

(19) 日本国特許庁(JP)

(12) 特許公報(B2)

(11) 特許番号

特許第6800977号
(P6800977)

(45) 発行日 令和2年12月16日(2020.12.16)

(24) 登録日 令和2年11月27日(2020.11.27)

(51) Int.Cl.		F I	
F 2 5 J	1/00	(2006.01)	F 2 5 J 1/00 B
F 2 5 J	1/02	(2006.01)	F 2 5 J 1/02
F 2 5 J	3/06	(2006.01)	F 2 5 J 3/06
B 6 3 B	25/16	(2006.01)	B 6 3 B 25/16 Z

請求項の数 21 (全 25 頁)

(21) 出願番号	特願2018-530577 (P2018-530577)	(73) 特許権者	517002476
(86) (22) 出願日	平成28年11月10日 (2016.11.10)		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
(65) 公表番号	特表2018-538506 (P2018-538506A)		アメリカ合衆国 テキサス州 77389
(43) 公表日	平成30年12月27日 (2018.12.27)		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
(86) 国際出願番号	PCT/US2016/061335	(74) 代理人	100094569
(87) 国際公開番号	W02017/105687		弁理士 田中 伸一郎
(87) 国際公開日	平成29年6月22日 (2017.6.22)	(74) 代理人	100103610
審査請求日	平成30年6月11日 (2018.6.11)		弁理士 ▲吉▼田 和彦
(31) 優先権主張番号	62/266,985	(74) 代理人	100109070
(32) 優先日	平成27年12月14日 (2015.12.14)		弁理士 須田 洋之
(33) 優先権主張国・地域又は機関	米国 (US)	(74) 代理人	100095898
前置審査			弁理士 松下 満

最終頁に続く

(54) 【発明の名称】 高圧圧縮及び膨張による天然ガスの予冷

(57) 【特許請求の範囲】

【請求項1】

液化天然ガス(LNG)を生産する方法であって、
 天然ガスの供給から天然ガスストリームを提供する段階と、
 直列に配置された少なくとも2つの圧縮器内で、前記天然ガスストリームを少なくとも2,000psiaの第1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、
 前記圧縮天然ガスストリームを冷却して冷却圧縮天然ガスストリームを形成する段階と、
 3,000psia未満であり、かつ前記少なくとも2つの直列に配置された圧縮器が前記天然ガスストリームを圧縮する前記第1の圧力よりも大きくない第2の圧力まで、前記冷却圧縮天然ガスストリームを少なくとも1つの仕事生成天然ガス膨張器内で膨張させ、それによって第1の冷えた天然ガスストリームを形成する段階と、
 前記第1の冷えた天然ガスストリームを第2の冷えた天然ガスストリーム、第1の冷媒ストリーム、及び第2の冷媒ストリームに分離する段階と、
 開ループ供給ガス膨張器ベースの液化モジュールの一部を形成する暖端膨張器内で前記第1の冷媒ストリームを膨張させて第1の冷却ストリームを生成する段階と、
 前記開ループ供給ガス膨張器ベースの液化モジュールの一部を形成する冷端膨張器内で前記第2の冷媒ストリームを膨張させて第2の冷却ストリームを生成する段階と、
 第1の温度を有する前記第1の冷却ストリームを前記暖端膨張器から放出する段階と、

10

20

第2の温度を有する前記第2の冷却ストリームを前記冷端膨張器から放出する段階であって、前記第1の温度は、前記第2の温度よりも高い段階と、

前記開ループ供給ガス膨張器ベースの液化モジュール内で、前記第1の冷却ストリーム及び前記第2の冷却ストリームとの熱交換により前記第2の冷えた天然ガスストリームを液化する段階と、を含み、

熱交換後の前記第1の冷却ストリーム及び前記第2の冷却ストリームを含む再循環冷媒ストリームが、前記圧縮する段階の前に前記天然ガスストリームと組み合わせられる、ことを特徴とする方法。

【請求項2】

液化天然ガス(LNG)を生産する方法であって、

天然ガスの供給から天然ガスストリームを提供する段階と、

直列に配置された少なくとも2つの圧縮器内で、前記天然ガスストリームを少なくとも2,000psiaの第1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、

前記圧縮天然ガスストリームを冷却して冷却圧縮天然ガスストリームを形成する段階と、

3,000psia未満であり、かつ前記少なくとも2つの直列に配置された圧縮器が前記天然ガスストリームを圧縮する前記第1の圧力よりも大きくない第2の圧力まで、前記冷却圧縮天然ガスストリームを少なくとも1つの仕事生成天然ガス膨張器内で膨張させ、それによって第1の冷えた天然ガスストリームを形成する段階と、

前記第1の冷えた天然ガスストリームを第2の冷えた天然ガスストリーム、第1の冷媒ストリーム、及び第2の冷媒ストリームに分離する段階と、

開ループ供給ガス膨張器ベースの液化モジュールの一部を形成する暖端膨張器内で前記第1の冷媒ストリームを膨張させて第1の冷却ストリームを生成する段階と、

前記開ループ供給ガス膨張器ベースの液化モジュールの一部を形成する前記冷端膨張器内で前記第2の冷媒ストリームを膨張させて2相ストリームを生成する段階と、

第1の温度を有する前記第1の冷却ストリームを前記暖端膨張器から放出する段階と、

前記2相ストリームを第2の冷却ストリーム及び第1の加圧LNGストリームに分離する段階と、

第2の温度を有する前記第2の冷却ストリームを前記冷端膨張器から放出する段階であって、前記第1の温度は、前記第2の温度よりも高い段階と、

前記開ループ供給ガス膨張器ベースの液化モジュール内で、前記第1の冷却ストリーム及び前記第2の冷却ストリームとの熱交換により前記第2の冷えた天然ガスストリームを液化する段階と、を含み、

熱交換後の前記第1の冷却ストリーム及び前記第2の冷却ストリームを含む再循環冷媒ストリームが、前記圧縮する段階の前に前記天然ガスストリームと組み合わせられる、

ことを特徴とする方法。

【請求項3】

前記第1の冷却ストリームの圧力が、

前記第2の冷却ストリームの圧力と同じか又は類似であり、又は

前記第2の冷却ストリームの圧力よりも高い、

のうちの一方である、

請求項1又は2に記載の方法。

【請求項4】

前記液化する段階は、前記第1の冷却ストリーム及び前記第2の冷却ストリームと熱を交換することにより、前記第2の冷えた天然ガスストリームを冷却して第2の加圧LNGストリームを形成する段階を含む、

請求項2に記載の方法。

【請求項5】

前記第2の加圧LNGストリームは、該第2の加圧LNGストリームを膨張させる前に

10

20

30

40

50

前記第 1 の加圧 LNG ストリームと混合される、

請求項 4 に記載の方法。

【請求項 6】

前記第 2 の加圧 LNG ストリームの圧力を該第 2 の加圧 LNG ストリームが少なくとも 1 つの段の圧力低下を受けるように低減する段階と、

前記減圧された第 2 の加圧 LNG ストリームをエンドフラッシュガスストリーム及び LNG ストリームに分離する段階と、

前記エンドフラッシュガスストリームを使用して前記第 2 の加圧 LNG ストリーム及び前記第 2 の冷えた天然ガスストリームを冷却する段階と、を更に含む、

請求項 4 に記載の方法。

10

【請求項 7】

前記エンドフラッシュガスストリームを使用して前記第 2 の加圧 LNG ストリーム及び前記第 2 の冷えた天然ガスストリームを冷却した後に、該エンドフラッシュガスストリームを圧縮し、圧縮エンドフラッシュガスストリームを前記再循環冷媒ストリームと混合する段階を更に含む、

請求項 6 に記載の方法。

【請求項 8】

前記エンドフラッシュガスストリームを使用して前記第 2 の加圧 LNG ストリーム及び前記第 2 の冷えた天然ガスストリームを冷却した後に、該エンドフラッシュガスストリームを圧縮して該圧縮エンドフラッシュガスストリームを燃料として使用する段階を更に含む、

請求項 6 に記載の方法。

20

【請求項 9】

前記少なくとも 2 つの圧縮器は、前記天然ガスストリームを 3,000 psia よりも大きい圧力まで圧縮する、

請求項 1 ないし 8 のいずれか 1 項に記載の方法。

【請求項 10】

前記仕事生成天然ガス膨張器は、前記冷却圧縮天然ガスストリームを 2,000 psia 未満の圧力まで膨張させるように構成されている、

請求項 1 ないし 9 のいずれか 1 項に記載の方法。

30

【請求項 11】

前記仕事生成天然ガス膨張器は、少なくとも 1 つの圧縮器に機械的に結合される、

請求項 1 ないし 9 のいずれか 1 項に記載の方法。

【請求項 12】

前記圧縮天然ガスストリームを冷却する段階は、環境と熱を交換する少なくとも 1 つの熱交換器内で該圧縮天然ガスストリームを冷却する段階を含む、

請求項 1 ないし 11 のいずれか 1 項に記載の方法。

【請求項 13】

前記少なくとも 2 つの直列に配置された圧縮器のうちの 1 つが、前記仕事生成天然ガス膨張器によって駆動される、

請求項 1 ないし 12 のいずれか 1 項に記載の方法。

40

【請求項 14】

浮遊式 LNG 構造体の上甲板上で前記圧縮する段階、冷却する段階、膨張させる段階、及び液化する段階を行う段階を更に含む、

請求項 1 ないし 13 のいずれか 1 項に記載の方法。

【請求項 15】

前記圧縮する段階、冷却する段階、及び膨張させる段階は、前記浮遊式 LNG 構造体の前記上甲板上の単一モジュール内で行われる、

請求項 14 に記載の方法。

【請求項 16】

50

天然ガスの液化のための装置であって、

天然ガスストリームを2,000psiaよりも大きい第1の圧力まで圧縮し、それによって圧縮天然ガスストリームを形成するように構成された少なくとも2つの直列に配置された圧縮器と、

前記圧縮天然ガスストリームを冷却し、それによって冷却圧縮天然ガスストリーム形成するように構成された冷却要素と、

3,000psia未満及び前記少なくとも2つの直列に配置された圧縮器が前記天然ガスストリームを圧縮する前記第1の圧力よりも大きくない第2の圧力まで前記冷却圧縮天然ガスストリームを膨張させ、それによって冷えた天然ガスストリームを形成するように構成された少なくとも1つの仕事生成天然ガス膨張器と、を備え、

