

(12) 特許協力条約に基づいて公開された国際出願

(19) 世界知的所有権機関
国際事務局

(43) 国際公開日
2022年6月30日(30.06.2022)



(10) 国際公開番号

WO 2022/137296 A1

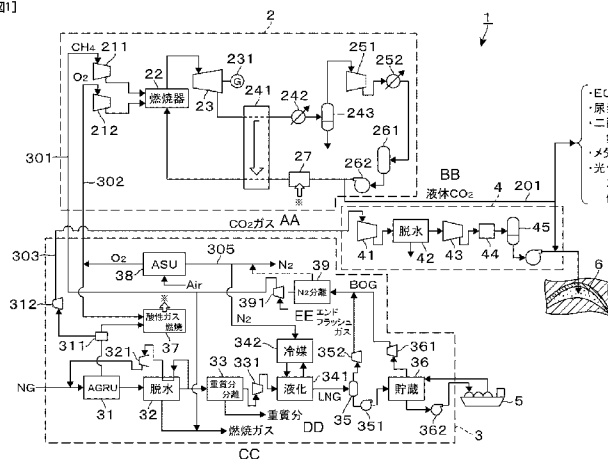
- (51) 国際特許分類:
F02C 3/22 (2006.01) *F25J 1/00* (2006.01)
- (21) 国際出願番号: PCT/JP2020/047748
- (22) 国際出願日: 2020年12月21日(21.12.2020)
- (25) 国際出願の言語: 日本語
- (26) 国際公開の言語: 日本語
- (71) 出願人: 日揮グローバル株式会社 (JGC CORPORATION) [JP/JP]; 〒2206001 神奈川県横浜市西区みなとみらい二丁目3番1号 Kanagawa (JP).
- (72) 発明者: 角谷 謙 (KAKUTANI, Yuzuru); 〒2206001 神奈川県横浜市西区みなとみらい二丁目3番1号 日揮グローバル株式会社内 Kanagawa (JP). 杉江 良祐 (SUGIE, Ryosuke); 〒2206001 神奈川県横浜市西区みなとみらい二丁目3番1号 日揮グローバル株式会社内 Kanagawa (JP).

- (74) 代理人: 特許業務法人弥生特許事務所(YAYOI PATENT OFFICE); 〒2310058 神奈川県横浜市中区弥生町2丁目15番1号ストークタワー大通り公園3601号 Kanagawa (JP).
- (81) 指定国(表示のない限り、全ての種類の国内保護が可能): 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, EC, EE, EG, ES, FI, GB, GD, GE, GH, GM, GT, HN, HR, HU, ID, IL, IN, IR, IS, IT, 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, ST, SV, SY, TH, TJ, TM, TN, TR, TT, TZ, UA, UG, US, UZ, VC, VN, WS, ZA, ZM, ZW.
- (84) 指定国(表示のない限り、全ての種類の広域保護が可能): ARIPO (BW, GH, GM, KE, LR, LS, MW, MZ, NA, RW, SD, SL, ST, SZ, TZ, UG, ZM,

(54) Title: COMPLEX NATURAL GAS TREATMENT SYSTEM

(54) 発明の名称: 複合天然ガス処理システム

【図1】



- 22 Combustor
- 32 Dehydration
- 33 Heavy component separation
- 36 Storage
- 37 Acidic gas combustion
- 39 N₂ separation
- 42 Dehydration
- 341 Liquefaction
- 342 Refrigerant
- AA Gas
- BB Liquid
- CC Combustion gas
- DD Heavy component
- EE End flush gas
- FF EOR equipment
- GG Urea synthesis equipment
- HH Carbon dioxide mineralization equipment
- II Methanation equipment
- JJ Carbon dioxide supply equipment for promoting photosynthesis

(57) Abstract: Provided is a complex natural gas treatment system that minimizes carbon dioxide emissions into the atmosphere. This complex natural gas treatment system 1 comprises a natural gas treatment plant 2, which is provided with acid gas removal equipment that separates carbon dioxide contained in natural gas and which produces liquefied natural gas, and a carbon dioxide cycle power plant 3 that generates power using a carbon dioxide cycle. The power generated in the carbon dioxide cycle power plant 3 is supplied to power-consuming devices provided in the natural gas treatment plant 2, and carbon dioxide fluid extracted from the carbon dioxide cycle power plant 3 and a carbon dioxide separated flow separated by the acid gas removal equipment are supplied to carbon dioxide receiving equipment capable of receiving carbon dioxide.

