

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, il entre dans le procédé selon l'invention par le conduit 1. Sa pression est de 7,5 MPa (abs) et sa température est de 40 °C ; sa composition est donnée sur le tableau 1 et il est saturé en eau. Son débit est de 123 tonnes/h, ce qui correspond à 3,5 MNm³/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
C ₆ ⁺	0,5

Tableau 1

Composition du gaz à l'entrée du procédé

Il est mis en contact, dans la zone de contact G1, avec 245 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 méthanol et triéthylamine. En fond, on soutire par le conduit 2 d'une phase aqueuse d'un débit de 121 kg/h et contenant moins de 0,1 % poids de méthanol et une quantité non détectable de triéthylamine. La phase gazeuse de tête est transportée dans la conduite 3 qui est un gazoduc sous-marin de 0,25 m 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 ; 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 226 kg/h d'une phase liquide aqueuse d'un mélange d'eau, de méthanol et de triéthylamine, d'autre part de 410 kg/h d'une phase liquide hydrocarbure. 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'hydrocarbure est soutirée par le conduit 8, additionnée d'un appoint constitué de 19 kg/h de méthanol et de 0,02 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.

5 Revendications

1. Procédé pour traiter et transporter un gaz naturel provenant d'au moins un puits de production vers un terminal de réception et de traitement, caractérisé en ce qu'il comprend des étapes suivantes :
 - a) On contacte dans des conditions de mise en contact appropriées au moins une partie dudit gaz au moins saturé par de l'eau, dans au moins une zone (G1) de contact, avec une phase (4) 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 forme d'azéotrope à une température inférieure à la température de vaporisation de l'eau, de manière à obtenir une phase (2) liquide aqueuse ne contenant sensiblement pas d'additif, par comparaison avec ladite phase liquide recyclée et une phase (3) gazeuse contenant de la vapeur d'eau et sensiblement tout l'additif;
 - b) On transporte ladite phase gazeuse de l'étape (a) dans des conditions de transport adéquates dans une conduite (3) vers au moins une zone (E₁) 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 (B₁) de séparation et on soutire ledit gaz (10) non condensé; et
 - e) On recycle la phase aqueuse de l'étape (d) à l'étape (a), en la transportant dans une autre conduite (8,9) vers la zone de contact.
2. Procédé selon la revendication 1 dans lequel la proportion pondérale d'additif anti-hydrate dans la phase liquide recyclée est de 10 à 70 % et de préférence de 20 à 50 %.
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 anti-corrosion qui est un composé non hydrocarbure 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.
4. 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 anti-corrosion qui est un composé non hydrocarbure normalement liquide, autre que l'eau, ledit composé étant dispersable dans l'eau, dans lequel il est séparé de la phase aqueuse issue de l'étape (a) par une étape complémentaire de séparation dans des conditions de séparation appropriées et remélangé à la phase gazeuse issue de l'étape (a).
5. Procédé selon la revendication 3 ou 4 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 70 % et de préférence de 20 à 50 % d'additif anti-hydrate
 - de 29,9 à 89,9 % et de préférence de 49,7 à 79,7 % d'eau.
6. Procédé selon l'une des revendications 1 à 5 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.
7. Procédé selon l'une des revendications 1 à 6 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.
8. Procédé selon l'une des revendications 1 à 7 caractérisé en ce que l'on divise le gaz sortant du puits de

production en au moins deux fractions, une première fraction A dudit gaz étant soumise à l'étape (a) et une seconde fraction B qui n'est pas soumise à l'étape (a) étant mélangée à la phase gazeuse sortant de l'étape (a).

