

BREVETS (PCT)

Bureau international



29 mars 2018 (29.03.2018)

WIPO/PCT

WO 2018/055264 A1

***C10L 3/10* (2006.01)**

F25J 1/00 (2006.01)

F25.J 3/02 (2006.01)

CEDES GEORGES CLAUDE [FR/FR] ; Direction de la Propriété Intellectuelle, 75, Quai d'Orsay, 75007 PARIS (FR).

PCT/FR2017/052463

Inventeurs : TERRIEN, Paul ; 77 Avenue Emile Zola, 75015 PARIS (FR). **COSTA DE BEAUREGARD, Pierre** ; 6 rue Claude Matrat, 92130 ISSY LES MOULINEAUX (FR). **LICHTLE, Sébastien** ; 82 avenue parmentier, 75011 PARIS (FR).

14 septembre 2017 (14.09.2017)

français

français

1658818

20 septembre 2016 (20.09.2016) FR

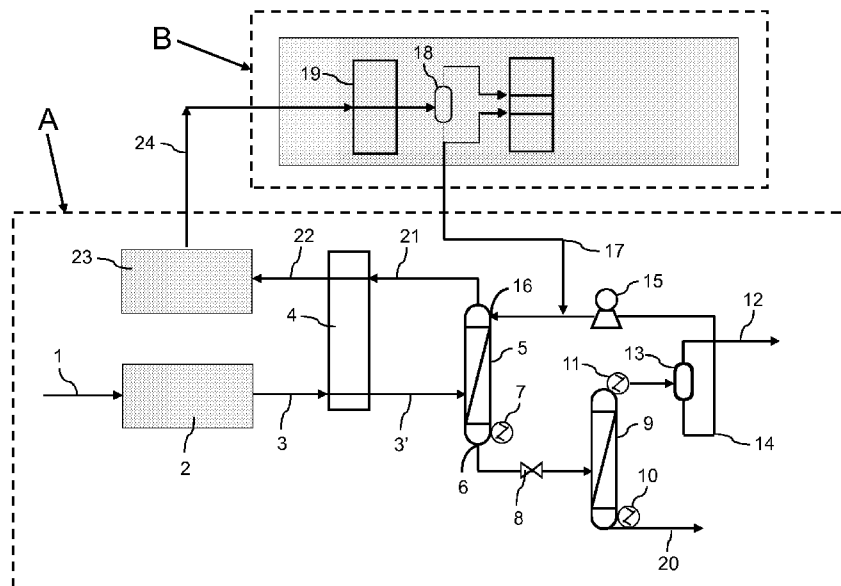
Mandataire : DE BEAUFORT, François-Xavier ; L'AIR LIQUIDE SA, DPI, 75, Quai d'Orsay, 75321 PARIS CEDEX 07 (FR).

**Déposant : L'AIR LIQUIDE, SOCIETE ANONYME
POUR L'ETUDE ET L'EXPLOITATION DES PRO-**

États désignés (sauf indication contraire, pour tout titre de protection nationale disponible) : AE, AG, AL, AM, AO, AT, AU, AZ, BA, BB, BG, BH, BN, BR, BW, BY, BZ, CA, CH, CL, CN, CO, CR, CU, CZ, DE, DJ, DK, DM, DO, DZ,

(54) Title: PROCESS FOR PURIFYING NATURAL GAS TO BE LIQUEFIED

(54) Titre : PROCÉDÉ DE PURIFICATION DE GAZ NATUREL À LIQUÉFIER



(57) Abstract: Process for purifying a stream of natural gas that comprises at least the following steps: - introducing a condensed stream of natural gas into an absorption column; - extracting at the bottom of the absorption column a liquid stream enriched in hydrocarbons heavier than methane; - introducing the liquid stream enriched in hydrocarbons heavier than methane from the previous step into a fractionating column comprising a condenser downstream of the highest part thereof that produces a flow of gas enriched in hydrocarbons heavier than methane and a flow of liquid enriched in hydrocarbons having three or four carbon atoms; characterized in that the liquid stream used as reflux of the absorption column is premixed with a flow of liquid enriched in hydrocarbons having three or four carbon atoms relative to the content of hydrocarbons having three or four carbon atoms of the stream of natural gas produced, said flow

[Suite sur la page suivante]

EC, EE, EG, ES, FI, GB, GD, GE, GH, GM, GT, HN, HR, HU, ID, IL, IN, IR, IS, JO, JP, KE, KG, KH, KN, KP, KR, KW, KZ, LA, LC, LK, LR, LS, LU, LY, MA, MD, ME, MG, MK, MN, MW, MX, MY, MZ, NA, NG, NI, NO, NZ, OM, PA, PE, PG, PH, PL, PT, QA, RO, RS, RU, RW, SA, SC, SD, SE, SG, SK, SL, SM, ST, SV, SY, TH, TJ, TM, TN, TR, TT, TZ, UA, UG, US, UZ, VC, VN, ZA, ZM, ZW.

(84) États désignés (*sauf indication contraire, pour tout titre de protection régionale disponible*) : ARIPO (BW, GH, GM, KE, LR, LS, MW, MZ, NA, RW, SD, SL, ST, SZ, TZ, UG, ZM, ZW), eurasién (AM, AZ, BY, KG, KZ, RU, TJ, TM), européen (AL, AT, BE, BG, CH, CY, CZ, DE, DK, EE, ES, FI, FR, GB, GR, HR, HU, IE, IS, IT, LT, LU, LV, MC, MK, MT, NL, NO, PL, PT, RO, RS, SE, SI, SK, SM, TR), OAPI (BF, BJ, CF, CG, CI, CM, GA, GN, GQ, GW, KM, ML, MR, NE, SN, TD, TG).

