

(19) 日本国特許庁(JP)

(12) 公表特許公報(A)

(11) 特許出願公表番号

特表2018-529916

(P2018-529916A)

(43) 公表日 平成30年10月11日(2018.10.11)

(51) Int.Cl. F I テーマコード(参考)
F 2 5 J 1/00 (2006.01) F 2 5 J 1/00 B 4 D O 4 7

審査請求 有 予備審査請求 有 (全 33 頁)

(21) 出願番号 特願2018-501312 (P2018-501312)
 (86) (22) 出願日 平成28年6月14日 (2016. 6. 14)
 (85) 翻訳文提出日 平成30年1月12日 (2018. 1. 12)
 (86) 国際出願番号 PCT/US2016/037377
 (87) 国際公開番号 W02017/011124
 (87) 国際公開日 平成29年1月19日 (2017. 1. 19)
 (31) 優先権主張番号 62/192, 657
 (32) 優先日 平成27年7月15日 (2015. 7. 15)
 (33) 優先権主張国 米国 (US)

(71) 出願人 517002476
 エクソンモービル アップストリーム リ
 サーチ カンパニー
 アメリカ合衆国 テキサス州 77389
 スプリング スプリングウッズ ヴィレ
 ッジ パークウェイ 22777 イー2
 . 4エイ. 296
 (74) 代理人 100094569
 弁理士 田中 伸一郎
 (74) 代理人 100088694
 弁理士 弟子丸 健
 (74) 代理人 100103610
 弁理士 ▲吉▼田 和彦
 (74) 代理人 100095898
 弁理士 松下 満

最終頁に続く

(54) 【発明の名称】 天然ガス給送ストリームを予冷することによる LNG 生産システムにおける効率増大

(57) 【要約】

本明細書に説明するのは、冷媒として液化窒素 (L I N) を使用して液化天然ガス (L N G) を生産するためのシステム及び工程である。温室効果ガス汚染物質は、温室効果ガス除去ユニットを使用して L I N から除去される。L N G は、L I N によって冷却される前に圧縮される。

【選択図】 図 3

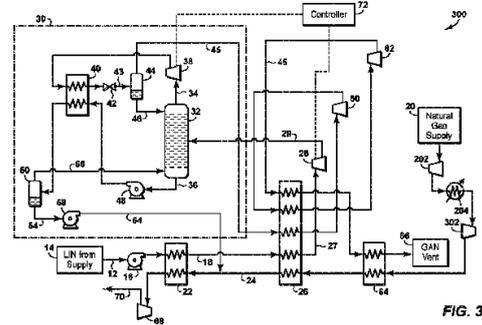


FIG. 3

【特許請求の範囲】**【請求項 1】**

液化天然ガス生産システムであって、
天然ガスのサプライからの天然ガスストリームと、
冷媒サプライからの冷媒ストリームと、
前記冷媒ストリームと前記天然ガスストリームの間で熱を交換し、該冷媒ストリームを少なくとも部分的に気化させて該天然ガスストリームを少なくとも部分的に凝結させる少なくとも 1 つの熱交換器と、
前記天然ガスストリームを少なくとも 1 3 5 b a r a の圧力まで圧縮して圧縮天然ガスストリームを形成する天然ガス圧縮機と、
前記天然ガス圧縮機によって圧縮された後で前記圧縮天然ガスストリームを冷却する天然ガス冷却機と、
前記天然ガス冷却機によって冷却された後で、2 0 0 b a r a 未満の圧力であるが前記天然ガス圧縮機が前記天然ガスストリームを圧縮する前記圧力よりも高くない圧力まで該圧縮天然ガスを膨脹させる天然ガス膨脹器と、を備え、
前記天然ガス膨脹器が、前記少なくとも 1 つの熱交換器に天然ガスを供給するために前記少なくとも 1 つの熱交換器に接続されている、
ことを特徴とする液化天然ガス生産システム。

10

【請求項 2】

前記天然ガス圧縮機は、前記天然ガスストリームを 2 0 0 b a r a よりも高い圧力まで圧縮する、
請求項 1 に記載の液化天然ガス生産システム。

20

【請求項 3】

前記天然ガス膨脹器は、前記圧縮天然ガスストリームを 1 3 5 b a r a 未満の圧力まで膨脹させる、
請求項 1 又は 2 に記載の液化天然ガス生産システム。

【請求項 4】

前記少なくとも 1 つの熱交換器は、第 1 の熱交換器を備え、システムが、
前記天然ガスストリームを該天然ガスストリームが前記天然ガス圧縮機内で圧縮される前に冷却する第 2 の熱交換器、を更に備えている、
請求項 1 ないし 3 のいずれか 1 項に記載の液化天然ガス生産システム。

30

【請求項 5】

前記冷媒ストリームは、前記第 2 の熱交換器内で前記天然ガスストリームを冷却するために使用される、
請求項 4 に記載の液化天然ガス生産システム。

【請求項 6】

前記少なくとも 1 つの熱交換器は、第 1 の熱交換器を備え、システムが、
前記圧縮天然ガスストリームを該圧縮天然ガスストリームが前記天然ガス冷却機内で冷却される前に冷却する第 2 の熱交換器を更に備えている、
請求項 1 ないし 5 のいずれか 1 項に記載の液化天然ガス生産システム。

40

【請求項 7】

前記冷媒ストリームは、液化窒素ストリームを備え、
前記少なくとも 1 つの熱交換器は、前記窒素ストリームを少なくとも部分的に気化させる、
請求項 1 ないし 6 のいずれか 1 項に記載の液化天然ガス生産システム。

【請求項 8】

前記少なくとも部分的に気化した窒素ストリームから温室効果ガスを除去するように構成された温室効果ガス除去ユニットを更に備えている、

50

請求項 7 に記載の液化天然ガス生産システム。

【請求項 9】

前記温室効果ガス除去ユニットは、熱ポンプ凝縮器と再沸騰器システムとを有する蒸留塔を備え、

システムが、

前記少なくとも部分的に気化した窒素ストリームの圧力を低減する少なくとも 1 つの膨脹器サービスを更に備え、

前記蒸留塔の入口ストリームが、前記少なくとも 1 つの膨脹器サービスのうちの第 1 のものの出口ストリームである、

請求項 8 に記載の液化天然ガス生産システム。

10

【請求項 10】

前記少なくとも部分的に気化した窒素ストリームが前記少なくとも 1 つの膨脹器サービスのうちの第 1 のものを通して流れた後でそこを通して流れる熱ポンプシステムを更に備えている、

請求項 9 に記載の液化天然ガス生産システム。

【請求項 11】

前記熱ポンプシステムは、熱ポンプ圧縮機、熱ポンプ冷却機、及び給送 - 排出熱交換器を備えている、

請求項 10 に記載の液化天然ガス生産システム。

【請求項 12】

20

前記天然ガスストリームが前記少なくとも 1 つの熱交換器に入る前に前記少なくとも部分的に気化した窒素ストリームを使用して該天然ガスストリームを予冷する神秘的 (psychometric) 熱交換器を更に備えている、

請求項 1 ないし 9 のいずれか 1 項に記載の液化天然ガス生産システム。

【請求項 13】

前記天然ガス冷却機は、前記天然ガス圧縮機によって圧縮された後で前記圧縮天然ガスストリームを周囲温度の近くまで冷却するように構成される、

請求項 1 ないし 12 のいずれか 1 項に記載の液化天然ガス生産システム。

【請求項 14】

30

液化天然ガス (LNG) を生産する方法であって、

天然ガスのサプライから天然ガスストリームを与える段階と、

冷媒サプライから冷媒ストリームを与える段階と、

前記冷媒ストリームと前記天然ガスストリームの間で熱を交換し、該冷媒ストリームを少なくとも部分的に気化させて該天然ガスストリームを少なくとも部分的に凝結させる第 1 の熱交換器に該天然ガスストリーム及び該液化窒素ストリームを通す段階と、

前記天然ガスストリームを少なくとも 135 bar a の圧力まで天然ガス圧縮機内で圧縮して圧縮天然ガスストリームを形成する段階と、

前記天然ガス圧縮機によって圧縮された後で前記圧縮天然ガスストリームを前記天然ガス冷却機内で冷却する段階と、

前記天然ガス冷却機によって冷却された後で、前記圧縮天然ガスストリームを 200 bar a 未満の圧力であるが前記天然ガス圧縮機が前記天然ガスストリームを圧縮する前記圧力よりも高くない圧力まで天然ガス膨脹器内で膨脹させる段階と、

40

天然ガスを前記天然ガス冷却機から前記少なくとも 1 つの熱交換器にそこで少なくとも部分的に凝結されるように供給する段階と、を含む、

ことを特徴とする方法。

【請求項 15】

前記天然ガス圧縮機は、前記天然ガスストリームを 200 bar a よりも高い圧力まで圧縮する、

請求項 14 に記載の方法。

【請求項 16】

50

前記天然ガス膨脹器は、前記圧縮天然ガスストリームを135bara未満の圧力まで膨脹させる、

請求項14又は15に記載の方法。

【請求項17】

前記少なくとも1つの熱交換器は、第1の熱交換器を含み、
方法が、

前記天然ガスストリームを前記天然ガス圧縮機内で圧縮する前に該天然ガスストリームを第2の熱交換器内で冷却する段階を更に含む、

請求項14ないし16のいずれか1項に記載の方法。

【請求項18】

前記冷媒ストリームは、前記第2の熱交換器内で前記天然ガスストリームを冷却するのに使用される、

請求項17に記載の方法。

【請求項19】

前記少なくとも1つの熱交換器は、第1の熱交換器を含み、
方法が、

前記天然ガス冷却機内で冷却される前記圧縮天然ガスストリームを冷却する前に該圧縮天然ガスストリームを第2の熱交換器内で冷却する段階を更に含む、

請求項14ないし18のいずれか1項に記載の方法。

【請求項20】

前記冷媒ストリームは、液化窒素ストリームを含み、

前記少なくとも1つの熱交換器は、前記窒素ストリームを少なくとも部分的に気化させる、

請求項14ないし19のいずれか1項に記載の方法。

【請求項21】

温室効果ガス除去ユニットを使用して前記少なくとも部分的に気化した窒素ストリームから温室効果ガスを除去する段階を更に含む、

請求項20に記載の方法。

【請求項22】

前記温室効果ガス除去ユニットは、蒸留塔及び熱ポンプ凝縮器及び再沸騰器システムを含み、

方法が、

前記蒸留塔のオーバーヘッドストリームの圧力及び凝縮温度を上昇させる段階と、

前記蒸留塔のオーバーヘッド凝縮器デューティ及びボトム再沸騰器デューティの両方に影響を与えるために該蒸留塔の前記オーバーヘッドストリーム及び該蒸留塔のボトムストリームを交差交換する段階と、

前記交差交換する段階の後で前記蒸留塔オーバーヘッドストリームの圧力を低減して減圧蒸留塔オーバーヘッドストリームを生成する段階と、

前記減圧蒸留塔オーバーヘッドストリームを分離して、温室効果ガスがそこから除去された前記温室効果ガス除去ユニットを出るガス状窒素である第1の分離器オーバーヘッドストリームを生成する段階と、を更に含む、

請求項21に記載の方法。

【請求項23】

少なくとも1つの膨脹器サービスのうちの第1のものを通して流れた後に熱ポンプシステムを通して前記少なくとも部分的に気化した窒素ストリームを流す段階を更に含む、

請求項22に記載の方法。

【請求項24】

前記天然ガス冷却機は、前記天然ガス圧縮機によって圧縮された後で前記圧縮天然ガスストリームを周囲温度の近くまで冷却する、

請求項14ないし23のいずれか1項に記載の方法。

10

20

30

40

50

【請求項 25】

天然ガスストリームを液化するのに使用される液体窒素ストリーム内の温室効果ガス汚染物質を除去する方法であって、

前記天然ガスストリームを天然ガス圧縮機内で少なくとも135baraの圧力まで圧縮して圧縮天然ガスストリームを形成する段階と、

前記天然ガス圧縮機によって圧縮された後で前記圧縮天然ガスストリームを天然ガス冷却機内で冷却する段階と、

前記天然ガス冷却機によって冷却された後で、200bara未満の圧力であるが前記天然ガス圧縮機が前記天然ガスストリームを圧縮する前記圧力よりも高くない圧力まで前記圧縮天然ガスを天然ガス膨脹器内で膨脹させる段階と、

前記液化窒素ストリームと前記天然ガスストリームの間で熱を交換して該液化窒素ストリームを少なくとも部分的に気化させて該天然ガスストリームを少なくとも部分的に凝結させる第1の熱交換器に該天然ガスストリーム及び該液化窒素ストリームを通す段階であって、該液化窒素ストリームが、該第1の熱交換器を通して少なくとも3回循環される前記通す段階と、

