Office de la Propriété Intellectuelle du Canada
Un organisme d'Industrie Canada

Canadian Intellectual Property Office
An agency of Industry Canada

CA 2215157 C 2007/11/27

(11)(21) 2 215 157

(12) BREVET CANADIEN
CANADIAN PATENT

(13) C

(22) Date de dépôt/Filing Date: 1997/09/23

(41) Mise à la disp. pub./Open to Public Insp.: 1998/03/24

(45) Date de délivrance/Issue Date: 2007/11/27

(30) Priorité/Priority: 1996/09/24 (FR96 11 694)

(51) Cl.Int./Int.Cl. *C07C 7/09* (2006.01), *C10G 5/04* (2006.01), *C10L 3/10* (2006.01)

(72) Inventeurs/Inventors:
LARUE, JOSEPH, FR;
DOERLER, NICOLE, FR;
LEBAS, ETIENNE, FR;
ROJEY, ALEXANDRE, FR

(73) Propriétaire/Owner:
INSTITUT FRANCAIS DU PETROLE, FR

(74) Agent: ROBIC

(54) Titre : PROCEDE DE DESHYDRATATION ET DE DEGAZOLINAGE D'UN GAZ, COMPORTANT DEUX ETAPES COMPLEMENTAIRES DE REGENERATION DU SOLVANT

(54) Title: PROCESS FOR REMOVING WATER FROM AND STRIPPING A GAS, INVOLVING TWO COMPLEMENTARY SOLVENT REGENERATION STEPS

(57) Abrégé/Abstract:
Procédé de traitement d'un gaz contenant du méthane, au moins un hydrocarbure supérieur et de l'eau, pour en éliminer l'eau et en extraire le (ou les) hydrocarbure(s) supérieur(s), dans lequel : - a) on sépare le gaz à traiter en deux flux (1) et (2) - b) on met en contact au moins le flux (2) avec une phase liquide recyclée renfermant de l'eau et un solvant, de manière à obtenir une phase liquide aqueuse appauvrie en solvant et une phase gazeuse chargée en solvant ; - c) on sépare la phase aqueuse appauvrie en solvant et la phase gazeuse chargée en solvant ; - d) on met en contact ladite phase aqueuse appauvrie en solvant un des flux de gaz exempt de solvant défini en (a), le solvant étant extrait de la phase aqueuse appauvrie par le gaz, et on recueille une phase gazeuse riche en solvant et une phase liquide aqueuse régénérée ; - e) on mélange la phase gazeuse soit à la phase gazeuse issue de l'étape (b) soit au flux (2) en amont de l'étape de contact (b) ; - f) on refroidit la phase gazeuse issue du mélange de manière à la condenser partiellement en une phase aqueuse contenant du solvant et une phase hydrocarbure et à produire le gaz traité, débarrassé au moins en partie de l'eau et des hydrocarbures supérieurs qu'il contenait ; - g) on sépare par décantation lesdites phase aqueuse et phase hydrocarbure issues de l'étape (f) ; et - h) on recycle ladite phase aqueuse contenant du solvant à l'étape (b).

Précis de la divulgation

Procédé de traitement d'un gaz contenant du méthane, au moins un hydrocarbure supérieur et de l'eau, pour en éliminer l'eau et en extraire le (ou les) hydrocarbure(s) supérieur(s), dans lequel :

- a) on sépare le gaz à traiter en deux flux (1) et (2) ;
- b) on met en contact au moins le flux (2) avec une phase liquide recyclée renfermant de l'eau et un solvant, de manière à obtenir une phase liquide aqueuse appauvrie en solvant et une phase gazeuse chargée en solvant ;
- c) on sépare la phase aqueuse appauvrie en solvant et la phase gazeuse chargée en solvant ;
- d) on met en contact ladite phase aqueuse appauvrie en solvant un des flux de gaz exempt de solvant défini en (a), le solvant étant extrait de la phase aqueuse appauvrie par le gaz, et on recueille une phase gazeuse riche en solvant et une phase liquide aqueuse régénérée ;
- e) on mélange la phase gazeuse soit à la phase gazeuse issue de l'étape (b) soit au flux (2) en amont de l'étape de contact (b) ;
- f) on refroidit la phase gazeuse issue du mélange de manière à la condenser partiellement en une phase aqueuse contenant du solvant et une phase hydrocarbure et à produire le gaz traité, débarrassé au moins en partie de l'eau et des hydrocarbures supérieurs qu'il contenait ;
- g) on sépare par décantation lesdites phase aqueuse et phase hydrocarbure issues de l'étape (f) ; et
- h) on recycle ladite phase aqueuse contenant du solvant à l'étape (b).

PROCÉDÉ DE DÉSHYDRATATION ET DE DÉGAZOLINAGE D'UN GAZ, COMPORTANT DEUX ÉTAPES COMPLÉMENTAIRES DE RÉGÉNÉRATION DU SOLVANT

L'invention concerne un procédé de traitement d'un gaz contenant du méthane, au moins un hydrocarbure supérieur et de l'eau dans le but d'en éliminer l'eau et / ou d'en extraire le (ou les) hydrocarbure(s) supérieur(s).

Le procédé selon l'invention permet de réaliser avantageusement les opérations de traitement d'un gaz naturel : déshydratation et séparation d'au moins une partie des hydrocarbures condensables inclus dans le gaz naturel, au sein d'un procédé intégré et optimisé.

Les produits pétroliers et notamment le gaz naturel ainsi que d'autres gaz comprenant des hydrocarbures tels que les gaz de raffinerie contiennent des produits indésirables pour leur transport et/ou leur manipulation.

