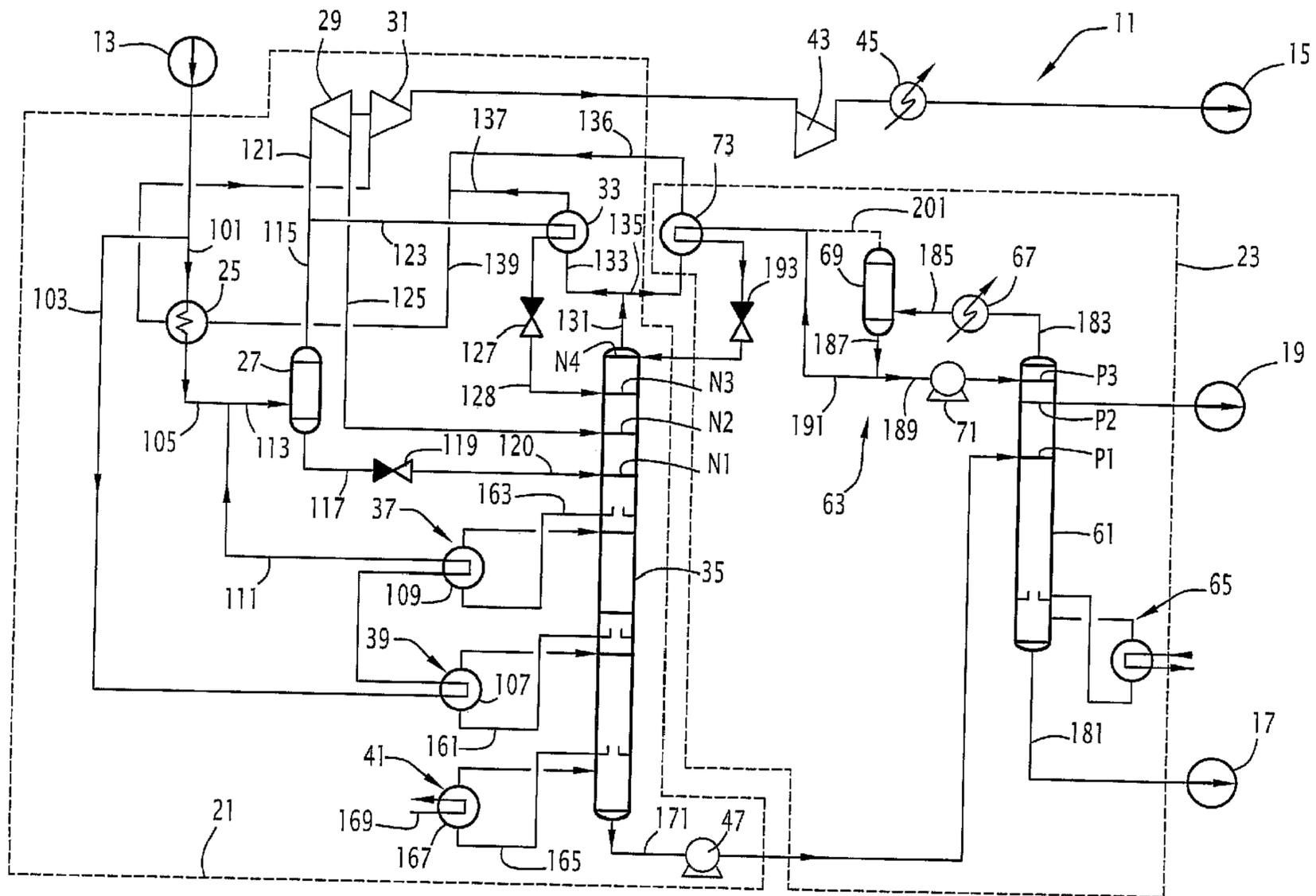




(86) Date de dépôt PCT/PCT Filing Date: 2005/12/19
 (87) Date publication PCT/PCT Publication Date: 2006/07/06
 (45) Date de délivrance/Issue Date: 2013/10/15
 (85) Entrée phase nationale/National Entry: 2007/06/21
 (86) N° demande PCT/PCT Application No.: FR 2005/003186
 (87) N° publication PCT/PCT Publication No.: 2006/070097
 (30) Priorité/Priority: 2004/12/22 (FR0413751)

(51) Cl.Int./Int.Cl. *F25J 3/00* (2006.01)
 (72) Inventeur/Inventor:
 PARADOWSKI, HENRI, FR
 (73) Propriétaire/Owner:
 TECHNIP FRANCE, FR
 (74) Agent: RIDOUT & MAYBEE LLP

(54) Titre : PROCÉDE ET INSTALLATION DE PRODUCTION DE GAZ NATUREL TRAITE, D'UNE COUPE RICHE EN HYDROCARBURES EN C3 + ET COURANT RICHE EN ETHANE
 (54) Title: METHOD AND INSTALLATION FOR PRODUCING TREATED NATURAL GAS FROM A C3+ HYDROCARBON-RICH CUT AND ETHANE-RICH STREAM



(57) Abrégé/Abstract:

Ce procédé comprend le refroidissement du gaz naturel de départ (13) et son introduction dans une colonne (35) de récupération des hydrocarbures en C₂⁺. Il comprend la récupération du courant de tête (131) de la colonne (35) pour former le gaz naturel traité



(57) **Abrégé(suite)/Abstract(continued):**

(15), et la récupération du courant de pied (171) de la colonne (35) pour son introduction à un niveau d'alimentation (P1) d'une colonne de fractionnement (61) munie d'un condenseur de tête (63). La colonne (61) produit en pied ladite coupe d'hydrocarbures en C_3^+ (17). Le procédé comprend la récupération du courant riche en éthane (19) à partir d'un niveau intermédiaire (P2) de la colonne (61), situé au-dessus dudit niveau d'alimentation (P1) et la production d'un courant de reflux secondaire (191) à partir dudit condenseur de tête (63) introduit en reflux en tête de la colonne de récupération (35).