ZW), ユーラシア (AM, AZ, BY, KG, KZ, RU, TJ, TM), ヨーロッパ (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).

添付公開書類：

一 国際調査報告（条約第21条(3)）

(57) 要約：大気への二酸化炭素の排出を抑えた複合天然ガス処理システムを提供する。複合天然ガス処理システム1は、天然ガスに含まれる二酸化炭素を分離する酸性ガス除去設備が設けられると共に、液化天然ガスを製造する天然ガス処理プラント2と、二酸化炭素サイクルを用いて発電を行う二酸化炭素サイクル発電プラント3とを備える。二酸化炭素サイクル発電プラント3にて発電された電力は、天然ガス処理プラント2に設けられた電力消費機器に供給され、且つ二酸化炭素サイクル発電プラント3から抜き出された二酸化炭素流体および酸性ガス除去設備で分離された二酸化炭素分離流は、二酸化炭素を受入可能な二酸化炭素受入設備に供給される。

明 細 書

発明の名称：複合天然ガス処理システム

技術分野

[0001] 本発明は、液化天然ガスを製造する天然ガス処理プラントからの二酸化炭素ガスの排出量を低減する技術に関する。

背景技術

[0002] 液化天然ガス（L N G : Liquefied Natural Gas）を製造する天然ガス処理プラント（以下、「L N Gプラント」ともいう）は、例えば特許文献1に示すように、冷媒を用いて天然ガス（N G : Natural Gas）を冷却することにより、液化・過冷却されたL N Gを製造する。

このL N Gプラントには、N Gとの熱交換により気化した冷媒を圧縮する圧縮機や、L N Gを輸送するポンプなどの動力機械をはじめとして、多数のエネルギー消費機器が設けられている。

[0003] 例えば圧縮機には、N Gを燃料としたガスタービンや、燃料を燃焼させて得られた蒸気により駆動するスチームタービンを駆動し、冷媒の圧縮を行う構成のものがある。これらの場合には、L N Gプラント内で燃料が燃焼され、二酸化炭素（C O₂）が排出される。

或いは、モーターを用いて圧縮機や他の動力機械を駆動する場合であっても、当該動力機械を駆動する電力は、L N Gプラント内に設けられた自家発電設備から供給される場合もある。自家発電設備では、燃料ガスや蒸気を用いて発電機を駆動する方式を採用することが一般的であり、この場合においてもL N GプラントからC O₂が排出されることになる。

[0004] また、N G中には、酸性ガスとしてC O₂が含まれている場合があり、L N Gプラントには、N Gからこれらの酸性ガスを除去する酸性ガス除去設備（A G R U : Acid gas removal unit）を備えるものがある。従来、N Gから分離された酸性ガスは、環境汚染物質を燃焼除去したのち、大気へ放出されていた。この場合には、燃焼により生成した他のC O₂と共に、N Gから分離

されたCO₂についても大気へ排出されることになる。

このように、LNGプラントは、複数のCO₂排出源を有している。一方で、温暖化ガス排出量低減の観点からは、可能な限りCO₂の排出量の少ないLNGプラントが求められる。