前記冷えた天然ガスストリームは、第1の冷えた天然ガスストリームであり、

前記装置は、さらに、

前記第1の冷えた天然ガスストリームを、第2の冷えた天然ガスストリームと、第1の冷媒ストリームと、第2の冷媒ストリームとに分離するための手段と、

前記冷えた天然ガスストリームを液化するように構成された液化のための設備と、を備え、

前記液化のための設備は、開ループ供給ガス膨張器ベースの液化モジュールを備え、

前記装置が、

前記天然ガスストリームが前記2又は3以上の直列に配置された圧縮器によって圧縮される前に該天然ガスストリームと組み合わせられる前記開ループ供給ガス膨張器ベースの工程の再循環冷媒ストリームを更に備え、

前記開ループ供給ガス膨張器ベースの液化モジュールは、

前記第1の冷媒ストリームを膨張させて膨張器から放出される第1の温度を有する第1の冷却ストリームを形成するように構成された暖端膨張器と、

前記第2の冷媒ストリームを膨張させて膨張器から放出される第2の温度を有する第2の冷却ストリームを形成するように構成された冷端膨張器と、

前記第2の冷えた天然ガスストリームを、前記第1の冷却ストリーム及び前記第2の冷却ストリームとの熱交換により液化するように構成された第1の熱交換器と、を備え、

前記第1の温度は、前記第2の温度よりも高く、

前記再循環冷媒ストリームは、熱交換した前記第1の冷却ストリーム及び前記第2の冷却ストリームを含む、

ことを特徴とする装置。

【請求項17】

天然ガスの液化のための装置であって、

天然ガスストリームを2,000psiaよりも大きい第1の圧力まで圧縮し、それによって圧縮天然ガスストリームを形成するように構成された少なくとも2つの直列に配置された圧縮器と、

前記圧縮天然ガスストリームを冷却し、それによって冷却圧縮天然ガスストリーム形成するように構成された冷却要素と、

3,000psia未満及び前記少なくとも2つの直列に配置された圧縮器が前記天然ガスストリームを圧縮する前記第1の圧力よりも大きくない第2の圧力まで前記冷却圧縮天然ガスストリームを膨張させ、それによって冷えた天然ガスストリームを形成するように構成された少なくとも1つの仕事生成天然ガス膨張器と、を備え、

前記冷えた天然ガスストリームは、第1の冷えた天然ガスストリームであり、

前記装置は、さらに、

前記第1の冷えた天然ガスストリームを、第2の冷えた天然ガスストリームと、第1の冷媒ストリームと、第2の冷媒ストリームとに分離するための手段と、

前記冷えた天然ガスストリームを液化するように構成された液化のための設備と、を備え、

前記液化のための設備は、開ループ供給ガス膨張器ベースの液化モジュールを備え、

前記装置が、

前記天然ガスストリームが前記2又は3以上の直列に配置された圧縮器によって圧縮される前に該天然ガスストリームと組み合わせられる前記開ループ供給ガス膨張器ベースの工程の再循環冷媒ストリームを更に備え、

前記開ループ供給ガス膨張器ベースの液化モジュールは、

前記第1の冷媒ストリームを膨張させて膨張器から放出される第1の温度を有する第1の冷却ストリームを形成するように構成された暖端膨張器と、

前記第2の冷媒ストリームを膨張させて膨張器から放出される第2の温度を有する2相ストリームを形成するように構成された冷端膨張器と、

前記2相ストリームを第2の冷却ストリーム及び第1の加圧LNGストリームに分離するように構成された分離器と、

10

前記第2の冷えた天然ガスストリームを、前記第1の冷却ストリーム及び前記第2の冷却ストリームとの熱交換により液化するように構成された第1の熱交換器と、

を備え、

前記第1の温度は、前記第2の温度よりも高い、

前記再循環冷媒ストリームは、熱交換した前記第1の冷却ストリーム及び前記第2の冷却ストリームを含む、

ことを特徴とする装置。

【請求項18】

前記仕事生成天然ガス膨張器は、前記冷却圧縮天然ガスストリームを2,000psi

20

a未満の圧力まで膨張させるように構成されている、

請求項16又は17に記載の装置。

【請求項19】

前記冷却要素は、環境と熱を交換することによって前記圧縮天然ガスストリームを冷却するように構成された第2の熱交換器を備えている、

請求項16ないし18のいずれか1項に記載の装置。

【請求項20】

前記少なくとも2つの直列に配置された圧縮器、前記冷却要素、前記少なくとも1つの仕事生成天然ガス膨張器、及び前記液化のための設備は、浮遊式LNG構造体上に配置されている、

30

請求項16ないし19のいずれか1項に記載の装置。

【請求項21】

前記少なくとも2つの直列に配置された圧縮器、前記冷却要素、及び前記少なくとも1つの仕事生成天然ガス膨張器は、前記浮遊式LNG構造体の上甲板上の単一モジュール内に配置されている、

請求項20に記載の装置。

【発明の詳細な説明】

【技術分野】

【0001】

〔関連出願への相互参照〕

40

この出願は、引用によって本明細書にその全体が組み込まれる「高圧圧縮及び膨張による天然ガスの予冷」というタイトルの2015年12月14日出願の米国仮特許出願第62/266,985号の利益を主張するものである。

【0002】

この出願は、全てが共通の発明者及び譲受人を有し、本明細書と同じ日付で出願され、その開示が全体的に本明細書に引用によって組み込まれている「液化窒素を使用して液化天然ガスから窒素を分離する方法及びシステム」という名称の米国仮特許出願第62/266,976号明細書、「液体窒素により高められた膨張器ベースのLNG生産工程」という名称の米国仮特許出願第62/266,979号明細書、及び「液体窒素を格納するLNG運搬船上での天然ガス液化の方法」という名称の米国仮特許出願第62/266,

50

983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、主要な施設の建設及び/又は保守、及び/又は従来のLNGプラントの環境への影響が有害である場合がある遠隔又は影響を受けやすい区域内の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力強い需要を有する遠隔場所まで天然ガスを供給する急速に成長中の手段である。従来のLNG生産サイクルは、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リソースの初期処理、b)自己冷凍、外部冷凍、希薄オイル、その他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重質炭化水素ガスの分離、c)ほぼ大気圧及び約-160で液化天然ガスを形成するように実質的に外部冷凍による天然ガスの冷凍、d)この目的に対して設計された船又はタンカーでのLNG製品の市場所への輸送、e)天然ガス消費者に配給することができる加圧天然ガスへの再ガス化プラントでのLNGの再加圧及び再ガス化を含む。従来のLNGサイクルの段階(c)は、実質的な炭素及び他の放出物を放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電力供給される大型冷凍圧縮器の使用を通常は必要とする。数十億の米ドル及び大規模インフラストラクチャーにおける大型資本投資が、液化プラントの一部として要求される。従来のLNGサイクルの段階(e)は、一般的に、極低温ポンプを使用して所要圧力までLNGを再加圧する段階と、次に、中間流体を通して最終的には海水と熱を交換することにより、又はLNGを加熱して蒸発させるために天然ガスの一部分を燃焼させることによって加圧天然ガスまでLNGを再ガス化する段階とを含む。

【0005】

LNG生産は一般的に公知であるが、技術の改善は、LNG業界においてその主導的地位を維持する時に依然としてLNG生産者に有意な機会を与えることができる。例えば、浮遊式LNG(FLNG)は、LNGを生産するための比較的新しい技術オプションである。この技術は、はしけ又は船のような浮遊構造体上でのガス処理及び液化施設の建設を伴う。FLNGは、経済的に海岸までのガスパイプラインを建設することができない沖合残置ガスを収益化するための技術的ソリューションである。FLNGはまた、遠隔、環境的に敏感、及び/又は政治的に困難な領域に位置付けられた陸上及び沿岸のガス田に対して益々考慮されている。この技術は、それが生産現場で縮小した環境的フットプリントを有するという点で従来の陸上LNGに優るある一定の利点を有する。この技術はまた、LNG施設の大部分がより低い労賃及び契約締結リスクの低減を有する造船所において建設されるので、より迅速かつより安いコストでプロジェクトを引き渡すことができる。

【0006】

FLNGは、従来の陸上LNGに優るいくつかの利点を有するが、技術の適用において有意な技術的な問題が残っている。例えば、FLNG構造は、多くの場合に陸上LNGプラントに利用可能であると考えられるものの4分の1未満の面積又は空間に同じレベルのガス処理及び液化を提供する必要がある。この理由のために、液化施設のフットプリントを縮小し、一方でその容量を維持し、それによって全体プロジェクトコストを低減する技術を開発する必要性がある。FLNGプロジェクトに対して使用するためのいくつかの液化技術が提案されている。主導的技術は、単一混合冷媒(SMR)工程、二重混合冷媒(DMR)工程、及び膨張器ベースの(又は膨張)工程を含む。

【0007】

DMR工程とは異なり、SMR工程は、完全な液化工程に関連付けられた全ての機器及びバルクを単一FLNGモジュール内に適合させる利点を有する。SMR液化モジュールは、完全なSMRトレインとしてFLNG構造体の上甲板上に配置される。この「ボックス内LNG」概念は、それが、FLNG構造体を建設する場所とは異なる場所でSMRトレインの試験及び試運転を可能にするので、FLNGプロジェクトの引き渡しに好ましい

10

20

30

40

50

。それはまた、それが、労賃が従来の製作ヤードでの労賃よりも高くなる傾向がある造船所での労働時間を短縮するので、労働コストの低減を可能にすることができる。S M R工程は、他の混合冷媒工程と比較する時に比較的効率的、簡単、及び小型の冷媒工程であるという追加の利点を有する。更に、S M R液化工程は、典型的には、膨張器ベースの液化工程よりも15%～20%効率的である。