- 5 9. Procédé selon l'une des revendications 1 à 8 caractérisé en ce que ledit gaz de production et produit par au moins 2 puits différents et en ce que l'étape (a) est réalisée dans au moins 2 zones de contact distinctes et en ce que les phases gazeuses sortants de ces dites zones de contact sont mélangées avant de subir l'étape (b).
- 10 10. Procédé selon l'une des revendications 1 à 9 caractérisé en ce que l'additif anti-hydrate est au moins un composé choisi dans le groupe formé par le méthanol, le méthylpropyléther, l'éthylpropyléther, le dipropyléther, le méthyltertiobutyléther, le diméthoxyméthane, le diméthoxyéthane, l'éthanol, le méthoxyéthanol, le propanol et de préférence l'additif est le méthanol.
- 15 11. Procédé selon l'une des revendications 3 à 10 caractérisé 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, l'éthylène diamine.
- 20 12. Procédé selon l'une des revendications 1 à 11 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.
- 25 13. Procédé selon l'une des revendications 1 à 12 caractérisé en ce que le gaz sortant du puits de production contient un condensat d'hydrocarbures qui est séparé dans une zone de séparation avant de procéder à l'étape (a) et on envoie la phase gazeuse résultant de ladite séparation dans la zone de contact.
- 30 14. Procédé selon la revendication 13 caractérisé en ce que le condensat d'hydrocarbures et la phase gazeuse sortant de l'étape (a) sont remélangés avant de procéder à l'étape (b) et en ce que l'étape (b) est effectuée en régime diphasique.
- 35 15. Procédé selon l'une des revendications 1 à 14 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.
- 40 16. Procédé selon l'une des revendications 1 à 15 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.
- 45 17. Dispositif de transport et de traitement d'un gaz naturel, caractérisé en ce qu'il comporte en combinaison :
 - au moins une enceinte (G1) de mise en contact sous pression et de préférence à contre-courant du gaz naturel avec une phase liquide aqueuse comprenant au moins un additif, ayant une première
 - 50 extrémité et une seconde extrémité,
 - des moyens (1) d'introduction dudit gaz connectés à la seconde extrémité de l'enceinte, et éventuellement à des moyens de transport (3,5) définis ci-après;
 - des moyens (4) d'introduction de ladite phase liquide aqueuse comprenant au moins un additif, connectant des moyens de recyclage (P₁, 9, 8) de ladite phase liquide à la première extrémité de ladite enceinte,
 - 55 - des moyens (2) d'évacuation d'une phase aqueuse liquide ne contenant sensiblement pas d'additif connectée à la seconde extrémité de l'enceinte,
 - des moyens d'évacuation et de transport (3,5) d'une phase gazeuse sous pression contenant sensiblement tout l'additif connectant la première extrémité de l'enceinte (G1) à des moyens E₁ d'échange thermique sous pression,
 - des moyens (B1) de séparation d'une phase aqueuse liquide du gaz non condensé et traité reliés aux moyens E1 d'échange thermique,
 - des moyens (10) de récupération du gaz non condensé et traité reliés au moyens de séparation (B1),
 - des moyens (8) de soutirage de la phase aqueuse reliés aux moyens de séparation et,
 - des moyens de recyclage (P₁, 9, 8) de la phase aqueuse reliés aux moyens de soutirage, comprenant les moyens d'introduction (4) de la phase liquide aqueuse connectés à la première extrémité de l'enceinte (G1).

18. Dispositif selon la revendication 17 comprenant des moyens de séparation du gaz naturel à condensats reliés aux moyens d'introduction (1) du gaz comprenant une première sortie (30) d'évacuation d'une phase aqueuse, une seconde sortie (31) d'évacuation du gaz à traiter connectée à la seconde extrémité de l'enceinte G1 et une troisième sortie d'un condensat d'hydrocarbures connectée soit aux moyens de transport (3,5), soit à un terminal de réception soit aux moyens de transport (3,5) et au terminal.
19. Dispositif selon les revendications 17 ou 18 comprenant un séparateur complémentaire S1 d'eau et d'additif relié aux moyens (2) d'évacuation de la phase aqueuse liquide, comprenant une sortie (40) d'évacuation d'eau et une sortie (41, 42) de soutirage d'additif connecté aux moyens de transports (3,5).
20. Dispositif selon l'une des revendications 16 à 19 comprenant des moyens (11) d'appoint en additif connectés aux moyens de recyclage (P₁,9,4).
21. Dispositif selon l'une des revendications 16 à 20 comprenant des moyens de lavage du gaz traité reliés aux moyens de séparation (B₁).
22. Utilisation du dispositif selon l'une des revendications 16 à 21 dans la mise en oeuvre et la régénération d'additifs pour le transport et le traitement d'un gaz naturel.