(12) DEMANDE INTERNATIONALE PUBLIÉE EN VERTU DU TRAITÉ DE COOPÉRATION
EN MATIÈRE DE BREVETS (PCT)

(19) Organisation Mondiale de la Propriété

Intellectuelle
Bureau international(43) Date de la publication internationale
6 juillet 2006 (06.07.2006)

PCT

(10) Numéro de publication internationale
WO 2006/070097 A1(51) Classification internationale des brevets :
F25J 3/00 (2006.01)(21) Numéro de la demande internationale :
PCT/FR2005/003186(22) Date de dépôt international :
19 décembre 2005 (19.12.2005)

(25) Langue de dépôt : français

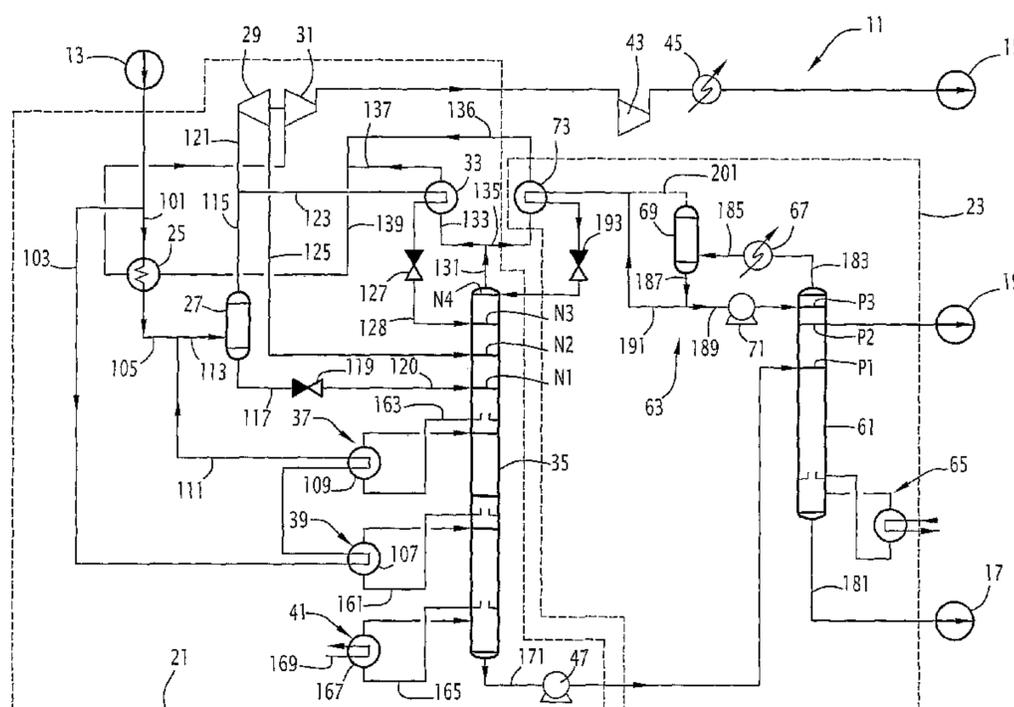
(26) Langue de publication : français

(30) Données relatives à la priorité :
0413751 22 décembre 2004 (22.12.2004) FR(71) Déposant (pour tous les États désignés sauf US) : **TECH-
NIP FRANCE** [FR/FR]; 6-8 Allée de l'Arche, Faubourg
De L'arche, Zac Danton, F-92400 Courbevoie (FR).

(72) Inventeur; et

(75) Inventeur/Déposant (pour US seulement) : **PARAD-
OWSKI, Henri** [FR/FR]; 32 Rue Serpente, F-95800
Cergy (FR).(74) Mandataires : **BLOT, Philippe** etc.; CABINET
LAVOIX, 2, Place d'Estienne d'Orves, F-75441 Paris
Cedex 09 (FR).(81) États désignés (sauf indication contraire, pour tout titre de
protection nationale disponible) : AE, AG, AL, AM, AT,
AU, AZ, BA, BB, BG, BR, BW, BY, BZ, CA, CH, CN, CO,
CR, CU, CZ, DE, DK, DM, DZ, EC, EE, EG, ES, FI, GB,
GD, GE, GH, GM, HR, HU, ID, IL, IN, IS, JP, KE, KG,
KM, KN, KP, KR, KZ, LC, LK, LR, LS, LT, LU, LV, LY,
MA, MD, MG, MK, MN, MW, MX, MZ, NA, NG, NI, NO,
NZ, OM, PG, PH, PL, PT, RO, RU, SC, SD, SE, SG, SK,
SL, SM, SY, TJ, TM, TN, TR, TT, TZ, UA, UG, US, UZ,
VC, VN, YU, ZA, ZM, ZW.(84) États désignés (sauf indication contraire, pour tout titre
de protection régionale disponible) : ARIPO (BW, GH,
GM, KE, LS, MW, MZ, NA, SD, SL, SZ, TZ, UG, ZM,
ZW), eurasiatique (AM, AZ, BY, KG, KZ, MD, RU, TJ, TM),
européen (AT, BE, BG, CH, CY, CZ, DE, DK, EE, ES, FI,
FR, GB, GR, HU, IE, IS, IT, LT, LU, LV, MC, NL, PL, PT,

[Suite sur la page suivante]

(54) Title: METHOD AND INSTALLATION FOR PRODUCING TREATED NATURAL GAS FROM A C₃+ HYDROCAR-
BON-RICH CUT AND ETHANE-RICH STREAM(54) Titre : PROCÉDE ET INSTALLATION DE PRODUCTION DE GAZ NATUREL TRAITÉ, D'UNE COUPE RICHE EN
HYDROCARBURES EN C₃ + ET COURANT RICHE EN ETHANE(57) Abstract: The invention concerns a method comprising cooling the initial natural gas (13) and introducing same into a C₂+ hydrocarbon recovery column (35). It comprises recovering the overhead stream (131) of the column (35) to form the treated natural gas (15), and recovering the bottoms stream (171) of the column (35) to introduce same at a supply level (P1) of the fractionating column (61) provided with an overhead condenser (63). The column (61) produces in the bottoms said C₃+ hydrocarbon cut (17). The method comprises recovering the ethane-rich stream (19) from the intermediate level (P2) of the column (61), located above said supply level (P1) and the production of a secondary reflux stream (191) from said overhead condenser (63) introduced in reflux into the recovery column (35).