【0008】

F L N Gプロジェクト内のL N G液化のためのS M R工程の選択は、その利点を有するが、S M R工程にはいくつかの欠点がある。例えば、プロパンのような可燃性冷媒の所要の使用及び貯蔵は、F L N Gに対する損失防止問題を有意に高める。S M R工程はまた、容量が限られており、これは、望ましいL N G生産に達するのに必要なトレイン数を増大する。これらの理由及び他のために、有意な量の上甲板空間及び重量がS M Rトレインに必要である。上甲板空間及び重量は、F L N Gプロジェクトコストに対する有意なドライバーであるので、S M R液化工程を改善して上甲板空間、重量、及び複雑性を更に低減し、それによってプロジェクト経済性を改善する必要性が残っている。

10

【0009】

膨張器ベースの工程は、それをF I N Gプロジェクトに対して十分に適切にするいくつかの利点を有する。最も有意な利点は、この技術が外部炭化水素冷媒の必要なく液化を提供することである。プロパン貯蔵のような液体炭化水素冷媒在庫を除去することで、F L N Gプロジェクトに関する安全性の懸念を有意に軽減する。混合冷媒工程と比較して膨張器ベースの工程の追加の利点は、主要冷媒が気相にほとんど留まるので、膨張器ベースの工程が沖合の運動に対してあまり敏感でない点である。しかし、1年当たり2百万トン(M T A)を超えるL N G生産を有するF L N Gプロジェクトへの膨張器ベースの工程の適用は、混合冷媒工程の使用よりも魅力が薄れることを示している。膨張器ベースの工程トレインの容量は、典型的には、1.5 M T Aよりも小さい。対照的に、公知の二重混合冷媒工程のような混合冷媒工程トレインは、5 M T Aを超えるトレイン容量を有することができる。膨張器ベースの工程トレインのサイズは、その冷媒が工程全体を通してほとんどが蒸気状態に留まり、冷媒がその顕熱を通してエネルギーを吸収するので制限される。この理由のために、冷媒の体積流量は、工程を通して大きく、熱交換器のサイズ及び配管は、混合冷媒工程のものよりも比例的により大きい。更に、圧伸器馬力サイズの制限は、膨張器ベースの工程トレインの容量が増加する時に平行回転機械をもたらす。膨張器ベースの工程を使用するF L N Gプロジェクトの生産率は、複数の膨張器ベースのトレインが許容される場合に2 M T Aよりも大きくすることができる。例えば、6 M T A F L N Gプロジェクトに関して、6又は7以上の平行膨張器ベースの工程トレインは、必要な生産を達成するのに十分である場合がある。しかし、機器総数、複雑性、及びコストは、全てが複数の膨張器トレインと共に増大する。これに加えて、複数のトレインが膨張器ベースの工程に必要であり、一方で混合冷媒工程が1つ又は2つのトレインで必要な生産率を得ることができる場合に、混合冷媒工程と比較して膨張器ベースの工程の仮定された工程単純性が疑問になり始める。これらの理由のために、膨張器ベースの工程の利点を有する高L N G生産容量F L N G液化工程を開発する必要性が存在する。船舶運動がガス処理に及ぼす課題により良く対処することができるF L N G技術ソリューションを開発する必要性が更に存在する。

20

30

40

【0010】

米国特許第6,412,302号明細書は、2つの独立閉冷凍ループを使用して供給ガスを冷却してL N Gを形成する供給ガス膨張器ベースの工程を説明している。実施形態では、第1の閉冷凍ループは、冷媒として供給ガス又は供給ガスの成分を使用する。窒素ガスは、第2の閉冷凍ループに対して冷媒として使用される。この技術が要求するのは、二重ループ窒素膨張器ベースの工程よりも小さい機器及び上甲板空間である。例えば、低圧圧縮器内への冷媒の体積流量は、二重ループ窒素膨張器ベースの工程と比較してこの技術では20から50%小さくすることができる。しかし、この技術は、依然として1.5 M T A未満の容量に制限される。

50

【 0 0 1 1 】

米国特許第 8 , 6 1 6 , 0 1 2 号明細書は、供給ガスが閉冷凍ループにおいて冷媒として使用される供給ガス膨張器ベースの工程を説明している。この閉冷凍ループ内では、冷媒は、1 , 5 0 0 p s i a (1 0 , 3 4 0 k P a) よりも大きいか又はそれに等しく、又はより好ましくは 2 , 5 0 0 p s i a (1 7 , 2 4 0 k P a) よりも大きい圧力まで圧縮される。次に、冷媒が冷却されて膨張し、極低温度に達する。この冷却された冷媒を熱交換器に使用して供給ガスを温かい温度から極低温度まで冷却する。次に、サブクール冷凍ループを使用して、供給ガスを更に冷却して LNG を形成する。一実施形態では、サブクール冷凍ループは、冷媒として使用するフラッシュガスを有する閉ループである。この供給ガス膨張器ベースの工程は、1 M T A 未満のトレイン容量範囲に限定されない利点を有する。約 6 M T A のトレインサイズが考えられている。しかし、この技術は、2 つの独立冷凍ループ及び供給ガスの圧縮に対するその要件に起因して、高い機器総数及び複雑性の増大の欠点を有する。更に、高圧作動は、機器及び配管が他の膨張器ベースの工程のものよりも遥かに重いことになることも意味する。

10

【 0 0 1 2 】

G B 2 , 4 8 6 , 0 3 6 は、予冷膨張器ループ及び膨張後の気相を使用して天然ガスを液化する液化膨張器ループを含む開ループ冷凍サイクルである供給ガス膨張器ベースの工程を説明している。この文書により、工程に液化膨張器を含むことで、再利用ガスの割合及び全体の必要な冷凍電力を有意に低減する。この技術は、1 つのタイプの冷媒のみを単一圧縮ストリングで使用するの、他の技術よりも簡単であるという利点を有する。しかし、この技術は、1 . 5 M T A 未満の容量に依然として制限され、これは、L N G 生産のための標準機器ではない液化膨張器の使用を要求する。この技術はまた、希薄天然ガスの液化のための他の技術よりも効率が悪いように示されている。

20

【 0 0 1 3 】

米国特許第 7 , 3 8 6 , 9 9 6 号明細書は、主膨張器ベースの冷却回路に先行する予冷冷凍工程を有する膨張器ベースの工程を説明している。予冷冷凍工程は、カスケード配置の二酸化炭素冷凍回路を含む。二酸化炭素冷凍回路は、暖端冷却を提供する高圧レベルと、中間温度冷却を提供する中圧レベルと、二酸化炭素冷凍回路のために冷端冷却を提供する低圧レベルとの 3 つの圧力レベルで主膨張器ベースの冷却回路の供給ガス及び冷媒ガスを冷却することができる。この技術は、より効率的であり、かつ予冷段階を欠く膨張器ベースの工程よりも高い生産容量を有する。この技術は、予冷冷凍回路が炭化水素冷媒の代わりに冷媒として二酸化炭素を使用するので、F L N G 用途に対して追加の利点を有する。しかし、二酸化炭素冷凍回路は、追加の冷媒及び実質的な量の余分な機器を導入するので、液化工程への追加の複雑性という代償を払うことになる。L N G 用途では、二酸化炭素冷凍回路は、それ自体のモジュール内にあり、かつ複数の膨張器ベースの工程のための予冷を提供するサイズにすることができる。この配置は、予冷モジュールと主膨張器ベースの工程モジュールの間に有意な量のパイプ接続を必要とする欠点を有する。上記で議論した「ボックス内 L N G 」利点は、もはや実現されない。

30

【 先行技術文献 】

【 特許文献 】

40

【 0 0 1 4 】

【 特許文献 1 】 米国仮特許出願第 6 2 / 2 6 6 , 9 7 6 号明細書

【 特許文献 2 】 米国仮特許出願第 6 2 / 2 6 6 , 9 7 9 号明細書

【 特許文献 3 】 米国仮特許出願第 6 2 / 2 6 6 , 9 8 3 号明細書

【 特許文献 4 】 米国特許第 6 , 4 1 2 , 3 0 2 号明細書

【 特許文献 5 】 米国特許第 8 , 6 1 6 , 0 1 2 号明細書

【 特許文献 6 】 G B 2 , 4 8 6 , 0 3 6

【 特許文献 7 】 米国特許第 7 , 3 8 6 , 9 9 6 号明細書

【 発明の概要 】

【 発明が解決しようとする課題 】

50

【0015】

すなわち、追加の冷媒を必要とせず、かつ有意な量の余分な機器をLNG液化工程に導入しない予冷工程を開発する必要性が残っている。液化モジュールと同じモジュールに配置することができる予冷工程を開発する追加の必要性が存在する。SMR工程又は膨張器ベースの工程と組み合わせたそのような予冷工程は、上甲板空間及び重量がプロジェクト経済性に有意に影響を与えるFLNG用途に特に適切であると考えられる。膨張器ベースの工程の利点を有し、これに加えて施設フットプリントを有意に増大することなく高LNG生産容量を有するLNG生産工程を開発する特定の必要性が残っている。船舶運動がガス処理に対して有する課題により良く対処することができるFLNG技術ソリューションを開発する必要性が更に存在する。そのような高容量膨張器ベースの液化工程は、膨張器ベースの液化工程の固有の安全性及び単純性が高く評価されるFLNG用途に対して特に適切であると考えられる。

10

【課題を解決するための手段】

【0016】

本発明は、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、天然ガスの供給から提供される。天然ガスストリームは、少なくとも2つの直列に配置された圧縮器内で少なくとも2,000psia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ことができる。圧縮天然ガスストリームは、冷却された冷却圧縮天然ガスストリームを形成することができる。冷却圧縮天然ガスストリームは、3,000psia未満及び少なくとも2つの直列に配置された圧縮器が天然ガスストリームをそこまで圧縮する圧力よりも大きくない圧力まで少なくとも1つの仕事生成天然ガス膨張器内で膨張され、それによって冷えた天然ガスストリームを形成することができる。冷えた天然ガスストリームは、次に液化することができる。

20

【0017】

本発明はまた、天然ガスの液化のための装置を提供する。少なくとも2つの直列に配置された圧縮器は、2,000psiaよりも大きい圧力まで天然ガスストリームを圧縮し、それによって圧縮天然ガスストリームを形成する。冷却要素は、圧縮天然ガスストリームを冷却して冷却圧縮天然ガスストリームを形成する。少なくとも1つの仕事生成膨張器は、3,000psia未満及び少なくとも2つの直列に配置された圧縮器が天然ガスストリームをそこまで圧縮する圧力よりも大きくない圧力まで冷却圧縮天然ガスストリームを膨張させ、それによって冷えた天然ガスストリームを形成する。液化トレインは、冷えた天然ガスストリームを液化する。