Parmi ces produits, l'un des principaux constituants à éliminer est l'eau, qui se révèle être un promoteur d'hydrates et qui favorise la corrosion, en particulier lorsque le produit pétrolier contient des composés acides tels que H_2S et/ou CO_2. Les hydrates peuvent provoquer le bouchage des conduites de transport et l'action corrosive des gaz acides contenus dans un gaz naturel entraîne la détérioration des conduites et des installations de traitement et distribution du gaz naturel, situées en aval.

Ces deux phénomènes ont des conséquences extrêmement pénalisantes, pouvant conduire à l'arrêt de production d'hydrocarbures.

Le traitement du gaz peut également comprendre une étape d'extraction des hydrocarbures supérieurs, par exemple une fraction liquide de gaz naturel (LGN) definie comme comprenant la fraction GPL et la fraction gazoline (C_5+). Cette étape a pour fonction soit d'ajuster le point de rosée hydrocarbures pour éviter la condensation d'une fraction hydrocarbure au cours du transport du gaz, soit de récupérer une fraction LGN; plus valorisable que le gaz traité.

Pour assurer le traitement du gaz naturel, différents procédés sont décrits dans l'art antérieur.

Dans le brevet français FR-B-2 605 241, il est déjà décrit un procédé de traitement faisant appel à un solvant physique réfrigéré et permettant de réaliser l'ensemble des opérations de traitement du gaz naturel : déshydratation, seule ou associée à l'extraction des hydrocarbures supérieurs et/ou la désacidification de ce gaz, s'il contient des composés acides.

Dans le brevet français FR-B-2 636 857, il est montré que lorsque le procédé comprend une étape de séparation des hydrocarbures supérieurs (LGN), la récupération du solvant peut être améliorée par la mise en oeuvre d'une étape de lavage des hydrocarbures liquides par l'eau issue de la déshydratation du gaz.

Des applications d'un tel procédé sont discutées par exemple dans la publication "IFPEXOL for Environmentally Sound Gas Processing" de J. Larue, A. Minkkinen et S. Patel, presentée à la 71ème Convention du "GPA", en Mars 1992 à Anaheim en Californie (USA).

La publication "Integrated Natural Gas Treatment : Gained Industrial Experience with IFPEXOL Process" de S. Patel, A. Minkkinen, J. Larue et J.F. Levier presentée à l'IGCR 95 à Cannes (France) en Novembre 1995, décrit notamment la façon de laver à l'eau la phase d'hydrocarbure liquide afin de récupérer au moins en partie le solvant qu'elle contient.

La Figure 1 illustre le procédé tel que décrit dans l'art antérieur, lorsque le gaz à traiter contient du méthane, de l'eau, au moins un hydrocarbure condensable, et éventuellement des composés acides. Le procédé est alors décrit comme suit.

Le gaz naturel à traiter arrive par le conduit 1. Une fraction ou la totalité de ce gaz est mise en contact, dans la zone de contact G1, formée par

exemple par un garnissage, avec un mélange de solvant et d'eau provenant du conduit 2.

Le solvant utilisé peut être choisi parmi le méthanol, l'éthanol, le propanol, le méthylpropyléther, l'éthylpropyléther, le dipropyléther, le méthyltertiobutyléther, le diméthoxyméthane, le diméthoxyéthane et le méthoxyéthanol. Le solvant préférentiellement utilisé est le méthanol.

Une phase gazeuse chargée de solvant est évacuée en tête par le conduit 3. En fond, on soutire par le conduit 4 une phase aqueuse substantiellement débarrassée de solvant.

Il est à noter que le procédé de traitement peut être optimisé en adaptant la fraction de gaz devant passer dans la zone de contact G1 et la fraction de gaz passant en dehors de cette zone de contact en fonction de la composition du gaz à traiter et des performances requises. Cette option, représentée en pointillé sur la Figure 1, permet à une partie du gaz à traiter, passant par le conduit 18, d'être directement mélangée au gaz sortant de la zone de contact par le conduit 3. La fraction de gaz ne passant pas dans la zone de contact peut être comprise, par exemple, entre 0 et 50 % de la quantité de gaz à traiter.

La phase gazeuse de tête, contenant de l'eau et du solvant, est le plus souvent proche de la saturation. Elle est refroidie dans l'échangeur E1 par un fluide frigorigène, de manière à provoquer la condensation d'une phase aqueuse contenant du solvant et d'une phase hydrocarbure liquide. Il a été montré que le solvant entraîné en phase gazeuse à la sortie de la zone de contact G1 peut suffire à éviter les problèmes de formation d'hydrates liés à l'étape de refroidissement E1. Un appoint peut être apporté au procédé par le conduit 5 pour compenser les pertes de solvant dans le gaz traité, dans la fraction hydrocarbure liquide (LGN) et éventuellement dans l'eau rejetée par le conduit 19. Par ce conduit 19, un courant de purge peut être établi pour maintenir constantes les quantités de solvant et d'eau présentes dans l'ensemble du circuit.

Le mélange de phases gazeuse et liquides ainsi obtenu sort de l'échangeur E1 par le conduit 6. Les deux phases liquides et la phase gazeuse sont séparées dans un ballon B1.

Le gaz traité déshydraté est évacué de ce ballon par le conduit 7. Les deux phases liquides issues de la condensation se séparent par décantation dans la partie basse de B1.

La phase aqueuse formée essentiellement d'eau et de solvant sort du ballon B1 par le conduit 8. Une pompe P1 permet de réinjecter ladite phase aqueuse par le conduit 9 dans le conduit 2, puis dans la zone de contact G1.