少なくとも1つの膨脹器サーブिसを使用して前記少なくとも部分的に気化した窒素ストリームの圧力を低減する段階と、

蒸留塔と熱ポンプ凝縮器と再沸騰器システムとを含む温室効果ガス除去ユニットを与える段階と、

前記蒸留塔のオーバーヘッドストリームの圧力及び凝結温度を上昇させる段階と、

前記蒸留塔のオーバーヘッド凝縮器デューティ及びボトム再沸騰器デューティの両方に影響を与えるために前記蒸留塔オーバーヘッドストリームの該オーバーヘッドストリーム及び該蒸留塔のボトムストリームを交差交換する段階と、

前記交差交換する段階の後で前記蒸留塔オーバーヘッドストリームの圧力を低減して減圧蒸留塔オーバーヘッドストリームを生成する段階と、

前記減圧蒸留塔オーバーヘッドストリームを分離して、温室効果ガスがそこから除去された前記温室効果ガス除去ユニットを出るガス状窒素である第1の分離器オーバーヘッドストリームを生成する段階と、

前記第1の分離器オーバーヘッドストリームを大気に放出する段階と、を含む、
ことを特徴とする方法。

【発明の詳細な説明】

【技術分野】

【0001】

〔関連出願への相互参照〕

この出願は、本明細書に引用によりその全体が組み込まれている「天然ガス給送ストリームを予冷することによるLNG生産システムにおける効率増大」という名称の2015年7月15日出願の米国特許出願第62/192,657号の優先権利益を主張するものである。

【0002】

この出願は、この出願と同じ本発明者及び譲受人を有し、かつそれと同じ日付に出願され、本明細書に引用によりその開示が全体的に組み込まれている「温室効果ガス除去を備えた液化天然ガス生産システム及び方法」という名称の米国仮特許出願第62/192,654号明細書に関連している。

【0003】

本発明は、液化天然ガス(LNG)を形成するための天然ガスの液化に関し、より具体的には、主要施設の建設及び/又は保守、及び/又は従来型LNGプラントの環境影響に弊害がある場合がある遠隔又は敏感な区域でのLNGの生産に関する。

【背景技術】

【0004】

LNG生産は、天然ガスの豊富な供給を有する場所から天然ガスの強い需要を有する遠

10

20

30

40

50

くのところまで天然ガスを供給する急速成長中の手段である。従来型 LNG サイクルは、a) 水、硫黄化合物、及び二酸化炭素のような汚染物質を除去するための天然ガス資源の初期処理と、b) 自己冷凍、外部冷凍、又は希薄オイルなどを含む様々な可能な方法によるプロパン、ブタン、ペンタンなどのような一部のより重い炭化水素ガスの分離と、c) ほぼ大気圧及び約 - 160 で LNG を形成するための実質的に外部冷凍による天然ガスの冷凍と、d) この目的に対して設計された船又はタンカーによる LNG 製品の市場場所への輸送と、e) 天然ガス顧客に流通することができる加圧天然ガスへの LNG の再加圧及び再ガス化とを含む。従来型 LNG サイクルの段階 (c) は、通常は、実質的な炭素及び他のエミッションを排出する大型ガスタービンドライバによって多くの場合に給電される大型冷凍圧縮機の使用を必要とする。数十億米ドルの大型資本投資及び大規模なインフラストラクチャが液化プラントの一部として必要である。従来型 LNG サイクルの段階 (e) は、一般的に、低温ポンプを使用して必要な圧力まで LNG を再加圧する段階と、次に、中間流体を通してであるが最終的には海水を通して熱を交換することにより、又は天然ガス的一部分を燃焼させて LNG を加熱かつ気化させることによって LNG を加圧天然ガスに再ガス化する段階とを含む。一般的に、低温 LNG の利用可能なエネルギーは利用されない。

10

20

30

40

50

【0005】

液化窒素ガス (「LIN」) のような異なる場所で生成される冷間冷媒は、天然ガスを液化するのに使用することができる。LNG - LIN 概念として公知の工程は、少なくとも上記段階 (c) が、開ループ冷凍供給源として液体窒素 (LIN) を実質的に使用する天然ガス液化工程によって置換され、かつ上記段階 (e) が、低温 LNG のエネルギーを利用して窒素ガスの液化を容易にし、資源場所にその後輸送されて LNG の生産のための冷凍供給源として使用することができる LIN を形成するように修正された非従来型 LNG サイクルに関連している。米国特許第 3, 400, 547 号明細書は、液体窒素又は液体空気を市場から天然ガスを液化するのにそれが使用される現場まで出荷する段階を説明している。米国特許第 3, 878, 689 号明細書は、LNG を生産するための冷凍供給源として LIN を使用する工程を説明している。米国特許第 5, 139, 547 号明細書は、LIN を生産するための冷媒としての LNG の使用を説明している。

【0006】

LNG - LIN 概念は、資源場所から市場場所までの船又はタンカーによる LNG の輸送と市場場所から資源場所までの LIN の逆輸送とを更に含む。同じ船又はタンカーの使用と恐らくは共通陸上タンク設備の使用とは、費用と必要なインフラストラクチャとを最小にすると予想される。その結果、LIN による LNG の何らかの汚染及び LNG による LIN の何らかの汚染が予想される場合がある。LIN による LNG の汚染は、パイプラインのための天然ガス仕様 (「米国連邦エネルギー規制委員会」によって公布されたもののような) としての主要な問題にならない可能性が高く、類似の流通手段は、何らかの不活性ガスが存在することを考慮している。しかし、資源場所での LIN は、最終的に大気に放出されることになるので、LNG による LIN の汚染 (「二酸化炭素」の 20 倍を超える影響力の強い温室効果ガス) は、そのような放出に許容可能なレベルまで低減しなければならない。タンクの残留内容物を除去する技術は公知であるが、それは、ガス状窒素 (GAN) を放出する前に資源場所での LIN 又は気化した窒素の処理を回避するのに必要な低レベルの汚染を達成するのに経済的ではなく又は環境的に受け入れられない場合がある。

【0007】

米国特許出願公開第 2010/0251763 号明細書は、冷媒として LIN 及び液化二酸化炭素 (CO₂) の両方を使用する LNG 液化工程の変形を説明している。CO₂ はそれ自体温室効果ガスであるが、液化 CO₂ は、LNG 又は他の温室効果ガスと貯蔵又は輸送施設を共有することになる可能性は低いので、汚染の可能性は少ない。しかし、LIN は、上述のように同様に汚染される場合があり、得られる GAN ストリームを放出する前に除染しなければならない。これに加えて、LNG 液化システムは、LIN の気化によ

て提供されるワンスルー冷凍に加えて、プロパン、混合成分、又は他の閉冷凍サイクルを用いた天然ガスの予冷によって補足される場合がある。これらの場合に、GANを放出する前にガス状窒素の除染が依然として要求される場合がある。必要とされるのは、LNGを生産するための冷却剤としてLINを使用する方法であって、LIN及びLNGが共通貯蔵施設を使用する場合にLINに存在するあらゆる温室効果ガスを効率的に除去することができる方法である。

【先行技術文献】

【特許文献】

【0008】

【特許文献1】米国仮特許出願第62/192,654号明細書

10

【特許文献2】米国特許第3,400,547号明細書

【特許文献3】米国特許第3,878,689号明細書

【特許文献4】米国特許第5,139,547号明細書

【特許文献5】米国特許出願公開第2010/0251763号明細書

【発明の概要】

【課題を解決するための手段】

【0009】

本発明は、液化天然ガス生産システムを提供する。天然ガスストリームは、天然ガスのサプライから供給される。冷媒ストリームは、冷媒サプライから供給される。少なくとも1つの熱交換器が、冷媒ストリームと天然ガスストリームの間で熱を交換し、冷媒ストリームを少なくとも部分的に気化させ、かつ天然ガスストリームを少なくとも部分的に凝結させる。天然ガス圧縮機が、天然ガスストリームを少なくとも135baraの圧力まで圧縮して圧縮天然ガスストリームを形成する。天然ガス冷却機が、天然ガス圧縮機によって圧縮された後で圧縮天然ガスストリームを冷却する。天然ガス膨脹器が、天然ガス冷却機によって冷却された後で、200bara未満の圧力であるが天然ガス圧縮機が天然ガスストリームを圧縮する圧力よりも高くない圧力まで圧縮天然ガスを膨脹させる。天然ガス膨脹器は、少なくとも1つの熱交換器にそれに天然ガスを供給するために接続される。

20

【0010】

本発明はまた、液化天然ガス(LNG)を生産する方法を提供する。天然ガスストリームは、天然ガスのサプライから供給される。冷媒ストリームは、冷媒サプライから提供される。天然ガスストリーム及び液化窒素ストリームは、冷媒ストリームと天然ガスストリームの間で熱を交換し、冷媒ストリームを少なくとも部分的に気化させて天然ガスストリームを少なくとも部分的に凝結させる第1の熱交換器を通される。天然ガスストリームは、天然ガス圧縮機内で少なくとも135baraの圧力まで圧縮され、圧縮天然ガスストリームを形成する。圧縮天然ガスストリームは、天然ガス圧縮機によって圧縮された後に天然ガス冷却機内で冷却される。天然ガス冷却機によって冷却された後に、圧縮天然ガスストリームは、200bara未満の圧力であるが天然ガス圧縮機が天然ガスストリームを圧縮する圧力よりも高くない圧力まで天然ガス膨脹器内で膨脹される。天然ガスは、天然ガス冷却機から少なくとも1つの熱交換器にそこで少なくとも部分的に凝結されるように供給される。

30

40

【0011】

本発明は、天然ガスストリームを液化するのに使用される液体窒素ストリーム内の温室効果ガス汚染物質を除去する方法を更に提供する。天然ガスストリームは、天然ガス圧縮機内で少なくとも135baraの圧力まで圧縮され、圧縮天然ガスストリームを形成する。圧縮天然ガスストリームは、天然ガス圧縮機によって圧縮された後に天然ガス冷却機内で冷却される。天然ガス冷却機によって冷却された後に、圧縮天然ガスストリームは、200bara未満の圧力であるが天然ガス圧縮機が天然ガスストリームを圧縮する圧力よりも高くない圧力まで天然ガス膨脹器内で膨脹される。天然ガスストリーム及び液化窒素ストリームは、液化窒素ストリームと天然ガスストリームの間で熱を交換して液化窒素ストリームを少なくとも部分的に気化させ、かつ天然ガスストリームを少なくとも部分的

50

に凝結させる第1の熱交換器を通される。液化窒素ストリームは、第1の熱交換器を通して少なくとも3回循環される。少なくとも部分的に気化した窒素ストリームの圧力は、少なくとも1つの膨脹機サーブスを使用して低減される。蒸留塔及び熱ポンプ凝縮機、及び再沸騰機システムを含む温室効果ガス除去ユニットが提供される。蒸留塔のオーバーヘッドストリームの圧力及び凝結温度は上昇する。蒸留塔オーバーヘッドストリームのオーバーヘッドストリーム及び蒸留塔のボトムストリームは、交差交換されて蒸留塔のオーバーヘッド凝縮器デューティ及びボトム再沸騰器デューティの両方に影響を与える。減圧蒸留塔オーバーヘッドストリームを生成するための交差交換段階後の蒸留塔オーバーヘッドストリームの圧力は低減される。減圧蒸留塔オーバーヘッドストリームは、分離されて第1の分離器オーバーヘッドストリームを生成する。第1の分離器オーバーヘッドストリームは、温室効果ガスが除去されて温室効果ガス除去ユニットを出るガス状窒素である。第1の分離器オーバーヘッドストリームは、大気に放出される。

10

【図面の簡単な説明】

【0012】

【図1】唯一の冷媒として液体窒素を使用する天然ガスを液化してLNGを形成するシステムの概略図である。

【図2】唯一の冷媒として液体窒素を使用する天然ガスを液化してLNGを形成するシステムの概略図である。

【図3】唯一の冷媒として液体窒素を使用する天然ガスを液化してLNGを形成するシステムの概略図である。

20

【図4】唯一の冷媒として液体窒素を使用する天然ガスを液化してLNGを形成するシステムの概略図である。

【図5】唯一の冷媒として液体窒素を使用する天然ガスを液化してLNGを形成するシステムの概略図である。

【図6】唯一の冷媒として液体窒素を使用する天然ガスを液化してLNGを形成するシステムの概略図である。

【図7】唯一の冷媒として液体窒素を使用する天然ガスを液化してLNGを形成するシステムの概略図である。

【図8】唯一の冷媒として液体窒素を使用する天然ガスを液化してLNGを形成するシステムの概略図である。

30

【図9】補足冷凍システムの概略図である。

【図10】天然ガスを液化してLNGを形成する方法のフローチャートである。

【図11】天然ガスストリームを液化するのに使用される液体窒素ストリーム内の温室効果ガス汚染物質を除去する方法のフローチャートである。

【発明を実施するための形態】

【0013】

本明細書に採用された好ましい実施形態及び定義を含む本発明の様々な具体的実施形態及びバージョンをここで以下に説明する。以下の詳細説明は、特定の好ましい実施形態を与えるが、当業者は、それらの実施形態が例示的に過ぎず、本発明は他の方法を使用して実施することができることを認めるであろう。「本発明」へのあらゆる参照は、特許請求の範囲によって定められる実施形態の1又は2以上であるが必ずしも全てではないものを指す場合がある。見出しの使用は便宜目的に過ぎず、本発明の範囲を限定するものではない。明瞭化及び簡略化のために、いくつかの図内の類似の参照番号は、類似の品目、段階、又は構造を表し、全ての図において詳細に説明しない場合がある。