Déclarations en vertu de la règle 4.17 :

— *relative à la qualité d'inventeur (règle 4.17(iv))*

Publiée:

— *avec rapport de recherche internationale (Art. 21(3))*

of liquid being resulting from a natural gas liquefaction unit.

(57) Abrégé : Procédé de purification d'un courant de gaz naturel comprenant au moins les étapes suivantes: -introduction d'un courant condensé de gaz naturel dans une colonne d'absorption; -extraction en cuve de la colonne d'absorption d'un courant liquide enrichi en hydrocarbures plus lourds que le méthane; -introduction du courant liquide enrichi en hydrocarbures plus lourds que le méthane issu de l'étape précédente dans une colonne de fractionnement comprenant un condenseur en aval de sa partie la plus haute produisant un flux de gaz enrichi en hydrocarbures plus lourds que le méthane et un flux liquide enrichi en hydrocarbures ayant trois ou quatre atomes de carbone; caractérisé en ce que le courant liquide utilisé comme reflux de la colonne d'absorption est préalablement mélangé avec un flux de liquide enrichi en hydrocarbures ayant trois ou quatre atomes de carbone par rapport à la teneur en hydrocarbures ayant trois ou quatre atomes de carbone du courant de gaz naturel produit, ledit flux de liquide étant issu d'une unité de liquéfaction de gaz naturel.

Procédé de purification de gaz naturel à liquéfier

5 La présente invention concerne un procédé de production d'un courant d'hydrocarbures tel que le gaz naturel apte à être liquéfié.

Le gaz naturel brut peut contenir un grand nombre d'impuretés gênantes à retirer. En particulier lorsqu'on veut liquéfier le gaz naturel il faut d'abord enlever les impuretés susceptibles de geler lors de la liquéfaction et du sous-refroidissement à -160°C. Il est
10 souvent souhaitable de séparer les hydrocarbures lourds, ou plus généralement les NGL (Natural Gas Liquids) du gaz naturel, par exemple tels que l'éthane, le butane, le propane, des hydrocarbures en C5+ et C6+.

Dans le document "Removing Heavy Hydrocarbons in Liquefaction Plant" (Laflotte et Al, conférence GPA 2015), plusieurs méthodes pour résoudre le problème
15 de séparation de NGL en amont d'une unité de liquéfaction de gaz naturel sont présentées.

Le principe de colonne de lavage (srub column en anglais) est présenté. Dans ce schéma, le gaz est refroidi puis introduit dans une colonne sous pression puis la tête de ladite colonne est refroidie à nouveau et un reflux est renvoyé vers la colonne.

20 Un schéma plus complexe est également présenté (NGL recovery scheme). Dans ce schéma, une première unité indépendante est introduite. Dans cette unité, on procède à une détente dans un « turbo-expander », une distillation, puis une recompression à l'aide d'une machine supplémentaire. Ce schéma s'avère très efficace en termes d'extraction d'éthane ou de propane. Il est également décrit que
25 cette unité indépendante permet de décorrélérer la pression de liquéfaction de la pression de séparation des NGL.

Le premier schéma présente plusieurs problèmes :

- Pression du gaz liée entre la colonne de lavage et la distillation ;
- Efficacité faible.

30 Le deuxième schéma présente quant à lui plusieurs inconvénients :

- Complexité élevée ;
- Pas de possibilité d'opérer sans un compresseur additionnel entre l'unité de production des NGL et l'unité de liquéfaction de gaz naturel en raison de la pression opératoire nettement plus faible de l'unité de production des NGL.

Les inventeurs de la présente invention ont alors mis au point une solution permettant de résoudre les problèmes soulevés ci-dessus.

La présente invention a pour objet un procédé de purification d'un courant de gaz naturel comprenant au moins les étapes suivantes :

- 5 - Etape a) : refroidissement d'un courant d'alimentation de gaz naturel à purifier jusqu'à une température où ledit courant est au moins partiellement condensé ;
 - Etape b) : introduction du courant issu de l'étape a) dans une colonne d'absorption (5) ;
 - Etape c) : extraction en cuve de la colonne d'absorption d'un courant liquide
10 enrichi en hydrocarbures plus lourds que le méthane ;
 - Etape d) : Introduction du courant liquide enrichi en hydrocarbures plus lourds que le méthane issu de l'étape c) dans une colonne de fractionnement comprenant un condenseur en aval de sa partie la plus haute produisant un flux de gaz enrichi en hydrocarbures plus lourds que le méthane et un flux liquide enrichi en
15 hydrocarbures ayant trois ou quatre atomes de carbone ;
 - Etape e) : utilisation d'au moins une partie du flux liquide récupéré en sortie dudit condenseur issu de l'étape d) comme reflux en tête de colonne d'absorption ;
 - Etape f) : Extraction en tête de colonne d'un courant de gaz naturel appauvri en hydrocarbures ayant au moins 5 atomes de carbone ;
 - 20 - Etape g) Introduction du courant de gaz naturel issu de l'étape f) dans une unité (B) de liquéfaction de gaz naturel ;
- caractérisé en ce que le courant liquide utilisé comme reflux à l'étape e) est préalablement mélangé avec un flux de liquide enrichi en hydrocarbures ayant trois ou quatre atomes de carbone par rapport à la teneur en hydrocarbures ayant trois ou
25 quatre atomes de carbone du courant de gaz naturel issu de l'étape f), ledit flux de liquide étant issu de l'unité (B) de liquéfaction de gaz naturel.

Selon d'autres modes de réalisation, l'invention a aussi pour objet :

Un procédé tel que défini précédemment, caractérisé en ce que le courant est réchauffé préalablement à l'étape g).