La phase hydrocarbure, formée essentiellement des hydrocarbures condensables du gaz naturel (C_3+) (contenant éventuellement de l'éthane et du méthane dissous) et de solvant, peut être évacuée vers un circuit de stabilisation et de lavage par le conduit 10. À ce stade du procédé, un échange de chaleur entre le gaz issu de la zone de contact G1 et la phase hydrocarbure évacuée par le conduit 10 peut être envisagé. Il n'a pas été représenté sur la Figure 1. Une pompe P2 permet d'envoyer la phase hydrocarbure liquide par le conduit 11 dans une colonne de stabilisation S1. Le but de cette opération est de séparer de ladite phase hydrocarbure liquide les composants les plus volatils (C_1 et C_2), qui sont évacués hors du procédé par le conduit 12. La phase hydrocarbure contenant les constituants de masse molaire supérieure à C_2 est envoyée, par le conduit 13, dans une zone de lavage à l'eau G2 afin d'éliminer le solvant qu'elle contient.

La phase aqueuse, évacuée de la zone de contact G1 par le conduit 4 et débarrassée au moins en partie du solvant, est reprise par une pompe P3. Une fraction de cette phase aqueuse dont le débit est contrôlé est envoyée à la zone de contact G2 par le conduit 14. L'autre fraction est évacuée par le conduit 19.

Dans cette zone de contact G2, la fraction de la phase aqueuse arrivant par le conduit 14 permet d'assurer le lavage de la phase hydrocarbure. Le solvant ayant plus d'affinité pour l'eau que pour la phase hydrocarbure est récupéré au moins en partie dans la phase aqueuse à l'issue de cette étape.

La phase hydrocarbure liquide, débarrassée de la majeure partie du solvant qu'elle contenait à l'entrée de la zone de contact G2, est évacuée par le conduit 15.

La phase aqueuse contenant du solvant est évacuée de la zone de contact G2 par le conduit 16. Cette phase est reprise par la pompe P4 et injectée dans la zone de contact G1. Selon sa concentration en solvant, cette phase est injectée dans la zone de contact G1 par le conduit 17, ou injectée dans le conduit 2, afin d'être mélangée à la phase aqueuse arrivant du ballon B1 par le conduit 9.

Ce procédé présente des avantages importants par rapport aux techniques antérieures. Il permet un gain significatif en investissement ainsi qu'en encombrement et poids des installations, ce qui peut être particulièrement avantageux dans un contexte de production d'hydrocarbures en mer. En outre, la séparation de l'eau et du solvant par le contact avec le gaz à traiter permet d'éviter d'avoir à réaliser une séparation par distillation.

Il est apparu néanmoins possible d'aboutir à des gains supplémentaires en investissements, encombrement et poids et en frais opératoires liés au traitement du gaz, en opérant selon le procédé de l'invention.

Le procédé et l'installation selon l'invention sont avantageusement utilisés pour déshydrater un gaz tel que le gaz naturel comportant de l'eau et au moins un hydrocarbure supérieur, ainsi que pour obtenir une séparation au moins partielle des hydrocarbures condensables.

D'une manière générale, le procédé de l'invention peut être défini comme comprenant les étapes suivantes :

a) on sépare le gaz à traiter en deux flux (1) et (2). La fraction de gaz présente dans le flux (2) peut représenter de 25 à 95 % du gaz à traiter ; elle représentera de préférence de 30 à 50 % de la totalité du gaz ;

b) on met en contact au moins le flux (2) avec une phase liquide recyclée renfermant à la fois de l'eau et un solvant consistant en général en un composé organique non hydrocarbure, normalement liquide, autre que l'eau, au moins partiellement miscible à l'eau et distillable à une température inférieure à la température de distillation de l'eau. Au cours de cette étape, le solvant passe préférentiellement dans le gaz. Au sortir de cette zone de contact, on obtient une phase liquide aqueuse appauvrie en solvant, par comparaison avec phase liquide recyclée, et une phase gazeuse chargée en solvant.

c) on sépare la phase aqueuse appauvrie en solvant et la phase gazeuse chargée en solvant ;

d) on met en contact la phase aqueuse appauvrie en solvant avec le flux (1) de gaz à traiter exempt de solvant dans une zone de contact, le solvant residuel est extrait de phase aqueuse appauvrie par le gaz. et une phase gazeuse riche en solvant et une phase liquide aqueuse régénérée sont issues de cette étape ;

e) on mélange la phase gazeuse riche en solvant issue de l'étape (d) soit à la phase gazeuse chargée en solvant issue de l'étape (b), soit au flux de gaz (2) exempt de solvant en amont de l'étape (b) ;

f) on refroidit la phase gazeuse issue du mélange, de manière à condenser partiellement une phase aqueuse et une phase hydrocarbure, contenant toutes deux du solvant, et à produire le gaz traité, débarrassé au moins en partie de l'eau et des hydrocarbures supérieurs qu'il contenait ;

g) on sépare la phase aqueuse et la phase hydrocarbure issues de l'étape (f) par décantation ; et

h) on recycle la phase aqueuse riche en solvant à l'étape (b) du procédé.

Si cela est nécessaire, la phase liquide hydrocarbure peut être stabilisée et/ou débarrassée du solvant qu'elle contient. Pour ce faire, la phase hydrocarbure liquide est envoyée dans une colonne de stabilisation. Au cours de l'étape de stabilisation, les composés les plus volatils de la phase liquide hydrocarbure (C_1 et C_2) sont évacués hors du procédé. La phase hydrocarbure contenant les composés supérieurs à C_2 est ultérieurement mise en contact avec une phase aqueuse exempte de solvant, qui peut être tout ou partie de l'eau issue de l'étape (d). À l'issue de ce contact, qui peut être réalisé par exemple dans un mélangeur statique, la phase hydrocarbure exempte de solvant et la phase aqueuse chargée de solvant sont séparées. La phase hydrocarbure est soutirée. La phase aqueuse chargée de solvant est recyclée à l'étape (b) et/ou à l'étape (d).

Avantageusement, à l'issue l'étape de contact (d), la totalité du gaz à traiter peut être mise en contact au cours de l'étape (b) avec la phase aqueuse recyclée riche en solvant.