40

【0014】

本明細書の詳細説明及び特許請求の範囲内の全ての数値は、「ほぼ」又は「約」指示値によって修正され、かつ当業者によって予想される実験誤差及び変動を考慮している。

【0015】

本明細書に使用される時に、「圧縮機」は、仕事の印加によってガスの圧力を増大する機械を意味する。「圧縮機」又は「冷媒圧縮機」は、ガスストリームの圧力を増大するこ

50

とができるあらゆるユニット、デバイス、又は装置を含む。これは、単一圧縮工程又は段階を有する圧縮機、又は多段圧縮又は段階を有する圧縮機、又はより具体的に単一ケーシング又はシェル内の多段圧縮機を含む。圧縮されることになる気化ストリームは、異なる圧力で圧縮機に提供することができる。冷却工程の一部の段又は段階は、並列、直列、又は両方で1よりも多い圧縮機を伴う場合がある。本発明は、特にあらゆる冷媒回路における1又は複数の圧縮機のタイプ又は配置又はレイアウトによって限定されない。

【0016】

本明細書に使用される時に、「冷却」は、あらゆる適切な、望ましい、又は必要な量だけの物質の温度及び/又は内部エネルギーの低下及び/又は下降を広く意味する。冷却は、少なくとも約1、少なくとも約5、少なくとも約10、少なくとも約15、少なくとも約25、少なくとも約35、又は少なくとも約50、又は少なくとも約75、又は少なくとも約85、又は少なくとも約95、又は少なくとも約100の温度低下を含むことができる。冷却は、蒸気発生、熱水加熱、冷却水、空気、冷媒、他の工程ストリーム(統合)、及びそれらの組合せのようなあらゆる適切なヒートシンクを使用することができる。1又は2以上の冷却ソースは、望ましい出口温度に到達するように組み合わせる及び/又はカスケード式にすることができる。冷却段階は、あらゆる適切なデバイス及び/又は機器を有する冷却ユニットを使用することができる。一部の実施形態により、冷却は、1又は2以上の熱交換器を用いるような間接的熱交換を含むことができる。代替では、冷却は、気化(又は気化の熱)冷却及び/又は液体が工程ストリーム内に直接噴霧されるような直接熱交換を使用することができる。

10

20

【0017】

本明細書に使用される時に、用語「膨脹デバイス」は、一列の流体(例えば、液体ストリーム、蒸気ストリーム、又は液体及び蒸気の両方を含有する多相ストリーム)の圧力を低減するのに適切な1又は2以上のデバイスを指す。具体的に特定のタイプの膨脹デバイスを指定した場合を除き、膨脹デバイスは、(1)少なくとも部分的に等エンタルピー手段による場合があり、又は(2)少なくとも部分的に等エントロピー手段による場合があり、又は(3)等エントロピー手段及び等エンタルピー手段の両方の組合せである場合がある。天然ガスの等エンタルピー膨脹に適切なデバイスは、当業技術で公知であり、かつ一般的に、以下に限定されるものではないが、例えば、弁、制御弁、ジュール-トムソン(J-T)弁、又はベンチュリデバイスのような手動又は自動的に起動される絞りデバイスを含む。天然ガスの等エントロピー膨脹に適切なデバイスは、当業技術で公知であり、かつ一般的にそのような膨脹から仕事を抽出又は導出する膨脹機又はターボ膨脹機のような機器を含む。液体ストリームの等エントロピー膨脹に適切なデバイスは、当業技術で公知であり、かつ一般的にそのような膨脹から仕事を抽出又は導出する油圧膨脹機、油圧膨脹機、液体タービン、又はターボ膨脹機のような機器を含む。等エントロピー手段と等エンタルピー手段の両方の組合せの例は、並列のジュール-トムソン弁及びターボ膨脹機である場合があり、これは、J-T弁及びターボ膨脹機をいずれか単独に使用するか又は両方を同時に使用する機能を提供する。等エンタルピー又は等エントロピー膨脹は、全て液相、全て蒸気相、又は混合相で行うことができ、かつ蒸気ストリーム又は液体ストリームから多相ストリーム(蒸気相及び液相の両方を有するストリーム)への又はその初期相とは異なる単一相ストリームへの相変化を促進するように行うことができる。本明細書の図面の説明では、あらゆる図面における1よりも多い膨脹デバイスへの参照は、必ずしも各膨脹デバイスが同じタイプ又はサイズであることを意味するとは限らない。

30

40

【0018】

用語「ガス」は、「蒸気」と同義的に使用され、かつ液体又は固体状態と区別してガス状の物質又は物質の混合物として定義される。同様に、用語「液体」は、ガス又は固体状態と区別して液体状態の物質又は物質の混合物を意味する。

【0019】

「熱交換器」は、少なくとも2つの異なる流体間のような1つの媒体から別の媒体まで熱エネルギー又は冷熱エネルギーを伝達することができるあらゆるデバイスを広く意味する。

50

熱交換器は、「直接熱交換器」及び「間接熱交換器」を含む。従って、熱交換器は、並流又は逆流熱交換器、間接熱交換器（例えば、螺旋巻き熱交換器又はろう付けアルミニウムプレートフィンタイプのようなプレートフィン熱交換器）、直接接触熱交換器、シェル・アンド・チューブ熱交換器、螺旋、ヘアピン、コア、コア・アンド・ケトル、プリント回路、二重パイプ、又はあらゆる他のタイプの公知の熱交換器のようなあらゆる適切な設計のものとする事ができる。「熱交換器」はまた、そこを通る1又は2以上のストリームの通過を可能にし、かつ冷媒の1又は2以上のラインと1又は2以上の給送ストリームとの間の直接又は間接熱交換に影響を与えるようになったあらゆるカラム、タワー、ユニット、又は他の配置を指す場合がある。

【0020】

本明細書に使用される時に、用語「間接熱交換」は、互いとの流体のいずれの物理的接触又は混合もなしに2つの流体を熱交換関係にもたらしことを意味する。コア・イン・ケトル熱交換器及びろう付けアルミニウムプレートフィン熱交換器は、間接熱交換を促進する機器の例である。

【0021】

本明細書に使用される時に、用語「天然ガス」は、原油田（関連ガス）から又は地下ガス担持地層（非関連ガス）から得られる多成分ガスを指す。天然ガスの組成及び圧力は、有意に変化する場合がある。典型的な天然ガスストリームは、有意成分としてメタン（ C_1 ）を含有する。天然ガスストリームはまた、エタン（ C_2 ）、高分子量炭化水素、及び1又は2以上の酸性ガスを含有する場合がある。天然ガスはまた、水、窒素、硫化鉄、ワックス、及び原油のような少量の汚染物質を含有する場合がある。

【0022】

ある一定の実施形態及び特徴は、1組の数値上限及び1組の数値下限を使用して説明される。別途指示がない限り、いずれかの下限からいずれかの上限までの範囲が考えられていることを認めなければならない。全ての数値は、「ほぼ」又は「約」指示値であり、当業者によって予想されると考えられる実験誤差及び変動を考慮に入れている。

【0023】

この出願に列挙する全ての特許、試験手順、及び他の文書は、そのような開示がこの出願に矛盾しない範囲までかつ組み込みが許容される全ての法域に対して引用によって完全に組み込まれている。

【0024】

本明細書に説明するのは、ガス状水素を放出する前にL I Nの残留L N G汚染物質の実質的な部分を除去するのに1次冷媒としてワンスルーL I Nを使用する天然ガス液化工程に関連するシステム及び工程である。本発明の具体的実施形態は、図を参照して説明するような以下の段落に列挙するものを含む。一部の特徴は、1つだけの図（図1、2、又は3など）を特に参照して説明するが、それらは、他の図にも等しく適用可能である場合があり、かつ他の図又は以上の議論との組合せで使用される場合がある。

【0025】

図1は、唯一の外部冷媒として液体窒素（L I N）を使用して天然ガスを液化してL N Gを生産するシステム10を示している。システム10は、L N G生産システムと呼ばれる場合がある。L I Nストリーム12は、1又は2以上のタンカー、タンク、パイプライン、又はその組合せを含むことができるL I N供給システム14から受け入れられる。L I N供給システム14は、L I N貯蔵とL N G貯蔵の間で交替サービスを行う場合がある。L I Nストリーム12は、メタン、エタン、プロパン、又は他のアルカン又はアルケンのような温室効果ガスで汚染される場合がある。L I Nストリーム12は、温室効果ガスの容積で約1%汚染される場合があるが、汚染のレベルは、L I N貯蔵とL N G貯蔵の間で切替る前にL I N供給システムを空にしてパージするのに使用する方法に基づいて異なる場合がある。L I Nストリーム12は、ほぼ純窒素の大気圧沸点に近い約-196の温度で大気圧又はほぼ大気圧で供給される。L I Nストリーム12は、好ましい圧力が約90 b a r aである約20 b a r aと200 b a r aの間にL I Nの圧力を増大するL I

10

20

30

40

50

Nポンプ16を通して送られる。このポンピング工程は、LINストリーム12内のLINの温度を上昇させる場合があるが、LINは、実質的に液体形態に留まることになると予想される。加圧LINストリーム18は、次に、一連の熱交換器及び膨脹機を通して流れ、流入する天然ガスサプライ20から熱を除去して天然ガスをLNGに凝結させる。図1を更に参照すると、加圧LINストリーム18は、それが天然ガスストリーム24を冷却する第1の熱交換器22を通して流れる。加圧LINストリーム18は、次に、それが天然ガスストリームを再度冷却する第2の熱交換器26を初めて通って流れる。

【0026】

LINが第1の熱交換器22及び第2の熱交換器26を通過した後に、LIN及びあらゆる温室効果ガス汚染物質は完全に気化されて汚染ガス状窒素(cGAN)ストリーム27を形成することになる。ガス状窒素が更に説明するように処理される時に、たとえそれがガス状窒素又はcGANとして本明細書に説明するとしても完全に気化しない場合もある。簡単にするために、ガス状及び部分凝結窒素のいずれの混合気も、依然としてcGAN又はガス状窒素として示される。

10

【0027】

cGANストリーム27は、第1の膨脹機28に向けられる。膨脹cGANストリーム29である第1の膨脹機28の出口ストリームは、温室効果ガス除去ユニット30に向けられる。膨脹cGANストリーム29の圧力は、典型的には、窒素、メタン、エタン、プロパン、及び他の潜在的温室効果ガスの混合気であるcGAN混合気の相包絡線に主に基づいて5baraから30baraに及ぶ場合がある。一態様では、膨脹cGANストリーム29の圧力は、19と20baraの間であり、膨脹cGANストリーム29の温度は、摂氏約-153度である。しかし、膨脹cGANストリームの圧力は、吸着、吸収、又は触媒工程のような代替除去技術が使用される場合に1baraほどに低くすることができる。

20

【0028】

温室効果ガス除去ユニット30は、500ppm未満、又は200ppm未満、又は100ppm未満、又は50ppm未満、又は20ppm未満の温室効果ガス内容物を有するGANストリームを生成することを要求される場合がある。温室効果ガス除去ユニット30は、80%未満、又は50%未満、又は20%未満、又は10%未満、又は5%未満の窒素内容物を有する温室効果ガス生成物ストリームを生成することを要求される場合がある。

30

【0029】

温室効果ガス除去ユニット30は、部分還流及び部分再沸騰蒸留塔32を含む場合がある。蒸留塔32は、窒素及び温室効果ガスの気化温度の差に基づいて温室効果ガス汚染物質からガス状窒素を分離する。蒸留塔の産出物は、除染したガス状窒素ストリームであるオーバーヘッドストリーム34、及び温室効果ガス生成物ストリーム36であるボトム生成物である。側面再沸騰機、側面凝縮機、及び中間取り出し器(図示せず)を含めて、蒸留塔32の他の場所で生成物を除去することができる。

【0030】

温室効果ガス除去ユニット30は、蒸留塔32に関連付けられてLIN、GAN、cGAN、天然ガス、又は「LNG生産システム」の他の部分からの又は更に補足冷凍システムからのLNG供給源との熱交換によって供給される冷却デューティを有するオーバーヘッド凝縮機を含むことができる。同様に、温室効果ガス除去ユニットは、蒸留塔32に関連付けられてLIN、GAN、cGAN、天然ガス、又は「LNG生産システム」の他の部分又は「LNG生産システム」に対して外部の別の工程からのLNGとの熱交換によって供給される加熱デューティを有するボトム再沸騰機を含むことができる。それらのタイプの配置の欠点は、天然ガスをLNGに凝結させる全体加熱及び冷却曲線上での蒸留塔凝縮機及び再沸騰機の主として凝縮及び主として沸騰タイプの加熱要件の悪影響である。これらの影響は、利用可能なLINサプライの有効性を軽減する熱交換器内の温度ピンチをもたらす場合がある。本発明により、凝縮機及び再沸騰機冷却及び加熱デューティは、再