Patentansprüche

1. Verfahren zum Behandeln und Transportieren eines Erdgases, das aus mindestens einem Produktions-Bohrloch stammt, zu einem Empfangs- und Behandlungs-Terminal, dadurch gekennzeichnet, daß es die folgenden Stufen umfaßt :
- a) man kontaktiert unter geeigneten Kontaktierbedingungen mindestens einen Teil des genannten Gases, das mindestens mit Wasser gesättigt ist, in mindestens einer Kontaktzone (G₁) mit einer flüssigen Phase (4), die mindestens zum Teil aus einer Recyclisierung (der nachstehend beschriebenen Stufe (e)) stammt und gleichzeitig Wasser und mindestens ein Antihydrat-Additiv enthält, bei dem es sich um eine von Wasser verschiedene, normalerweise flüssige Nicht-Kohlenwasserstoff-Verbindung handelt, die mindestens teilweise mit Wasser mischbar ist und in reinem Zustand oder in Form eines Azeotrops bei einer Temperatur unterhalb der Verdampfungstemperatur des Wassers in der Weise verdampft, daß man eine wäßrige flüssige Phase (2), die im wesentlichen kein Additiv enthält, verglichen mit der genannten recyclierten flüssigen Phase, und eine gasförmige Phase (3), die den Wasserdampf und praktisch das gesamte Additiv enthält, erhält;
- b) man transportiert die genannte gasförmige Phase der Stufe (a) unter geeigneten Transportbedingungen in einer Leitung (3) in mindestens eine Wärmeaustauschzone (E₁) des genannten Terminals;
- c) man kühlt die genannte gasförmige Phase, die aus der Stufe (b) stammt, unter geeigneten Bedingungen in der Wärmeaustauschzone so ab, daß sie teilweise kondensiert und man ein nicht-kondensiertes Gas erhält, wobei das erhaltene Kondensat mindestens eine wäßrige Phase umfaßt, die mindestens einen Teil des genannten Additivs enthält;
- d) man trennt die wäßrige Phase von dem nicht-kondensierten Gas unter geeigneten Bedingungen in einer Trennzone (B₁) und zieht das nicht-kondensierte genannte Gas (10) ab; und
- e) man recycliert die wäßrige Phase der Stufe (d) in die Stufe (a), indem man sie in einer anderen Leitung (8, 9) in die Kontaktzone transportiert.
2. Verfahren nach Anspruch 1, in dem der Gewichtsmengenanteil des Antihydrat-Additivs in der recyclierten flüssigen Phase 10 bis 70 %, vorzugsweise 20 bis 50 %, beträgt.
3. Verfahren nach Anspruch 1, in dem man das genannte Gas mit der recyclierten flüssigen Phase in Kontakt bringt, die außerdem mindestens ein Antikorrosions-Additiv enthält, bei dem es sich um eine von Wasser verschiedene, normalerweise flüssige Nicht-Kohlenwasserstoff-Verbindung handelt, die mindestens teilweise mit Wasser mischbar oder in Wasser dispergierbar ist und in reinem Zustand oder in Form eines Azeotrops bei einer Temperatur unterhalb der Verdampfungstemperatur des Wassers verdampft.
4. Verfahren nach Anspruch 1, in dem man das genannte Gas mit der recyclierten flüssigen Phase in Kontakt bringt, die außerdem mindestens ein Antikorrosions-Additiv enthält, bei dem es sich um eine von Wasser verschiedene, normalerweise flüssige Nicht-Kohlenwasserstoff-Verbindung handelt, die in Wasser dispergierbar ist, in dem es von der aus der Stufe (a) stammenden wäßrigen Phase durch eine zu-

sätzliche Trennstufe unter geeigneten Trennbedingungen abgetrennt und mit der aus der Stufe (a) stammenden gasförmigen Phase wieder gemischt wird.