30

【0018】

本発明は、浮遊式LNG構造体を更に提供する。少なくとも2つの直列に配置された圧縮器は、2,000psiaよりも大きい圧力まで天然ガスストリームを圧縮し、それによって圧縮天然ガスストリームを形成する。冷却要素は、圧縮天然ガスストリームを冷却して冷却圧縮天然ガスストリームを形成する。少なくとも1つの仕事生成膨張器は、3,000psia未満及び少なくとも2つの直列に配置された圧縮器が天然ガスストリームをそこまで圧縮する圧力よりも大きくない圧力まで冷却圧縮天然ガスストリームを膨張させ、それによって冷えた天然ガスストリームを形成する。液化トレインは、冷えた天然ガスストリームを液化する。

40

【図面の簡単な説明】

【0019】

【図1】開示する態様による高圧圧縮及び膨張(HPCE)モジュールの概略図である。

【図2】膨張器ベースの冷凍工程のための加熱及び冷却曲線を示すグラフである。

【図3】公知の原理による単一混合冷媒(SMR)液化モジュールの配置を示す概略図である。

【図4】開示する態様によるSMR液化モジュールの配置を示す概略図である。

【図5】開示する態様によるHPCEモジュールの概略図である。

【図6】開示する態様によるHPCEモジュール及び供給ガス膨張器ベースの液化モジュ

50

ールの概略図である。

【図7】開示する態様により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。

【発明を実施するための形態】

【0020】

本明細書に採用された定義を含め、様々な特定の態様、実施形態、及びバージョンをここで以下に説明する。当業者は、そのような態様、実施形態、及びバージョンが例示に過ぎず、本発明を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り定義される実施形態の1又は2以上を指す場合があるが、必ずしも全てを指すとは限らない。見出しの使用は、便宜の目的のために過ぎず、本発明の範囲を制限するものではない。明確化及び簡略化の目的のために、いくつかの図中の類似の参照番号は、類似の品目、段階、又は構造を表し、全ての図で詳細には説明されない場合がある。

10

【0021】

本明細書の詳細説明及び特許請求の範囲の全ての数値は、「約」又は「近似的」表示値によって修正され、当業者が予想する実験誤差及び変動を考慮している。

【0022】

本明細書に使用される場合に、用語「圧縮器」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。「圧縮器」又は「冷媒圧縮器」は、ガストリートの圧力を増大するこ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器、又は多段圧縮又は段階を有する圧縮器、又は特に単一ケーシング又はシェル内の多段圧縮器を含む。圧縮される蒸発したストリームは、様々な圧力で圧縮器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、又は両方の2又は3以上の圧縮器を伴う場合がある。本発明は、特にあらゆる冷媒回路において、1又は複数の圧縮器のタイプ又は配置又はレイアウトによって制限されない。

20

【0023】

本明細書に使用される場合に、「冷却」は、あらゆる適切な望ましい又は必要な量だけ物質の温度及び/又は内部エネルギーを下げる及び/又は低下させることを広義に指す。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

30

の温度低下を含むことができる。冷却は、蒸気発生、温水加熱、冷却水、空気、冷媒、他の処理ストリーム（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。冷却の1又は2以上の供給源を組み合わせる及び/又はカスケードさせて望ましい出口温度に達することができる。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以上の熱交換器などと共に間接熱交換を含むことができる。これに代えて、冷却は、直接処理ストリームの中に噴霧された液体のような蒸発（蒸発熱）冷却及び/又は直接熱交換を使用することができる。

【0024】

40

本明細書に使用される場合に、用語「膨張デバイス」は、ライン内の流体（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。特定のタイプの膨張デバイスが具体的に定められた場合を除き、膨張デバイスは、(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張に適切なデバイスは、当業技術で公知であり、一般的に、以下に限定されないが、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する絞りデバイスを含む。天然ガスの等エントロピー膨張に適切なデバイスは、当業技術で公知であり、一般的

50

に、そのような膨張から仕事を抽出又は導出する膨張器又はターボ膨張器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張に適切なデバイスは、当業技術で公知であり、一般的に、そのような膨張から仕事を抽出又は導出する膨張器、油圧膨張器、液体タービン、又はターボ膨張器のような機器を含む。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の例は、並列の「ジュールトムソン」弁及びターボ膨張器とすることができ、これは、J-T弁及びターボ膨張器をいずれか単独に使用するか又は同時に両方を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張は、全液相、全蒸気相、又は混合相で行うことができ、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、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容易に行うことができる。本明細書の図面の説明では、あ

10

【0025】

用語「ガス」は、「蒸気」と同義的に使用され、液体又は固体状態と区別するような気体状態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、気体又は固体状態と区別するような液体状態の物質又は物質の混合物を意味する。

【0026】

「熱交換器」は、熱エネルギー又は冷熱エネルギーを少なくとも2つの異なる流体間のような一方の媒体から別の媒体に伝達することができる広義のあらゆるデバイスを意味する。熱交換器は、「直接熱交換」及び「間接熱交換」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（例えば、螺旋巻熱交換器、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、螺旋状、ヘアピン、コア、コア-アンド-ケトル、印刷回路、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、それを通る1又は2以上のストリームの通過を可能にし、冷媒の1又は2以上のラインと1又は2以上の供給ストリームの間の直接又は間接熱交換器に影響を与えるようになったあらゆるコラム、タワー、ユニット、又は他の配置を指す。

20

【0027】

本明細書に使用される場合に、用語「間接熱交換」は、どのような物理的接触もない熱交換関係への2つの流体の導入、又は互いに流体の混合を意味する。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、間接熱交換を容易にする機器の例である。

30

【0028】

本明細書に使用される場合に、用語「天然ガス」は、原油井（随伴ガス）から又は地下ガス担持地層（非随伴ガス）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、有意に異なる場合がある。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 ）、より高分子量の炭化水素、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。

40

【0029】

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たものである。あらゆる下限からあらゆる上限までの範囲がそれ以外の指示がない限り考えられている点は認めなければならない。全ての数値は、「約」又は「近似的」表示値であり、当業者が予想する実験誤差及び変動を考慮している。

【0030】

この出願に引用される全ての特許、試験手順、及び他の文書は、そのような開示がこの出願に反しない限り及びそのような組み込みが許容される全ての行政管轄体に対して引用により完全に組み込まれるものである。

【0031】

50

本明細書に開示する態様は、供給ガスへの高圧圧縮及び高圧膨張工程の追加によってLNGの生産の液化工程に対して天然ガスを予冷却するための工程を説明する。より具体的には、本発明は、前処理天然ガスが2,000psia(13,790kPa)よりも大きい又はより好ましくは3,000psia(20,680kPa)よりも大きい圧力まで圧縮される工程を説明する。高温圧縮ガスは、環境と熱を交換することによって冷却されて圧縮前処理ガスを形成する。圧縮前処理ガスは、3,000psia(20,680kPa)未満の圧力又はより好ましくは2,000psia(13,790kPa)未満の圧力までほぼ等エントロピー的に膨張されて冷えた前処理ガスを形成し、ここで、冷えた前処理ガスの圧力は、圧縮前処理ガスの圧力よりも小さい。冷えた前処理ガスは、1又は2以上のSMR液化トレインに向けることができ、又は冷えた前処理ガスは、ガスが更に冷却されてLNGを形成する1又は2以上の膨張器ベースの液化トレインに向けることができる。

10

【0032】

図1は、予冷工程の態様を例示する図である。予冷工程は、本明細書では高圧圧縮及び膨張(HPCE)工程100と呼ぶ。HPCE工程100は、前処理天然ガストリーム104を含み、中間圧ガストリーム106を形成する第1の圧縮器102を含むことができる。中間圧ガストリーム106は、中間圧ガストリーム106が環境と熱を間接的に交換することによって冷却されて冷却中間圧ガストリーム110を形成する第1の熱交換器108を通して流れることができる。第1の熱交換器108は、空冷熱交換器又は水冷熱交換器とすることができる。次に、冷却した中間圧ガストリーム110は、第2の圧縮器112内で圧縮されて高圧ガストリーム114を形成することができる。高圧ガストリーム114の圧力は、2,000psia(13,790kPa)よりも大きく、又はより好ましくは3,000psia(20,680kPa)よりも大きいとすることができる。高圧ガストリーム114は、高圧ガストリーム114が環境と熱を間接的に交換することによって冷却されて冷却中間圧ガストリーム118を形成する第2の熱交換器116を通して流れることができる。第2の熱交換器116は、空冷熱交換器又は水冷熱交換器とすることができる。次に、冷却高圧ガストリーム118は、膨張器120内で膨張されて冷えた前処理ガストリーム122を形成することができる。冷えた前処理ガストリーム122の圧力は、3,000psia(20,680kPa)未満、又はより好ましくは2,000psia(13,790kPa)未満とすることができる。好ましい態様では、第2の圧縮器112は、破線124によって示すように、専ら膨張器120によって生成されるシャフト動力によって駆動することができる。

20

30

【0033】

態様では、SMR液化工程は、SMR液化工程の上流のHPCE工程の追加によって強化することができる。より具体的には、この態様では、前処理天然ガスは、2,000psia(13,790kPa)よりも大きく、又はより好ましくは3,000psia(20,680kPa)よりも大きい圧力まで圧縮することができる。次に、高温圧縮ガスは、環境と熱を間接的に交換することによって冷却され、圧縮前処理ガスを形成する。次に、圧縮前処理ガスは、3,000psia(20,680kPa)未満の圧力、又はより好ましくは2,000psia(13,790kPa)未満の圧力までほぼ等エントロピー的に膨張されて冷えた前処理ガスを形成し、ここで、冷えた前処理ガスの圧力は、圧縮前処理ガスの圧力よりも小さい。次に、冷えた前処理ガスは、冷えた前処理ガスが更に冷却されてLNGを形成する複数のSMR液化トレインに向けられる。

