



⑫ **DEMANDE DE BREVET EUROPEEN**

⑲ Numéro de dépôt : **91400092.2**

⑤ Int. Cl.<sup>5</sup> : **F17D 1/00, F17D 1/05, E21B 43/34**

⑳ Date de dépôt : **16.01.91**

③① Priorité : **23.01.90 FR 9000757**

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

⑧④ Etats contractants désignés :  
**DE GB IT NL**

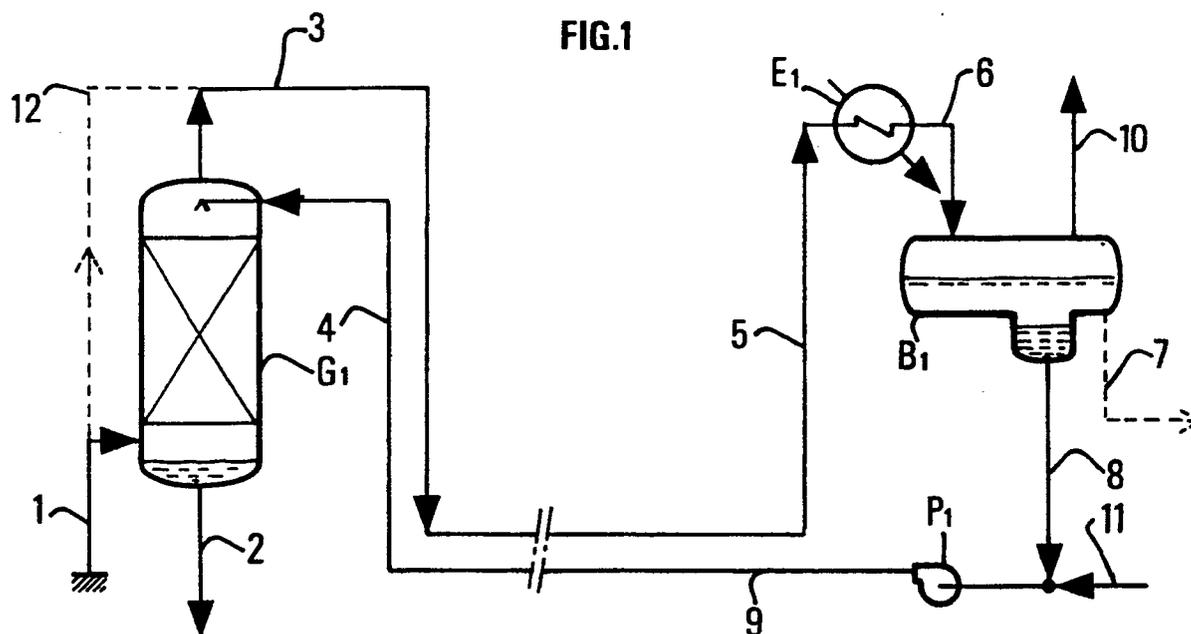
⑦① Demandeur : **INSTITUT FRANCAIS DU PETROLE**  
**4, avenue de Bois-Préau**  
**F-92502 Rueil-Malmaison (FR)**

⑦② Inventeur : **Larue, 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 Breteche (FR)**  
Inventeur : **Rojey, Alexandre**  
**52, rue Alexandre Dumas**  
**F-92500 Rueil Malmaison (FR)**

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

⑤⑦ On décrit un procédé et un dispositif de transport et de traitement d'un gaz naturel. Selon le procédé de l'invention, on contacte dans une zone  $G_1$  le gaz sortant d'un puits de production (1) avec une phase liquide provenant au moins en partie d'un recyclage (4) et renfermant de l'eau et au moins un additif anticorrosion et/ou au moins un additif antihydraté 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 (5), on la refroidit en  $E_1$ , on sépare en  $B_1$  une phase aqueuse du gaz non condensé que l'on recueille par une conduite (10) et on recycle par la ligne (9,4) la phase aqueuse chargée d'additif dans la zone de contact  $G_1$ .

Application au transport du gaz naturel sur de longues distances notamment.



## PROCEDE ET DISPOSITIF POUR LE TRANSPORT ET LE TRAITEMENT D'UN GAZ NATUREL

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.