40

50

沸騰機からの利用可能な低温デューティを使用して凝縮機の必要とする高温デューティを満たすように交差交換される。これを達成するために、熱ポンプ凝縮機及び再沸騰機システムを使用して、圧縮オーバーヘッドストリームの温度が温室効果ガス生成物ストリーム36の温度よりも高くなるように、蒸留塔オーバーヘッドストリーム34の圧力を増大する。具体的には、熱ポンプ凝縮機及び再沸騰機システムは、オーバーヘッドストリーム34を圧縮して加温するオーバーヘッド圧縮機38と、オーバーヘッドストリームを冷却して温室効果ガス生成物ストリームを加温する熱ポンプ熱交換器40と、冷却オーバーヘッドストリームの圧力を低下させてその圧力を低減する圧力低減デバイス42とを含む。圧力低減デバイス42は、ジュール・トムソン弁又はターボ膨脹機とすることができる。この時点で、オーバーヘッドストリームは、部分凝縮オーバーヘッドストリーム43になっている。必要に応じて、第1の分離器44を使用して、部分凝縮オーバーヘッドストリーム43を分離してオーバーヘッド生成物ストリーム45及び塔還流ストリーム46を形成することができる。蒸留塔32及び第1の分離器44の両方のオーバーヘッド生成物であるオーバーヘッド生成物ストリーム45は、メタン、エタンなどのような温室効果ガスが実質的に除染されたGANから構成され、本明細書に説明するように更に別の熱交換作動及び放出のために温室効果ガス除去ユニット30を出す。塔還流ストリーム46は、一部の温室効果ガスを含む場合があるので、塔還流ストリームは、更に別の分離段階のために蒸留塔32に送り返される。

10

20

30

40

50

【0031】

熱ポンプ凝縮機及び再沸騰機システムの他方の部分は、増加した圧力で温室効果ガス生成物ストリーム36を熱ポンプ熱交換器40に送出することができるボトムポンプ48を含む。熱ポンプ熱交換器40内で加熱された後に、温室効果ガス生成物ストリーム36は、ここで一部は気化され、かつ部分気化温室効果ガス生成物ストリームを分離して分離温室効果ガス生成物ストリーム54及び塔再沸騰機蒸気ストリーム56を形成する第2の分離器50に送ることができる。温室効果ガスポンプ58を使用して、所要圧力で分離温室効果ガス生成物ストリーム54をシステム10内の別の場所へ送出することができる。図1に示す実施形態では、分離温室効果ガス生成物ストリーム54は、天然ガスストリーム24がシステム10のLNG製品ストリームに含まれるように第2の熱交換器26を通過した後に、天然ガスストリーム24と混合される。GANの一部分を含む場合がある塔再沸騰機ストリーム56は、更に別の分離段階のために蒸留塔32に戻される。

【0032】

実質的に除染したGANであるオーバーヘッド生成物ストリーム45は、温室効果ガス除去ユニット30を出て第2の熱交換器26、並びに第2及び第3の膨脹機60、62を繰返し通過し、天然ガスストリーム24を更に冷却する。図1では、高圧膨脹機(28)、中圧膨脹機(60)、及び低圧膨脹機(62)として機能する3つの膨脹機が示されており、各膨脹機は、それぞれがそれを通過する窒素ストリームの圧力を低減する。実施形態では、第1、第2、及び第3の膨脹機28、60、62は、ターボ膨脹機である。膨脹機は、半径方向流入タービン、部分吸気軸流タービン、完全吸気軸流タービン、往復エンジン、螺旋状スクルータービン、又は類似の膨脹デバイスとすることができる。膨脹機は、別々の機械とすることができ、又は共通出力を有する1又は2以上の機械に組み合わせることができる。膨脹機は、発生器、圧縮機、ポンプ、水ブレーキ、又はあらゆる類似の電力消費デバイスを駆動してエネルギーをシステム10から除去するように設計することができる。膨脹機を使用して、システム10内に使用するポンプ、圧縮機、及び他の機械を直接に駆動する(又は、ギアボックス又は他の伝達デバイスを通じて駆動する)ことができる。実施形態では、各膨脹機は、膨脹を並列又は直列、又は並列及び直列作動の組合せで作用する1又は2以上の個々の膨脹機デバイスによって行うことができる膨脹機サービスである。少なくとも1つの膨脹機又は膨脹機サービスは、システム10を経済的に作動させることを要求され、一般的に、少なくとも2つの膨脹機サービスが好ましい。3よりも多い膨脹機サービスもこのシステムに使用され、利用可能なLINサプライによる冷凍の有効性を潜在的に更に改善することができる。

【 0 0 3 3 】

最後に第3の膨脹機62及び第2の熱交換器26を通過した後に、オーバーヘッド生成物ストリーム45は、更にもう一回天然ガスストリーム24を冷却する第3の熱交換器64を通過する。上述のようにGANであるオーバーヘッド生成物ストリームは、GAN放出口66で大気に放出されるか又はそうでなければ処分される。GANが放出される場合に、GANプルームは、プルームのいずれかの有意な部分が地表面の近くに帰って潜在的に有害な酸素欠乏を引き起こす前に大気によって広く分配されて希釈されるように十分に浮揚性であるべきである。GANは、本質的にゼロの相対湿度と周囲空気よりも僅かに低いだけの比重とを有する可能性が高いので、実施形態は、浮揚性を改善してGANプルームの分散を促進するように局所周圍温度よりも高いGAN放出温度を保証しなければならない。放出口及び放出口スタック設計の当業者は、プルーム分散を改善するための温度の代替を知っており、それは、スタック高さを修正すること、及び一例としてスタック設計の一部としてのベンチュリ特徴部によって提供することができるより高速のスタック出口を設けることを含む。

10

【 0 0 3 4 】

システム10を通る天然ガスの経路を以下に説明する。天然ガスサプライ20は、加圧状態で受け入れられ、又は望ましい圧力まで圧縮され、次に、直列、並列、又は直列及び並列の組合せで様々な熱交換器を流れて1又は複数の冷媒によって冷却される。システム10に供給される天然ガス圧力は、典型的には、20baraと100baraの間であり、上限圧力は、熱交換機器の経済的選択によってほぼ限定される。熱交換器設計における将来の進歩により、200bara又はそれよりも高い供給圧力が実行可能であると考えられる。好ましい実施形態では、天然ガス供給圧力は、約90baraで選択される。当業者は、天然ガス供給圧力を増大することは、一般的に、LNG液化工程内の熱伝達効果を改善することを知っている。図1に示すように、天然ガスサプライ20からの天然ガスは、最初に第3の熱交換器64を流れて流れる。第3の熱交換器は、システム10の主熱交換器である第2の熱交換器26に入る前に天然ガスを予冷する。第3の熱交換器はまた、オーバーヘッド生成物ストリーム45内のGANを天然ガスストリームの流入温度の近くまで加熱する。第3の熱交換器64は、必要に応じてシステム10から取り除くことができる。

20

【 0 0 3 5 】

第1の熱交換器を出た後に、天然ガスストリーム24は、第2の熱交換器26の圧力で冷やされて凝結され、ここで天然ガスストリームは、オーバーヘッド生成物ストリーム45内のGANのいくつかの通路によって冷却される。天然ガスストリーム24は、分離温室効果ガス生成物ストリーム54と融合され、これは、上述のように、実質的に全てのGANがそこから除去された温室効果ガスである。天然ガスストリーム24は、次に、LIN供給システム14からのLINを使用して天然ガスストリーム24を冷却する第1の熱交換器22を通過する。第1の熱交換器22は、必要に応じてシステム10から取り除くことができる。この時点で、天然ガスストリーム24内の天然ガスは、実質的に完全に液化されてLNGを形成している。凝結高圧LNGは、単相又は多相油圧タービン、ジュール-トムソン弁、又は類似の圧力低減デバイスを含むことができる圧力低減デバイス68を通過する。図1は、油圧タービンの使用を示している。圧力低減デバイス68を出たLNGストリーム70は、次に、タンク設備に貯蔵され、陸上又は水上タンカーに送出され、適切な低温パイプライン又は類似の搬送手段に送出されて最終的にLNGを市場場所に送出することができる。

30

40

【 0 0 3 6 】

温室効果ガス除去ユニット30の蒸留塔32は、オーバーヘッド生成物ストリーム45の温室効果ガス内容物及び温室効果ガス生成物ストリーム36及び/又は分離温室効果ガス生成物ストリーム54の窒素内容物に対して必要な仕様を満たすように制御することができる。一般的に、膨脹cGANストリーム29の温度及び気化した割合は、相対的凝縮機及び再沸騰機デューティに影響を与えることになり、膨脹cGANストリーム29のよ

50

り高い気化した割合又はより高い温度は、同じ製品仕様で再沸騰機デューティを低減しながら凝縮機デューティを増大する。膨脹cGANストリーム29の気化したより低い割合又はより低い温度は、反対の効果を有する。更に、熱ポンプ熱交換器40内の熱伝導率の増加（又は減少）は、凝縮機及び再沸騰機デューティの両方を増大（又は低減）して製品仕様に影響を与える傾向がある。膨脹cGANストリーム29の温度及び/又は気化した割合の両方及び熱ポンプ熱交換器40の熱伝導率を調節するコントローラ72は、凝縮機及び再沸騰機デューティ及び蒸留塔32の製品仕様の両方の均衡を保つのに使用することができる（余分なエネルギーの調節がオーバーヘッド圧縮機38によって追加される）。実際に、それらの制御は、第1のターボ膨脹機28の入口温度を調節することによって及び塔オーバーヘッド圧縮機38の圧力増加を制御することによって達成することができる。

10

【0037】

本発明の実施形態を説明したところで、追加の態様をここで以下に説明する。図2は、図1のシステム10と類似のLNG生産システム200を示している。LNG生産システム200は、第3、第2、及び第1の熱交換器64、26、22に入る前に、最適圧力及び温度まで天然ガスを加圧して冷却するのに使用される天然ガス圧縮機202及び天然ガス冷却機204を更に含む。天然ガス圧縮機202及び天然ガス冷却機204は、複数の個々の圧縮機及び冷却機、又は単一圧縮機段及び冷却機とすることができる。天然ガス圧縮機202は、一般的に当業者に公知の圧縮機タイプから選択することができ、遠心分離、軸線方向、スクリー、及び往復タイプの圧縮機を含む。天然ガス冷却機204は、一般的に、当業者に公知の冷却機タイプから選択することができ、空気フィン、二重パイプ、シェル・アンド・チューブ、プレート・アンド・フレーム、螺旋巻き、及びプリント回路タイプの熱交換器を含む。天然ガス圧縮機202及び天然ガス冷却機204に続く天然ガス供給圧力は、上述の範囲（例えば、熱交換器設計が進歩する時に20 - 100 bara及び200 baraまで又はそれよりも高く）と同様にしなければならない。

20

【0038】

図3は、LNG生産システム200と類似のLNG生産システム300を示している。LNG生産システム300は、天然ガス圧縮機202及び天然ガス冷却機204に続いて天然ガス膨脹機302を追加する。天然ガス膨脹機302は、ターボ膨脹機又はJ-T弁のような別のタイプの圧力低減デバイスのようなあらゆるタイプの膨脹機とすることができる。LNG生産システム300では、天然ガス圧縮機202の吐出圧力は、熱交換機器の経済的選択及び天然ガス膨脹機302を通じて低下した余分な圧力によって示される範囲を超えて増大させることができる。圧縮、冷却、及び膨脹の組合せは、第3の熱交換器64又は第2の熱交換器26に入る前に天然ガスサプライを更に予冷する。例えば、天然ガス圧縮機202は、天然ガスサプライを135 baraよりも高い圧力まで圧縮することができ、天然ガス膨脹機は、天然ガスの圧力を200 bara未満まで低減することができるが、いずれの場合も天然ガスが天然ガスを圧縮する圧力よりも高くはない。実施形態では、天然ガスストリームは、天然ガス圧縮機によって200 baraよりも高い圧力まで圧縮される。別の実施形態では、天然ガス膨脹機は、天然ガスストリームを135 bara未満の圧力まで膨脹させる。しかし、天然ガス膨脹機302の下流の第3の熱交換器64の場所は（図3に示すような）、第3の熱交換器64を通過するGANの温度を有意に下げる。そのように冷却されたGANの温度は、局所周圍温度を遥かに下回る場合があり、それによってGANを大気に安全及び/又は効率的に放出する労力を複雑にする。