- 30 Un procédé tel que défini précédemment, caractérisé en ce que l'étape a) est effectuée au moyen d'un échangeur de chaleur, la majeure partie des frigories étant fournie par le réchauffage du courant.

Un procédé tel que défini précédemment, caractérisé en ce que le courant liquide issu de l'étape c) est chauffé à une température supérieure à 100°C préalablement à l'étape d).

5 Un procédé tel que défini précédemment, caractérisé en ce que préalablement à l'étape d), le courant liquide ainsi réchauffé est détendu.

Un procédé tel que défini précédemment, caractérisé en ce que la température en sortie de condenseur lors de l'étape d) est comprise entre 30°C et 70°C, de préférence d'environ 50°C.

10 Un procédé tel que défini précédemment, caractérisé en ce que, à l'issue de l'étape f), au moins 50% des hydrocarbures ayant au moins cinq atomes de carbone présents dans le courant d'alimentation de gaz naturel sont éliminés.

La présente invention a également pour objet :

Un dispositif de production de gaz naturel liquéfié apte à et conçu pour la mise en œuvre du procédé tel que défini précédemment, comprenant :

15 - une unité (A) de traitement d'un gaz d'alimentation, produisant au moins un courant gazeux appauvri en hydrocarbures ayant au moins cinq atomes de carbone, ladite unité (A) de traitement comprenant au moins une colonne de fractionnement et une colonne d'absorption; et

20 - une unité (B) de liquéfaction de gaz naturel, ladite unité de liquéfaction de gaz naturel comprenant au moins un échangeur de chaleur principal et un système de production de frigories pour liquéfier le gaz naturel, caractérisé en ce que le nombre d'unité de traitement est strictement inférieur au nombre d'unités de liquéfaction (B).

25 Un dispositif tel que défini précédemment, caractérisé en ce que ledit système de production de frigories comprend au moins un circuit de circulation d'un fluide réfrigérant et un pot séparateur de phases dont est issu le flux de liquide mélangé au liquide de reflux de l'étape e) du procédé tel que défini précédemment.

30 Le procédé objet de la présente invention permet d'extraire les NGL, particulièrement avantageusement les C5+, en utilisant une unité de traitement du gaz naturel à liquéfier en amont de l'unité de liquéfaction du gaz naturel mais éventuellement intégrée partiellement en soutirant un reflux à partir de l'unité de liquéfaction du gaz naturel.

Le procédé objet de la présente invention présente ainsi la particularité de « réinjecter » les C3/C4 dans la coulée de gaz naturel liquéfié (GNL) pour maximiser la quantité finale de GNL produit.

L'invention propose deux caractéristiques principales, pas nécessairement combinée :

- Utilisation d'un économiseur (défini comme un échangeur de chaleur permettant de limiter les besoins en apport de froid ou de chaleur externe) pour refroidir le gaz puis réchauffer la tête de colonne d'absorption avec introduction d'un reflux provenant au moins en partie de l'unité de liquéfaction de gaz naturel fournissant l'appoint de froid nécessaire au système.

- Utilisation d'un système à deux colonnes :
 - Colonne d'absorption avec un reflux au moins en partie provenant de la deuxième colonne dite de fractionnement.
 - Colonne de fractionnement produisant en cuve un courant d'hydrocarbures lourds et en tête un liquide et/ou un gaz étant utilisé comme un reflux au moins en partie pour la colonne d'absorption.

Lorsque combinées, les deux caractéristiques permettent de simplifier grandement le besoin en réfrigération par rapport à utiliser un cycle de réfrigération externe (au propane par exemple) et cela sans modifier l'architecture de l'unité de liquéfaction du gaz naturel (pas d'échangeurs communs entre cette unité de séparation des lourds et l'unité de liquéfaction du gaz naturel). Ceci est particulièrement avantageux dans le cas d'un travail d'amélioration d'efficacité d'une unité de gaz naturel existante.

Le courant d'hydrocarbures à liquéfier est généralement un flux de gaz naturel obtenu à partir de champs de gaz naturel, des réservoirs de pétrole (gaz associé) ou d'un réseau de gaz domestique distribué via des pipelines.

Habituellement, le flux de gaz naturel est composé essentiellement de méthane. De préférence, le courant d'alimentation comprend au moins 80% mol de méthane. En fonction de la source, le gaz naturel contient des quantités d'hydrocarbures plus lourds que le méthane, tels que par exemple l'éthane, le propane, le butane (i-butane et n-butane) et le pentane (i-pentane et n-pentane) ainsi que certains hydrocarbures aromatiques (benzène par exemple).

Le flux de gaz naturel contient également des produits non-hydrocarbures tels que H_2O , N_2 , CO_2 , H_2S et d'autres composés soufrés, le mercure et autres.

Le flux d'alimentation contenant le gaz naturel est donc prétraité avant d'être introduit dans l'échangeur de chaleur permettant la première étape de refroidissement du procédé objet de la présente invention.

Ce prétraitement comprend la réduction et/ou l'élimination des composants indésirables tels que le CO_2 , l'eau et le H_2S , ou d'autres étapes telles que le pré-refroidissement et/ou la mise sous pression. Etant donné que ces mesures sont bien connues de l'homme de l'art, elles ne sont pas davantage détaillées ici.

L'expression "gaz naturel" telle qu'utilisée dans la présente demande se rapporte à toute composition contenant des hydrocarbures dont au moins du méthane. Cela comprend une composition « brute » (préalablement à tout traitement ou lavage), ainsi que toute composition ayant été partiellement, substantiellement ou entièrement traitée pour la réduction et/ou élimination d'un ou plusieurs composés, y compris, mais sans s'y limiter, le soufre, le dioxyde de carbone, l'eau, le mercure et certains hydrocarbures lourds et aromatiques.