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 ( $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{S}$ ), 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  $\text{CO}_2$  et/ou  $\text{H}_2\text{S}$ . 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 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 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 forme d'azéotrope à une température inférieure à la température de vaporisation de l'eau, de manière à obtenir une phase liquide aqueuse appauvrie en additif, par comparaison avec ladite phase liquide recyclée, et une phase gazeuse chargée d'additif.

- b) On transporte ladite phase gazeuse chargée d'additif dans une conduite vers au moins une zone d'échange thermique.
- 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.
- 10 e) On recycle la phase aqueuse 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.

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

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

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

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 d'un gaz avec au moins un additif, ayant une première extrémité et une seconde extrémité, située avantageusement au-dessous de la première extrémité.
- 35 – des moyens (1) d'introduction dudit gaz connectés à des moyens (3,5) de transport et/ou à la seconde extrémité de l'enceinte.
- des moyens (4) d'introduction d'une phase liquide aqueuse, comprenant au moins un additif, reliée à des moyens de recyclage de ladite phase liquide et à la première extrémité de ladite enceinte.
- des moyens (2) d'évacuation d'une phase aqueuse liquide connectée à la seconde extrémité de l'enceinte.
- 40 – des moyens de transport (3,5) d'une phase gazeuse sous pression reliée à la première extrémité de l'enceinte (G1) et à des moyens E<sub>1</sub> d'échange thermique sous pression.
- des moyens (B<sub>1</sub>) 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 (B<sub>1</sub>).
- des moyens (8) de soutirage de la phase aqueuse reliés aux moyens de séparation ; et
- des moyens de recyclage (P<sub>1,9,4</sub>) de la phase aqueuse reliés aux moyens de soutirage, comprenant une conduite connectée à la première extrémité de l'enceinte (G1).

L'invention sera mieux comprise au vu des figures ci-dessous illustrant de manière schématique et non

50 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.
- La figure 3 représente un schéma de production opérant avec quatre puits et une plateforme centrale
- 55 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 produc-

tion.

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 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 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 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.

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 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.

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 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.

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 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 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 ter-

minal 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, méthyltertiobutyléther, diméthoxyméthane, diméthoxyéthane, éthanol, méthoxyéthane, 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.

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 étapes 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

utiliser des garnissages formés de tissus métalliques assemblés sous forme de tampons cylindriques d'un diamètre égal au diamètre interne de la colonne de contact.

5 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 :

10

### 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 MNm<sup>3</sup>/jour.

20

25

30

35

Constituant	% Poids
CO <sub>2</sub>	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 <sub>6</sub> <sup>+</sup>	0,5

Tableau 1

Composition du gaz à l'entrée du procédé

40

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.

55

**Revendications**

- 5       **1** - Procédé de transport et de traitement d'un gaz naturel, caractérisé en ce qu'il comprend les étapes suivantes :
- a) On contacte dans des conditions de mise en contact appropriées au moins une partie dudit gaz 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 appauvrie en additif, par comparaison avec ladite phase liquide recyclée et une phase gazeuse chargée d'additif.
- 10       b) On transporte ladite phase gazeuse chargée d'additif dans une conduite vers au moins une zone d'échange thermique.
- 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.
- 20       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 à l'étape (a), en la transportant dans une autre conduite 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 %.
- 25       **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.
- 30       **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).
- 35       **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
- 40       - 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.
- 45       **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).
- 50       **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).
- 55       **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.
- 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 pyridique, l'éthylène diamine.

5 **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.

**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.

10 **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.

**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.

15 **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.

**17** - Dispositif de transport et de traitement d'un gaz naturel, caractérisé en ce qu'il comporte en combinaison :

20 – au moins une enceinte (G1) de mise en contact sous pression et de préférence à contre-courant d'un gaz avec au moins un additif ayant une première extrémité et une seconde extrémité,

– des moyens (1) d'introduction dudit gaz connectés à des moyens (3,5) de transport et/ou à la seconde extrémité de l'enceinte,

25 – des moyens (4) d'introduction d'une phase liquide aqueuse comprenant au moins un additif relié à des moyens de recyclage de ladite phase liquide et à la première extrémité de ladite enceinte,

– des moyens (2) d'évacuation d'une phase aqueuse liquide connectée à la seconde extrémité de l'enceinte,

– des moyens de transport (3,5) d'une phase gazeuse sous pression reliée à la première extrémité de l'enceinte (G1) et à des moyens E<sub>1</sub> d'échange thermique sous pression,

30 – des moyens (B1) de séparation d'une phase aqueuse liquide du gaz non condensé et traité reliés aux moyens 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,

35 – des moyens de recyclage (P<sub>1,9,4</sub>) de la phase aqueuse reliés aux moyens de soutirage, comprenant une conduite connectée 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.