30

40

【0039】

図4は、LNG生産システム300と類似のLNG生産システム400を示している。LNG生産システム400では、第3の熱交換器64は、天然ガスサプライ20からの天然ガスが天然ガス圧縮機202を通過する前に第3の熱交換器に入るように位置付けられる。図4に示すように第3の熱交換器64を置くことは、天然ガス圧縮機202に入る天然ガスの温度を低減するので、天然ガス圧縮機202が必要とする圧力及び電力を低減す

50

る。更に、G A N 放出口 6 6 の温度は、図 1 に示す実施形態と同様になるように回復される。

【 0 0 4 0 】

図 5 は、L N G 生産システム 3 0 0 及び 4 0 0 と類似の L N G 生産システム 5 0 0 を示している。L N G 生産システム 5 0 0 では、第 3 の熱交換器 6 4 は、天然ガス圧縮機 2 0 2 と天然ガス冷却機 2 0 4 の間に位置付けられる。この配置は、L N G 生産システム 4 0 0 (図 4) によって提供される天然ガス圧縮機 2 0 2 の潜在的電力低減を犠牲にするが、G A N 放出温度に対する大幅な増加をもたらして G A N プルーム浮揚性及び分散を有意に改善する。この配置はまた、天然ガス冷却機 2 0 4 の冷却デューティを低減するので、天然ガス冷却機 2 0 4 及びそれに関連付けられたサポートシステム (例えば、冷却水、空気フィン電源など) のサイズ、資本費用、及び運用費用を低減する。

10

【 0 0 4 1 】

図 6 は、L N G 生産システム 4 0 0 と類似の L N G 生産システム 6 0 0 を示している。L N G 生産システム 6 0 0 では、オーバーヘッド生成物ストリーム 4 5 内の G A N は、オーバーヘッド生成物ストリームが第 2 の熱交換器 2 6、並びに第 2 及び第 3 の膨脹機 6 0、6 2 を通じて循環する時に熱ポンプシステムにおいて追加の熱ポンプ冷凍を受ける。図 6 に示すように、熱ポンプシステムは、窒素圧縮機 6 0 2、窒素冷却機 6 0 4、及び給送 - 排出熱交換器 6 0 6 を含み、第 3 の膨脹機 6 2 の上流に追加される。窒素圧縮機 6 0 2、窒素冷却機 6 0 4、及び給送 - 排出熱交換器 6 0 6 のこの組合せの追加は、第 3 の膨脹機 6 2 の入口温度の僅かな上昇と共に第 3 の膨脹機 6 2 の入口において利用可能な圧力を増大する。窒素圧縮機 6 0 2、窒素冷却機 6 0 4、及び給送 - 排出熱交換器 6 0 6 のこの組合せは、第 3 の膨脹機 6 2 によって生成されるパワーを増加させ、L N G 生産システム 6 0 0 のこの部分を通して流れるオーバーヘッド生成物ストリーム 4 5 内の G A N から除去される熱を増大する。この組合せはまた、図 4 と比較して第 2 の熱交換器 2 6 に再び入るより低い G A N 温度をもたらす、L N G 生産システム 6 0 0 において利用可能な L I N サプライの有効性の上昇をもたらす。

20

【 0 0 4 2 】

図 7 は、L N G 生産システム 1 0 と類似の L N G 生産システム 7 0 0 を示し、ここでは、分離温室効果ガス生成物ストリーム 5 4 の代替用途が示されている。図 1 に示すように、天然ガスストリーム 2 4 と分離温室効果ガス生成物ストリーム 5 4 を混合することに代

30

【 0 0 4 3 】

図 8 は、L N G 生産システム 1 0、2 0 0、4 0 0、及び 6 0 0 と類似の L N G 生産システム 8 0 0 を示している。L N G 生産システム 8 0 0 では、オーバーヘッド生成物ストリーム 4 5 内の G A N の非常に乾燥した組成を使用して、L N G 生産システム 8 0 0 内の更に別の冷却を達成する。オーバーヘッド生成物ストリーム 4 5 内の G A N の神秘的 (psychometric) 冷却は、オーバーヘッド生成物ストリーム 4 5 が図 8 に示すように第 3 の熱交換器 6 4 を通過した後に、オーバーヘッド生成物ストリーム 4 5 への水 8 0 2 の追加及び飽和によって水の凍結温度の摂氏数度又は摂氏約 2 ~ 5 度内にそのストリームの温度を低減することができる。この時点で湿った又は飽和した G A N ストリーム 8 0 4 は、その低温により、第 3 の熱交換器 6 4 (又は他の適切な熱交換器) を通るように再経路指定して流入天然ガスストリームを更に予冷することができる。当業者は、多くの技術がこの神秘的冷却を達成するのに利用可能であり、それは、雲霧又は他のノズルを通じた流動 G A N ストリーム内への水の噴霧、又は塔、円柱、又は冷却塔状デバイス内のトレイ、充填材、又は他の熱及び質量伝達デバイスの上の G A N 及び水の通過を含むことを認識するであろう。これに代えて、冷却水又は別の熱伝達流体は、非常に乾燥した G A N を冷却塔状デバ

40

50

イスに通すことによってそのような神秘的冷却を通じて更に冷やすことができる。この更に冷やした冷却水は、次に、LNG生産システム800内で他のストリームを予冷し、利用可能なLINサプライの有効性を高めることができる。最後に、そうでなければ非常に乾燥したガス状窒素に水蒸気を追加することは、GANの比重を低減し、GANが806で放出される場合にGANブルームの浮揚性及び分散を改善する。

【0044】

含めた図の各々は、LNG生産システム10、200、300、400、500、600、700、800の一部として温室効果ガス除去ユニット30を示し、ここで温室効果ガス除去ユニットは、蒸留技術及び方法に基づいて示されている。代替システム及び方法を使用して、LINサプライ14の温室効果ガス汚染物質を除去することができる。これらの代替方法は詳細に示していないが、圧カスイング、温度スイング、又は圧力及び温度スイング吸着の組合せ、バルク吸着又は活性炭床などによる吸着を含む吸着工程、又は触媒工程を含むことができる。

10

【0045】

開示した実施形態の熱交換器は、LINサプライ14を供給源とする専らLIN、GAN、又はその組合せによって冷却されると説明した。しかし、LNG生産システム10内の天然ガス又は窒素と流体連通状態にない補足冷凍システムを使用することにより、開示した熱交換器のいずれの冷却機能も高めることができる。補足冷凍システムによって使用される冷媒は、あらゆる適切な炭化水素ガス（例えば、メタン、エタン、エチレン、プロパンなどのようなアルケン又はアルカン）、不活性ガス（例えば、窒素、ヘリウム、アルゴンなど）、又は当業者に公知の他の冷媒を含むことができる。図9は、冷媒としてアルゴンストリーム902を使用して温室効果ガス除去ユニット30の熱ポンプ熱交換器40に追加の冷却機能を提供する補足冷凍システム900を示している。補足冷凍システム900は、アルゴンストリーム902を適切な圧力まで圧縮する補足圧縮機904を含む。アルゴンストリーム902は、次に、冷却機906として図9に示す補足熱交換器を通される。アルゴンストリーム902は、次に、ジュール-トムソン弁又は膨脹機のような補足圧力低減デバイス908を通過する。アルゴンストリーム902は、次に、熱ポンプ熱交換器40を通過して、蒸留塔オーバーヘッドストリーム34内のGANの冷却労力を補足し、温室効果ガス生成物ストリーム36内の温室効果ガスを冷却する。アルゴンストリーム902は、次に、上述のように補足圧縮機904を通過して再循環する。

20

30

【0046】

補足冷凍システム900と類似の補足冷凍システムを使用して、第1の熱交換器22、第2の熱交換器26、第3の熱交換器64、及び/又は給送-排出熱交換器606のような本明細書に開示する他の熱交換器の冷却効果を高めることができる。更に、補足冷凍システム900の冷媒は、LNG生産システム10に流体的に接続されず、一部の実施形態では、冷媒は、LNG生産システムの天然ガスストリーム及び/又は窒素ストリームを供給源とすることができる。更に、補足熱交換器904は、LINストリーム12、天然ガスストリーム24、cGANストリーム27、又は温室効果ガス生成物ストリーム36のようなLNG生産システム10のガスストリーム及び/又は液体ストリームと熱（又は冷たさ）を交換することができる。

40

【0047】

図10は、開示する態様によるLNGを生産する方法1000を示している。ブロック1002において、天然ガスストリームは、天然ガスのサプライから提供される。ブロック1004において、LINストリームのような冷媒ストリームは、冷媒のサプライから提供される。ブロック1006において、天然ガスストリーム及び液化窒素ストリームは、冷媒ストリームと天然ガスストリームの間で熱を交換し、冷媒ストリームを少なくとも部分的に気化させて天然ガスストリームを少なくとも部分的に凝結させる第1の熱交換器を通される。ブロック1008において、天然ガスストリームは、少なくとも135 barの圧力まで天然ガス圧縮機内で圧縮され、圧縮天然ガスストリームを形成する。ブロック1010において、圧縮天然ガスストリームは、天然ガス冷却機内で冷却される。天

50

然ガス冷却機によって冷却された後に、ブロック1012において、圧縮天然ガストリームは、200bara未満の圧力であるが天然ガス圧縮機が天然ガストリームを圧縮する圧力よりも高くない圧力まで天然ガス膨脹器内で膨脹される。ブロック1104において、天然ガス冷却機からの天然ガスは、少なくとも1つの熱交換器にそこで少なくとも部分的に凝結されるように供給される。

【0048】

図11は、天然ガストリームを液化するのに使用される液体窒素ストリーム内の温室効果ガス汚染物質を除去する方法1100を示している。ブロック1102において、天然ガストリームは、少なくとも135baraの圧力まで天然ガス圧縮機内で圧縮され、圧縮天然ガストリームを形成する。ブロック1104において、圧縮天然ガストリームは、天然ガス冷却機内で冷却される。天然ガス冷却機によって冷却された後に、ブロック1106において、圧縮天然ガストリームは、200bara未満の圧力であるが天然ガス圧縮機が天然ガストリームを圧縮する圧力よりも高くない圧力まで天然ガス膨脹器内で膨脹される。ブロック1108において、天然ガストリーム及び液化窒素ストリームは、液化窒素ストリームと天然ガストリームの間で熱を交換する第1の熱交換器を通過し、液化窒素ストリームを少なくとも部分的に気化させ、天然ガストリームを少なくとも部分的に凝結させる。液化窒素ストリームは、少なくとも1回、好ましくは、少なくとも3回第1の熱交換器を通して循環される。ブロック1110において、少なくとも部分的に気化した窒素ストリームの圧力は、好ましくは、少なくとも1つの膨脹機サービシを使用して低減することができる。ブロック1112において、蒸留塔及び熱ポンプ凝縮機及び再沸騰機システムを含む温室効果ガス除去ユニットが与えられる。ブロック1114において、蒸留塔のオーバーヘッドストリームの圧力及び凝結温度は上昇する。ブロック1116において、蒸留塔オーバーヘッドストリームのオーバーヘッドストリーム及び蒸留塔のボトムストリームは、蒸留塔のオーバーヘッド凝縮機デューティ及びボトム再沸騰機デューティの両方に影響を与えるために交差交換される。ブロック1118において、蒸留塔オーバーヘッドストリームの圧力は、交差交換段階後に低下し、減圧蒸留塔オーバーヘッドストリームを生成する。ブロック1120において、減圧蒸留塔オーバーヘッドストリームは、分離されて温室効果ガスがそこから除去されて温室効果ガス除去ユニットを出るガス状窒素の第1の分離器オーバーヘッドストリームを生成する。ブロック1122において、第1の分離器オーバーヘッドストリームは、大気に放出される。

10

20

30

【0049】

実施形態及び態様は、天然ガスを液化するのに使用するLINストリームから温室効果ガス汚染物質を除去する有効な方法を提供するものである。本発明の利点は、温室効果ガス除去ユニット30内の熱ポンプシステムが、窒素から温室効果ガスを分離するための外部加熱又は冷却供給源の必要性を取り除くことである。

【0050】

LINからの温室効果ガスの効率的な除去の別の利点は、LIN貯蔵施設がLNG貯蔵施設としてより経済的に使用され、それによって天然ガス処理施設の面積フットプリントを縮小することができることである。

【0051】

更に別の利点は、ガス状窒素を大気中への温室効果ガスの不要な放出なしに放出することができることである。

40

【0052】

図1～図11に関連して本明細書で議論した例示的实施形態は、1次冷却剤としてLINを使用するLNGの生産に関連するが、当業者は、この原理が他の冷却方法及び冷却剤に適用されることを理解するであろう。例えば、開示した方法及びシステムは、LNG及びLINのための共通貯蔵器がない場合に使用することができ、LNG又は他の液化方法に使用する冷却剤を浄化することが単に望ましい。