L'échangeur de chaleur peut être tout échangeur thermique, toute unité ou autre agencement adapté pour permettre le passage d'un certain nombre de flux, et ainsi permettre un échange de chaleur direct ou indirect entre une ou plusieurs lignes de fluide réfrigérant, et un ou plusieurs flux d'alimentation. Un exemple couramment utilisé pour ce genre d'applications est un échangeur à plaque de type aluminium brasé.

L'invention sera décrite de manière plus détaillée en se référant à la figure qui illustre le schéma d'un mode de réalisation particulier d'une mise en œuvre d'un procédé selon l'invention.

Sur la figure, un flux d'alimentation de gaz naturel 1 est introduit dans une unité de traitement 2 dans laquelle des produits comme l'eau, les dérivés soufrés ou le mercure sont extraits dudit flux 1.

Le courant gazeux d'alimentation 3 est introduit à température ambiante (45°C) dans l'échangeur principal 4 d'une unité A de traitement du gaz naturel à liquéfier. Ledit courant gazeux 3 est alors refroidi jusqu'à une température où il se condense au moins partiellement (5°C). Une fois condensé au moins en partie, le courant 3' est introduit dans une colonne d'absorption à une pression de l'ordre de 50 bara.

Un courant liquide 6 appauvri en méthane est extrait en cuve de ladite colonne 5 d'absorption. Puis ce liquide 6 est rebouilli par exemple à une température supérieure à 100°C à l'aide d'un rebouilleur 7 situé en aval de la cuve de la colonne 5 d'absorption.

Le courant liquide 6, après rebouillage, est détendu à l'aide d'un moyen de
5 détente 8 et introduit dans une colonne de fractionnement 9 à une pression de l'ordre de 25 à 30 Bara. La colonne de fractionnement 9 est munie d'un rebouilleur 10 en cuve de colonne et d'un condenseur 11 en aval de la tête de colonne. Le courant rebouilli 20, à l'aide du rebouilleur 10 à une température supérieure à 150°C et à une pression comprise entre 10 bara et 20 bara, extrait de la cuve de cette colonne de
10 fractionnement 9 comporte au moins 99,5% molaire d'hydrocarbures comprenant au moins 5 atomes de carbone.

Le condenseur 11 opère à température ambiante (50°C) et peut par exemple être simplement un aéro-refroidisseur. Un petit débit de gaz 12 est extrait après le condenseur 11 en aval d'un pot séparateur de phases 13. Ce gaz 12 peut être utilisé
15 comme fioul par exemple. Le liquide 14 du condenseur 11 en sortie du pot séparateur de phases 13 est utilisé en partie comme reflux en tête 16 de la colonne d'absorption 4, après pompage au moyen d'une pompe 15. De manière alternative, le courant liquide 14 peut également être utilisé en partie comme reflux en tête de la colonne de fractionnement 9. Avant d'être introduit comme reflux, le courant liquide 14, en sortie
20 de pompe 15, est mélangé à un courant liquide prélevé depuis une unité de liquéfaction de gaz naturel B. Le liquide 17 est issu de la phase liquide en sortie d'un pot séparateur de phases 18 de l'unité B placé en aval d'un échangeur de chaleur au travers duquel le gaz naturel liquéfié a été refroidi à une température d'environ -70°C.

Le mélange des deux reflux 14 et 17 afin de les introduire ensemble dans la
25 colonne 5 présente l'avantage supplémentaire de pouvoir utiliser une colonne en acier carbone car la température du liquide 14 est bien supérieure à -45°C alors que le courant 17 est typiquement à une température plus basse de l'ordre de -70°C.

En tête de la colonne d'absorption 5, un courant de gaz naturel 21 comprenant moins de 0,5% molaire et de préférence moins de 0,3% molaire d'hydrocarbures
30 comprenant au moins cinq atomes de carbone est soutiré puis envoyé dans l'échangeur de chaleur 4 afin d'être réchauffé 22.

Ledit courant 21 est par exemple extrait de la colonne 5 à une température d'environ 0°C et est réchauffé à une température d'environ 40°C. Le courant de gaz naturel ainsi réchauffé 22 est introduit dans une unité de pré traitement 23 afin de retirer les impuretés telles que le CO₂ ou le H₂S par exemple.

5 Une fois ainsi traité dans l'unité de traitement A, c'est-à-dire que les produits ayant plus de cinq atomes de carbone et les impuretés telles que l'eau, le CO₂ ou le H₂S ont été retirés, le courant de gaz naturel 24 en résultant est introduit dans une unité B de liquéfaction de gaz naturel afin de produire le gaz naturel liquéfié désiré.

10 A titre d'exemple, les températures, pressions, débits et compositions molaires des différents courants illustrés sur la figure sont présentés dans les tableaux ci-dessous.

	VAP FRAC	T (°C)	P (bara)	Flow (MMSCFD)	Mass flow (kg/hr)
16	0.25	-57.40	55	5.15	6 155
6	0.00	113.41	50	1.08	2 969
14	0.00	53.37	55	0.53	1 464
17	0.00	-70.00	49.4	4.62	4 692
22	1.00	36.98	50	39.07	38 107
12	1.00	50.00	15	0.31	571
21	1.00	-1.83	50	39.07	38 107
1	1.00	45.00	50	35.00	34 920
3'	0.98	6.00	50	35.00	34 920
20	0.00	160.93	15	0.24	934