先行技術文献

特許文献

[0005] 特許文献1：国際公開第2017／154181号

発明の概要

発明が解決しようとする課題

[0006] 本技術は、大気への二酸化炭素の排出を抑えた複合天然ガス処理システムを提供する。

課題を解決するための手段

[0007] 一の複合天然ガス処理システムは、天然ガスから液化天然ガスを製造する天然ガス処理プラントと、

二酸化炭素流体を駆動流体とする発電用タービンを備え、前記発電用タービンから排出された二酸化炭素流体を昇圧・加熱して前記発電用タービンに再供給する二酸化炭素サイクルを用いて発電を行う二酸化炭素サイクル発電プラントと、を備え、

前記天然ガス処理プラントは、前記天然ガスに含まれる二酸化炭素を分離する酸性ガス除去設備（AGRU：Acid gas removal unit）を備え、

前記二酸化炭素サイクル発電プラントは、

前記昇圧・加熱された二酸化炭素流体に、前記天然ガス処理プラントにて得られたメタンを主成分とする炭化水素ガスと、酸素ガスとを混合させ、次いで前記炭化水素ガスを燃焼させて得られた水蒸気を含む二酸化炭素流体を前記駆動流体として前記発電用タービンに供給する燃焼器と、

前記発電用タービンから排出されて減圧した二酸化炭素流体を冷却して前記水蒸気を凝縮させて分離する分離器と、

前記分離器により水分が分離された後の前記二酸化炭素流体の一部を抜き出す抽出設備と、を備え、

前記発電用タービンにより発電機を駆動して発電させた電力は、前記天然ガス処理プラントに設けられた電力消費機器に供給され、且つ前記抽出設備から抜き出された二酸化炭素流体および前記酸性ガス除去設備で分離された二酸化炭素分離流は、二酸化炭素を受入可能な二酸化炭素受入設備に供給されることを特徴とする。

[0008] また、他の複合天然ガス処理システムは、天然ガスから液化天然ガスを製造する天然ガス処理プラントと、

二酸化炭素流体を駆動流体とする発電用タービンを備え、前記発電用タービンから排出された二酸化炭素流体を昇圧・加熱して前記発電用タービンに再供給する二酸化炭素サイクルを用いて発電を行う二酸化炭素サイクル発電プラントと、を備え、

前記天然ガス処理プラントは、

前記天然ガスに含まれる二酸化炭素を分離する酸性ガス除去設備（A G R U : Acid gas removal unit）と、

前記酸性ガス除去設備によって分離された二酸化炭素分離流を昇圧する昇圧部と、

前記昇圧部にて昇圧された二酸化炭素分離流を、前記二酸化炭素サイクル内を流れる二酸化炭素流体に合流させる二酸化炭素供給ラインと、を備え、

前記二酸化炭素サイクル発電プラントは、

前記昇圧・加熱された二酸化炭素流体に、前記天然ガス処理プラントにて得られたメタンを主成分とする炭化水素ガスと、酸素ガスとを混合させ、次いで前記炭化水素ガスを燃焼させて得られた水蒸気を含む二酸化炭素流体を前記駆動流体として前記発電用タービンに供給する燃焼器と、

前記発電用タービンから排出されて減圧した二酸化炭素流体を冷却して前記水蒸気を凝縮させて分離する分離器と、

前記分離器により水分が分離された後の前記二酸化炭素流体の一部を抜き

出す抽出設備と、を備え、

前記発電用タービンにより発電機を駆動して発電させた電力は、前記天然ガス処理プラントに設けられた電力消費機器に供給され、且つ前記抽出設備から抜き出された二酸化炭素流体は、二酸化炭素を受入可能な二酸化炭素受入設備に供給されることを特徴とする。

[0009] 前記複合天然ガス処理システムは、以下の特徴を備えてもよい。

(a) 前記抽出設備から抜き出された二酸化炭素流体は、二酸化炭素回収貯留 (C C S : Carbon dioxide Capture and Storage) 設備、石油増進回収設備 (E O R : Enhanced Oil Recovery) 設備、尿素合成設備、二酸化炭素鉱物化設備、メタネーション設備、光合成促進用二酸化炭素供給設備からなる設備群から選択された少なくとも1つの前記二酸化炭素受入設備に供給されること。