5. Verfahren nach Anspruch 3 oder 4, in dem die Gewichtsmengenanteile der recyclierten flüssigen Phase die folgenden sind :
 - 0,1 bis 5 %, vorzugsweise 0,3 bis 1 %, Antikorrosions-Additiv
 - 10 bis 70 %, vorzugsweise 20 bis 50 %, Antihydrat-Additiv
 - 29,9 bis 89,9 %, vorzugsweise 49,7 bis 79,7 %, Wasser.
6. Verfahren nach einem der Ansprüche 1 bis 5, in dem in der Stufe (a) der Mengenanteil der recyclierten flüssigen Phase, bezogen auf die Massendurchflußmenge des aus dem Bohrloch austretenden Gases, 0,05 bis 5 Gew.-%, vorzugsweise 0,1 bis 1 Gew.-%, beträgt, wobei die Temperatur im wesentlichen zwischen 20 und 100°C liegt und der Druck bei 0,1 bis 25 MPa liegt.
7. Verfahren nach einem der Ansprüche 1 bis 6, dadurch gekennzeichnet, daß im Verlaufe der Stufe (c) das Kondensat eine wäßrige Phase und eine flüssige Kohlenwasserstoffphase umfaßt, wobei die Kohlenwasserstoffphase im Verlaufe der Stufe (d) durch Dekantieren von der wäßrigen Phase getrennt und abgezogen wird.
8. Verfahren nach einem der Ansprüche 1 bis 7, dadurch gekennzeichnet, daß man das aus dem Produktions-Bohrloch austretende Gas in mindestens zwei Fraktionen aufteilt, wobei eine erste Fraktion A des genannten Gases der Stufe (a) unterworfen wird und eine zweite Fraktion B, die nicht der Stufe (a) unterworfen wird, mit der aus der Stufe (a) austretenden gasförmigen Phase gemischt wird.
9. Verfahren nach einem der Ansprüche 1 bis 8, dadurch gekennzeichnet, daß das genannte Produktionsgas von mindestens zwei verschiedenen Bohrlöchern produziert wird und daß die Stufe (a) in mindestens zwei unterschiedlichen Kontaktzonen durchgeführt wird und daß die aus diesen genannten Kontaktzonen austretenden gasförmigen Phasen vor Durchführung der Stufe (b) miteinander gemischt werden.
10. Verfahren nach einem der Ansprüche 1 bis 9, dadurch gekennzeichnet, daß es sich bei dem Antihydrat-Additiv um mindestens eine Verbindung handelt, die ausgewählt wird aus der Gruppe, die gebildet wird von Methanol, Methylpropyläther, Ethylpropyläther, Dipropyläther, Methyl-tert-butyläther, Dimethoxymethan, Dime-thoxyethan, Ethanol, Methoxyethanol und Propanol, wobei das bevorzugte Additiv Methanol ist.
11. Verfahren nach einem der Ansprüche 3 bis 10, dadurch gekennzeichnet, daß es sich bei dem Antikorrosions-Additiv um mindestens eine Verbindung handelt, die ausgewählt wird aus der Gruppe, die gebildet wird von Diethylamin, Propylamin, Butylamin, Triethylamin, Dipropylamin, Ethylpropylamin, Ethanolamin, Cyclohexylamin, Pyridylmorpholin und Ethylendiamin.
12. Verfahren nach einem der Ansprüche 1 bis 11, dadurch gekennzeichnet, daß die Abkühlungstemperatur der Stufe (c) zwischen +10 und -60°C, vorzugsweise zwischen -10 und -40°C, liegt.
13. Verfahren nach einem der Ansprüche 1 bis 12, dadurch gekennzeichnet, daß das aus dem Produktions-Bohrloch austretende Gas ein Kohlenwasserstoff-Kondensat enthält, das vor Durchführung der Stufe (a) in einer Trennzone abgetrennt wird und daß man die aus der genannten Trennung resultierende gasförmige Phase in die Kontaktzone einführt.
14. Verfahren nach Anspruch 13, dadurch gekennzeichnet, daß das Kohlenwasserstoff-Kondensat und die gasförmige Phase, die aus der Stufe (a) austreten, vor Durchführung der Stufe (b) wieder miteinander gemischt werden, und daß die Stufe (b) in einem 2-Phasen-Zustand durchgeführt wird.
15. Verfahren nach einem der Ansprüche 1 bis 14, dadurch gekennzeichnet, daß die Stufe (a) unter dem Meer durchgeführt wird, wobei das Gas im Verlauf der Stufe (b) durch eine Unterwasser-Leitung transportiert wird.
16. Verfahren nach einem der Ansprüche 1 bis 15, dadurch gekennzeichnet, daß das aus der Stufe (d) austretende Gas einer ergänzenden Behandlung unterworfen wird durch Waschen in der Kälte mit einem Lösungsmittel, das als Additiv im Verlaufe der Stufe (a) verwendet wird, um mindestens einen Teil der in dem genannten Gas enthaltenen sauren Gase zu eliminieren.

17. Vorrichtung zum Transportieren und Behandeln eines Erdgases, dadurch gekennzeichnet, daß sie in Kombination umfaßt:
- mindestens einen Behälter (G_1), in dem das Erdgas unter Druck und vorzugsweise im Gegenstrom mit einer wäßrigen flüssigen Phase in Kontakt gebracht wird, die mindestens ein Additiv enthält, der ein erstes Ende und ein zweites Ende aufweist,
 - Mittel (1) zur Einführung des genannten Gases, die mit dem zweiten Ende des Behälters in Verbindung stehen, und gegebenenfalls Transportmittel (3, 5), wie sie nachstehend definiert werden;
 - Mittel (4) zur Einführung der genannten wäßrigen flüssigen Phase, die mindestens ein Additiv enthält, die Recyclisierungs-Mittel (P_1 , 9, 8) der genannten flüssigen Phase mit dem ersten Ende des Behälters verbinden,
 - Mittel (2) zum Abziehen einer wäßrigen flüssigen Phase, die praktisch kein Additiv enthält, die mit dem zweiten Ende des Behälters verbunden sind,
 - Mittel zum Abziehen und zum Transport (3, 5) einer unter Druck stehenden gasförmigen Phase, die praktisch das gesamte Additiv enthält, die das erste Ende des Behälters (G_1) mit unter Druck stehenden Wärmeaustausch-Mitteln E_1 verbinden,
 - Mittel (B_1) zur Trennung einer wäßrigen flüssigen Phase von dem nicht-kondensierten und behandelten Gas, die mit den Wärmeaustausch-Mitteln E_1 verbunden sind,
 - Mittel (10) zur Rückgewinnung des nicht-kondensierten und behandelten Gases, die mit den Trenn-Mitteln (B_1) verbunden sind,
 - Mittel (8) zum Abziehen der wäßrigen Phase, die mit den Trenn-Mitteln verbunden sind, und
 - Mittel (P_1 , 9, 8) zur Recyclisierung der wäßrigen Phase, die mit Abzugs-Mitteln verbunden sind, die Mittel (4) zur Einführung der wäßrigen flüssigen Phase enthalten, die mit dem ersten Ende des Behälters (G_1) verbunden sind.
18. Vorrichtung nach Anspruch 17, die aufweist Mittel zur Trennung des Erdgases von Kondensaten, die mit Mitteln (1) zur Einführung des Gases verbunden sind, die einen ersten Ausgang (30) zum Abziehen einer wäßrigen Phase, einen zweiten Ausgang (31) zum Abziehen des zu behandelnden Gases, der mit dem zweiten Ende des Behälters G_1) verbunden ist, und einen dritten Ausgang für ein Kohlenwasserstoff-Kondensat aufweisen, der entweder mit den Transportmitteln (3, 5) oder mit einem Empfangs-Terminal oder mit Transportmitteln (3, 5) und dem Terminal verbunden ist.
19. Vorrichtung nach Anspruch 17 oder 18, die einen komplementären Separator S_1 für Wasser und das Additiv aufweist, der mit den Mitteln (2) zum Abziehen der wäßrigen flüssigen Phase verbunden ist, die einen Ausgang (40) zum Abziehen von Wasser und einen Ausgang (41, 42) zum Abziehen des Additivs aufweist, der mit den Transport-Mitteln (3, 5) verbunden ist.
20. Vorrichtung nach einem der Ansprüche 16 bis 19, die Mittel (11) zur Additiv-Zufuhr aufweist, die mit den Recyclisierungs-Mitteln (P_1 , 9, 4) in Verbindung stehen.
21. Vorrichtung nach einem der Ansprüche 16 bis 19, die Mittel zum Waschen des behandelten Gases aufweist, die mit Trennmitteln (B_1) verbunden sind.
22. Verwendung der Vorrichtung nach einem der Ansprüche 16 bis 21 bei der Verwendung und Regenerierung von Additiven für den Transport und die Behandlung eines Erdgases.