Compositions (mol %)	N ₂	CH ₄	C ₂	C ₃	i-C ₄	n-C ₄	i-C ₅	n-C ₅	n-Hexane	Benzene	n-Heptane
16	0.1%	74.1%	8.0%	7.2%	3.5%	4.4%	1.7%	0.9%	0.00041%	0.00006%	0.00000%
8	0.0%	12.0%	6.5%	18.6%	12.6%	17.7%	13.2%	12.9%	4.41%	0.81%	2.96%
14	0.0%	3.2%	4.8%	20.5%	19.9%	29.0%	14.9%	7.7%	0.03687%	0.00079%	0.00000%
17	0.1%	62.2%	8.4%	5.7%	1.7%	1.6%	0.2%	0.1%	0.00001%	0.00000%	0.00000%
22	0.2%	95.3%	7.1%	4.6%	1.3%	1.5%	0.2%	0.1%	0.00001%	0.00000%	0.00000%
12	0.0%	35.9%	14.3%	22.7%	10.7%	12.1%	3.0%	1.3%	0.00026%	0.00005%	0.00000%
21	0.2%	85.3%	7.1%	4.6%	1.5%	1.3%	0.2%	0.1%	0.00001%	0.00000%	0.00000%
1	0.2%	84.7%	7.0%	4.6%	1.4%	1.3%	0.4%	0.3%	0.13537%	0.02500%	0.05119%
3'	0.2%	84.7%	7.0%	4.6%	1.4%	1.3%	0.4%	0.3%	0.13597%	0.02500%	0.09113%
20	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.1%	23.1%	33.7%	20.04%	3.66%	13.44%

REVENDICATIONS

- 5 1. Procédé de purification d'un courant de gaz naturel (1) comprenant au moins les étapes suivantes :
- Etape a) : refroidissement d'un courant d'alimentation (1) de gaz naturel à purifier jusqu'à une température où ledit courant (1) est au moins partiellement condensé (3');
 - 10 - Etape b) : introduction du courant (3') issu de l'étape a) dans une colonne d'absorption (5) ;
 - Etape c) : extraction en cuve de la colonne d'absorption (5) d'un courant liquide (6) enrichi en hydrocarbures plus lourds que le méthane ;
 - Etape d) : Introduction du courant liquide (6) enrichi en hydrocarbures plus
 - 15 lourds que le méthane issu de l'étape c) dans une colonne de fractionnement (9) comprenant un condenseur (11) en aval de sa partie la plus haute produisant un flux de gaz (12) enrichi en hydrocarbures plus lourds que le méthane et un flux liquide (14) enrichi en hydrocarbures ayant trois ou quatre atomes de carbone ;
 - Etape e) : utilisation d'au moins une partie du flux liquide (14) récupéré en
 - 20 sortie dudit condenseur (11) issu de l'étape d) comme reflux en tête (16) de colonne d'absorption (5) ;
 - Etape f) : Extraction en tête de colonne (5) d'un courant (21) de gaz naturel appauvri en hydrocarbures ayant au moins 5 atomes de carbone ;
 - Etape g) Introduction du courant (21) de gaz naturel issu de l'étape f) dans
 - 25 une unité (B) de liquéfaction de gaz naturel ;
 - caractérisé en ce que le courant liquide (14) utilisé comme reflux à l'étape e) est préalablement mélangé avec un flux (17) de liquide enrichi en hydrocarbures ayant trois ou quatre atomes de carbone par rapport à la teneur en hydrocarbures ayant trois ou quatre atomes de carbone du courant de gaz naturel issu de l'étape f), ledit flux
 - 30 (17) de liquide étant issu de l'unité (B) de liquéfaction de gaz naturel ; et caractérisé en ce que la température en sortie de condenseur (11) lors de l'étape d) est comprise entre 30°C et 70°C, de préférence d'environ 50°C.

2. Procédé selon la revendication 1 caractérisé en ce que le courant (21) est réchauffé préalablement à l'étape g).

3. Procédé selon la revendication 2 caractérisé en ce que l'étape a) est effectuée au moyen d'un échangeur de chaleur (4), la majeure partie des frigories étant fournie par le réchauffage du courant (21).

4. Procédé selon l'une des revendications précédentes, caractérisé en ce que le courant liquide (6) issu de l'étape c) est chauffé à une température supérieure à 100°C préalablement à l'étape d).

5. Procédé selon la revendication précédente, caractérisé en ce que préalablement à l'étape d), le courant liquide (6) ainsi réchauffé est détendu.

6. Procédé selon la revendication précédente, caractérisé en ce que, à l'issue de l'étape f), au moins 50% des hydrocarbures ayant au moins cinq atomes de carbone présents dans le courant d'alimentation de gaz naturel sont éliminés.

7. Dispositif de production de gaz naturel liquéfié apte à et conçu pour la mise en œuvre du procédé objet des revendications 1 à 6, comprenant :

- une unité (A) de traitement d'un gaz d'alimentation, produisant au moins un courant gazeux (24) appauvri en hydrocarbures ayant au moins cinq atomes de carbone, ladite unité (A) de traitement comprenant au moins une colonne de fractionnement (9) et une colonne d'absorption (5) ; et

- une unité (B) de liquéfaction de gaz naturel, ladite unité de liquéfaction de gaz naturel comprenant au moins un échangeur de chaleur principal (19) et un système de production de frigories pour liquéfier le gaz naturel, caractérisé en ce que le nombre d'unité de traitement (A) est strictement inférieur au nombre d'unités de liquéfaction (B).

8. Dispositif selon l'une des revendications précédentes, caractérisé en ce que ledit système de production de frigories comprend au moins un circuit de circulation d'un fluide réfrigérant et un pot séparateur de phases (18) dont est issu le flux (17) de

liquide mélangé au liquide de reflux de l'étape e) du procédé objet des revendications 1 à 6.