[Suite sur la page suivante]

WO 2006/070097 A1

RO, SE, SI, SK, TR), OAPI (BF, BJ, CF, CG, CI, CM, GA, GN, GQ, GW, ML, MR, NE, SN, TD, TG).

Publiée :

— avec rapport de recherche internationale

En ce qui concerne les codes à deux lettres et autres abréviations, se référer aux "Notes explicatives relatives aux codes et abréviations" figurant au début de chaque numéro ordinaire de la Gazette du PCT.

(57) Abrégé : Ce procédé comprend le refroidissement du gaz naturel de départ (13) et son introduction dans une colonne (35) de récupération des hydrocarbures en C_2^+ . Il comprend la récupération du courant de tête (131) de la colonne (35) pour former le gaz naturel traité (15), et la récupération du courant de pied (171) de la colonne (35) pour son introduction à un niveau d'alimentation (P1) d'une colonne de fractionnement (61) munie d'un condenseur de tête (63). La colonne (61) produit en pied ladite coupe d'hydrocarbures en C_3^+ (17). Le procédé comprend la récupération du courant riche en éthane (19) à partir d'un niveau intermédiaire (P2) de la colonne (61), situé au-dessus dudit niveau d'alimentation (P1) et la production d'un courant de reflux secondaire (191) à partir dudit condenseur de tête (63) introduit en reflux en tête de la colonne de récupération (35).

Procédé et installation de production de gaz naturel traité, d'une coupe riche en hydrocarbures en C_3^+ et d'un courant riche en éthane

La présente invention concerne un procédé de production simultanée de gaz naturel traité, d'une coupe riche en hydrocarbures en C_3^+ et, dans au moins certaines conditions de production, d'un courant riche en éthane, à partir d'un gaz naturel de départ comprenant du méthane, de l'éthane et des hydrocarbures en C_3^+ ,

le procédé comprenant les étapes suivantes :

- on refroidit et on condense partiellement le gaz naturel de départ ;
- on sépare le gaz naturel refroidi en un courant liquide et un courant gazeux ;
- 5 - on détend et on introduit le courant liquide dans une colonne de récupération des hydrocarbures en C_2^+ à un premier niveau intermédiaire ;
- on sépare le courant gazeux en un courant d'alimentation de ladite colonne et un courant de reflux ;
- on détend le courant d'alimentation dans une turbine puis on
- 10 l'introduit dans la colonne à un deuxième niveau intermédiaire ;
- on refroidit et on condense au moins partiellement le courant de reflux et, après détente, on l'introduit dans la colonne à un troisième niveau intermédiaire ;
- on récupère le courant de tête de la colonne pour former le gaz
- 15 naturel traité et on récupère le courant de pied de la colonne pour former un courant liquide riche en hydrocarbures en C_2^+ ;
- on introduit ledit courant de pied à un niveau d'alimentation d'une colonne de fractionnement munie d'un condenseur de tête, la colonne de fractionnement produisant en tête le courant riche en éthane, et en pied la-
- 20 dite coupe d'hydrocarbures en C_3^+ ; et
- on introduit un courant de reflux primaire produit dans le condenseur de tête en reflux dans la colonne de fractionnement.

Le procédé de la présente invention s'applique aux installations destinées à produire, à partir d'un gaz naturel extrait du sous-sol, un gaz naturel

25 traité, éventuellement destiné à être liquéfié, une coupe d'hydrocarbures en C_3^+ , et un courant riche en éthane de débit variable.

On connaît de l'article « Next Generation Processes for NGL/LPG Recovery » de WILKINSON et al., présenté à la « 77th Convention of the Gas Processor Association », Dallas, USA, le 16 mars 1998, et à la « GPA Europe Annual Conference » Rome, Italie, le 25 septembre 2002, un procédé du type précité, désigné par le terme anglais « Gas Subcooled Process » (GSP).

Le procédé du type précité est optimisé pour extraire simultanément la quasi-totalité des hydrocarbures en C_3^+ dans le gaz naturel de départ, et une proportion élevée d'éthane du gaz de départ. Ainsi, lorsque le taux d'extraction d'éthane est d'au moins 70%, le taux d'extraction de propane est proche de 99%.

Comme il est bien connu, le terme « taux d'extraction » désigne le rapport de la différence entre le débit molaire d'un constituant dans le gaz naturel de départ et le débit molaire du constituant dans le gaz naturel traité produit, au débit molaire du constituant dans le gaz naturel de départ.

Un tel procédé ne donne pas entière satisfaction. En effet, la demande en éthane sur le marché est très fluctuante, alors que celle des coupes d'hydrocarbures en C_3^+ reste relativement constante et bien valorisée. Par suite, il est parfois nécessaire de diminuer la production d'éthane dans le procédé, en réduisant le taux d'extraction de ce composé dans la colonne de récupération. Dans ce cas, le taux d'extraction des hydrocarbures en C_3^+ diminue également, ce qui réduit la rentabilité de l'installation.

Pour pallier ce problème, l'article précité (voir Figures 15 et 16) propose d'installer dans l'installation existante, une unité secondaire optimisée pour la production d'hydrocarbures en C_3^+ lorsque l'extraction d'éthane est faible ou nulle. L'opérateur de l'installation envoie alors sélectivement, en fonction de la quantité d'éthane requise, le gaz naturel de départ dans l'unité optimisée pour des taux d'extraction d'éthane élevés ou dans l'unité optimisée pour des taux d'extraction d'éthane faibles ou nuls. Le procédé est donc complexe en mettre en œuvre et coûteux, notamment en raison des coûts de maintenance de l'installation dans laquelle il est mis en œuvre.