40

【0034】

SMRトレインとHPCEの組合せは、前処理天然ガスがSMR液化トレインに直接送られる従来のSMR工程に優るいくつかの利点を有する。例えば、HPCE工程を使用する天然ガスの予冷は、SMRトレイン内の与えられた馬力に対してSMRトレイン内のLNG生産率の増加を可能にする。図3及び4に関連して説明するように、約50メガワ

50

ット (MW) の出力を有するガスタービンによって各々電力供給される SMR トレインは、1.5 MTA で LNG を各々が生産する 5 つのトレインから 1.9 MTA の容量の増加を各々が有する 4 つのトレインに低減することができる。この与えられた例に関して、HPCE モジュールは、SMR モジュールのうちの 1 つを実質的に置換している。HPCE モジュールによる SMR モジュールの置換は、HPCE モジュールが SMR モジュールよりも小さくて軽量でかなり安いコストを有すると予想されるので有利である。SMR モジュールのように、HPCE モジュールは、同等のサイズของガスタービンを有して圧縮電力を提供することができ、それはまた、等量の空気又は水冷却器を有することになる。しかし、SMR モジュールとは異なり、HPCE モジュールは、高価な主低温熱交換器を持たない。SMR モジュール内の冷媒流れに関連付けられた容器及びパイプは、HPCE モジュールにおいては排除される。更に、HPCE モジュールには高価な低温パイプは存在せず、全ての流体ストリームは、HPCE モジュールにおいては単相のままである。

10

【0035】

別の利点は、SMR トレインの数が 1 つだけ減らされているので冷媒の必要なストレージが低減されるということである。同様に、ガスを冷却する温かい温度の大部分は、HPCE モジュールで生じるので、混合冷媒の重質炭化水素成分を低減することができる。例えば、混合冷媒のプロパン成分は、SMR 工程の効率のどのような有意な低下もなく排除することができる。

【0036】

別の利点は、HPCE 工程から冷えた前処理ガスを受け入れる SMR 工程に関して、SMR 工程の蒸発冷媒の体積流量が、温かい前処理ガスを受け入れる従来の SMR 工程のものよりも 25% よりも多く小さくすることができるということである。冷媒のより低い体積流れは、主低温熱交換器のサイズ及び低圧混合冷媒圧縮器のサイズを縮小することができる。冷媒のより低い体積流量は、従来の SMR 工程のものと比較してその高い蒸気圧によるものである。

20

【0037】

公知のプロパン予冷混合冷凍工程及び二重混合冷凍 (DMR) 工程は、予冷冷凍回路と組み合わせた SMR 工程のバージョンと見なすことができるが、そのような工程と本発明に開示の態様の間に有意な差がある。例えば、公知の工程は、カスケードプロパン冷凍回路又は暖端混合冷媒を使用してガスを予冷却する。それらの公知の工程の両方は、SMR 工程よりも 5% ~ 15% 高い効率を提供する利点を有する。更に、それらの公知の工程を使用する単一液化トレインの容量は、単一 SMR トレインのものよりも有意に大きくすることができる。しかし、それらの技術の予冷冷凍回路は、追加の冷媒及び有意な量の余分な機器を導入し、従って、液化工程に対する追加の複雑性の代償を払うものである。例えば、より高い複雑性及び重量の DMR の欠点は、FLNG 用途のために DMR 工程と SMR 工程のいずれかに決定する時に高効率及び性能のその利点を超える場合がある。公知の工程は、単一トレインに対するより高い熱効率及びより高い LNG 生産容量の必要性によって主として駆動される時に SMR 工程の上流に予冷工程の追加を考えている。SMR 工程と組み合わせた HPCE 工程は、それが冷媒ベースの予冷工程が提供するよりも高い熱効率を提供しないので以前は達成されていなかった。上述のように、SMR を有する HPCE 工程の熱効率は、独立型 SMR 工程とほぼ同じである。開示する態様は、過去において陸上 LNG 用途のための予冷工程の追加に対する最大のドライバであった熱効率を高めるのではなくて液化工程の重量及び複雑性を低減することを求める予冷工程のその説明に少なくとも部分的に基づいて新規であると考えられる。FLNG のより新しい用途に関して、液化工程のフットプリント、重量、及び複雑性は、プロジェクトコストより大きいドライバになると考えられる。従って、開示する態様は、特定の価値のものである。

30

40

【0038】

態様では、膨張器ベースの液化工程は、膨張器ベースの工程の上流の HPCE 工程の追加によって強化することができる。より具体的には、この態様では、前処理天然ガスストリームは、2,000 psia (13,790 kPa) よりも大きく、又はより好ましく

50

は3,000 psia (20,680 kPa)よりも大きい圧力まで圧縮することができる。次に、高温圧縮ガスは、環境と熱を交換することによって冷却され、圧縮前処理ガスを形成することができる。圧縮前処理ガスは、3,000 psia (20,680 kPa)未満の圧力、又はより好ましくは2,000 psia (13,790 kPa)未満の圧力までほぼ等エントロピー的に膨張されて冷えた前処理ガスを形成することができ、ここで、冷えた前処理ガスの圧力は、圧縮前処理ガスの圧力よりも小さい。冷えた前処理ガスは、ガスが更に冷却されてLNGを形成する膨張器ベースの工程に向けられる。好ましい態様では、冷えた前処理ガスは、供給ガス膨張器ベースの工程に向けることができる。

【0039】

図2は、膨張器ベースの液化工程のための典型的な温度冷却曲線200を示している。より高温の曲線202は、天然ガスストリームの温度曲線である。より低温の曲線204は、冷たい冷却ストリーム及び温かい冷却ストリームの複合温度曲線である。図示のように、冷却曲線は、3つの温度ピンチポイント206、208、及び210によってマーク付けされる。各ピンチポイントは、冷却ストリームの組合せ熱容量が天然ガスストリームのそれよりも小さい熱交換器内の場所である。ストリーム間の熱容量のこの不均衡は、有効熱伝達率を提供する最小限に許容される温度差に対して冷却ストリーム間に温度差の減少をもたらす。2つの冷却ストリームのうちの冷たい方、典型的には冷たい冷却ストリームが熱交換器に入るところに、最低温度ピンチポイント206が生じる。第2の冷却ストリーム、典型的には温かい冷却ストリームが熱交換器に入るところに、中間温度ピンチポイント208が生じる。冷たい及び温かい冷却ストリームが熱交換器を出るところに、温かい温度のピンチポイント210が生じる。温かい温度のピンチポイント210は、より温かい冷却ストリームに対して高質量流量である必要があり、これは、膨張器ベースの工程の電力要求を実質的に増大する。

【0040】

温かい温度のピンチポイント210を排除するための1つの提案された方法は、プロパン冷却システム又は二酸化炭素冷却システムのような外部冷凍システムで供給ガスを予冷却することである。例えば、米国特許第7,386,996号明細書は、カスケード配置の二酸化炭素冷凍回路を含む予冷冷凍工程を使用することによって温かい温度のピンチポイントを排除する。この外部予冷冷凍システムは、全ての関連の機器を有する追加の冷媒システムが導入されるので、液化工程の複雑性を有意に増大させる欠点を有する。本明細書に開示する態様は、2,000 psia (12,790 kPa)よりも大きい圧力まで供給ガスを圧縮することによって供給ガスストリームを予冷却し、圧縮供給ガスストリームを冷却し、3,000 psia (20,690 kPa)未満の圧力まで圧縮ガスストリームを膨張させることによって温かい温度のピンチポイント210の影響を軽減し、ここで、供給ガスストリームの膨張圧力は、供給ガスストリームの圧縮圧力よりも小さい。供給ガスストリームの冷却のこの工程は、膨張器ベースの工程の冷却ストリームの必要な質量流量の有意な減少をもたらす。それはまた、機器総数を有意に増大することなく及び外部冷媒の追加なく膨張器ベースの工程の熱力学的効率を改善する。

【0041】

好ましい態様では、膨張器ベースの工程は、供給ガス膨張器ベースの工程とすることができる。供給ガス膨張器ベースの工程は、再循環ループが暖端膨張器ループ及び冷端膨張器ループを含む開ループ供給ガス工程とすることができる。暖端膨張器は、第1の冷却ストリームを放出することができ、冷端膨張器は、第2の冷却ストリームを放出することができる。第1の冷却ストリームの温度は、第2の冷却ストリームの温度よりも高い。一部の態様では、第1の冷却ストリームの圧力は、第2の冷却ストリームの圧力よりも高い。別の態様では、冷端膨張器は、第2の冷却ストリームと第2の加圧LNGストリームに分離された2相ストリームを放出する。具体的には、生成された天然ガスストリームは処理され、存在する場合に水、重質炭化水素、及び酸性ガスのような不純物を除去して液化に適切な天然ガスを作ることができる。処理天然ガスは、それが2,000 psia (12,790 kPa)よりも大きく、又はより好ましくは3,000 psia (20,680

10

20

30

40

50

k P A) よりも大きい圧力まで圧縮される H P C E 工程に向けることができる。次に、高温圧縮ガスは、環境と熱を交換することによって冷却され、圧縮処理天然ガスを形成することができる。圧縮処理天然ガスは、3,000 p s i a (20,680 k P A) 未満の圧力、又はより好ましくは2,000 p s i a (12,790 k P A) 未満の圧力までほぼ等エントロピ的に膨張されて冷蔵処理天然ガスを形成することができ、ここで、冷蔵処理天然ガスの圧力は、圧縮処理天然ガスの圧力よりも小さい。冷蔵処理天然ガスは、第1の冷却ストリーム及び第2の冷却ストリームとの間接熱交換によって完全に液化されて第1の加圧L N G ストリームを生成することができる。第1の加圧L N G ストリームは、第2の加圧L N G ストリームと混合されて加圧L N G ストリームを形成することができる。加圧L N G ストリームは、加圧L N G ストリームの圧力が低下し、得られる2相ストリームがフラッシュガスストリームとL N G 製品ストリームに分離される少なくとも1つの2相分離段に向けることができる。フラッシュガスストリームは、燃料ガスに対して圧縮される及び/又は再循環の第2の冷却ストリームと混合するように圧縮される前に、加圧L N G ストリーム及び冷蔵処理天然ガスストリームと熱を交換することができる。