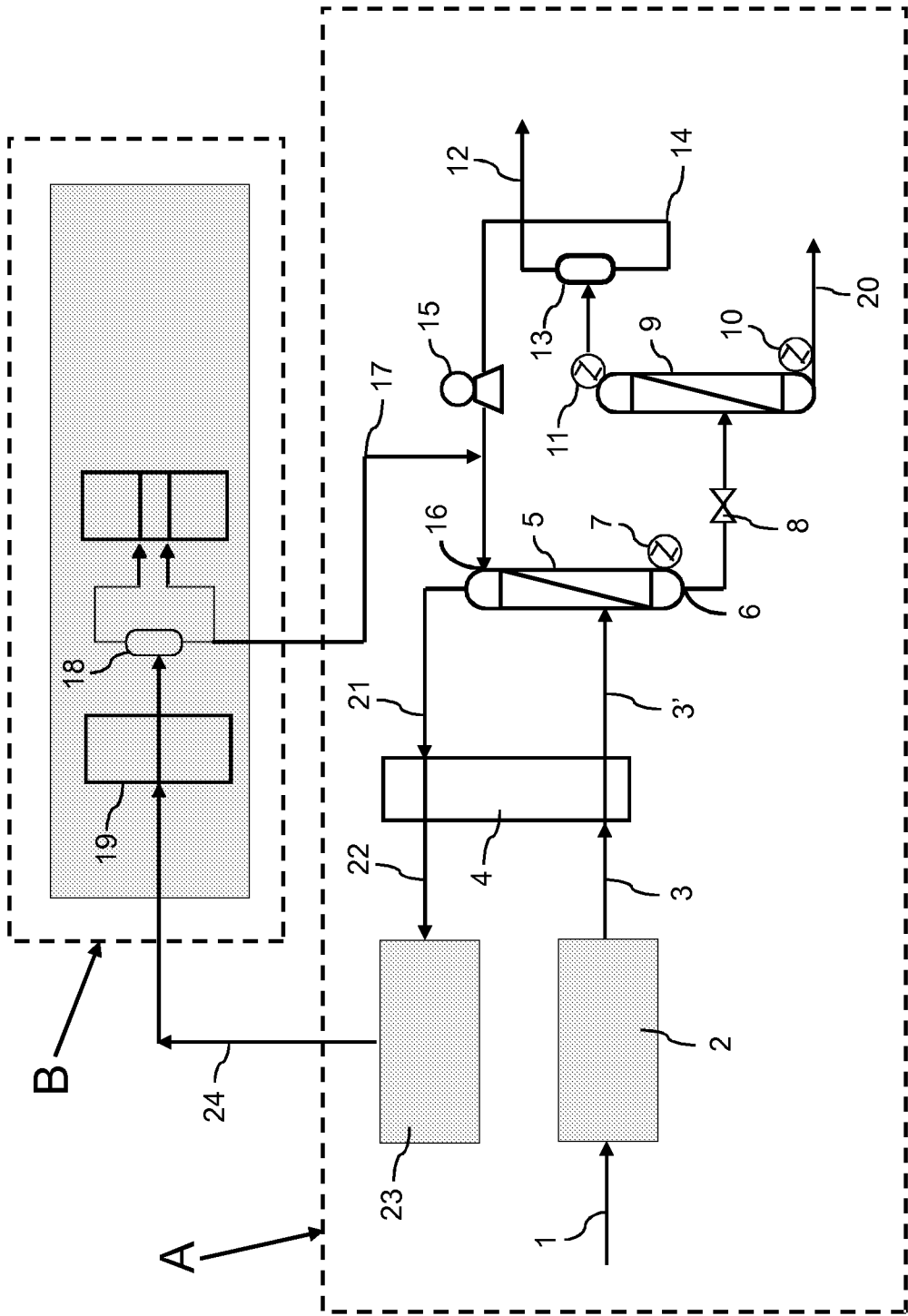


Figure unique

INTERNATIONAL SEARCH REPORT

International application No
PCT/FR2017/052463

A. CLASSIFICATION OF SUBJECT MATTER

INV. C10L3/10 F25J3/02 F25J1/00
ADD.

According to International Patent Classification (IPC) or to both national classification and IPC

B. FIELDS SEARCHED

Minimum documentation searched (classification system followed by classification symbols)

C10L F25J

Documentation searched other than minimum documentation to the extent that such documents are included in the fields searched

Electronic data base consulted during the international search (name of data base and, where practicable, search terms used)

EPO-Internal, WPI Data

C. DOCUMENTS CONSIDERED TO BE RELEVANT

Category*	Citation of document, with indication, where appropriate, of the relevant passages	Relevant to claim No.
Y	WO 2006/115597 A2 (FLUOR TECH CORP [US]; MAK JOHN [US]) 2 November 2006 (2006-11-02) abstract figure 2 pages 10-11 claim 1	1-8
Y	----- US 6 401 486 B1 (LEE RONG-JWYN [US] ET AL) 11 June 2002 (2002-06-11) abstract claim 15	1-8
A	----- EP 1 469 266 A1 (AIR PROD & CHEM [US]) 20 October 2004 (2004-10-20) the whole document ----- -/-	1-8



Further documents are listed in the continuation of Box C.



See patent family annex.