Avantageusement aussi, à l'issue des étapes de contact (b) et (d), un appoint de solvant peut être apporté à la phase gazeuse afin d'éviter les problèmes de formation d'hydrates liés à l'étape de refroidissement (f) et de compenser les pertes de solvant dans le gaz traité.

De préférence aussi, la phase aqueuse riche en solvant recyclée à l'étape (b) peut contenir de 50 à 95% poids de solvant et la température de la phase gazeuse à l'issue de l'étape (f) peut être comprise 16 entre -15 et -80°C, le gaz obtenu à l'issue de l'étape (f) étant débarrassé de la majeure partie de l'eau et hydrocarbures supérieurs qu'il contenait à l'entrée du procédé.

De préférence encore, le lavage de la phase liquide hydrocarbure peut être réalisé avec la phase aqueuse régénérée issue de l'étape (d) sur laquelle un courant de purge est établi de manière à maintenir sensiblement constantes les quantités de solvant et d'eau présentes dans l'ensemble du circuit.

Les avantages et caractéristiques de l'invention apparaîtront mieux à la lecture des descriptions données à titre d'exemples de réalisation, dans le cadre d'applications, nullement limitatives, au traitement du gaz naturel, en se référant aux dessins annexés.

Les Figures 2 et 3 schématisent le procédé selon l'invention, à savoir une amélioration du procédé tel que décrit dans l'art antérieur, permettant de diminuer la section et/ou la hauteur de la zone de contact G1 par l'introduction dans l'installation d'un mélangeur et d'un séparateur situés en amont de la zone de contact G1 et permettant un premier échange entre la solution aqueuse chargée de solvant et tout ou partie du gaz à traiter.

La Figure 2 présente une mise en oeuvre du procédé selon l'invention.

La phase aqueuse chargée en solvant issue du ballon séparateur B1 par le conduit 8 est envoyée par la pompe P1 dans le conduit 9 jusqu'à un mélangeur M21, également connecté au gaz de by-passe amené par le conduit 18. Au cours de l'étape de mélange, le gaz se charge de solvant. Les deux phases aqueuse et gazeuse sont séparées dans un ballon séparateur B21.

Le gaz chargé de solvant issu du ballon B21 par le conduit 21 est mélangé au gaz sortant de la zone de contact G1, puis envoyé par le conduit 3 vers l'échangeur E1.

La phase aqueuse, issue du ballon B21 est soulagée d'une partie du solvant qu'elle contenait au sortir du ballon B1. Elle est injectée par le conduit 22 en tête de la zone de contact G1. La concentration en solvant de la phase aqueuse circulant par le conduit 22 est bien inférieure à celle de la solution circulant dans le conduit 9. Du fait de cette faible concentration, la section et/ou la hauteur de la zone de contact G1 seront sensiblement réduites par rapport à celles qui sont nécessaires dans le procédé tel que décrit dans l'art antérieur. Si le procédé contient une étape de lavage des hydrocarbures supérieurs, la phase aqueuse issue du lavage par le conduit 17 peut éventuellement être injectée dans la zone de contact G1 ou mélangée à la phase aqueuse dans le conduit 22. Le choix du point d'injection de la phase aqueuse sera effectué selon sa teneur en solvant.

Une quantité moindre de solvant devant passer de la phase aqueuse à la phase gazeuse au cours de l'étape de contact dans la zone G1, la taille de l'équipement utilisé pour ce contact est significativement réduite.

Un autre mode de réalisation du procédé de l'invention est décrit ci-après en liaison avec la Figure 3.

Selon ce mode de réalisation, l'ensemble du gaz produit, issu des conduits 3 et 18, est envoyé dans le mélangeur M22. L'ensemble du gaz produit est mélangé, dans le mélangeur M22, à la solution aqueuse chargée en solvant provenant du ballon B1 et circulant par le conduit 9. Le gaz sortant du ballon de séparation B22 par le conduit 23 est directement envoyé à l'échangeur E1, alors que la phase aqueuse issue du ballon B22 par le conduit 24 est injectée dans la zone de contact G1. Comme décrit précédemment, si le procédé contient une étapè de lavage des hydrocarbures supérieurs, la phase aqueuse issue du lavage par le conduit

17, peut éventuellement être injectée dans la zone de contact G1 ou mélangée à la phase aqueuse dans le conduit 24.

Le solvant mis en jeu dans le procédé de l'invention peut être choisi parmi le méthanol, l'éthanol, le propanol, le méthylpropyléther, l'éthylpropyléther, le dipropyléther, le méthyltertiobutyléther, le diméthoxyméthane, le diméthoxyéthane et le méthoxyéthanol. On utilise le plus souvent le méthanol.

L'Exemple 1 suivant illustre un procédé selon l'art antérieur et les Exemples 2 et 3 illustrent les deux modes particuliers de réalisation du procédé de l'invention.

EXEMPLE 1

Dans cet exemple, on procède selon l'art antérieur représenté par la Figure 1. Un gaz naturel est produit sur site, à une pression de 6 MPa et une température de 50°C ; sa composition est donnée dans le tableau 1 et il est saturé en eau (teneur en eau à l'entrée du procédé environ 6000 ppm mole). Son débit est de 108 tonnes/h, ce qui correspond à une production de 3,0 MNm3/jour.

Tableau 1

Composition	% Poids
N2	1,6
CO2	3,4
Méthane	70,4
Éthane	11,6
Propane	6,9
Butane	3,7
Pentane	1,4
C6+	1,0

Le solvant utilisé pour cette application est le méthanol.