Un but de l'invention est de fournir un procédé du type précité, qui permet par des moyens simples et peu coûteux d'extraire sensiblement la

totalité des hydrocarbures en C_3^+ d'un courant de gaz naturel de départ, quelle que soit la quantité d'éthane produite par le procédé.

A cet effet, l'invention a pour objet un procédé du type précité, caractérisé en ce qu'on soutire le courant riche en éthane à partir d'un niveau
5 intermédiaire de la colonne de fractionnement situé au-dessus dudit niveau d'alimentation de cette colonne ;

et en ce que, pour des taux d'extraction d'éthane inférieurs à un seuil prédéterminé, on produit au moins un courant de reflux secondaire à partir dudit condenseur de tête et on introduit en reflux ledit courant de reflux se-
10 condaire en tête de la colonne de récupération.

Le procédé suivant l'invention peut comprendre l'une ou plusieurs des caractéristiques suivantes, prises isolément ou suivant toutes les combinaisons possibles :

- on commande le débit du courant riche en éthane par le réglage
15 du débit du courant de reflux secondaire et le réglage de la pression de la colonne de récupération ;

- la colonne de fractionnement comporte entre 1 et 7 plateaux théoriques au-dessus dudit niveau intermédiaire ;

- on refroidit le courant de reflux secondaire par échange thermique
20 avec au moins une première partie du courant de tête de la colonne de récupération ;

- on refroidit le courant de reflux de la colonne de récupération par échange thermique avec au moins une deuxième partie du courant de tête de la colonne de récupération ;

- on produit le courant de reflux secondaire à partir d'un mélange
25 d'un courant de gaz et d'un courant de liquide provenant du condenseur de tête ;

- on commande la teneur maximale en méthane et en propane dans le courant riche en éthane à l'aide d'un rebouilleur de fond monté sur la co-
30 lonne de récupération ; et

- la teneur en hydrocarbures en C_5^+ dans le gaz naturel traité est inférieure à 1 ppm.

L'invention a en outre pour objet une installation de production simultanée de gaz naturel traité et d'une coupe riche en hydrocarbures en C_3^+ et, dans au moins certaines conditions de production d'un courant riche en éthane, à partir d'un gaz naturel de départ comprenant du méthane, de l'éthane et des hydrocarbures en C_3^+ , l'installation comprenant :

- des moyens de refroidissement et de condensation partielle du gaz naturel de départ ;
- des moyens de séparation du gaz naturel refroidi pour former un courant liquide et un courant gazeux ;
- une colonne de récupération des hydrocarbures en C_2^+ ;
- des moyens de détente et d'introduction du courant liquide dans la colonne de récupération, débouchant à un premier niveau intermédiaire de la colonne ; et
- des moyens de séparation du courant gazeux pour former un courant d'alimentation de la colonne et un courant de reflux ;
- une turbine de détente du courant d'alimentation, et des moyens d'introduction du courant issu de la turbine à un deuxième niveau intermédiaire de la colonne de récupération ;
- des moyens de refroidissement et de condensation au moins partielle du courant de reflux, débouchant dans des moyens de détente du courant de reflux refroidi,
- des moyens d'introduction, à un troisième niveau de la colonne de récupération, du courant de reflux refroidi provenant des moyens de détente du courant de reflux refroidi ;
- des moyens de récupération du courant de tête de la colonne pour former le gaz naturel traité ;
- des moyens de récupération du courant de pied de la colonne pour former un courant liquide riche en hydrocarbures en C_2^+ ;
- une colonne de fractionnement munie d'un condenseur de tête ;
- des moyens d'introduction dudit courant de pied à un niveau d'alimentation de la colonne de fractionnement ;
- des moyens de récupération du courant riche en éthane, situés en tête de la colonne de fractionnement, et des moyens de récupération de la-

dite coupe d'hydrocarbures en C_3^+ situés en pied de la colonne de fractionnement ; et

5 - des moyens d'introduction d'un courant de reflux primaire produit dans le condenseur de tête comme reflux dans la colonne de fractionnement ;

caractérisée en ce que les moyens de récupération d'un courant riche en éthane sont piqués à un niveau intermédiaire de la colonne de fractionnement situé au-dessus dudit niveau d'alimentation de cette colonne ;

10 et en ce que l'installation comprend des moyens de production, pour des taux d'extraction d'éthane du gaz naturel de départ inférieurs à un seuil prédéterminé, d'un courant de reflux secondaire provenant du condenseur de tête, et des moyens d'introduction de ce courant de reflux secondaire en reflux dans la colonne de récupération.

15 L'installation selon l'invention peut comprendre l'une ou plusieurs des caractéristiques suivantes, prises isolément ou suivant toutes combinaisons techniquement possibles :

20 - elle comprend des moyens de commande du débit du courant riche en éthane comprenant des moyens de réglage du débit du courant de reflux secondaire et des moyens de réglage de la pression dans la colonne de récupération ;

- la colonne de fractionnement comporte entre 1 et 7 plateaux théoriques au-dessus dudit niveau intermédiaire ;

25 - elle comprend des moyens de refroidissement du courant de reflux secondaire qui mettent ce courant en relation d'échange thermique avec au moins une partie du courant de tête de la colonne de récupération ;

- elle comprend des moyens de refroidissement du courant de reflux de la colonne de récupération qui mettent ce courant en relation d'échange thermique avec au moins une partie du courant de tête de la colonne de récupération ;

30 - les moyens de production du courant de reflux secondaire comportent des moyens de mélange d'un courant de gaz et d'un courant de liquide provenant du condenseur de tête ; et

- elle comprend des moyens de commande de la teneur maximale en méthane et en propane dans le courant riche en éthane comportant un rebouilleur de fond monté sur la colonne de récupération.