10

【0042】

供給ガス膨張器ベースの工程とH P C E 工程の組合せは、従来の供給ガス膨張器ベースの工程に優るいくつかの利点を有する。H P C E 工程をそれと共に含むことは、20~25%だけ供給ガス膨張器ベースの工程の効率を高めることができる。従って、本発明の供給ガス膨張器工程は、外部冷媒の未使用、作動の容易さ、及び機器総数の減少の利点を依然として提供しながら、S M R 工程の効率に近づく効率を有する。更に、冷媒流量及び再循環圧縮器のサイズは、H P C E 工程と組み合わせた膨張器ベースの工程に関してはかなり低くなると予想される。この理由のために、開示する態様による単一液化トレインの生産容量は、類似のサイズにされた従来の膨張器ベースの液化工程の生産容量を50%よりも大きく超えることができる。

20

【0043】

図3は、F L N G 300に対するS M R 液化モジュールの配置を例示する図である。前処理された又は他に液化に適切な天然ガス302は、5つの同一又はほぼ同一のS M R 液化モジュール又はトレイン304、306、308、310、312の間に均等に分配することができる。一例として、各S M R 液化モジュールは、ガスタービン又は電気モータ(図示せず)のいずれかから圧縮電力の約50MWを受け取って、S M R 液化モジュールの圧縮器を駆動することができる。各S M R 液化モジュールは、F L N G 用途に対するL N G の約7.5MTAの合計ストリーム1日生産に対してL N G の約1.5MTAを生産することができる。

30

【0044】

図4は、開示する態様によりF L N G 400上にS M R 液化モジュール又はトレイン406、408、410、412を有するH P C E モジュール404の配置を例示する図である。前処理された又は他に液化に適切な天然ガス402は、冷えた前処理ガスストリーム405を生成するようにH P C E モジュール404に向けることができる。H P C E モジュール404は、例えば、ガスタービン又は電気モータ(図示せず)のいずれかから圧縮電力の約50MWを受け取って、H P C E モジュール404内の1又は2以上の圧縮器を駆動することができる。冷えた前処理ガスは、4つの同一又はほぼ同一のS M R 液化モジュール406、408、410、412の間に均等に分配することができる。各S M R 液化モジュールは、ガスタービン又は電気モータ(図示せず)のいずれかから圧縮電力の約50MWを受け取って、それぞれのS M R 液化モジュールの圧縮器を駆動することができる。各S M R 液化モジュールは、F L N G 用途に対するL N G の約7.6MTAの合計ストリーム1日生産に対してL N G の約1.9MTAを生産することができる。

40

【0045】

図5は、図4で言及したH P C E モジュール500の態様を例示する図である。不純物を除去するように前処理された又は他に液化に適切な天然ガスストリーム502は、第1の圧縮器504の中に供給されて第1の中間圧ガスストリーム506を形成する。第1の

50

中間圧ガスストリーム506は、第1の中間圧ガスストリーム506が環境と熱を間接的に交換することによって冷却されて冷却された第1の中間圧ガスストリーム510を形成する第1の熱交換器508を流れることができる。第1の熱交換器508は、空冷熱交換器又は水冷熱交換器とすることができる。次に、冷却された第1の中間圧ガスストリーム510は、第2の圧縮器512内で圧縮されて第2の中間圧ガスストリーム514を形成することができる。第2の中間圧ガスストリーム514は、第2の中間圧ガスストリーム514が環境と熱を間接的に交換することによって冷却されて冷却された第2の中間圧ガスストリーム518を形成する第2の熱交換器516を流れることができる。第2の熱交換器516は、空冷熱交換器又は水冷熱交換器とすることができる。次に、冷却された第2の中間圧ガスストリーム518は、第3の圧縮器520内で圧縮されて高圧ガスストリーム522を形成することができる。高圧ガスストリーム522の圧力は、2,000 psia (13,790 kPa) よりも大きく、又はより好ましくは3,000 psia (20,680 kPa) よりも大きいとすることができる。高圧ガスストリーム522は、高圧ガスストリーム522が環境と熱を間接的に交換することによって冷却されて冷却された高圧ガスストリーム526を形成する第3の熱交換器524を流れることができる。第3の熱交換器524は、空冷熱交換器又は水冷熱交換器とすることができる。次に、冷却された高圧ガスストリーム526は、圧縮器528内で膨張されて冷えた前処理ガスストリーム530を形成することができる。冷えた前処理ガスストリーム530の圧力は、3,000 psia (20,680 kPa) 未満、又はより好ましくは2,000 psia (13,790 kPa) 未満とすることができる。冷えた前処理ガスストリーム530の圧力は、冷却された高圧ガスストリーム526の圧力よりも小さくすることができる。一部の態様では、第3の圧縮器520は、線532によって示すように、専ら膨張器528によって生成されるシャフト電力によって駆動することができる。

【0046】

図6は、供給ガス膨張器ベースのLNG液化工程600と組み合わせたHPCE工程601を例示する図である。天然ガスは処理され、存在する場合に水、重質炭化水素、及び酸性ガスのような不純物を除去して液化に適切な処理天然ガスストリーム602を生成することができる。処理天然ガスストリーム602は、再循環された冷媒ガスストリーム604と混合されて組合せストリーム606を形成することができる。組合せストリーム606は、組合せストリーム606が第1の圧縮器608内で圧縮されて中間圧ガスストリーム610を形成するHPCE工程601に向けることができる。中間圧ガスストリーム610は、中間圧ガスストリーム610が環境と熱を間接的に交換することによって冷却されて冷却された中間圧ガスストリーム614を形成する第1の熱交換器612を流れることができる。第1の熱交換器612は、空冷熱交換器又は水冷熱交換器とすることができる。次に、冷却された中間圧ガスストリーム614は、第2の圧縮器616内で圧縮されて高圧ガスストリーム618を形成することができる。高圧ガスストリーム618の圧力は、2,000 psia (13,790 kPa) よりも大きく、又はより好ましくは3,000 psia (20,680 kPa) よりも大きいとすることができる。高圧ガスストリーム618は、高圧ガスストリーム618が環境と熱を間接的に交換することによって冷却されて冷却された高圧ガスストリーム618を形成する第2の熱交換器620を流れることができる。第2の熱交換器620は、空冷熱交換器又は水冷熱交換器とすることができる。次に、冷却された高圧ガスストリーム622は、HPCE膨張器624内で膨張されて冷えた前処理ガスストリーム626を形成することができる。冷えた前処理ガスストリーム626の圧力は、3,000 psia (20,680 kPa) 未満、又はより好ましくは2,000 psia (13,790 kPa) 未満であり、ここで、冷えた前処理ガスストリーム626の圧力は、冷却された高圧ガスストリーム622の圧力よりも小さい。一部の態様では、第2の圧縮器616は、破線628によって表すように、専ら膨張器624によって生成されるシャフト電力によって駆動することができる。

【0047】

図6に示すように、冷えた前処理ガスストリーム626は、HPC E工程601を離れて供給ガス膨張器ベースの工程600に向けられる。冷えた前処理ガスストリーム626は、第2の冷えた前処理ガスストリーム630、第1の冷媒ストリーム632、及び第2の冷媒ストリーム634に分離することができる。第1の冷媒ストリーム632は、第1の膨張器636において膨張されて第1の冷却ストリーム638を生成することができる。第1の冷却ストリーム638は、それが第2の冷えた前処理ガスストリーム630及び第2の冷媒ストリーム634と熱を交換してこのストリームを冷却する少なくとも1つの低温熱交換器640に入る。第1の冷却ストリーム638は、第1の温かいストリーム642として少なくとも1つの低温熱交換器640を出る。第2の冷媒ストリーム634は、少なくとも1つの低温熱交換器640において冷却された後に、第2の膨張器644において膨張されて2相ストリーム646を生成することができる。2相ストリーム646の圧力は、第1の冷却ストリーム638の圧力と同じにすることができ、又はそれよりも低くすることができる。2相ストリーム646は、第1の2相分離器648においてその蒸気成分とその液体成分に分離されて第2の冷却ストリーム650及び第2の加圧LNGストリーム652を形成することができる。第1の冷却ストリーム638の温度は、第2の冷却ストリーム650の温度よりも高い。第2の冷却ストリーム650は、それが第2の冷えた前処理ガスストリーム630及び第2の冷媒ストリーム634と熱を交換してこのストリームを冷却する少なくとも1つの低温熱交換器640に入る。第2の冷却ストリーム650は、第2の温かいストリーム642として少なくとも1つの熱交換器640を出る。第2の冷えた前処理天然ガスストリーム630は、第1の冷却ストリーム638及び第2の冷却ストリーム650と熱を交換して第1の加圧LNGストリーム656を生成する。第1の加圧LNGストリーム656は、少なくとも1つの熱交換器640を出た後に油圧タービン658において減圧することができる。第1の加圧LNGストリーム656は、第2の加圧LNGストリーム652と混合されて組合せ加圧LNGストリーム660を形成することができる。組合せ加圧LNGストリーム660は、組合せ加圧LNGストリーム660の圧力が低下する第2の2相分離器662に向けることができ、得られる2相ストリームは、エンドフラッシュガスストリーム664と製品LNGストリーム667に分離される。エンドフラッシュガスストリーム664は、第1の加圧LNGストリーム656を油圧タービン658に向ける前に、エンドフラッシュガス熱交換器668内で第1の加圧LNGストリーム656と熱を交換することができる。これに加えて、エンドフラッシュガスストリーム664は、少なくとも1つの低温熱交換器640に入り、第2の冷えた前処理ガスストリーム630及び第2の冷媒ストリーム634と熱を交換してこのストリームを冷却することができる。エンドフラッシュガスストリーム664は、第3の温かいストリーム670として少なくとも1つの熱交換器640を出る。第3の温かいストリーム670は、第1の再利用ガス圧縮器672内で圧縮することができ、第1の再循環熱交換器674内で環境と熱を交換して第1の再利用ガスストリーム676を形成することができる。第1の再利用ガスストリーム676は、第2の温かいストリーム654と組み合わせることができ、同時に、第2の再利用ガス圧縮器678内で圧縮することができ、第2の再循環熱交換器680内で環境と熱を交換して第2の再利用ガスストリーム682を形成することができる。第2の再利用ガスストリーム682は、第1の温かいストリーム642と組み合わせることができ、同時に、第3及び第4の再利用ガス圧縮器684、686内で圧縮することができ、第3の再循環熱交換器688内で環境と熱を交換して再循環冷媒ガスストリーム604を形成することができる。第3の再利用ガス圧縮器684は、破線690によって示すように、専ら第1の膨張器636によって生成されるシャフト電力によって駆動することができる。第4の再利用ガス圧縮器686は、破線692によって示すように、専ら第2の膨張器644によって生成されるシャフト電力によって駆動することができる。