(b) 前記一の複合天然ガス処理システムにおいて、前記酸性ガス除去設備によって分離された二酸化炭素分離流は、前記二酸化炭素受入設備として二酸化炭素分離流を昇圧して貯留するための二酸化炭素回収貯留 (C C S) 設備に供給され、前記抽出設備から抜き出された二酸化炭素流体は、前記二酸化炭素受入設備である前記C C S設備に供給され、且つ前記昇圧された二酸化炭素分離流に合流し、合流した二酸化炭素流体と二酸化炭素分離流とが共に貯留されること。

(c) 前記天然ガス処理プラントは、空気を酸素ガスと窒素ガスとに分離して前記燃焼器に供給される酸素ガスを製造するための空気分離装置 (A S U

Air separation unit) を備え、前記空気分離装置は、得られた窒素ガスを役設備、フレアースタックのシールドラムにパージガスを供給する設備、貯蔵タンクにブランケットガスを供給する設備、油水分離装置において分離機能を促進させるマイクロバブリング・ガスを供給する設備から選択された少なくとも1つの窒素ガス利用設備に供給するための窒素ガス供給ラインを備えること。このとき、前記天然ガス処理プラントは、前記燃焼器に供給する炭化水素ガスから窒素ガスを分離する窒素ガス分離装置を備え、前記窒素

ガス分離装置によって分離された窒素ガスは、前記窒素ガス供給ラインの窒素と合流して前記窒素ガス利用設備で利用されること。

(d) 前記二酸化炭素分離流から分離され、硫黄化合物を含む酸性ガスを燃焼する酸性ガス燃焼設備を備え、前記二酸化炭素サイクルには、前記酸性ガス燃焼設備における酸性ガスの燃焼排熱を利用して、前記二酸化炭素流体の加熱を行う第1の加熱部が設けられていること。

[0010] (e) 前記天然ガス処理プラントは、液化天然ガス(LNG:Liquefied Natural Gas)を貯蔵する貯蔵タンク内で気化したボイルオフガスを、前記炭化水素ガスとして前記燃焼器に供給するための炭化水素ガス供給ラインを備えること。

(f) (e)において、前記天然ガス処理プラントは、前記天然ガスを液化、過冷却してLNGを得る極低温主熱交換器と、前記極低温主熱交換器から流出したLNGを前記貯蔵タンクの圧力まで減圧させ、減圧による発生するエンドフラッシュガスと液化した天然ガスとを分離するエンドフラッシュ部と、前記エンドフラッシュ部にてLNGを蒸発させて得られた炭化水素ガスを前記炭化水素ガス供給ラインに合流させる補助供給ラインと、前記貯蔵タンク側から供給可能なボイルオフガスを全量前記炭化水素ガス供給ラインに供給しても、当該炭化水素ガス供給ラインから前記燃焼器に供給される前記炭化水素ガスの供給流量が、発電需要に必要な目標供給流量よりも少なくなる場合には、前記エンドフラッシュ部におけるLNGの蒸発量を増加させるために、前記極低温主熱交換器出口のLNGの温度を上昇させる制御を実行する制御部と、を備えたこと。

(g) (e)において、前記天然ガス処理LNGプラントは、前記天然ガスを液化、過冷却してLNGを得る極低温主熱交換器と、前記極低温主熱交換器に供給される液化される前の天然ガスの一部を抜き出し、前記炭化水素ガスとして前記炭化水素ガス供給ラインに合流させる補助供給ラインと、前記貯蔵タンク側から供給可能なボイルオフガスを全量前記炭化水素ガス供給ラインに供給しても、当該炭化水素ガス供給ラインから前記燃焼器に供給され

る前記炭化水素ガスの供給流量が、発電需要に必要な目標供給流量よりも少なくなる場合には、前記極低温主熱交換器の入口側からの天然ガスの拔出量を増加させる制御を実行する制御部と、を備えたこと。