Claims

1. A process for treating and transporting a natural gas issuing from at least one production well to a reception and treatment terminal characterised in that it comprises the following steps :
- a) At least a part of said gas at least saturated with water is contacted under suitable contacting conditions in at least one contact zone (G_1) with a liquid phase (4) coming at least in part from recycling (step e) hereinafter) and containing both water and at least one anti-hydrate additive, said additive being a non-hydrocarbon compound which is normally liquid, other than water, said compound being at least partially water-miscible and vaporising in the pure state or in azeotrope form at a temperature lower than the temperature of vaporisation of the water, so as to obtain an aqueous liquid phase (2) containing substantially no additive by comparison with said recycled liquid phase and a gaseous phase (3) containing water vapor and substantially all the additive ;

- b) Transporting said gaseous phase from step a) under suitable transport conditions in a conduit (3) to at least one heat exchange zone (E1) of said terminal ;
- c) Cooling under adequate conditions said gaseous phase coming from step b) in the heat exchange zone so as partially to condense it and to obtain a non-condensed gas, the condensate obtained comprising at least one aqueous phase, which contains at least a part of said additive ;
- d) Separating the aqueous phase from the non-condensed gas under suitable conditions in a separation zone (B1) and taking off said non-condensed gas (10) ; and
- e) Recycling the aqueous phase from step d) to step a) by transporting it in another conduit (8, 9) to the contact zone.
2. A process according to claim 1 wherein the proportion by weight of anti-hydrate additive in the recycled liquid phase is from 10 to 70% and preferably from 20 to 50%.
 3. A process according to claim 1 wherein said gas is brought into contact with the recycled liquid phase further containing at least one anti-corrosion additive which is a normally liquid nonhydrocarbon compound other than water, said compound being at least partially miscible with water or dispersable in water and vaporising in the pure state or in azeotrope form at a temperature lower than the temperature of vaporisation of water.
 4. A process according to claim 1 wherein said gas is brought into contact with the recycled liquid phase further containing at least one anti-corrosion additive which is a normally liquid nonhydrocarbon compound other than water, said compound being dispersable in water, in which it is separated from the aqueous phase issuing from step (a) by a complementary separation step under suitable separation conditions and re-mixed with the gaseous phase issuing from step (a).
 5. A process according to claim 3 or claim 4 wherein the proportions by weight in the recycled liquid phase are as follows:
 - from 0.1 to 5% and preferably from 0.3 to 1% of anti-corrosion additive,
 - from 10 to 70% and preferably from 20 to 50% of anti-hydrate additive, and
 - from 29.9 to 89.9% and preferably from 49.7 to 79.7% of water.
 6. A process according to one of claims 1 to 5 wherein, in step (a), the proportion of recycled liquid phase with respect to the flow rate by mass of the gas issuing from the well is from 0.05 to 5% by weight and preferably from 0.1 to 1%, the temperature being substantially between 20 and 100°C and the pressure being from 0.1 to 25 MPa.
 7. A process according to one of claims 1 to 6 characterised in that in the course of step (c), the condensate comprises an aqueous phase and a liquid hydrocarbon phase, the hydrocarbon phase being separated from the aqueous phase by settlement in the course of step (d) and discharged.
 8. A process according to one of claims 1 to 7 characterised by dividing the gas issuing from the production well into at least two fractions, a first fraction A of said gas being subjected to step (a) and a second fraction B which is not subjected to step (a) being mixed with the gaseous phase issuing from step (a).
 9. A process according to one of claims 1 to 8 characterised in that said production gas is produced by at least two different wells and that step (a) is carried out in at least two distinct contact zones and that the gaseous phases issuing from said contact zones are mixed before being subjected to step (b).
 10. A process according to one of claims 1 to 9 characterised in that the anti-hydrate additive is at least one compound selected from the group formed by methanol, methylpropylether, ethylpropylether, dipropylether, methyltertbutylether, dimethoxymethane, dimethoxyethane, ethanol, methoxyethanol and propanol and preferably the additive is methanol.
 11. A process according to one of claims 3 to 10 characterised in that the anti-corrosion additive is at least one compound selected from the group formed by diethylamine, propylamine, butylamine, triethylamine, dipropylamine, ethylpropylamine, ethanolamine, cyclohexylamine, pyrridic morpholine and ethylenediamine.
 12. A process according to one of claims 1 to 11 characterised in that the refrigeration temperature in step