5 Des exemples de mise en œuvre de l'invention vont maintenant être décrits en regard de la Figure unique annexée, qui représente un schéma synoptique fonctionnel d'une installation selon l'invention.

10 L'installation 11 représentée sur la Figure est destinée à la production simultanée, à partir d'une source 13 de gaz naturel de départ, désulfuré, sec, et au moins partiellement décarbonaté, d'un gaz naturel traité 15 comme produit principal, d'une coupe 17 d'hydrocarbures en C_3^+ , et d'un courant 19 riche en éthane, de débit réglable.

15 Le terme « au moins partiellement décarbonaté » signifie que la teneur en dioxyde de carbone dans le gaz de départ 13 est avantageusement inférieure ou égale à 50 ppm lorsque le gaz naturel traité 15 doit être liquéfié. Cette teneur est avantageusement inférieure à 3% lorsque le gaz naturel traité 15 est envoyé directement à un réseau de distribution de gaz.

Cette installation 11 comprend une unité 21 de récupération des hydrocarbures en C_2^+ , et une unité 23 de fractionnement de ces hydrocarbures en C_2^+ .

20 Dans tout ce qui suit, on désignera par une même référence un flux de liquide et la conduite qui le véhicule, les pressions considérées sont des pressions absolues, et les pourcentages considérés sont des pourcentages molaires.

25 L'unité 21 de récupération des hydrocarbures en C_2^+ comprend successivement, en aval de la source 13, un premier échangeur de chaleur 25, un premier ballon séparateur 27, une turbine 29 accouplée à un premier compresseur 31, un premier échangeur de chaleur 33 de tête, et une colonne 35 de récupération munie d'un rebouilleur latéral 37 supérieur, d'un rebouilleur latéral 39 inférieur et d'un rebouilleur de fond 41.

30 L'unité 21 comprend en outre un deuxième compresseur 43 entraîné par une source d'énergie externe et un premier réfrigérant 45. L'unité 21 comprend également une pompe 47 de fond de colonne.

L'unité de fractionnement 23 comprend une colonne de fractionnement 61. La colonne 61 comporte en tête un condenseur de tête 63, et en pied un rebouilleur 65.

5 Le condenseur de tête 63 comprend un deuxième réfrigérant 67 et un deuxième ballon séparateur 69 associé à une pompe de reflux 71 et à un deuxième échangeur de tête 73 de la colonne 35.

Un exemple de mise en œuvre du procédé selon l'invention va maintenant être décrit.

10 La composition molaire initial du flux 13 de gaz naturel de départ désulfuré, sec, et au moins partiellement décarbonaté, est donnée dans le tableau 1 ci-après.

TABLEAU 1

	Fraction molaire en %
Hélium	0,0713
CO ₂	0,0050
Azote	1,2022
Méthane	85,7828
Ethane	10,3815
Propane	2,1904
i-butane	0,1426
n-butane	0,1936
i-pentane	0,0204
n-pentane	0,0102
Hexane	0,0000
Total	100,0000

15 Le gaz de départ 13 est séparé en un courant principal 101 et un courant secondaire 103. Le rapport du débit du courant secondaire 103 au débit du gaz de départ 13 est par exemple compris entre 20 % et 40 %.

20 Le courant principal 101 est refroidi dans le premier échangeur de chaleur 25 pour former un courant de gaz refroidi 105. Le courant secondaire 103 est refroidi successivement dans des échangeurs de chaleur

respectifs 107, 109 des rebouilleurs latéraux inférieur 39 et supérieur 37, pour former un courant secondaire refroidi 111 qui est mélangé au courant principal refroidi 105.

5 Le mélange 113 obtenu est introduit dans le ballon séparateur 27 dans lequel s'effectue une séparation entre une phase gazeuse 115 et une phase liquide 117. La phase liquide 117 forme, après passage dans une vanne de détente 119, une phase liquide détendue 120 qui est introduite à un premier niveau intermédiaire N1 de la colonne de récupération 35 situé dans la région supérieure de la colonne, au-dessus des rebouilleurs latéraux 10 37 et 39. Par « niveau intermédiaire », on entend un emplacement comportant des moyens de distillation au-dessus et au-dessous de ce niveau.

La fraction gazeuse 115 est séparée en un courant d'alimentation 121 et un courant de reflux 123. Le courant d'alimentation 121 est détendu dans la turbine 29 pour donner un courant d'alimentation détendu 125, lequel est 15 introduit dans la colonne de récupération 35 à un deuxième niveau intermédiaire N2, situé au-dessus du premier niveau intermédiaire N1.

Le courant de reflux 123 est partiellement condensé dans le premier échangeur de tête 33, puis détendu dans une vanne de détente 127, pour former un courant de reflux détendu 128. Ce courant 128 est introduit dans 20 la colonne de récupération 35 à un troisième niveau intermédiaire N3, situé au-dessus du niveau intermédiaire N2.

La pression de la colonne de récupération 35 est par exemple comprise entre 15 et 40 bars.

La colonne de récupération 35 produit un courant de tête 131 qui est 25 séparé en une fraction majoritaire 133 et une fraction minoritaire 135. La fraction majoritaire 133 est réchauffée dans le premier échangeur de tête 33 par échange thermique avec le courant de reflux 123 pour former une fraction majoritaire réchauffée 137. Le rapport du débit de la fraction minoritaire 135 à la fraction majoritaire 133 est par exemple inférieur à 20%.

30 La fraction minoritaire 135 est réchauffée dans le deuxième échangeur de tête 73 pour former une fraction réchauffée 136. Cette fraction 136 est mélangée à la fraction majoritaire réchauffée 137 pour former un courant de gaz traité réchauffé 139.