40 **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).

45 **20** - Dispositif selon l'une des revendications 16 à 19 comprenant des moyens (11) d'appoint en additif connectés aux moyens de recyclage (P<sub>1,9,4</sub>).

**21** - Dispositif selon l'une des revendications 16 à 20 comprenant des moyens de lavage du gaz traité reliés aux moyens de séparation (B<sub>1</sub>).

**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.

50

55

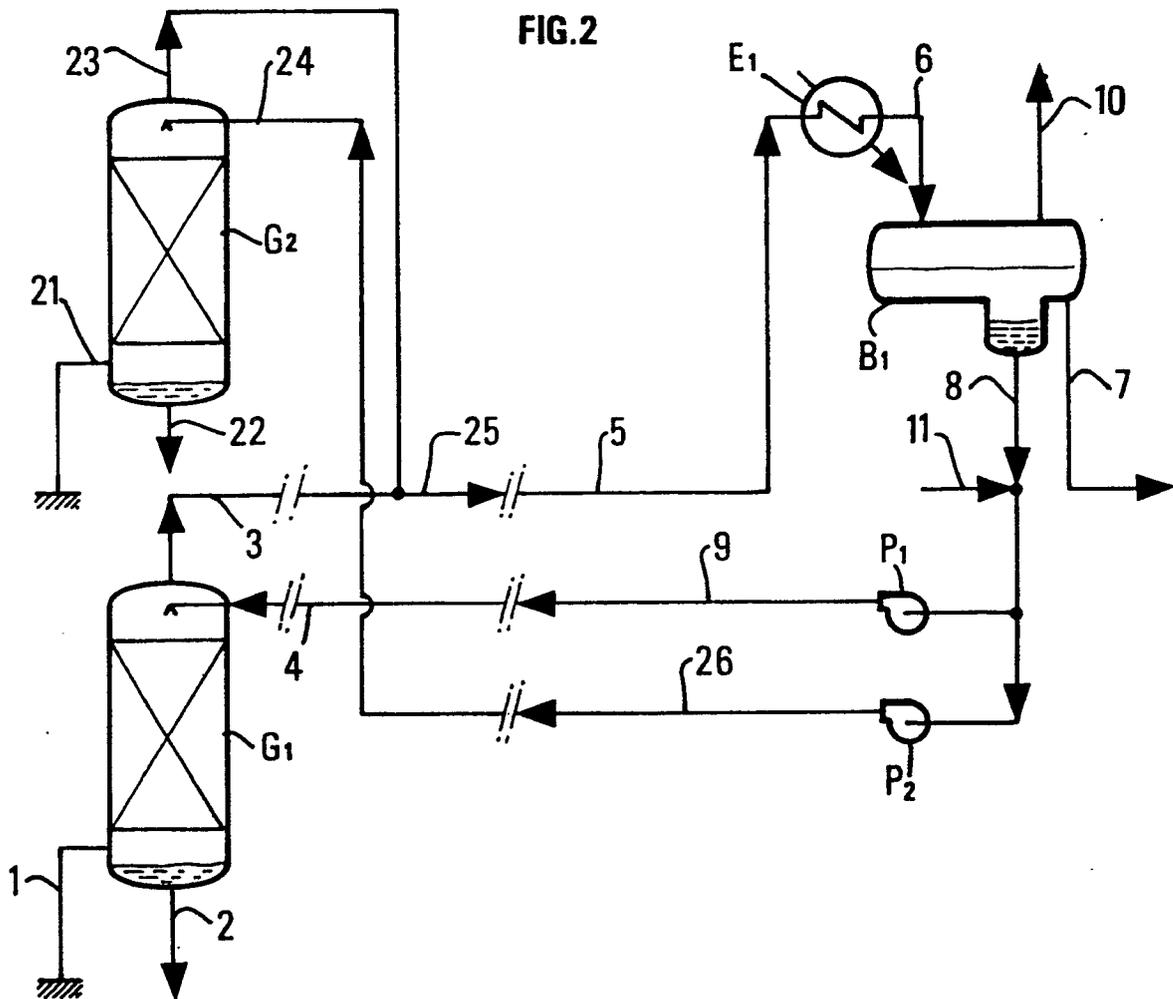
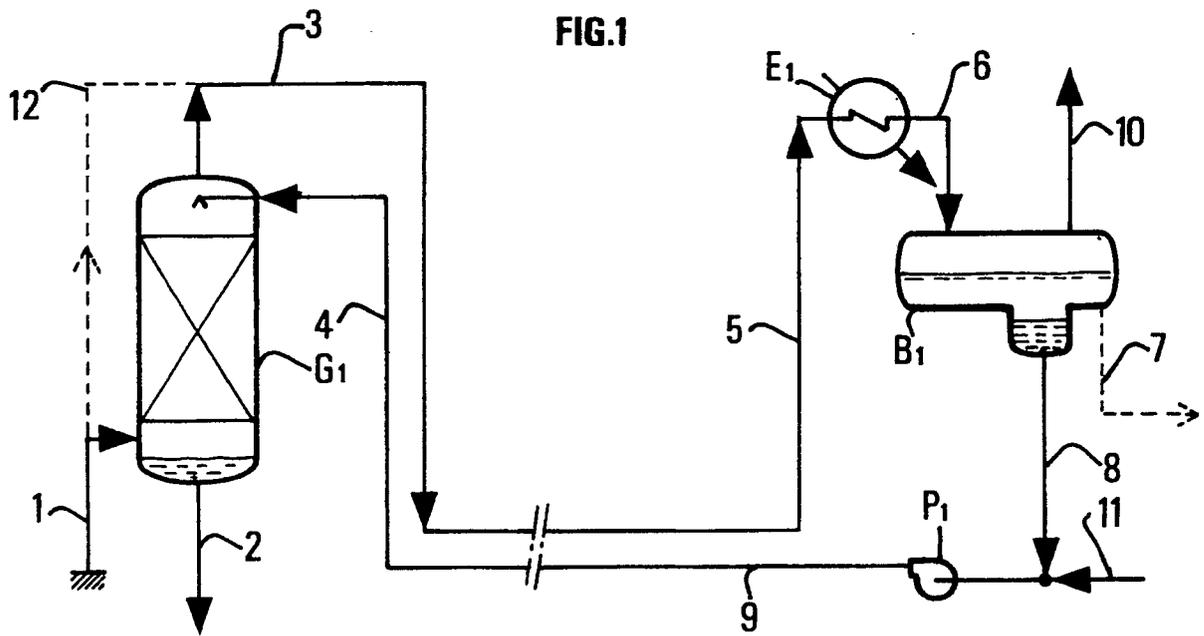