(c) is between +10 and -60°C and preferably between -10 and -40°C.

13. A process according to one of claims 1 to 12 characterised in that the gas issuing from the production well contains a hydrocarbons condensate which is separated in a separation zone prior to proceeding to step (a) and the gaseous phase resulting from said separation operation is passed into the contact zone.
14. A process according to claim 13 characterised in that the hydrocarbons condensate and the gaseous phase issuing from step (a) are re-mixed before proceeding with step (b) and that step (b) is effected in a diphasic mode.
15. A process according to one of claims 1 to 14 characterised in that step (a) is effected under the sea, the gas being transported in the course of step (b) by an underwater conduit.
16. A process according to one of claims 1 to 15 characterised in that the gas issuing from step (d) is subjected to a complementary treatment by cold washing by means of a solvent used as an additive in the course of step (a) in order to eliminate at least a part of the acid gases contained in said gas.
17. Apparatus for transporting and treating a natural gas characterised in that it comprises in combination:
 - at least one enclosure (G1) for contacting under pressure and preferably in counter-flow relationship the natural gas with an aqueous liquid phase comprising at least one additive, having a first end and a second end,
 - means (1) for the introduction of said gas, which are connected to the second end of the enclosure and possibly to transportation means (3, 5) described hereinafter ;
 - means (4) for the introduction of said aqueous liquid phase comprising at least one additive, connected to means (P₁, 9, 8) for recycling of said liquid phase and to the first end of said enclosure,
 - means (2) for the discharge of a liquid aqueous phase, containing substantially no additive connected to the second end of the enclosure,
 - means (3, 5) for the discharge and for transportation of a gaseous phase under pressure, containing substantially all the additive, connected to the first end of the enclosure (G1) and to means (E₁) for heat exchange under pressure,
 - means (B₁) for separation of a liquid aqueous phase from the non-condensed treated gas, which are connected to the heat exchange means (E₁),
 - means (10) for recovery of the non-condensed and treated gas, which are connected to the separation means (B₁),
 - means (8) for taking off the aqueous phase, which are connected to the separation means; and
 - means (P₁, 9, 4) for recycling of the aqueous phase, which are connected to the means for taking off the aqueous phase, comprising the means for the introduction of the aqueous liquid phase, connected to the first end of the enclosure (G1).
18. Apparatus according to claim 17 comprising means for separation of the natural gas with condensates which are connected to the means (1) for introducing the gas comprising a first outlet (30) for discharge of an aqueous phase, a second outlet (31) for discharge of the gas to be treated, which is connected to the second end of the enclosure (G1), and a third outlet for a hydrocarbons condensate which is connected either to the transportation means (3, 5) or to a reception terminal or to the transportation means (3, 5) and to the terminal.
19. Apparatus according to claims 17 or 18 comprising a complementary separator (S1) for water and additive, which is connected to the means (2) for discharge of the liquid aqueous phase, comprising an outlet (40) for discharge of water and an outlet (41, 42) for taking off additive, which is connected to the transportation means (3, 5).
20. Apparatus according to one of claims 16 to 19 comprising additive make-up means (11) which are connected to the recycling means (P₁, 9, 4).
21. Apparatus according to one of claims 16 to 20 comprising means for washing the treated gas, which are connected to the separation means (B₁).
22. Use of the apparatus according to one of claims 16 to 21 in employing and regenerating additives for the transportation and treatment of a natural gas.