【0053】

本発明の実施形態は、以下の付番した段落に示す方法及びシステムのあらゆる組合せを

50

含むことができる。これは、上記説明からあらゆる数の変形を想定することができるので全ての可能な実施形態の完全なリストと考えるべきではない。

1. 天然ガスのサプライからの天然ガスストリームと、冷媒サプライからの冷媒ストリームと、冷媒ストリームと天然ガスストリームの間で熱を交換し、冷媒ストリームを少なくとも部分的に気化させて天然ガスストリームを少なくとも部分的に凝結させる少なくとも1つの熱交換器と、天然ガスストリームを少なくとも135 bar aの圧力まで圧縮して圧縮天然ガスストリームを形成する天然ガス圧縮機と、天然ガス圧縮機によって圧縮された後で圧縮天然ガスストリームを冷却する天然ガス冷却機と、天然ガス冷却機によって冷却された後に、200 bar a未満の圧力であるが天然ガス圧縮機が天然ガスストリームを圧縮する圧力よりも高くない圧力まで圧縮天然ガスを膨脹させる天然ガス膨脹器とを含み、天然ガス膨脹器が、少なくとも1つの熱交換器にそこに天然ガスを供給するために接続された液化天然ガス生産システム。

2. 天然ガス圧縮機が、200 bar aよりも高い圧力まで天然ガスストリームを圧縮する段落1による液化天然ガス生産システム。

3. 天然ガス膨脹器が、135 bar a未満の圧力まで圧縮天然ガスストリームを膨脹させる段落1又は2による液化天然ガス生産システム。

4. 少なくとも1つの熱交換器が、第1の熱交換器を含み、天然ガスストリームが天然ガス圧縮機内で圧縮される前に天然ガスストリームを冷却する第2の熱交換器を更に含む段落1~3のいずれかによる液化天然ガス生産システム。

5. 冷媒ストリームが、第2の熱交換器内で天然ガスストリームを冷却するのに使用される段落4による液化天然ガス生産システム。

6. 少なくとも1つの熱交換器が、第1の熱交換器を含み、システムが、圧縮天然ガスストリームが天然ガス冷却機内で冷却される前に圧縮天然ガスストリームを冷却する第2の熱交換器を更に含む段落1~5のいずれかによる液化天然ガス生産システム。

7. 冷媒ストリームが、液化窒素ストリームを含み、少なくとも1つの熱交換器が、窒素ストリームを少なくとも部分的に気化させる段落1~6のいずれかによる液化天然ガス生産システム。

8. 少なくとも部分的に気化した窒素ストリームから温室効果ガスを除去するように構成された温室効果ガス除去ユニットを更に含む段落7による液化天然ガス生産システム。

9. 温室効果ガス除去ユニットが、熱ポンプ凝縮器と再沸騰器システムとを有する蒸留塔を含み、システムが、少なくとも部分的に気化した窒素ストリームの圧力を低減する少なくとも1つの膨脹器サービスを更に含み、蒸留塔の入口ストリームが、少なくとも1つの膨脹器サービスのうちの第1のもの出口ストリームである段落8による液化天然ガス生産システム。

10. 少なくとも部分的に気化した窒素ストリームが少なくとも1つの膨脹器サービスのうちの第1のものを通して流れた後でそれを通して流れる熱ポンプシステムを更に含む段落9による液化天然ガス生産システム。

11. 熱ポンプシステムが、熱ポンプ圧縮機、熱ポンプ冷却機、及び給送-排出熱交換器を含む段落10による液化天然ガス生産システム。

12. 天然ガスストリームが少なくとも1つの熱交換器に入る前に少なくとも部分的に気化した窒素ストリームを使用して天然ガスストリームを予冷する神秘的熱交換器を更に含む段落1~9のいずれかによる液化天然ガス生産システム。

13. 天然ガス冷却機が、天然ガス圧縮機によって圧縮された後で圧縮天然ガスストリームを周囲温度の近くまで冷却するように構成される段落1~12のいずれかによる液化天然ガス生産システム。

14. 天然ガスのサプライから天然ガスストリームを与える段階と、冷媒サプライから冷媒ストリームを与える段階と、冷媒ストリームと天然ガスストリームの間で熱を交換し、冷媒ストリームを少なくとも部分的に気化させて天然ガスストリームを少なくとも部分的に凝結させる第1の熱交換器に天然ガスストリーム及び液化窒素ストリームを通す段階と、少なくとも135 bar aの圧力まで天然ガス圧縮機内で天然ガスストリームを圧縮し

10

20

30

40

50

て圧縮天然ガスストリームを形成する段階と、天然ガス圧縮機によって圧縮された後で圧縮天然ガスストリームを天然ガス冷却機内で冷却する段階と、天然ガス冷却機によって冷却された後に200bara未満の圧力であるが天然ガス圧縮機が天然ガスストリームを圧縮する圧力よりも高くない圧力まで天然ガス膨脹器内で圧縮天然ガスを膨脹させる段階と、天然ガスを天然ガス冷却機から少なくとも1つの熱交換器にそこで少なくとも部分的に凝結されるように供給する段階とを含む液化天然ガス(LNG)を生産する方法。

15.天然ガス圧縮機が、200baraよりも高い圧力まで天然ガスストリームを圧縮する段落14による方法。

16.天然ガス膨脹器が、135bara未満の圧力まで圧縮天然ガスストリームを膨脹させる段落14又は15による方法。

17.少なくとも1つの熱交換器が、第1の熱交換器を含み、方法が、天然ガス圧縮機内で天然ガスストリームを圧縮する前に第2の熱交換器内で天然ガスストリームを冷却する段階を更に含む段落14~16のいずれかによる方法。

18.冷媒ストリームを使用して第2の熱交換器内で天然ガスストリームを冷却する段落17による方法。

19.少なくとも1つの熱交換器が、第1の熱交換器を含み、方法が、天然ガス冷却機内で冷却される圧縮天然ガスストリームを冷却する前に第2の熱交換器内で圧縮天然ガスストリームを冷却する段階を更に含む段落14~18のいずれかによる方法。

20.冷媒ストリームが、液化窒素ストリームを含み、少なくとも1つの熱交換器が、窒素ストリームを少なくとも部分的に気化させる段落14~19のいずれかによる方法。

21.温室効果ガス除去ユニットを使用して少なくとも部分的に気化した窒素ストリームから温室効果ガスを除去する段階を更に含む段落20による方法。

22.温室効果ガス除去ユニットが、蒸留塔及び熱ポンプ凝縮器及び再沸騰器システムを含み、方法が、蒸留塔のオーバーヘッドストリームの圧力及び凝結温度を上昇させる段階と、蒸留塔のオーバーヘッドストリーム及び蒸留塔のボトムストリームを交差交換して蒸留塔のオーバーヘッド凝縮器デューティ及びボトム再沸騰器デューティの両方に影響を与える段階と、交差交換段階後に蒸留塔オーバーヘッドストリームの圧力を低減して減圧蒸留塔オーバーヘッドストリームを生成する段階と、減圧蒸留塔オーバーヘッドストリームを分離して、温室効果ガスがそこから除去された温室効果ガス除去ユニットを出るガス状窒素である第1の分離器オーバーヘッドストリームを生成する段階とを更に含む段落21による方法。

23.少なくとも1つの膨脹器サーブスのうちの第1のものを通して流れた後に熱ポンプシステムを通して少なくとも部分的に気化した窒素ストリームを流す段階を更に含む段落22による方法。

24.天然ガス冷却機が、天然ガス圧縮機によって圧縮された後で圧縮天然ガスストリームが周囲温度の近くになるように冷却する段落14~23のいずれかによる方法。

25.少なくとも135baraの圧力まで天然ガスストリームを天然ガス圧縮機内で圧縮して圧縮天然ガスストリームを形成する段階と、天然ガス圧縮機によって圧縮された後で圧縮天然ガスストリームを周囲温度の近くまで天然ガス冷却機内で冷却する段階と、天然ガス冷却機によって冷却された後に200bara未満の圧力であるが天然ガス圧縮機が天然ガスストリームを圧縮する圧力よりも高くない圧力まで圧縮天然ガスを膨脹させる段階と、液化窒素ストリームと天然ガスストリームの間で熱を交換して液化窒素ストリームを少なくとも部分的に気化させて天然ガスストリームを少なくとも部分的に凝結させる第1の熱交換器に天然ガスストリーム及び液化窒素ストリームを通す段階であって、液化窒素ストリームが第1の熱交換器を通して少なくとも3回循環される上記通す段階と、少なくとも1つの膨脹器サーブスを使用して少なくとも部分的に気化した窒素ストリームの圧力を低減する段階と、蒸留塔と熱ポンプ凝縮器と再沸騰器システムとを含む温室効果ガス除去ユニットを与える段階と、蒸留塔のオーバーヘッドストリームの圧力及び凝結温度を上昇させる段階と、蒸留塔オーバーヘッドストリームのオーバーヘッドストリーム及び蒸留塔のボトムストリームを交差交換して蒸留塔のオーバーヘッド凝縮器デューティ及び