FIG.2A

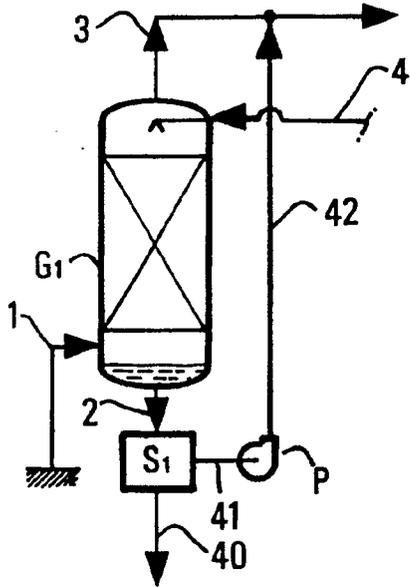


FIG.3

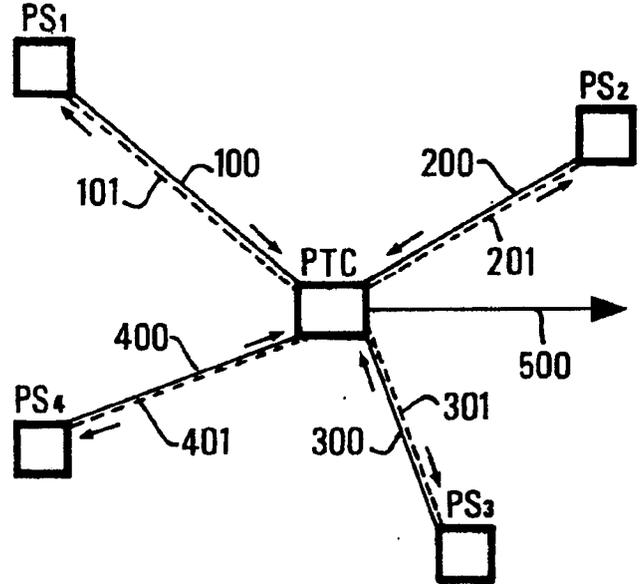


FIG.4

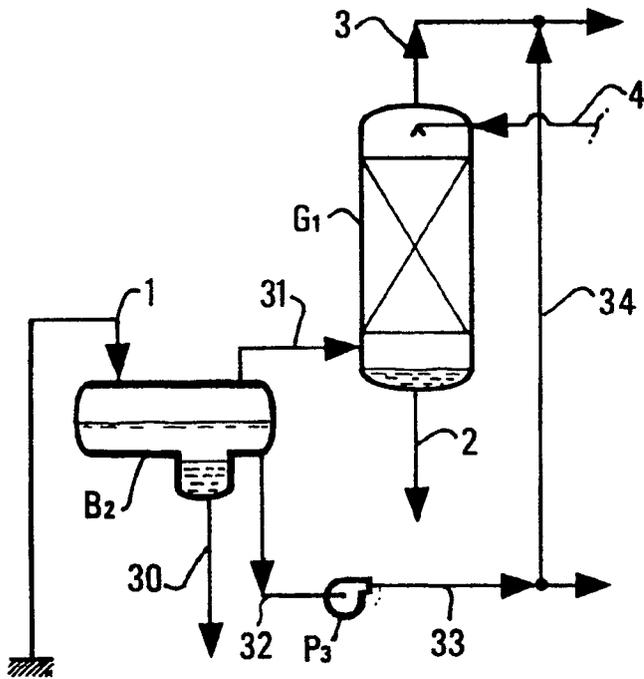
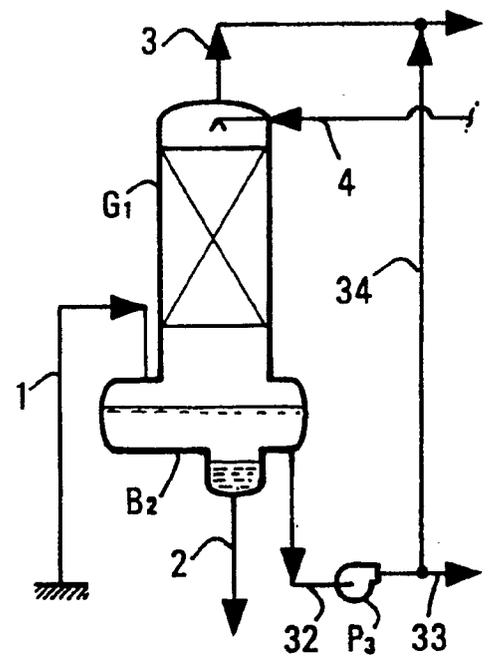


FIG.5





Office européen  
des brevets

RAPPORT DE RECHERCHE EUROPEENNE

Numero de la demande

EP 91 40 0092

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)
A	FR-A-2 618 876 (INSTITUT FRANCAIS DU PETROLE) * Revendications 1,7,10,11 * ---	1	F 17 D 1/00 F 17 D 1/05 E 21 B 43/34
A	EP-A-0 178 962 (INSTITUT FRANCAIS DU PETROLE) * Revendication 1 * ---	1	
A	FR-A-1 560 665 (SHELL INTERNATIONALE RESEARCH MIJ.) ---		
A	US-A-4 132 535 (WESTERN CHEMICAL CO.) ---		
A	US-A-4 416 333 (SHELL OIL CO.) -----		
			<b>DOMAINES TECHNIQUES RECHERCHES (Int. Cl.5)</b>
			F 17 D 1/00 E 21 B 43/00
Le présent rapport a été établi pour toutes les revendications			
Lieu de la recherche <b>LA HAYE</b>		Date d'achèvement de la recherche <b>13-02-1991</b>	Examineur <b>DE SMET F.P.</b>
<b>CATEGORIE DES DOCUMENTS CITES</b> 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		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	

EPO FORM 1503 03.82 (P0402)