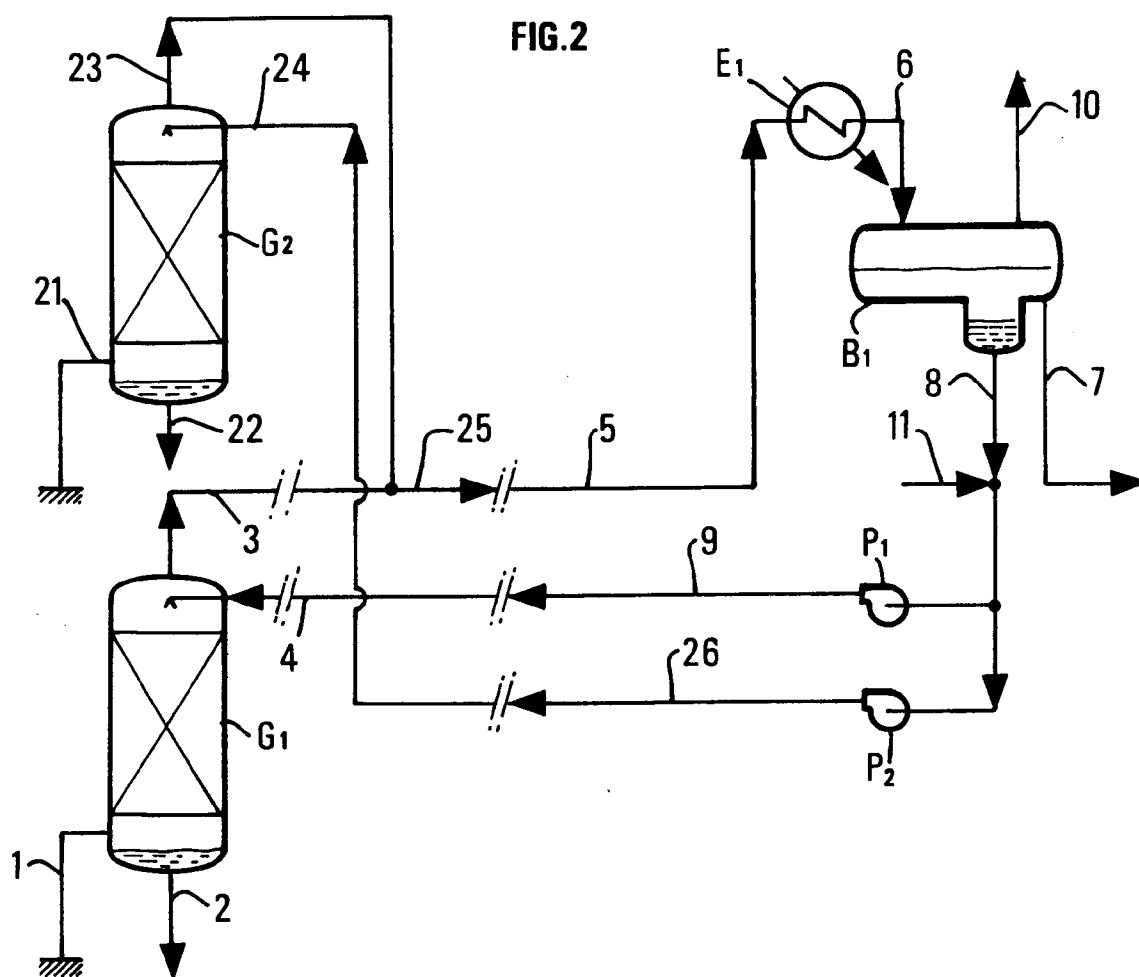
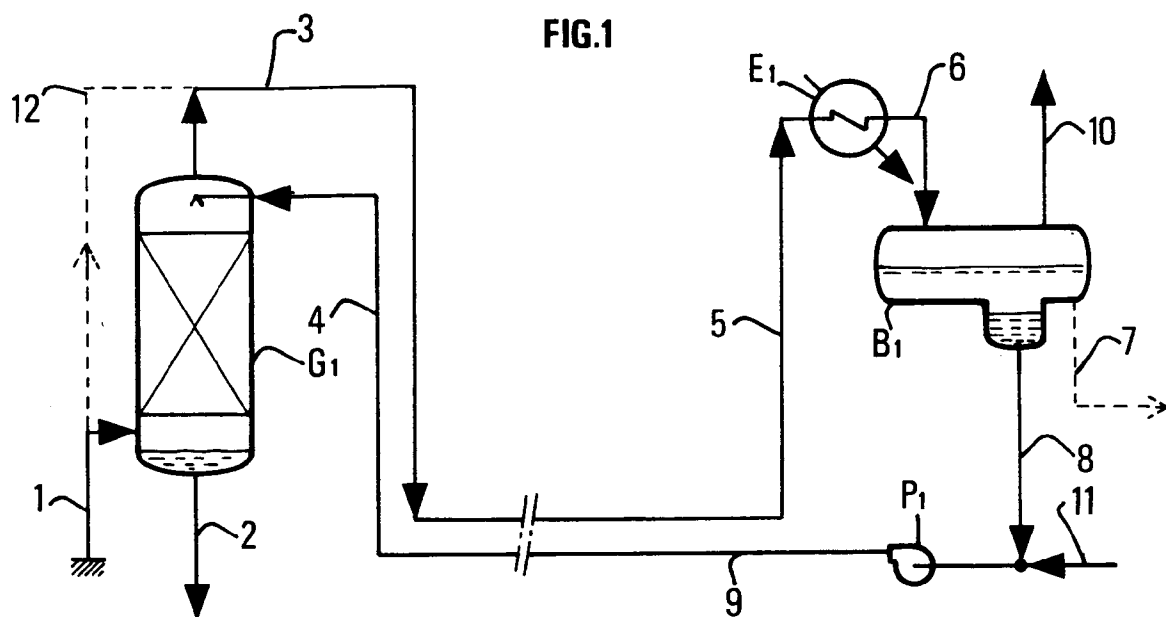