La moitié du gaz produit (50 %) est injectée dans la zone de contact G1 par le conduit 1, l'autre moitié (50 %) est dirigée en tête du contacteur par le conduit 18. Le contacteur G1 contient un garnissage structuré. Une solution aqueuse de méthanol recyclée est injectée en tête du contacteur par le conduit 2 à une température de - 25°C. À l'issue de l'étape de contact, une solution aqueuse appauvrie en solvant est issue du contacteur par le conduit 4. Cette solution contient 160 ppm en masse de méthanol. Son débit est de 245 kg/h ; il correspond approximativement à la quantité d'eau initialement contenue dans les 108 tonnes/h de gaz à traiter.

Le gaz contenant le méthanol est dirigé vers l'échangeur E1 par le conduit 3. Il reçoit, par le conduit 5, un appoint de 40 kg/h de méthanol. Après l'échangeur E1, sa température est de - 25°C. Le ballon B1 permet de séparer :

- un flux de 99 500 kg/h de gaz traité, contenant une teneur résiduelle en eau de 14 ppm mole, soit 10,5 kg/MNm3 ;

- un flux de 616 kg/h d'eau chargée de méthanol, qui est recyclé vers la zone de contact G1 ; et

- un flux de 8400 kg/h de phase hydrocarbure condensée (LGN) qui peut éventuellement être stabilisée, puis lavée afin d'être débarrassée du solvant qu'elle contient, avant valorisation.

EXEMPLE 2

Dans cet exemple, le gaz naturel, produit sur site, dans les conditions de pression, température, débit et composition décrites dans l'exemple 1, est traité selon le procédé de l'invention décrit dans la Figure 2. Dans cet exemple encore, le solvant utilisé est le méthanol.

Dans cet exemple, le gaz de by-passe issu du conduit 18 est mis au contact de la phase aqueuse chargée en solvant issue du ballon séparateur B1 par le conduit 8 dans le melangeur M21. Au cours de cette étape de mélange le gaz se charge de solvant.

Les deux phases aqueuse et gazeuse sont séparées dans un ballon séparateur B21.

Le gaz chargé de solvant issu du ballon B21 par le conduit 21 est mélangé au gaz sortant de la zone de contact G1, puis envoyé par le conduit 3 vers l'échangeur E1.

La phase aqueuse issue du ballon B21 est soulagée d'une partie du solvant qu'elle contenait au sortir du ballon B1. Elle est injectée par le conduit 22 en tête de la zone de contact G1.

De par le premier contact entre le gaz et la solution riche en solvant dans le mélangeur M21, la concentration en solvant de la solution aqueuse est divisée par un facteur 2,5 par rapport à la solution circulant dans le conduit 9.

Toutes choses étant égales par ailleurs, des performances identiques à celles décrites dans l'exemple 1 sont obtenues avec une colonne de contact G1 réduite. En effet, le contact de la solution aqueuse partiellement appauvrie en solvant par 44 % du gaz à traiter suffit à l'épuisement de la solution.

Lorsque 56 % du gaz est by-passé, la concentration en méthanol de l'eau issue du contacteur par le conduit 4 est de 160 ppm masse, comme dans l'exemple 1.

L'épuisement de la solution est obtenu en utilisant une colonne d'un diamètre réduit de 6 % par rapport à l'exemple précédent. Le poids d'acier lié à cette diminution de diamètre varie en proportion de cette réduction.

Le volume de garnissage nécessaire est lui aussi conséquemment réduit, de 12 % ; en revanche, la hauteur de garnissage est identique à celle de l'exemple 1.

EXEMPLE 3

Dans cet exemple, le gaz naturel, produit sur site dans les conditions de pression, température, débit et composition décrites dans l'exemple 1, est traité selon le procédé de l'invention décrit dans la Figure 3. Dans cet exemple encore, le solvant utilisé est le méthanol.

Selon cet exemple, une part du gaz à traiter est envoyée dans la zone de contact G1 par le conduit 1. Comme précédemment, le gaz chargé en solvant après le contact, sort de G1 par le conduit 3. Il est mélangé au gaz by-passé exempt de solvant dans le conduit 18. L'ensemble du gaz est mélangé à la solution aqueuse chargée de solvant recyclée dans un mélangeur M22. Le mélange est envoyé au ballon séparateur B22.

Deux phases sont issues du ballon séparateur B22 :

- le gaz contenant le solvant, qui est envoyé par le conduit 23 à la l'échangeur de chaleur E1 ; et
- la solution aqueuse de solvant partiellement appauvrie, qui est envoyée par le conduit 24 à la zone de contact G1.

De par le premier contact entre le gaz et la solution riche en solvant dans le mélangeur M22, la concentration en solvant de la solution aqueuse est divisée par un facteur 3,5 par rapport à la solution circulant dans le conduit 9.

Toutes choses étant égales par ailleurs, des performances identiques à celles décrites dans l'exemple 1 sont obtenues avec une colonne de contact G1 réduite. En effet, le contact de la solution aqueuse partiellement appauvrie en solvant par 31 % du gaz à traiter suffit à l'épuisement de la solution.

Lorsque 69 % du gaz est by-passé, la concentration en méthanol de l'eau issue du contacteur par le conduit 4 est de 160 ppm en masse, comme dans l'exemple 1.

L'épuisement de la solution est obtenu en utilisant une colonne d'un diamètre réduit de 21 % par rapport à l'exemple 1. Le poids d'acier lié à cette diminution de diamètre varie en proportion de cette réduction.

Le volume de garnissage nécessaire est lui aussi conséquemment réduit, de 38 % ; en revanche, la hauteur de garnissage est identique à celle de l'exemple 1.

La comparaison de l'exemple 1 selon l'art antérieur, d'une part, et des exemples 2 et 3 selon l'invention, d'autre part, met en évidence que le procédé selon l'invention permet une réduction significative de la section de la zone de contact, et, par là-même, de l'encombrement et du poids induits par cet équipement, ainsi que du volume de garnissage nécessaire à une opération de traitement de gaz.

Le procédé selon l'invention offre comme avantage d'être moins coûteux en investissement que les procédés décrits dans l'art antérieur, de par la double réduction de la section du contacteur et du volume de garnissage nécessaires aux opérations.