Ce courant 139 est à nouveau réchauffé dans le premier échangeur de chaleur 25 par échange thermique avec le courant principal 101 du gaz naturel prétraité.

5 Le gaz naturel traité réchauffé 139 est ensuite comprimé dans le premier compresseur 31, puis dans le deuxième compresseur 43, et refroidi dans le premier réfrigérant 45 pour former le gaz naturel traité 15.

10 Le gaz traité 15 contient 0,0755 % molaire d'hydrogène, 0,0049% de dioxyde de carbone, 1,2735 % molaire d'azote, 90,8511 % molaire de méthane, 7,7717 % molaire d'hydrocarbures en C₂, 0,0232% molaire d'hydrocarbures en C₃ et une teneur en hydrocarbures en C₄ inférieure à 1 ppm. Ce gaz traité comprend une teneur en hydrocarbures en C₆⁺ inférieure à 1 ppm, une teneur en eau inférieure à 1 ppm, avantageusement inférieure à 0,1 ppm, une teneur en dioxyde de soufre inférieure à 4 ppm, et une teneur en dioxyde de carbone inférieure à 50 ppm. Le gaz traité 15 peut donc
15 être envoyé directement à un train de liquéfaction pour produire du gaz naturel liquéfié.

Des courants de rebouilleur 163, 161 sont extraits de la colonne 35 et sont réintroduits dans la colonne 35 après réchauffage dans les échangeurs respectifs 109, 107 des rebouilleurs supérieur et inférieur 37 et 39, par
20 échange thermique avec le courant minoritaire 111 du gaz naturel d'entrée.

Un courant de rebouilleur de fond 165 est extrait au voisinage du pied de la colonne 35. Ce courant 165 passe dans un échangeur de chaleur de fond 167 dans lequel il est réchauffé par échange thermique avec un courant de réchauffage 169 à température réglable. Le courant de rebouilleur réchauffé est ensuite réintroduit dans la colonne 35.
25

Un courant de fond 171 riche en hydrocarbures en C₂⁺ est extrait du pied de la colonne de fractionnement 35 pour former une coupe d'hydrocarbures en C₂⁺.

30 Le courant de fond 171 est pompé par la pompe de fond de cuve 47 et introduit à un niveau intermédiaire P1 de la colonne de fractionnement 61.

Dans l'exemple représenté, la colonne de fractionnement 61 opère une pression comprise entre 20 et 42 bars. Dans cet exemple, la pression

de la colonne de fractionnement 61 est supérieure d'au moins 1 bar à la pression de la colonne de récupération 35.

Un courant de pied 181 est extrait de la colonne de fractionnement 61 pour former la coupe 17 d'hydrocarbures en C_3^+ .

5 Le taux d'extraction des hydrocarbures en C_3^+ dans le procédé est supérieur à 99%. Dans tous les cas, le taux d'extraction de propane est supérieur à 99% et le taux d'extraction des hydrocarbures en C_4^+ est supérieur à 99,8%.

10 Le rapport molaire de l'éthane au propane dans la coupe 17 est inférieur à 2 % et notamment sensiblement égal à 0,5%.

Le courant riche en éthane 19 est soutiré directement à un niveau intermédiaire P2 situé dans la région supérieure de la colonne de fractionnement 61.

15 Ce courant comprend 0,57% de méthane, 97,4% d'éthane, 2% de propane et 108 ppm de dioxyde de carbone.

Le nombre de plateaux théoriques entre la tête de la colonne 61 et le niveau supérieur P2 est par exemple compris entre 1 et 7. Le niveau P2 est supérieur au niveau d'alimentation P1.

20 La teneur en méthane et en propane dans le courant de fond 171, et donc dans le courant 19, est réglée notamment par la température du courant de réchauffage 169 du rebouilleur de fond. Ces teneurs sont de préférence inférieures respectivement à 1% et à 2%.

25 Un courant de tête 183 est extrait de la tête de la colonne 61 puis refroidi dans le deuxième réfrigérant 67 pour former un courant de tête 185 refroidi et condensé au moins partiellement. Ce courant 185 est introduit dans le deuxième ballon séparateur 69 pour produire une fraction liquide 187.

La fraction liquide 187 est alors séparée en un courant de reflux primaire 189 et un courant de reflux secondaire 191.

30 Le courant de reflux primaire 189 est pompé pour être introduit comme reflux dans la colonne de fractionnement 35, à un niveau de tête P3 situé au dessus du niveau P2.

Le courant de reflux secondaire 191 est introduit dans le deuxième échangeur de tête 73, où il est refroidi par échange thermique avec le courant 135 puis détendu dans une vanne 193 et introduit en reflux au niveau de tête N4 de la colonne de récupération 35.

5 Le courant 191 contient 1,64% de méthane, 97,75% d'éthane, 0,59% de propane et 216 ppm de dioxyde de carbone.

Le taux d'extraction d'éthane, et par suite le débit d'éthane produit dans l'installation 11, est commandé en réglant le débit du courant de reflux secondaire 191 circulant à travers la vanne de détente 193, d'une part, et en
10 réglant la pression dans la colonne de récupération 35, à l'aide des compresseurs 43 et 31 qui sont du type à vitesse variable, d'autre part.

Comme le montre le tableau 2 ci-dessous, le débit du courant riche en éthane est réglable, pratiquement sans affecter le taux d'extraction des hydrocarbures en C_3^+ .

15 Le procédé selon l'invention permet donc, par des moyens simples et peu coûteux, d'obtenir un débit variable et facilement réglable d'un courant riche en éthane 19 extrait du gaz naturel de départ 13, en maintenant le taux d'extraction de propane supérieur à 99%. Ce résultat est obtenu sans modification importante de l'installation dans laquelle le procédé est mis en oeuvre.
20

TABLEAU 2

Pression Colonne 35 (bar)	Taux d'extraction d'éthane (%)	Taux d'extraction de C_3 (%)	Taux d'extraction de C_4^+ %	Débit courant 19 (kg/h)	Puissance totale compression (kW)
28,5	0,11	99,0	100,0	0	16367
27,7	9,87	99,0	100,0	11961	16874
26,8	19,60	99,0	100,0	23888	17672
25,2	29,33	99,0	100,0	35830	18951
24,0	39,05	99,0	100,0	47759	20086
22,0	48,77	99,0	100,0	59697	22405
20,0	58,47	99,2	100,0	71626	25485

Les valeurs des pressions, des températures et débits dans le cas où le taux de récupération d'éthane est égal à 29,33% sont données dans le tableau 3 ci-dessous.