FIG.2A

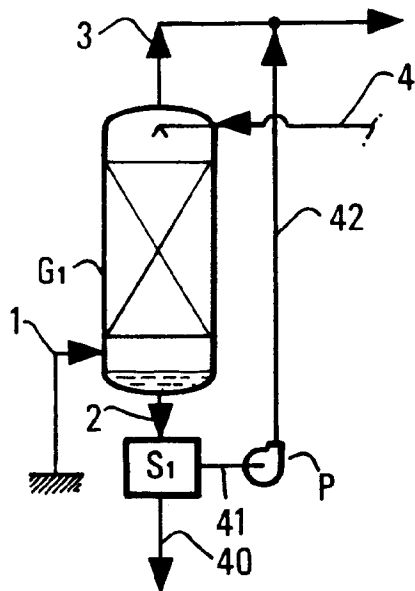


FIG.3

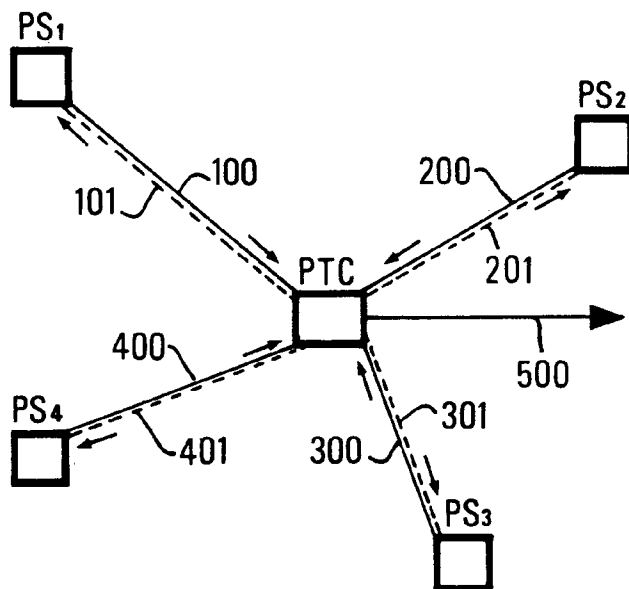


FIG.4

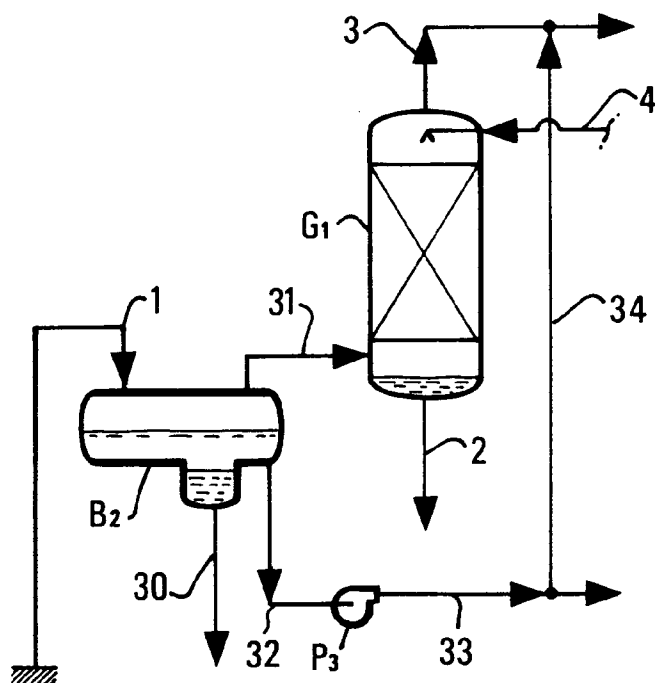


FIG.5