Les réalisations de l'invention au sujet desquelles un droit exclusif de propriété ou de privilège est revendiqué, sont définis comme il suit :

1 - Procédé de traitement d'un gaz contenant du méthane, de l'eau et au moins un hydrocarbure supérieur au méthane, ledit procédé visant à débarrasser au moins en partie le gaz de l'eau et des hydrocarbures supérieurs au méthane, et étant caractérisé en ce qu'il comprend les étapes suivantes :

a) on sépare le gaz à traiter en deux flux (1) et (2) ;

b) on met en contact au moins ledit flux (2) dudit gaz avec une phase liquide recyclée renfermant à la fois de l'eau et un solvant,consistant en un composé organique non hydrocarbure, normalement liquide, autre que l'eau, au moins partiellement miscible à l'eau et distillable à une température inférieure à la température de distillation de l'eau, de manière à obtenir une phase liquide aqueuse appauvrie en solvant, par comparaison avec ladite phase liquide recyclée, et une phase gazeuse chargée en solvant ;

c) on sépare la phase aqueuse appauvrie en solvant et la phase gazeuse chargée en solvant ;

d) on met en contact ladite phase aqueuse appauvrie en solvant avec le flux (1) dudit gaz à traiter exempt de solvant dans une zone de contact, le solvant étant extrait de ladite phase aqueuse appauvrie par ledit gaz à traiter, une phase gazeuse riche en solvant et une phase liquide aqueuse régénérée étant issues de cette étape ;

e) on mélange ladite phase gazeuse riche en solvant issue de l'étape (d) soit à la phase gazeuse chargée en solvant issue de l'étape (b), soit au flux de gaz (2) exempt de solvant de l'étape (a) ;

f) on refroidit ladite phase gazeuse issue du mélange, de manière à la condenser partiellement en une phase aqueuse et une phase hydrocarbure, contenant toutes deux du solvant, et produisant le gaz traité, débarrassé au moins en partie de l'eau et des hydrocarbures supérieurs qu'il comprenait ;

g) on sépare par décantation lesdites phase aqueuse et phase hydrocarbure issues de l'étape (f) ; et

h) on recycle ladite phase aqueuse riche en solvant à l'étape (b).

2. Procédé selon la revendication 1, caractérisé en ce que, dans l'étape (a), la fraction de gaz présente dans le flux (2) est supérieure à celle présente dans le flux (1).

3. Procédé selon la revendication 1 ou 2, caractérisé en ce que la phase gazeuse riche en solvant issue l'étape (d) est mélangée à la phase gazeuse riche en solvant issue de l'étape (b) du procédé.

4. Procédé selon la revendication 1, caractérisé en ce qu'à l'issue l'étape de contact (d), la totalité du gaz à traiter est mise en contact au cours de l'étape (b) avec la phase aqueuse recyclée riche en solvant.

5. Procédé selon l'une quelconque des revendications 1 à 4, caractérisé en ce que, à l'issue des étapes de contact (b) et (d), un appoint de solvant est apporté à la phase gazeuse afin d'éviter les problèmes de formation d'hydrates liés à l'étape de refroidissement (f) et de compenser les pertes de solvant dans le gaz traité.

6. Procédé selon l'une quelconque des revendications 1 à 5, caractérisé en ce que le solvant est choisi parmi le méthanol, l'éthanol, le propanol, le méthylpropyléther, l'éthylpropyléther, le dipropyléther, le méthyltertiobutyléther, le diméthoxyméthane, le diméthoxyéthane et le méthoxyéthanol.

7. Procédé selon la revendication 6, caractérisé en ce que le solvant est le méthanol.

8. Procédé selon l'une quelconque des revendications 1 à 7, caractérisé en ce que la phase aqueuse riche en solvant recyclée à l'étape (b) contient de 50 à 95% poids de solvant.

9. Procédé selon l'une quelconque des revendications 1 à 8, caractérisé en ce que la température de la phase gazeuse à l'issue de l'étape (f) est comprise entre -15 et -80°C, le gaz obtenu à l'issue de l'étape (f) étant débarrassé de

la majeure partie de l'eau et hydrocarbures supérieurs qu'il contenait à l'entrée du procédé.

10. Procédé selon l'une quelconque des revendications 1 à 9, caractérisé en ce que la fraction de gaz traversant la zone de contact de l'étape (d) représente de 25 à 95% du gaz à traiter.

11. Procédé selon l'une quelconque des revendications 1 à 9, caractérisé en ce que la fraction de gaz traversant la zone de contact de l'étape (d) représente de 30 à 50% du gaz à traiter.

12. Procédé selon l'une quelconque des revendications 1 à 11, caractérisé en ce que l'on soumet la phase liquide hydrocarbure issue de l'étape (g) à une étape de stabilisation pour en éliminer les composés volatils.

13. Procédé selon l'une quelconque des revendications 1 à 12, caractérisé en ce que l'on soumet la phase liquide hydrocarbure issue de l'étape (g) à une étape de lavage afin d'en récupérer le solvant.

14. Procédé selon la revendication 13, caractérisé en ce que le lavage de la phase liquide hydrocarbure est réalisé avec la phase aqueuse régénérée issue de l'étape (d) sur laquelle un courant de purge est établi de manière à maintenir sensiblement constantes les quantités de solvant et d'eau présentes dans l'ensemble du circuit.

15. Procédé selon la revendication 13, caractérisé en ce que l'étape de lavage de la phase hydrocarbure liquide est réalisée par la mise en oeuvre de mélangeurs décanteurs.

16. Procédé selon la revendication 13, caractérisé en ce que l'étape de lavage de la phase hydrocarbure liquide est réalisée par contact dans une colonne.