Courant	Débit (kmol/h)	Pression (bar)	Température (°C)
13	38000	50,0	20,0
15	35872	50,0	40,0
19	1183	33,5	15,9
111	8500	49,0	- 30,6
113	38000	49,0	- 43,0
115	36690	49,0	-43,0
120	1310	25,4	- 60,2
125	31690	25,4	- 68,1
128	5000	25,4	- 92,8
131	35873	24,7	- 75,5
136	1545	25,2	3,9
137	34328	25,2	- 62,5
139	35873	24,7	- 59,8
171	2856	25,4	18,3
181	944	33,0	91,1
183	3581	33,0	13,7
191	728	33,0	10,9

5

La composition du courant de reflux secondaire 191, plus riche en méthane que le courant d'éthane 19 soutiré de la colonne de fractionnement 61, permet notamment d'obtenir ce résultat.

De plus, lorsque le débit du courant riche en éthane 19 est réduit, la puissance totale de compression est également fortement réduite.

10

Par ailleurs, les récupérations de frigories au sein des échangeurs de chaleur 107, 109 des rebouilleurs latéraux 37, 39 de la colonne de récupération 35 s'adaptent de manière autonome, sans qu'il soit nécessaire de piloter

les débits de fluide passant par ces échangeurs, et ce quel que soit le débit du courant riche en éthane 19 produit.

L'installation 11 selon l'invention ne requiert par ailleurs pas d'utilisation impérative d'échangeurs multiflux. Il est ainsi possible d'utiliser
5 uniquement des échangeurs à tubes et calandre, qui augmentent la fiabilité de l'installation et diminuent le risque de bouchage.

Le gaz naturel traité 15 comporte des teneurs sensiblement nulles en hydrocarbures en C_5^+ , par exemple inférieures à 1 ppm. Par suite, si la teneur en dioxyde de carbone dans le gaz traité 15 est inférieure à 50 ppm, ce
10 gaz 15 peut être liquéfié sans traitement ou fractionnement complémentaire.

Dans une première variante, représentée en pointillés sur la Figure, le courant de tête 183 de la colonne de fractionnement n'est pas totalement condensé dans le réfrigérant 67. Le flux gazeux 201 issu du ballon séparateur 69 est alors mélangé au courant de reflux secondaire 191, avant son
15 passage dans le deuxième échangeur de tête 73.

Dans une autre variante (non représentée), lorsque la pression du gaz naturel de départ est très élevée, par exemple supérieure à 100 bars, la pression dans la colonne de récupération 35 est supérieure à la pression dans la colonne de fractionnement 61. Dans ce cas, le courant de fond 171
20 de la colonne de récupération 35 est amené dans la colonne de fractionnement 61 à travers une vanne de détente. Par ailleurs, le courant de reflux secondaire 191 est alors pompé jusqu'à la tête de la colonne de récupération 35.

REVENDEICATIONS

1. Procédé de production simultanée de gaz naturel traité, d'une coupe riche en hydrocarbures en C_3^+ et, dans au moins certaines conditions de production, d'un courant riche en éthane, à partir d'un gaz naturel de départ comprenant du méthane, de l'éthane et des hydrocarbures en C_3^+ ,

le procédé comprenant les étapes suivantes:

- on refroidit et on condense partiellement le gaz naturel de départ;
- on sépare le gaz naturel refroidi en un courant liquide et un courant gazeux;
- on détend et on introduit le courant liquide dans une colonne de récupération des hydrocarbures en C_2^+ à un premier niveau intermédiaire (N1);
- on sépare le courant gazeux en un courant d'alimentation de ladite colonne et un courant de reflux;
- on détend le courant d'alimentation dans une turbine puis on l'introduit dans la colonne à un deuxième niveau intermédiaire (N2);
- on refroidit et on condense au moins partiellement le courant de reflux et, après détente, on l'introduit dans la colonne à un troisième niveau intermédiaire (N3);
- on récupère le courant de tête de la colonne pour former le gaz naturel traité, et on récupère le courant de pied de la colonne pour former un courant liquide riche en hydrocarbures en C_2^+ ;
- on introduit ledit courant de pied à un niveau d'alimentation (P1) d'une colonne de fractionnement munie d'un condenseur de tête, le condenseur de tête comprenant un ballon séparateur produisant une fraction liquide, la colonne de fractionnement produisant en tête le courant riche en éthane, et en pied ladite coupe d'hydrocarbures en C_3^+ ; et
- pour des taux d'extraction d'éthane inférieurs à un seuil prédéterminé, on produit au moins un courant de reflux secondaire à partir dudit condenseur de tête

par séparation de la fraction liquide en un courant de reflux primaire et en le courant de reflux secondaire;

- on introduit un courant de reflux primaire produit dans le condenseur de tête en reflux dans la colonne de fractionnement;

caractérisé en ce qu'on soutire le courant riche en éthane à partir d'un niveau intermédiaire (P2) de la colonne de fractionnement situé au-dessus dudit niveau d'alimentation (P1) de cette colonne;

et en ce qu'on introduit en reflux ledit courant de reflux secondaire produit par séparation de la fraction liquide en tête de la colonne de récupération.

2. Procédé selon la revendication 1, caractérisé en ce qu'on commande le débit du courant riche en éthane par le réglage du débit du courant de reflux secondaire et le réglage de la pression de la colonne de récupération, pour obtenir un débit d'éthane compris entre une valeur nulle et une valeur non nulle pratiquement sans affecter le taux d'extraction des hydrocarbures en C_3^+ .