【0048】

図7は、開示する態様によるLNGを生産する方法700を示している。ブロック702において、天然ガスストリームは、天然ガスの供給から提供することができる。プロッ

10

20

30

40

50

ク704において、天然ガストリームは、少なくとも2つの直列に配置された圧縮器内で少なくとも2,000psiaの圧力まで圧縮されて圧縮天然ガストリームを形成することができる。ブロック706において、圧縮天然ガストリームを冷却して冷却圧縮天然ガストリームを形成することができる。ブロック708において、冷却圧縮天然ガストリームは、3,000psia未満及び少なくとも2つの直列に配置された圧縮器が天然ガストリームをそこまで圧縮する圧力よりも大きくない圧力まで少なくとも1つの仕事生成天然ガス膨張器内で膨張され、それによって冷えた天然ガストリームを形成することができる。ブロック710において、冷えた天然ガストリームを液化することができる。

【0049】

開示した態様は、以下の付番された段落に示す方法及びシステムのあらゆる組合せを含むことができる。これは、どのような数の変形も上記説明から考えられるので、全ての可能な態様の完全なリストと考えるべきではない。

【0050】

1.天然ガスの供給から天然ガストリームを提供する段階と、少なくとも2つの直列に配置された圧縮器内で天然ガストリームを少なくとも2,000psiaの圧力まで圧縮して圧縮天然ガストリームを形成する段階と、圧縮天然ガストリームを冷却して冷却圧縮天然ガストリーム形成する段階と、3,000psia未満及び少なくとも2つの直列に配置された圧縮器が天然ガストリームをそこまで圧縮する圧力よりも大きくない圧力まで少なくとも1つの仕事生成天然ガス膨張器内で冷却圧縮天然ガストリームを膨張させ、それによって冷えた天然ガストリームを形成する段階と、冷えた天然ガストリームを液化する段階とを含む液化天然ガス(LNG)を生産する方法。

【0051】

2.冷えた天然ガストリームを液化する段階は、1又は2以上の単一混合冷媒(SMR)液化トレイン内で行われる1項の方法。

【0052】

3.冷えた天然ガストリームを液化する段階は、1又は2以上の膨張器ベースの液化モジュール内で行われる1項の方法。

【0053】

4.膨張器ベースの液化モジュールは、窒素ガス膨張器ベースの液化モジュールである3項の方法。

【0054】

5.膨張器ベースの液化モジュールは、供給ガス膨張器ベースの液化モジュールである3項の方法。

【0055】

6.供給ガス膨張器ベースの液化モジュールは、開ループ供給ガス膨張器ベースの液化モジュールである5項の方法。

【0056】

7.開ループ供給ガス膨張器ベースの工程の再循環冷媒ストリームは、圧縮段階前に天然ガストリームと組み合わせられる6項の方法。

【0057】

8.冷えた天然ガストリームは、第1の冷えた天然ガストリームであり、方法が、第1の冷えた天然ガストリームを第2の冷えた天然ガストリーム、第1の冷媒ストリーム、及び第2の冷媒ストリームに分離する段階を更に含む7項の方法。

【0058】

9.第1の温度を有する第1の冷却ストリームを供給ガス膨張器ベースの液化モジュールの一部を形成する暖端膨張器から放出する段階と、第2の温度を有する第2の冷却ストリームを供給ガス膨張器ベースの液化モジュールの一部を形成する冷端膨張器から放出する段階とを更に含み、第1の温度は第2の温度よりも高い7項の方法。

【0059】

10

20

30

40

50

10．暖端膨張器内で第1の冷媒ストリームを膨張させて第1の冷却ストリームを生成する段階と、冷端膨張器内で第2の冷媒ストリームを膨張させて第2の冷却ストリームを生成する段階とを更に含む9項の方法。

【0060】

11．第1の温度を有する第1の冷却ストリームを供給ガス膨張器ベースの液化モジュールの一部を形成する暖端膨張器から放出する段階と、第2の温度を有する2相ストリームを供給ガス膨張器ベースの液化モジュールの一部を形成する冷端膨張器から放出する段階とを更に含み、第1の温度は、第2の温度よりも高い7項の方法。

【0061】

12．暖端膨張器内で第1の冷媒ストリームを膨張させて第1の冷却ストリームを生成する段階と、冷端膨張器内で第2の冷媒ストリームを膨張させて2相ストリームを生成する段階とを更に含む11項の方法。

10

【0062】

13．2相ストリームを第2の冷却ストリームと第1の加圧LNGストリームに分離する段階を更に含む11項の方法。

【0063】

14．第1の冷却ストリームの圧力は、第2の冷却ストリームの圧力と同じか又は類似である9～13項のいずれかの方法。

【0064】

15．第1の冷却ストリームの圧力は、第2の冷却ストリームの圧力よりも高い9～13項のいずれかの方法。

20

【0065】

16．液化段階は、第1の冷却ストリーム及び第2の冷却ストリームと熱を交換することによって第2の冷えた天然ガスストリームを冷却して第2の加圧LNGストリームを形成する段階を含む9～13項のいずれかの方法。

【0066】

17．第2の加圧LNGストリームは、第2の加圧LNGストリームを膨張させる前に第1の加圧LNGストリームと混合される16項の方法。

【0067】

18．第2の加圧LNGストリームが少なくとも1段の圧力低下を受けるように第2の加圧LNGストリームの圧力を低減する段階と、減圧の第2の加圧LNGストリームをエンドフラッシュガスストリームとLNGストリームに分離する段階とを更に含む16項の方法。

30

【0068】

19．エンドフラッシュガスストリームを使用して第2の加圧LNGストリーム及び第2の冷えた天然ガスストリームを冷却する段階を更に含む18項の方法。

【0069】

20．エンドフラッシュガスストリームを使用して第2の加圧LNGストリーム及び第2の冷えた天然ガスストリームを冷却した後にエンドフラッシュガスストリームを圧縮する段階と、1又は2以上の再循環冷媒ストリームと圧縮エンドフラッシュガスストリームを混合する段階とを更に含む19項の方法。

40

【0070】

21．エンドフラッシュガスストリームを使用して第2の加圧LNGストリーム及び第2の冷えた天然ガスストリームを冷却した後にエンドフラッシュガスストリームを圧縮する段階と、燃料として圧縮エンドフラッシュガスストリームを使用する段階とを更に含む19項の方法。

【0071】

22．少なくとも2つの圧縮器は、3,000psiaよりも大きい圧力まで天然ガスストリームを圧縮する1～21項のいずれかの方法。

【0072】

50

23. 天然ガス膨張器は、2,000psia未満の圧力まで冷却圧縮天然ガストリームを膨張させる仕事生成膨張器である1~22項のいずれかの方法。

【0073】

24. 天然ガス膨張器は、少なくとも1つの圧縮器に機械的に結合される1~23項のいずれかの方法。

【0074】

25. 圧縮天然ガストリームを冷却する段階は、環境と熱を交換する少なくとも1つの熱交換器内で圧縮天然ガストリームを冷却する段階を含む1~24項のいずれかの方法。

【0075】

26. 少なくとも2つの直列に配置された圧縮器のうちの1つは、天然ガス膨張器によって駆動される1~25項のいずれかの方法。

【0076】

27. 少なくとも2つの直列に配置された圧縮器は、3つの直列に配置された圧縮器を含み、3つの直列に配置された圧縮器のうちの1つは、天然ガス膨張器によって駆動される1~26項のいずれかの方法。

【0077】

28. 浮遊式LNG構造体の上甲板上で圧縮する段階、冷却する段階、膨張させる段階、及び液化する段階を行う段階を更に含む1~27項のいずれかの方法。

【0078】

29. 圧縮する段階、冷却する段階、及び膨張させる段階は、浮遊式LNG構造体の上甲板上の単一モジュール内で行われる28項の方法。

【0079】

30. 2,000psiaよりも大きい圧力まで天然ガストリームを圧縮し、それによって圧縮天然ガストリームを形成するように構成された少なくとも2つの直列に配置された圧縮器と、圧縮天然ガストリームを冷却し、それによって冷却圧縮天然ガストリーム形成するように構成された冷却要素と、3,000psia未満及び少なくとも2つの直列に配置された圧縮器が天然ガストリームをそこまで圧縮する圧力よりも大きくない圧力まで冷却圧縮天然ガストリームを膨張させ、それによって冷えた天然ガストリームを形成するように構成された少なくとも1つの仕事生成膨張器と、冷えた天然ガストリームを液化するように構成された液化トレインとを含む天然ガスの液化のための装置。

【0080】

31. 液化トレインは、単一混合冷媒(SMR)液化モジュール及び膨張器ベースの液化モジュールのうちの1つを含む30項の装置。

【0081】

32. 膨張器ベースの液化モジュールは、窒素ガス膨張器ベースの液化モジュール及び供給ガス膨張器ベースの液化モジュールのうちの一方である31項の装置。

【0082】

33. 供給ガス膨張器ベースの液化モジュールは、開ループ供給ガス膨張器ベースの液化モジュールである32項の装置。

【0083】

34. 天然ガストリームが2又は3以上の直列に配置された圧縮器によって圧縮される前に天然ガストリームと組み合わせられた開ループ供給ガス膨張器ベースの工程の再循環冷媒ストリームを更に含み、冷えた天然ガストリームは、第2の冷えた天然ガストリーム、第1の冷媒ストリーム、及び第2の冷媒ストリームに分離された第1の冷えた天然ガストリームである33項の装置。