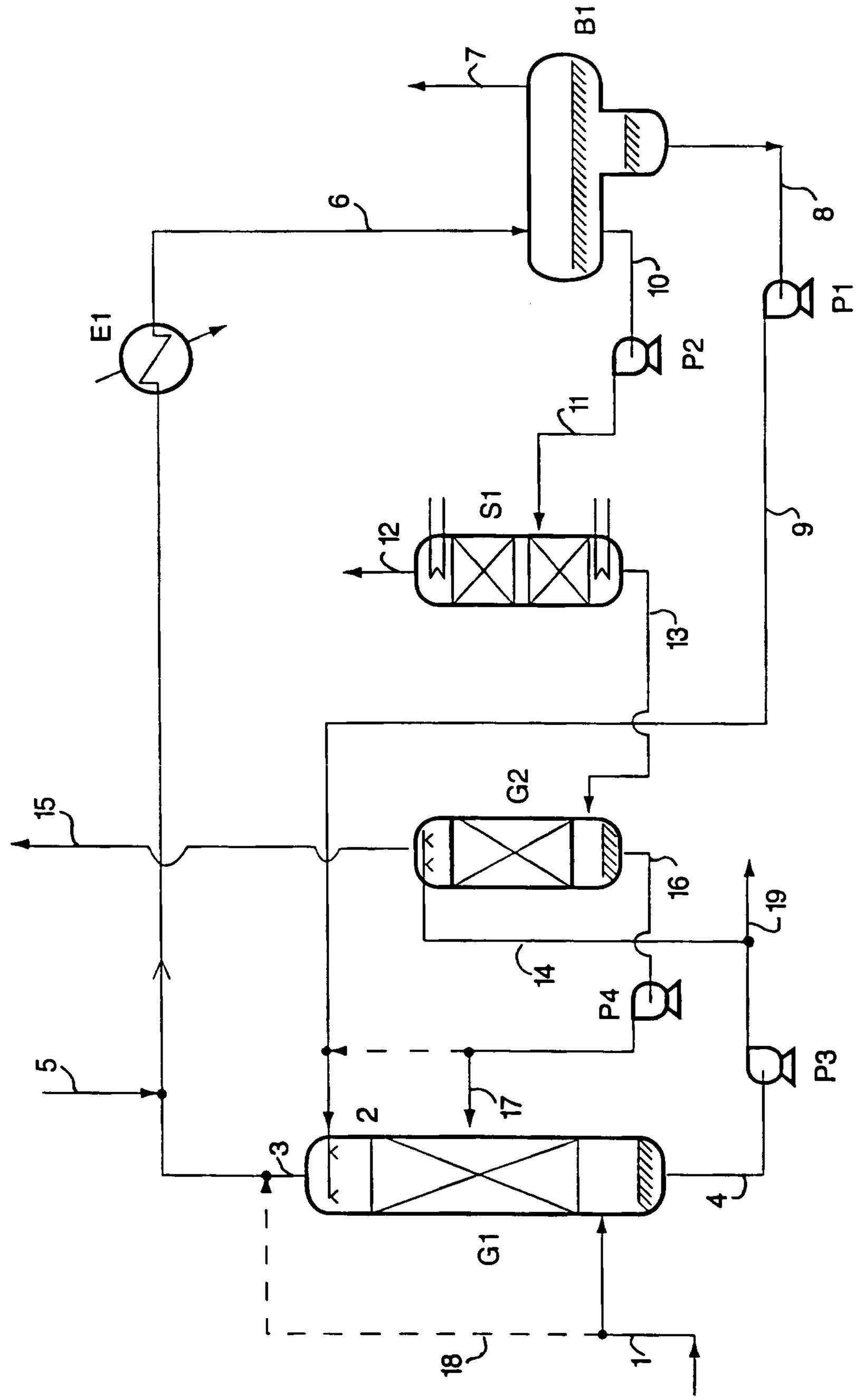


Figure 1 (ART ANTERIEUR)