3. Procédé selon la revendication 1 ou 2, caractérisé en ce que la colonne de fractionnement comporte entre 1 et 7 plateaux théoriques au-dessus dudit niveau intermédiaire (P2).

4. Procédé selon l'une quelconque des revendications 1 à 3, caractérisé en ce qu'on refroidit le courant de reflux secondaire par échange thermique avec au moins une première partie du courant de tête de la colonne de récupération.

5. Procédé selon la revendication 4, caractérisé en ce qu'on refroidit le courant de reflux de la colonne de récupération par échange thermique avec au moins une deuxième partie du courant de tête de la colonne de récupération.

6. Procédé selon l'une quelconque des revendications 1 à 5, caractérisé en ce qu'on produit le courant de reflux secondaire à partir d'un mélange d'un courant de gaz et d'un courant de liquide provenant du condenseur de tête.
7. Procédé selon l'une quelconque des revendications 1 à 6, caractérisé en ce qu'on commande la teneur maximale en méthane et en propane dans le courant riche en éthane à l'aide d'un rebouilleur de fond monté sur la colonne de récupération.
8. Procédé selon l'une quelconque des revendications 1 à 7, caractérisé en ce que la teneur en hydrocarbures en C_5^+ dans le gaz naturel traité est inférieure à 1 ppm.
9. Installation de production simultanée de gaz naturel traité et d'une coupe riche en hydrocarbures en C_3^+ et, dans au moins certaines conditions de production d'un courant riche en éthane, à partir d'un gaz naturel de départ comprenant du méthane, de l'éthane et des hydrocarbures en C_3^+ , l'installation comprenant:
- des moyens de refroidissement et de condensation partielle du gaz naturel de départ;
 - des moyens de séparation du gaz naturel refroidi pour former un courant liquide et un courant gazeux;
 - une colonne de récupération des hydrocarbures en C_2^+ ;
 - des moyens de détente et d'introduction du courant liquide dans la colonne de récupération, débouchant à un premier niveau (N1) intermédiaire de la colonne;
- et
- des moyens de séparation du courant gazeux pour former un courant d'alimentation de la colonne et un courant de reflux;

- une turbine de détente du courant d'alimentation, et des moyens d'introduction du courant issu de la turbine à un deuxième niveau intermédiaire (N2) de la colonne de récupération;
- des moyens de refroidissement et de condensation au moins partielle du courant de reflux, débouchant dans des moyens de détente du courant de reflux refroidi;
- des moyens d'introduction, à un troisième niveau (N3) de la colonne de récupération, du courant de reflux refroidi provenant des moyens de détente du courant de reflux refroidi;
- des moyens de récupération du courant de tête de la colonne pour former le gaz naturel traité;
- des moyens de récupération du courant de pied de la colonne pour former un courant liquide riche en hydrocarbures en C_2^+ ;
- une colonne de fractionnement munie d'un condenseur de tête le condenseur de tête comprenant un ballon séparateur produisant une fraction liquide;
- des moyens d'introduction dudit courant de pied à un niveau d'alimentation (P1) de la colonne de fractionnement;
- des moyens de récupération du courant riche en éthane, situés en tête de la colonne de fractionnement, et des moyens de récupération de ladite coupe d'hydrocarbures en C_3^+ situés en pied de la colonne de fractionnement; et
- des moyens de production, pour des taux d'extraction d'éthane du gaz naturel de départ inférieurs à un seuil prédéterminé, d'un courant de reflux secondaire provenant du condenseur de tête par séparation de la fraction liquide en un courant de reflux primaire et en le courant de reflux secondaire;
- des moyens d'introduction d'un courant de reflux primaire produit dans le condenseur de tête comme reflux dans la colonne de fractionnement;

caractérisée en ce que les moyens de récupération d'un courant riche en éthane sont piqués à un niveau intermédiaire (P2) de la colonne de fractionnement situé au-dessus dudit niveau d'alimentation (P1) de cette colonne;

et en ce que l'installation comprend des moyens d'introduction du courant de reflux secondaire produit par séparation de la fraction liquide en reflux dans la colonne de récupération.

10. Installation selon la revendication 9, caractérisée en ce qu'elle comprend des moyens de commande du débit du courant riche en éthane comprenant des moyens de réglage du débit du courant de reflux secondaire et des moyens de réglage de la pression dans la colonne de récupération, les moyens de commande étant propres à régler le débit du courant riches en éthane entre une valeur nulle et une valeur non nulle pratiquement sans affecter le taux d'extraction des hydrocarbures en C_3^+ .

11. Installation selon la revendication 9 ou 10, caractérisée en ce que la colonne de fractionnement comporte entre 1 et 7 plateaux théoriques au-dessus dudit niveau intermédiaire (P2).

12. Installation selon l'une quelconque des revendications 9 à 11, caractérisée en ce qu'elle comprend des moyens de refroidissement du courant de reflux secondaire qui mettent ce courant en relation d'échange thermique avec au moins une partie du courant de tête de la colonne de récupération.

13. Installation selon la revendication 12, caractérisée en ce qu'elle comprend des moyens de refroidissement du courant de reflux de la colonne de récupération qui mettent ce courant en relation d'échange thermique avec au moins une partie du courant de tête de la colonne de récupération.

14. Installation selon l'une quelconque des revendications 9 à 13, caractérisée en ce que les moyens de production du courant de reflux secondaire comportent des moyens de mélange d'un courant de gaz et d'un courant de liquide provenant du condenseur de tête.

15. Installation selon l'une quelconque des revendications 9 à 14, caractérisée en ce qu'elle comprend des moyens de commande de la teneur maximale en méthane et en propane dans le courant riche en éthane comportant un rebouilleur de fond monté sur la colonne de récupération.