【0084】

35. 供給ガス膨張器ベースの液化モジュールは、第1の冷媒ストリームを膨張させてそこから放出される第1の温度を有する第1の冷却ストリームを形成するように構成され

10

20

30

40

50

た暖端膨張器と、第2の冷媒ストリームを膨張させてそこから放出される第2の温度を有する第2の冷却ストリーム及び2相ストリームのうちの一方を形成するように構成された冷端膨張器とを含み、第1の温度は、第2の温度よりも高い34項の装置。

【0085】

36. 2相ストリームを第2の冷却ストリームと第1の加圧LNGストリームに分離する段階を更に含む35項の装置。

【0086】

37. 第1の冷却ストリームの圧力は、第2の冷却ストリームの圧力と同じか又は類似であり、又は第2の冷却ストリームの圧力よりも高い35～36項の装置。

【0087】

38. 第1の冷却ストリーム及び第2の冷却ストリームと熱を交換することにより、第2の冷えた天然ガスストリームを冷却して第2の加圧LNGストリームを形成するように構成された熱交換器を更に含む35～37項のいずれかの装置。

【0088】

39. 少なくとも2つの圧縮器は、3,000psiaよりも大きい圧力まで天然ガスストリームを圧縮する30～38項のいずれかの装置。

【0089】

40. 天然ガス膨張器は、冷却圧縮天然ガスストリームを2,000psia未満の圧力まで膨張させるように構成された仕事生成膨張器である30～39項のいずれかの装置。

【0090】

41. 天然ガス膨張器は、少なくとも1つの圧縮器に機械的に結合される30～40項のいずれかの装置。

【0091】

42. 冷却要素は、環境と熱を交換することによって圧縮天然ガスストリームを冷却するように構成された熱交換器を含む30～41項のいずれかの装置。

【0092】

43. 少なくとも2つの直列に配置された圧縮器のうちの1つは、天然ガス膨張器によって駆動される30～42項のいずれかの装置。

【0093】

44. 少なくとも2つの直列に配置された圧縮器は、3つの直列に配置された圧縮器を含み、3つの直列に配置された圧縮器のうちの1つは、天然ガス膨張器によって駆動される30～43項のいずれかの装置。

【0094】

45. 少なくとも2つの直列に配置された圧縮器、冷却要素、少なくとも1つの仕事生成膨張器、及び液化トレインは、浮遊式LNG構造体上に配置される30～44項のいずれかの装置。

【0095】

46. 少なくとも2つの直列に配置された圧縮器、冷却要素、及び少なくとも1つの仕事生成膨張器は、浮遊式LNG構造体の上甲板上の単一モジュール内に配置される45項の装置。

【0096】

47. 2,000psiaよりも大きい圧力まで天然ガスストリームを圧縮し、それによって圧縮天然ガスストリームを形成するように構成された少なくとも2つの直列に配置された圧縮器と、圧縮天然ガスストリームを冷却し、それによって冷却圧縮天然ガスストリームを形成するように構成された冷却要素と、3,000psia未満及び少なくとも2つの直列に配置された圧縮器が天然ガスストリームをそこまで圧縮する圧力よりも大きくない圧力まで冷却圧縮天然ガスストリームを膨張させ、それによって冷えた天然ガスストリームを形成するように構成された少なくとも1つの仕事生成膨張器と、冷えた天然ガスストリームを液化するように構成された液化トレインとを含む浮遊式LNG構造体。

10

20

30

40

50

【 0 0 9 7 】

以上は、本発明の開示の態様に関するものであるが、開示の他の及び更に別の態様は、その基本的な範囲から逸脱することなく考案することができ、その範囲は、以下の特許請求の範囲によって決定される。

【 図 1 】

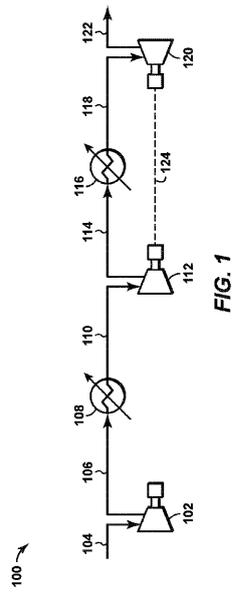
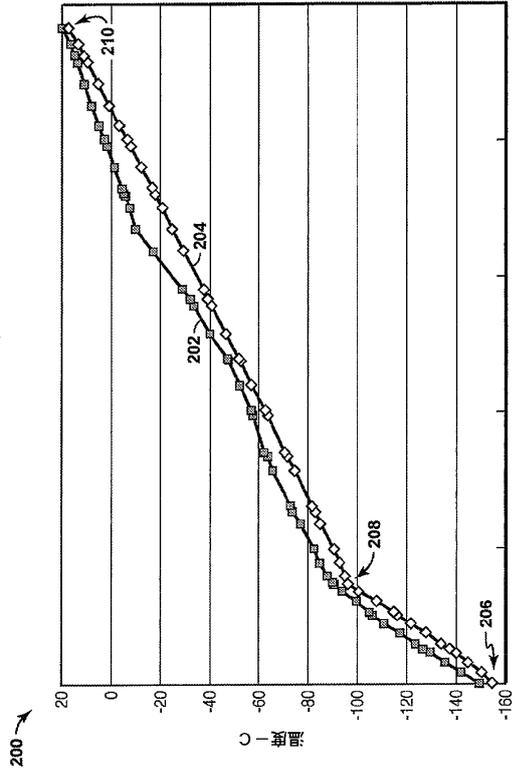


FIG. 1

【 図 2 】



交換された素

FIG. 2

【図3】

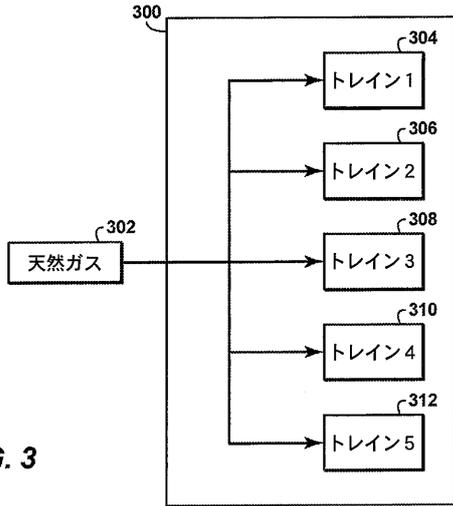


FIG. 3

【図4】

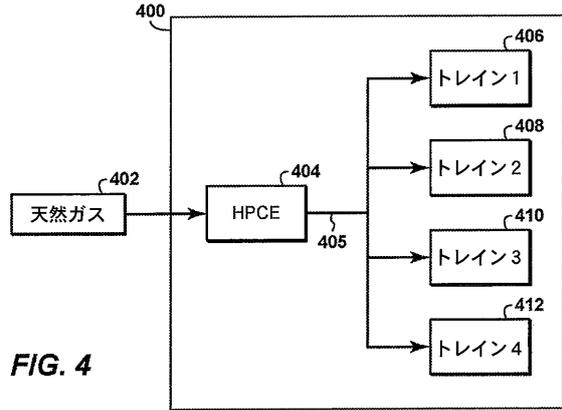


FIG. 4

【図5】

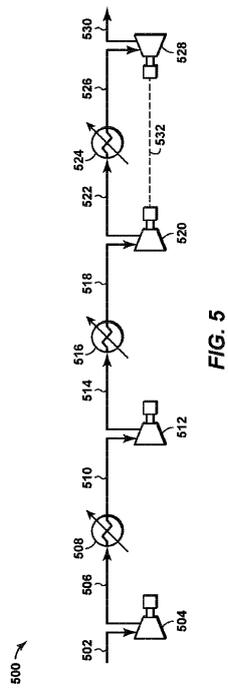


FIG. 5

【図6】

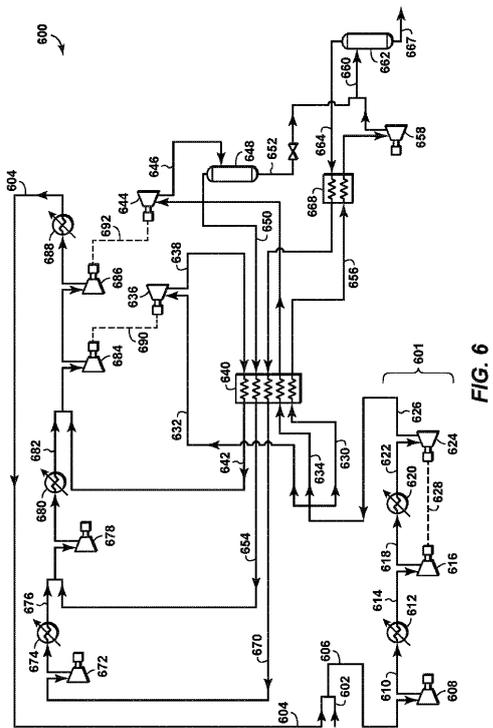


FIG. 6

【図7】

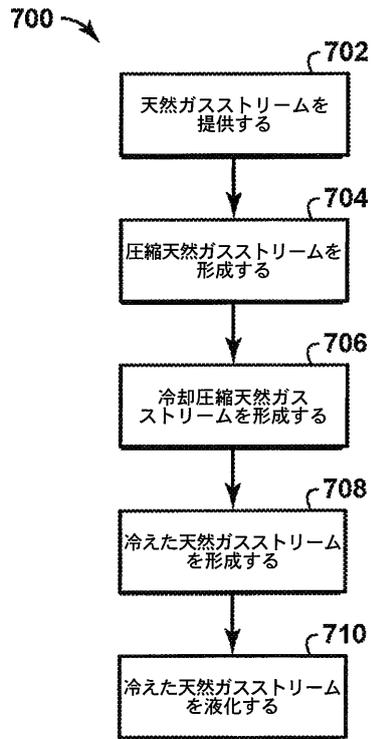


FIG. 7

フロントページの続き

(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

(74)代理人 100170634

弁理士 山本 航介

(72)発明者 ピエール フリッツ ジュニア

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

審査官 関根 崇

(56)参考文献 国際公開第2015/110443(WO, A1)

特開2012-083051(JP, A)

特表2010-537151(JP, A)

特開平02-296990(JP, A)

米国特許出願公開第2010/0126214(US, A1)

米国特許出願公開第2010/0107684(US, A1)

(58)調査した分野(Int.Cl., DB名)

F25J

B63B 25/16