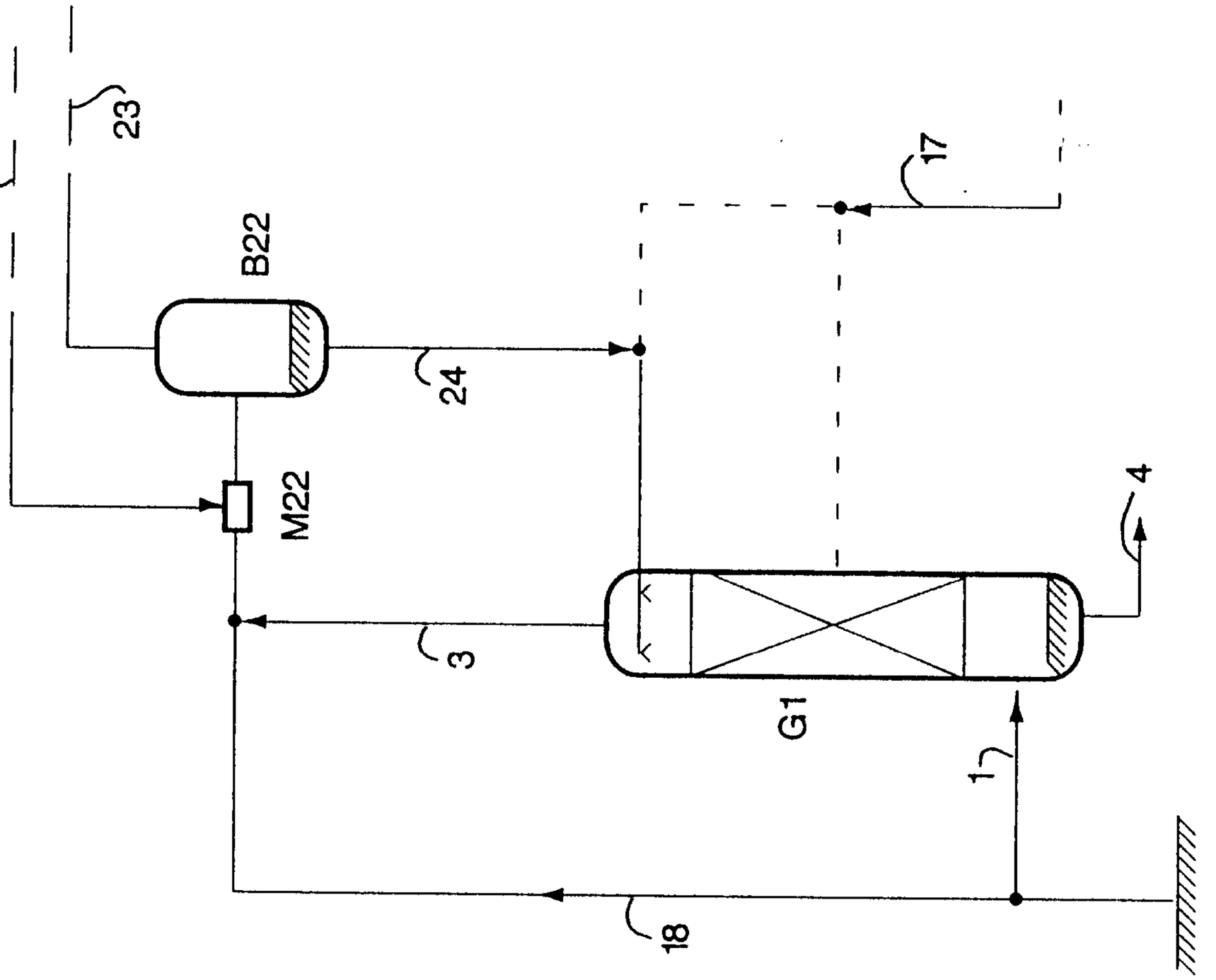


Figure 3

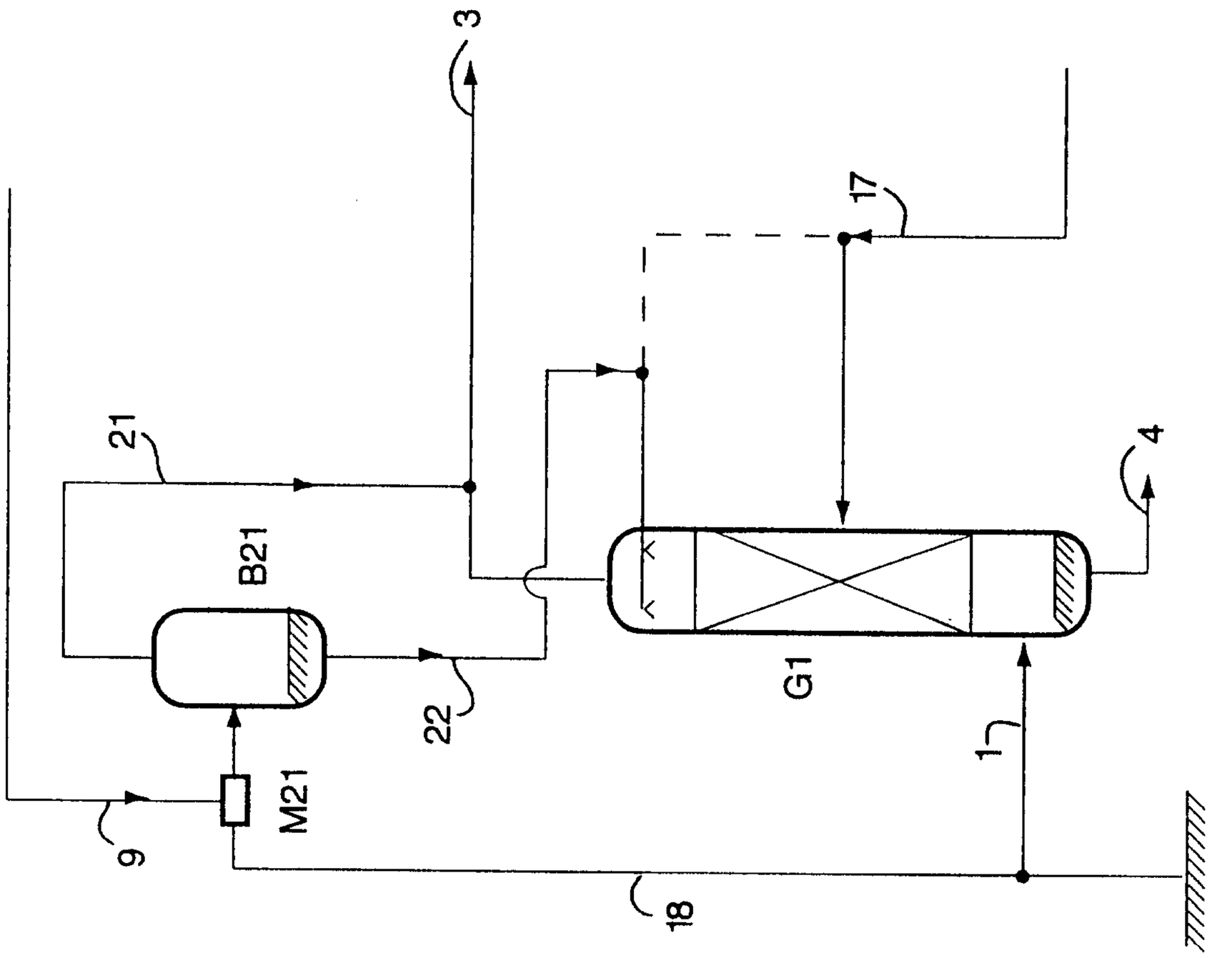


Figure 2