* Special categories of cited documents :

"A" document defining the general state of the art which is not considered to be of particular relevance

"E" earlier application or patent but published on or after the international filing date

"L" document which may throw doubts on priority claim(s) or which is cited to establish the publication date of another citation or other special reason (as specified)

"O" document referring to an oral disclosure, use, exhibition or other means

"P" document published prior to the international filing date but later than the priority date claimed

"T" later document published after the international filing date or priority date and not in conflict with the application but cited to understand the principle or theory underlying the invention

"X" document of particular relevance; the claimed invention cannot be considered novel or cannot be considered to involve an inventive step when the document is taken alone

"Y" document of particular relevance; the claimed invention cannot be considered to involve an inventive step when the document is combined with one or more other such documents, such combination being obvious to a person skilled in the art

"&" document member of the same patent family

Date of the actual completion of the international search

30 October 2017

Date of mailing of the international search report

09/11/2017

Name and mailing address of the ISA/

European Patent Office, P.B. 5818 Patentlaan 2
NL - 2280 HV Rijswijk
Tel. (+31-70) 340-2040,
Fax: (+31-70) 340-3016

Authorized officer

Duval, Eric

INTERNATIONAL SEARCH REPORT

International application No
PCT/FR2017/052463

C(Continuation). DOCUMENTS CONSIDERED TO BE RELEVANT		
Category*	Citation of document, with indication, where appropriate, of the relevant passages	Relevant to claim No.
A	EP 0 535 752 A1 (TECHNIP CIE [FR]) 7 April 1993 (1993-04-07) the whole document	1-8
A	----- WO 96/40604 A1 (ELCOR CORP [US]) 19 December 1996 (1996-12-19) the whole document	1-8
A	----- SEBASTIEN LICHTLE ET AL: "Removing Heavy Hydrocarbons in Liquefaction Plant: The Advantage of NGL Recovery Units", PAPER PRESENTED AT SPRING CONFERENCE, APRIL 2015 IN HAMBURG, GAS PROCESSORS ASSOCIATION EUROPE, UK 27 April 2015 (2015-04-27), pages 1-11, XP008184888, Retrieved from the Internet: URL:https://www.gpaeurope.com/view_paper_d etails.aspx?paperid=573&papertype=Conferen ce%20Papers&papername=Removing%20Heavy%20H ydrocarbons%20in%20Liquefaction%20Plant:%2 0The%20Advantage%20of%20NGL%20Recovery%20U nits cited in the application the whole document -----	1-8

INTERNATIONAL SEARCH REPORT

Information on patent family members

International application No

PCT/FR2017/052463

Patent document cited in search report	Publication date	Patent family member(s)	Publication date
WO 2006115597	A2	02-11-2006	AU 2006240459 A1 02-11-2006
		CA 2619021 A1 02-11-2007	
		EA 200800893 A1 27-02-2009	
		US 2008271480 A1 06-11-2008	
		WO 2006115597 A2 02-11-2006	
US 6401486	B1	11-06-2002	AR 032329 A1 05-11-2003
		AU 6163301 A 26-11-2001	
		AU 2001261633 B2 29-04-2004	
		BR 0110912 A 11-03-2003	
		DZ 3341 A1 22-11-2001	
		EG 23006 A 31-12-2003	
		MY 135088 A 31-01-2008	
		OA 12269 A 11-05-2006	
		US 6401486 B1 11-06-2002	
EP 1469266	A1	20-10-2004	CN 1539930 A 27-10-2004
		EP 1469266 A1 20-10-2004	
		JP 4230956 B2 25-02-2009	
		JP 2005042093 A 17-02-2005	
		NO 339384 B1 05-12-2016	
		US 6662589 B1 16-12-2003	
EP 0535752	A1	07-04-1993	AR 247945 A1 28-04-1995
		AU 648695 B2 28-04-1994	
		CA 2079407 A1 31-03-1993	
		DE 69206232 D1 04-01-1996	
		DE 69206232 T2 18-07-1996	
		DZ 1625 A1 17-02-2002	
		EG 20248 A 31-05-1998	
		EP 0535752 A1 07-04-1993	
		ES 2089373 T3 01-10-1996	
		FR 2681859 A1 02-04-1993	
		JP 3187160 B2 11-07-2001	
		JP H05240576 A 17-09-1993	
		NO 923783 A 31-03-1993	
		NZ 244542 A 26-07-1994	
		RU 2093765 C1 20-10-1997	
		US 5291736 A 08-03-1994	
WO 9640604	A1	19-12-1996	AR 002372 A1 11-03-1998
		AU 710661 B2 23-09-1999	
		BR 9609099 A 02-02-1999	
		CA 2223042 A1 19-12-1996	
		EG 21460 A 31-10-2001	
		IN 189394 B 15-02-2003	
		MY 137280 A 30-01-2009	
		RU 2144556 C1 20-01-2000	
		US 5771712 A 30-06-1998	
		WO 9640604 A1 19-12-1996	