10

20

30

40

50

【 図 3 】

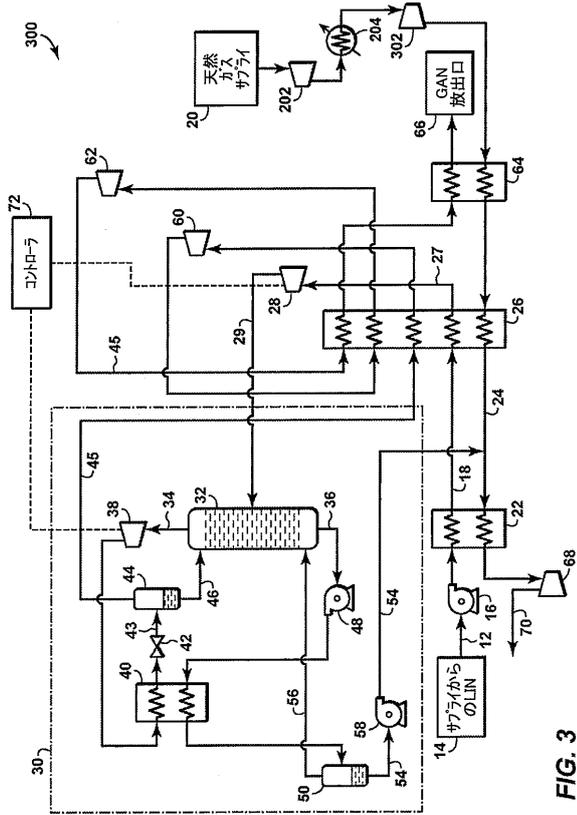


FIG. 3

【 図 4 】

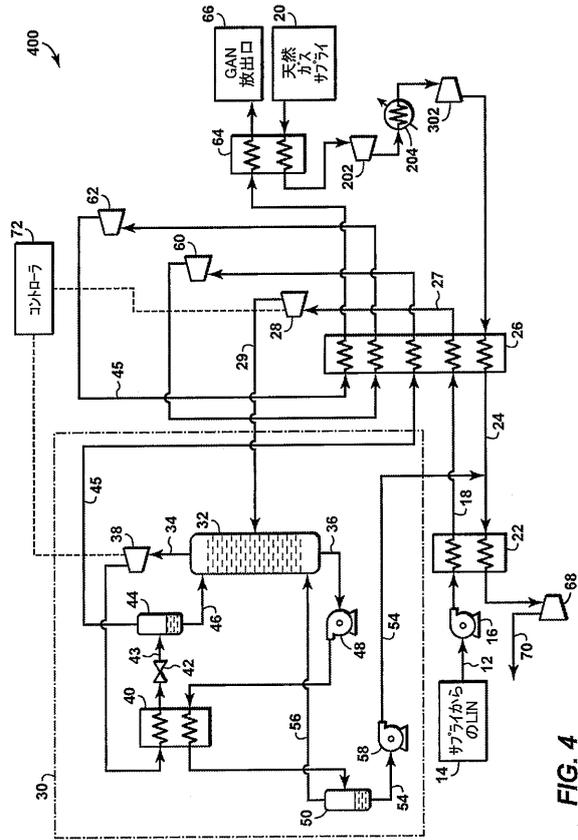


FIG. 4

【 図 5 】

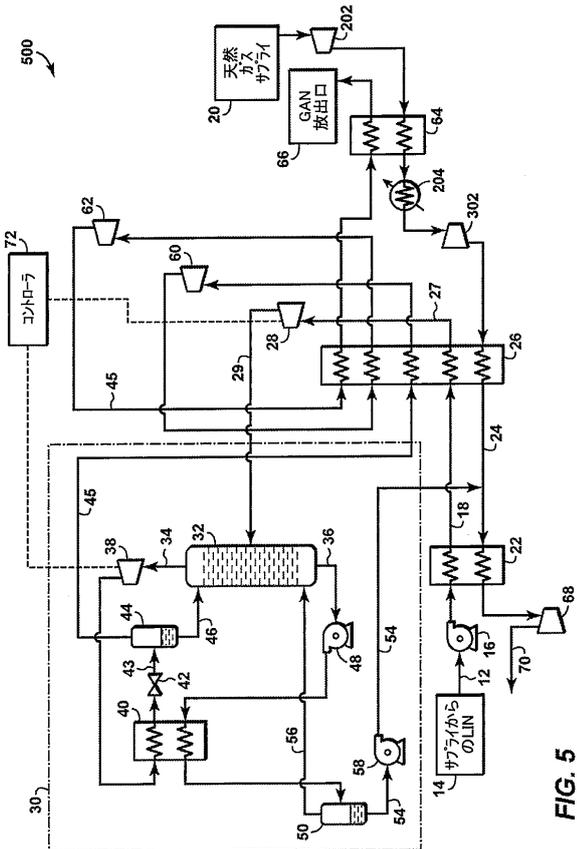


FIG. 5

【 図 6 】

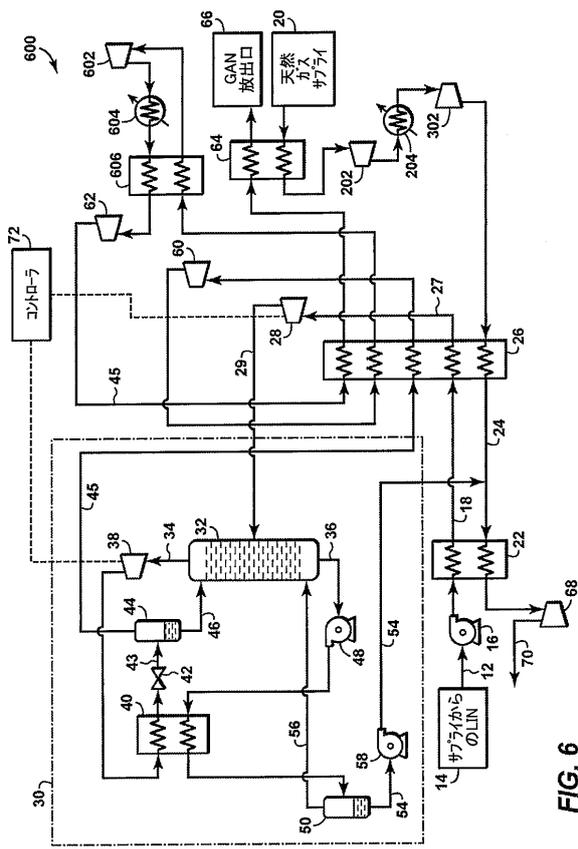


FIG. 6

【 図 7 】

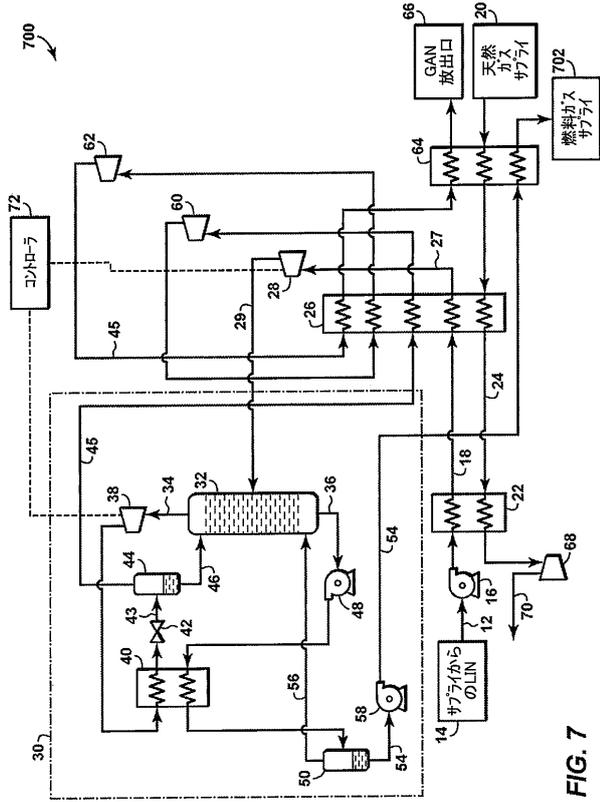


FIG. 7

【 図 8 】

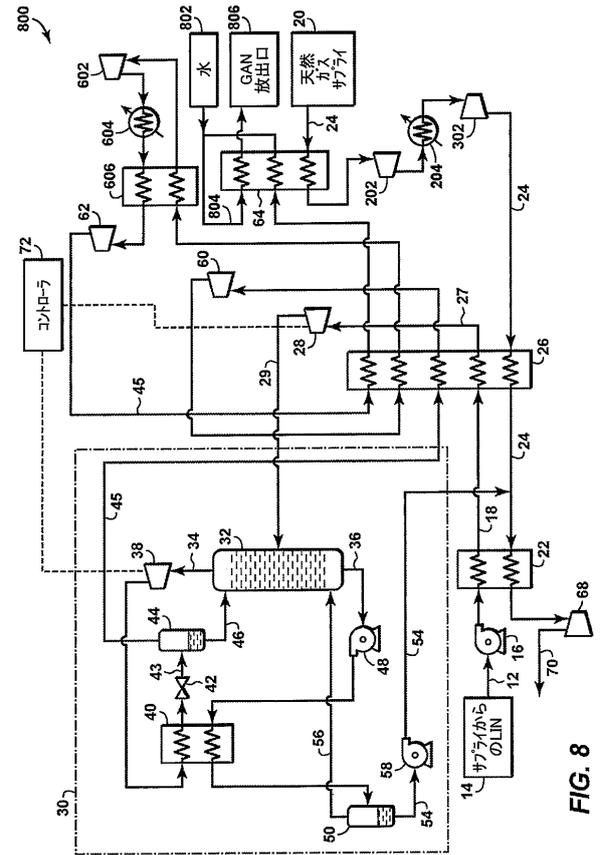


FIG. 8

【 図 9 】

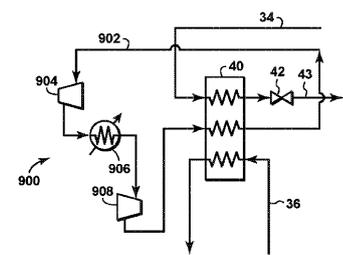


FIG. 9

【 図 1 1 】

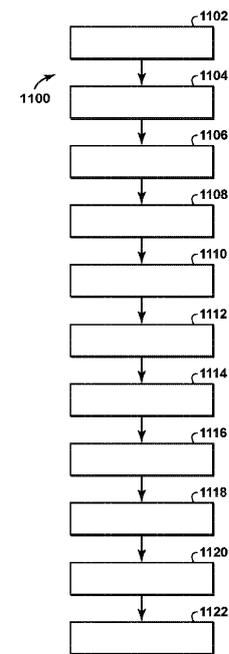


FIG. 11

【 図 1 0 】

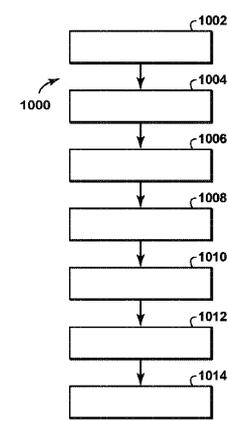


FIG. 10

【手続補正書】

【提出日】平成30年1月12日(2018.1.12)

【手続補正1】

【補正対象書類名】特許請求の範囲

【補正対象項目名】全文

【補正方法】変更

【補正の内容】

【特許請求の範囲】

【請求項1】

液化天然ガス生産システムであって、
天然ガスのサプライからの天然ガスストリームと、
冷媒サプライからの冷媒ストリームと、
前記冷媒ストリームと前記天然ガスストリームの間で熱を交換し、該冷媒ストリームを少なくとも部分的に気化させて該天然ガスストリームを少なくとも部分的に凝結させる少なくとも1つの熱交換器と、
前記天然ガスストリームを少なくとも135baraの圧力まで圧縮して圧縮天然ガスストリームを形成する天然ガス圧縮機と、
前記天然ガス圧縮機によって圧縮された後で前記圧縮天然ガスストリームを冷却する天然ガス冷却機であって、前記圧縮天然ガスストリームを周囲温度の近くまで冷却するように構成されている天然ガス冷却機と、
前記天然ガス冷却機によって冷却された後で、200bara未満の圧力であるが前記天然ガス圧縮機が前記天然ガスストリームを圧縮する前記圧力よりも高くない圧力まで該圧縮天然ガスを膨脹させる天然ガス膨脹器と、を備え、
前記天然ガス膨脹器が、前記少なくとも1つの熱交換器に天然ガスを供給するために前記少なくとも1つの熱交換器に接続されている、
ことを特徴とする液化天然ガス生産システム。

【請求項2】

前記天然ガス圧縮機は、前記天然ガスストリームを200baraよりも高い圧力まで圧縮する、
請求項1に記載の液化天然ガス生産システム。

【請求項3】

前記天然ガス膨脹器は、前記圧縮天然ガスストリームを135bara未満の圧力まで膨脹させる、
請求項1又は2に記載の液化天然ガス生産システム。

【請求項4】

前記少なくとも1つの熱交換器は、第1の熱交換器を備え、システムが、
前記天然ガスストリームを該天然ガスストリームが前記天然ガス圧縮機内で圧縮される前に冷却する第2の熱交換器、を更に備えている、
請求項1ないし3のいずれか1項に記載の液化天然ガス生産システム。

【請求項5】

前記冷媒ストリームは、前記第2の熱交換器内で前記天然ガスストリームを冷却するために使用される、
請求項4に記載の液化天然ガス生産システム。

【請求項6】

前記少なくとも1つの熱交換器は、第1の熱交換器を備え、システムが、
前記圧縮天然ガスストリームを該圧縮天然ガスストリームが前記天然ガス冷却機内で冷却される前に冷却する第2の熱交換器を更に備えている、
請求項1ないし5のいずれか1項に記載の液化天然ガス生産システム。

【請求項 7】

前記冷媒ストリームは、液化窒素ストリームを備え、
前記少なくとも 1 つの熱交換器は、前記窒素ストリームを少なくとも部分的に気化させる、
請求項 1 ないし 6 のいずれか 1 項に記載の液化天然ガス生産システム。

【請求項 8】

前記少なくとも部分的に気化した窒素ストリームから温室効果ガスを除去するように構成された温室効果ガス除去ユニットを更に備えている、
請求項 7 に記載の液化天然ガス生産システム。

【請求項 9】

前記温室効果ガス除去ユニットは、熱ポンプ凝縮器と再沸騰器システムとを有する蒸留塔を備え、
システムが、
前記少なくとも部分的に気化した窒素ストリームの圧力を低減する少なくとも 1 つの膨脹器サービスを更に備え、
前記蒸留塔の入口ストリームが、前記少なくとも 1 つの膨脹器サービスのうちの第 1 のものの出口ストリームである、
請求項 8 に記載の液化天然ガス生産システム。

【請求項 10】

前記少なくとも部分的に気化した窒素ストリームが前記少なくとも 1 つの膨脹器サービスのうちの第 1 のものを通して流れた後でそこを通して流れる熱ポンプシステムを更に備えている、
請求項 9 に記載の液化天然ガス生産システム。

【請求項 11】

前記熱ポンプシステムは、熱ポンプ圧縮機、熱ポンプ冷却機、及び給送 - 排出熱交換器を備えている、
請求項 10 に記載の液化天然ガス生産システム。

【請求項 12】

前記天然ガスストリームが前記少なくとも 1 つの熱交換器に入る前に前記少なくとも部分的に気化した窒素ストリームを使用して該天然ガスストリームを予冷する神秘的 (psychometric) 熱交換器を更に備えている、
請求項 1 ないし 9 のいずれか 1 項に記載の液化天然ガス生産システム。

【請求項 13】

液化天然ガス (LNG) を生産する方法であって、
天然ガスのサプライから天然ガスストリームを与える段階と、
冷媒サプライから冷媒ストリームを与える段階と、
前記冷媒ストリームと前記天然ガスストリームの間で熱を交換し、該冷媒ストリームを少なくとも部分的に気化させて該天然ガスストリームを少なくとも部分的に凝結させる第 1 の熱交換器に該天然ガスストリーム及び該液化窒素ストリームを通す段階と、
前記天然ガスストリームを少なくとも 135 bar の圧力まで天然ガス圧縮機内で圧縮して圧縮天然ガスストリームを形成する段階と、
前記天然ガス圧縮機によって圧縮された後で前記圧縮天然ガスストリームを前記天然ガス冷却機内で冷却する段階であって、前記天然ガス冷却機が、前記圧縮天然ガスストリームを周囲温度の近くまで冷却する段階と、
前記天然ガス冷却機によって冷却された後で、前記圧縮天然ガスストリームを 200 bar 未満の圧力であるが前記天然ガス圧縮機が前記天然ガスストリームを圧縮する前記圧力よりも高くない圧力まで天然ガス膨脹器内で膨脹させる段階と、
天然ガスを前記天然ガス冷却機から前記少なくとも 1 つの熱交換器にそこで少なくとも部分的に凝結されるように供給する段階と、を含む、
ことを特徴とする方法。