RAPPORT DE RECHERCHE INTERNATIONALE

Demande internationale n°

PCT/FR2017/052463

A. CLASSEMENT DE L'OBJET DE LA DEMANDE INV. C10L3/10 F25J3/02 F25J1/00 ADD.		
Selon la classification internationale des brevets (CIB) ou à la fois selon la classification nationale et la CIB		
B. DOMAINES SUR LESQUELS LA RECHERCHE A PORTE Documentation minimale consultée (système de classification suivi des symboles de classement) C10L F25J		
Documentation consultée autre que la documentation minimale dans la mesure où ces documents relèvent des domaines sur lesquels a porté la recherche		
Base de données électronique consultée au cours de la recherche internationale (nom de la base de données, et si cela est réalisable, termes de recherche utilisés) EPO-Internal, WPI Data		
C. DOCUMENTS CONSIDERES COMME PERTINENTS		
Catégorie*	Identification des documents cités, avec, le cas échéant, l'indication des passages pertinents	no. des revendications visées
Y	WO 2006/115597 A2 (FLUOR TECH CORP [US]; MAK JOHN [US]) 2 novembre 2006 (2006-11-02) abrégé figure 2 pages 10-11 revendication 1 -----	1-8
Y	US 6 401 486 B1 (LEE RONG-JWYN [US] ET AL) 11 juin 2002 (2002-06-11) abrégé revendication 15 -----	1-8
A	EP 1 469 266 A1 (AIR PROD & CHEM [US]) 20 octobre 2004 (2004-10-20) le document en entier ----- -/-	1-8
☒ Voir la suite du cadre C pour la fin de la liste des documents ☒ Les documents de familles de brevets sont indiqués en annexe		
* Catégories spéciales de documents cités:		
"A" document définissant l'état général de la technique, non considéré comme particulièrement pertinent "E" document antérieur, mais publié à la date de dépôt international ou après cette date "L" document pouvant jeter un doute sur une revendication de priorité ou cité pour déterminer la date de publication d'une autre citation ou pour une raison spéciale (telle qu'indiquée) "O" document se référant à une divulgation orale, à un usage, à une exposition ou tous autres moyens "P" document publié avant la date de dépôt international, mais postérieurement à la date de priorité revendiquée	"T" document ultérieur publié après la date de dépôt international ou la date de priorité et n'appartenant pas à l'état de la technique pertinent, mais cité pour comprendre le principe ou la théorie constituant la base de l'invention "X" document particulièrement pertinent; l'invention revendiquée ne peut être considérée comme nouvelle ou comme impliquant une activité inventive par rapport au document considéré isolément "Y" document particulièrement pertinent; l'invention revendiquée ne peut être considérée comme impliquant une activité inventive lorsque le document est associé à un ou plusieurs autres documents de même nature, cette combinaison étant évidente pour une personne du métier "&" document qui fait partie de la même famille de brevets	
Date à laquelle la recherche internationale a été effectivement achevée 30 octobre 2017	Date d'expédition du présent rapport de recherche internationale 09/11/2017	
Nom et adresse postale de l'administration chargée de la recherche internationale Office Européen des Brevets, P.B. 5818 Patentlaan 2 NL - 2280 HV Rijswijk Tel. (+31-70) 340-2040, Fax: (+31-70) 340-3016	Fonctionnaire autorisé Duval, Eric	

C(suite). DOCUMENTS CONSIDERES COMME PERTINENTS		
Catégorie*	Identification des documents cités, avec, le cas échéant, l'indication des passages pertinents	no. des revendications visées
A	EP 0 535 752 A1 (TECHNIP CIE [FR]) 7 avril 1993 (1993-04-07) le document en entier -----	1-8
A	WO 96/40604 A1 (ELCOR CORP [US]) 19 décembre 1996 (1996-12-19) le document en entier -----	1-8
A	SEBASTIEN LICHTLE ET AL: "Removing Heavy Hydrocarbons in Liquefaction Plant: The Advantage of NGL Recovery Units", PAPER PRESENTED AT SPRING CONFERENCE, APRIL 2015 IN HAMBURG, GAS PROCESSORS ASSOCIATION EUROPE, UK 27 avril 2015 (2015-04-27), pages 1-11, XP008184888, Extrait de l'Internet: URL:https://www.gpaeurope.com/view_paper_details.aspx?paperid=573&papertype=Conference%20Papers&papername=Removing%20Heavy%20Hydrocarbons%20in%20Liquefaction%20Plant:%20The%20Advantage%20of%20NGL%20Recovery%20Units cité dans la demande le document en entier -----	1-8

RAPPORT DE RECHERCHE INTERNATIONALE

Renseignements relatifs aux membres de familles de brevets

Demande internationale n°

PCT/FR2017/052463

Document brevet cité au rapport de recherche		Date de publication	Membre(s) de la famille de brevet(s)	Date de publication
WO 2006115597	A2	02-11-2006	AU 2006240459 A1	02-11-2006
			CA 2619021 A1	02-11-2007
			EA 200800893 A1	27-02-2009
			US 2008271480 A1	06-11-2008
			WO 2006115597 A2	02-11-2006

US 6401486	B1	11-06-2002	AR 032329 A1	05-11-2003
			AU 6163301 A	26-11-2001
			AU 2001261633 B2	29-04-2004
			BR 0110912 A	11-03-2003
			DZ 3341 A1	22-11-2001
			EG 23006 A	31-12-2003
			MY 135088 A	31-01-2008
			OA 12269 A	11-05-2006
			US 6401486 B1	11-06-2002

EP 1469266	A1	20-10-2004	CN 1539930 A	27-10-2004
			EP 1469266 A1	20-10-2004
			JP 4230956 B2	25-02-2009
			JP 2005042093 A	17-02-2005
			NO 339384 B1	05-12-2016
			US 6662589 B1	16-12-2003

EP 0535752	A1	07-04-1993	AR 247945 A1	28-04-1995
			AU 648695 B2	28-04-1994
			CA 2079407 A1	31-03-1993
			DE 69206232 D1	04-01-1996
			DE 69206232 T2	18-07-1996
			DZ 1625 A1	17-02-2002
			EG 20248 A	31-05-1998
			EP 0535752 A1	07-04-1993
			ES 2089373 T3	01-10-1996
			FR 2681859 A1	02-04-1993
			JP 3187160 B2	11-07-2001
			JP H05240576 A	17-09-1993
			NO 923783 A	31-03-1993
			NZ 244542 A	26-07-1994
			RU 2093765 C1	20-10-1997
			US 5291736 A	08-03-1994

WO 9640604	A1	19-12-1996	AR 002372 A1	11-03-1998
			AU 710661 B2	23-09-1999
			BR 9609099 A	02-02-1999
			CA 2223042 A1	19-12-1996
			EG 21460 A	31-10-2001
			IN 189394 B	15-02-2003
			MY 137280 A	30-01-2009
			RU 2144556 C1	20-01-2000
			US 5771712 A	30-06-1998
			WO 9640604 A1	19-12-1996