【請求項 14】

前記天然ガス圧縮機は、前記天然ガストリームを200baraよりも高い圧力まで圧縮する、

請求項13に記載の方法。

【請求項 15】

前記天然ガス膨脹器は、前記圧縮天然ガストリームを135bara未満の圧力まで膨脹させる、

請求項13又は14に記載の方法。

【請求項 16】

前記少なくとも1つの熱交換器は、第1の熱交換器を含み、

方法が、

前記天然ガストリームを前記天然ガス圧縮機内で圧縮する前に該天然ガストリームを第2の熱交換器内で冷却する段階を更に含む、

請求項13ないし15のいずれか1項に記載の方法。

【請求項 17】

前記冷媒ストリームは、前記第2の熱交換器内で前記天然ガストリームを冷却するのに使用される、

請求項16に記載の方法。

【請求項 18】

前記少なくとも1つの熱交換器は、第1の熱交換器を含み、

方法が、

前記天然ガス冷却機内で冷却される前記圧縮天然ガストリームを冷却する前に該圧縮天然ガストリームを第2の熱交換器内で冷却する段階を更に含む、

請求項13ないし17のいずれか1項に記載の方法。

【請求項 19】

前記冷媒ストリームは、液化窒素ストリームを含み、

前記少なくとも1つの熱交換器は、前記窒素ストリームを少なくとも部分的に気化させる、

請求項13ないし18のいずれか1項に記載の方法。

【請求項 20】

温室効果ガス除去ユニットを使用して前記少なくとも部分的に気化した窒素ストリームから温室効果ガスを除去する段階を更に含む、

請求項19に記載の方法。

【請求項 21】

前記温室効果ガス除去ユニットは、蒸留塔及び熱ポンプ凝縮器及び再沸騰器システムを含み、

方法が、

前記蒸留塔のオーバーヘッドストリームの圧力及び凝結温度を上昇させる段階と、

前記蒸留塔のオーバーヘッド凝縮器デューティ及びボトム再沸騰器デューティの両方に影響を与えるために該蒸留塔の前記オーバーヘッドストリーム及び該蒸留塔のボトムストリームを交差交換する段階と、

前記交差交換する段階の後で前記蒸留塔オーバーヘッドストリームの圧力を低減して減圧蒸留塔オーバーヘッドストリームを生成する段階と、

前記減圧蒸留塔オーバーヘッドストリームを分離して、温室効果ガスがそこから除去された前記温室効果ガス除去ユニットを出るガス状窒素である第1の分離器オーバーヘッドストリームを生成する段階と、を更に含む、

請求項20に記載の方法。

【請求項 22】

少なくとも1つの膨脹器サービスのうちの第1のものを通して流れた後に熱ポンプシステムを通して前記少なくとも部分的に気化した窒素ストリームを流す段階を更に含む、

請求項 2 1 に記載の方法。

【 国際調査報告 】

INTERNATIONAL SEARCH REPORT

International application No PCT/US2016/037377

A. CLASSIFICATION OF SUBJECT MATTER INV. F25J1/00 F25J1/02 F25J3/02 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) 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.
X Y A	US 2013/199238 A1 (MOCK JON M [US] ET AL) 8 August 2013 (2013-08-08) paragraphs [0018], [0033]; figure 1	1-3, 13-16,24 4,6,17, 19 5,7-12, 18,21-23
X Y A	----- US 2009/217701 A1 (MINTA MOSES [US] ET AL) 3 September 2009 (2009-09-03) paragraphs [0029], [0040], [0041], [0043], [0047], [0048]; figures 4,5,7 ----- -/--	1-3, 13-16,24 4-6, 17-19 7-12, 20-23
<input checked="" type="checkbox"/> Further documents are listed in the continuation of Box C. <input checked="" type="checkbox"/> 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		Date of mailing of the international search report
6 September 2016		14/11/2016
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: Göritz, Dirk

2

INTERNATIONAL SEARCH REPORT

International application No PCT/US2016/037377

C(Continuation). DOCUMENTS CONSIDERED TO BE RELEVANT		
Category*	Citation of document, with indication, where appropriate, of the relevant passages	Relevant to claim No.
X Y	US 2010/251763 A1 (AUDUN ASPELUND [NO]) 7 October 2010 (2010-10-07) cited in the application paragraph [0109]; figure 5	1-3,7, 13-16, 20,24 4-6, 8-12, 17-19, 21-23
X Y	----- DE 19 60 515 B1 (LINDE AG) 27 May 1971 (1971-05-27) figure 2	1-3,7, 13-16, 20,24 4-6, 8-12, 17-19, 21-23
Y	----- CN 102 628 635 B (UNIV SHANGHAI JIAOTONG) 15 October 2014 (2014-10-15) figure 1	4,5,17, 18
Y	----- US 6 295 838 B1 (SHAH MINISH MAHENDRA [US] ET AL) 2 October 2001 (2001-10-02) figures	6,12,19
Y	----- EP 2 620 732 A1 (LINDE AG [DE]) 31 July 2013 (2013-07-31) figure 1	6,19
Y	----- US 5 638 698 A (KNIGHT MARY ANNE [US] ET AL) 17 June 1997 (1997-06-17) column 1, lines 10-17 column 2, lines 14-18 column 4, lines 20-29	8-11, 21-23
Y	----- US 3 370 435 A (ARREGGER JOHN E) 27 February 1968 (1968-02-27) column 1, lines 58-63 column 2, lines 5-13; figure	8-11, 21-23
Y	----- FR 2 756 368 A1 (AIR LIQUIDE [FR]) 29 May 1998 (1998-05-29) the whole document	12

INTERNATIONAL SEARCH REPORT

International application No.
PCT/US2016/037377

Box No. II Observations where certain claims were found unsearchable (Continuation of item 2 of first sheet)

This international search report has not been established in respect of certain claims under Article 17(2)(a) for the following reasons:

1. Claims Nos.:
because they relate to subject matter not required to be searched by this Authority, namely:

2. Claims Nos.:
because they relate to parts of the international application that do not comply with the prescribed requirements to such an extent that no meaningful international search can be carried out, specifically:

3. Claims Nos.:
because they are dependent claims and are not drafted in accordance with the second and third sentences of Rule 6.4(a).

Box No. III Observations where unity of invention is lacking (Continuation of item 3 of first sheet)

This International Searching Authority found multiple inventions in this international application, as follows:

see additional sheet

1. As all required additional search fees were timely paid by the applicant, this international search report covers all searchable claims.

2. As all searchable claims could be searched without effort justifying an additional fees, this Authority did not invite payment of additional fees.

3. As only some of the required additional search fees were timely paid by the applicant, this international search report covers only those claims for which fees were paid, specifically claims Nos.:

4. No required additional search fees were timely paid by the applicant. Consequently, this international search report is restricted to the invention first mentioned in the claims; it is covered by claims Nos.:

1-24

Remark on Protest

- The additional search fees were accompanied by the applicant's protest and, where applicable, the payment of a protest fee.
- The additional search fees were accompanied by the applicant's protest but the applicable protest fee was not paid within the time limit specified in the invitation.
- No protest accompanied the payment of additional search fees.

International Application No. PCT/US2016/037377

FURTHER INFORMATION CONTINUED FROM PCT/ISA/ 210

This International Searching Authority found multiple (groups of) inventions in this international application, as follows:

1. claims: 1-24

A liquefied natural gas production system and method comprising:
a natural gas stream from a supply of natural gas;
a refrigerant stream from a refrigerant supply;
at least one heat exchanger that exchanges heat between the refrigerant stream and the natural gas stream to at least partially vaporize the refrigerant stream and at least partially condense the natural gas stream;
a natural gas compressor that compresses the natural gas stream to a pressure of at least 135 bara to form a compressed natural gas stream;
a natural gas cooler that cools the compressed natural gas stream after being compressed by the natural gas compressor;
and
a natural gas expander that expands the compressed natural gas to a pressure less than 200 bara, but no greater than the pressure to which the natural gas compressor compresses the natural gas stream, after being cooled by the natural gas cooler;
wherein the natural gas expander is connected to the at least one heat exchanger to supply natural gas thereto.

2. claim: 25

A method of removing greenhouse gas contaminants in a liquid nitrogen stream used to liquefy a natural gas stream, comprising:
compressing the natural gas stream in a natural gas compressor to a pressure of at least 135 bara to form a compressed natural gas stream;
cooling, in a natural gas cooler, the compressed natural gas stream after being compressed by the natural gas compressor;
expanding, in a natural gas expander, the compressed natural gas to a pressure less than 200 bara, but no greater than the pressure to which the natural gas compressor compresses the natural gas stream, after being cooled by the natural gas cooler;
passing the natural gas stream and the liquefied nitrogen stream through a first heat exchanger that exchanges heat between the liquefied nitrogen stream and the natural gas stream to at least partially vaporize the liquefied nitrogen stream and at least partially condense the natural gas stream, wherein the liquefied nitrogen stream is circulated through the first heat exchanger at least three times;
reducing a pressure of the at least partially vaporized nitrogen stream using at least one expander service;
providing a greenhouse gas removal unit that includes a distillation column and heat pump condenser and reboiler system;

International Application No. PCT/US2016/037377

FURTHER INFORMATION CONTINUED FROM PCT/ISA/ 210

increasing a pressure and condensing temperature of an overhead stream of the distillation column;
cross-exchanging the overhead stream of the distillation column overhead stream and a bottoms stream of the distillation column to affect both an overhead condenser duty and a bottom reboiler duty of the distillation column;
reducing a pressure of the distillation column overhead stream after the cross-exchanging step to produce a reduced-pressure distillation column overhead stream;
separating the reduced-pressure distillation column overhead stream to produce a first separator overhead stream, wherein the first separator overhead stream is gaseous nitrogen that exits the greenhouse gas removal unit having greenhouse gases removed therefrom; and
venting the first separator overhead stream to atmosphere.

INTERNATIONAL SEARCH REPORT

Information on patent family members

International application No

PCT/US2016/037377

Patent document cited in search report	Publication date	Patent family member(s)	Publication date
US 2013199238 A1	08-08-2013	AU 2012299287 A1 CA 2841624 A1 EP 2742300 A1 RU 2014109013 A US 2013199238 A1 WO 2013028363 A1	30-01-2014 28-02-2013 18-06-2014 20-09-2015 08-08-2013 28-02-2013
US 2009217701 A1	03-09-2009	AU 2006280426 A1 CA 2618576 A1 EP 1929227 A1 JP 5139292 B2 JP 2009504838 A US 2009217701 A1 WO 2007021351 A1	22-02-2007 22-02-2007 11-06-2008 06-02-2013 05-02-2009 03-09-2009 22-02-2007
US 2010251763 A1	07-10-2010	EP 2041505 A2 US 2010251763 A1 WO 2008009930 A2	01-04-2009 07-10-2010 24-01-2008
DE 1960515 B1	27-05-1971	NONE	
CN 102628635 B	15-10-2014	NONE	
US 6295838 B1	02-10-2001	NONE	
EP 2620732 A1	31-07-2013	AU 2013200381 A1 EP 2620732 A1 US 2013192228 A1	15-08-2013 31-07-2013 01-08-2013
US 5638698 A	17-06-1997	BR 9701406 A DE 69713002 D1 DE 69713002 T2 EP 0825402 A2 ES 2177852 T3 US 5638698 A	03-11-1998 11-07-2002 30-01-2003 25-02-1998 16-12-2002 17-06-1997
US 3370435 A	27-02-1968	NONE	
FR 2756368 A1	29-05-1998	NONE	

フロントページの続き

(81)指定国 AP(BW, GH, GM, KE, LR, LS, MW, MZ, NA, RW, SD, SL, ST, SZ, TZ, UG, ZM, ZW), EA(AM, AZ, BY, KG, KZ, RU, TJ, TM), EP(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), OA(BF, BJ, CF, CG, CI, CM, GA, GN, GQ, GW, KM, ML, MR, NE, SN, TD, TG), 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, DK, DM, DO, DZ, EC, EE, EG, ES, FI, GB, GD, GE, GH, GM, GT, HN, HR, HU, ID, IL, IN, IR, IS, JP, KE, KG, KN, KP, KR, 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

(74)代理人 100098475

弁理士 倉澤 伊知郎

(74)代理人 100130937

弁理士 山本 泰史

(72)発明者 ビエール フリッツ

アメリカ合衆国 テキサス州 77346 ハンブル バイユー ミード トレイル 18011

(72)発明者 グブテ パラグ エイ

アメリカ合衆国 テキサス州 77479 シュガー ランド オールド ウィンザー ウェイ
40

(72)発明者 ハンティントン リチャード エイ

アメリカ合衆国 テキサス州 77386 スプリング パイン ウッド メドーズ レーン 5
306

(72)発明者 デントン ロバート ディー

アメリカ合衆国 テキサス州 77401 ベルエアー フィル ストリート 4314

Fターム(参考) 4D047 AA10 AB08 BA08 CA09 DA17 DB05