(h) 前記電力消費機器には、前記天然ガスを冷却するために前記天然ガス処理プラントにて用いられる冷媒が、当該天然ガスとの熱交換により気化した後、当該冷媒を圧縮、冷却して再び液化するための前記圧縮を実行する圧縮機の駆動モーターが含まれること。

発明の効果

[0011] 本複合天然ガス処理システムによれば、液化天然ガスを製造する天然ガス処理プラントに、二酸化炭素サイクルを用いて発電を行う二酸化炭素サイクル発電プラントが併設されて、天然ガス処理プラントに電力を供給している。このため、天然ガス処理プラントに電力を供給する一方で、発電に伴って発生する二酸化炭素を高純度・高圧の状態で各種の二酸化炭素受入設備へ供給することにより、大気への二酸化炭素の排出を抑えることが可能となる。

また、天然ガス処理プラントの酸性ガス除去設備にて天然ガスから分離された二酸化炭素についても、前述の二酸化炭素流体と共に直接、または、一旦、二酸化炭素サイクル内を循環する二酸化炭素流体に合流させた後、二酸化炭素受入設備へと供給することにより、外部への排出を抑えることができる。

図面の簡単な説明

[0012] [図1]実施の形態に係る複合天然ガス処理システムの一例を示す構成図である。

[図2]前記複合天然ガス処理システムの他の例を示す構成図である。

[図3]CO₂サイクル発電プラントに対する炭化水素ガスの供給制御機構の一例を示す構成図である。

[図4]前記炭化水素ガスの供給制御機構の他の例を示す構成図である。

発明を実施するための形態

[0013] 図1は、第1の実施の形態に係る複合天然ガス処理システム1の構成図で

ある。本例の複合天然ガス処理システム 1 は、天然ガス (NG) から液化天然ガス (LNG) を製造する LNG プラント (天然ガス処理プラント) 3 と、超臨界状態の二酸化炭素 (CO_2) を用いてサイクル発電を実施する超臨界 (SC: Super Critical) - CO_2 サイクル発電プラント (二酸化炭素サイクル発電プラント) 2 とを備えている。

[0014] 図 1 に示す例において、複合天然ガス処理システム 1 には、NG に含まれる不純物や重質分を除去する前処理系の設備と、前処理が行われた NG を液化・過冷却する設備とを備える。

前処理系の設備として、図 1 には、NG に含まれる CO_2 や硫化水素 (H_2S) などの酸性ガスを分離する酸性ガス除去設備 (AGRU) 31 と、NG に含まれる水分を除去する脱水部 32 と、NG に含まれるメタンよりも重質の重質炭化水素を除去する重質分分離部 33 と、を備えている。このほか、LNG プラント 3 は、前処理系の設備として、井戸元から受け入れた NG に含まれる液体分を除去する気液分離部や、NG 中の水銀を除去する水銀除去部などを備えていてもよい。

[0015] AGRU 31 は、液化の際に LNG 中で固化するおそれのある CO_2 や、 H_2S などの酸性ガスを除去する。酸性ガスの除去法としては、アミン化合物を含むガス吸収液を用いる手法や、NG 中の酸性ガスを透過させるガス分離膜を用いる手法を適用することができる。

[0016] AGRU 31 にて NG から分離された酸性ガスは、分離部 311 にてアミン化合物のガス吸収液を用いた抽出操作などにより、 CO_2 と、 H_2S などの硫黄化合物を含む他の酸性ガスとに分離される。 CO_2 が分離された酸性ガスは、酸性ガス燃焼設備 37 にて燃焼されることより無害化され、必要に応じて大気汚染物質を除去する処理を行った後、大気放出される。

また、分離部 311 にて他の酸性ガスから分離された CO_2 ガスは、 CO_2 分離流 (二酸化炭素分離流) として、後述の CCS 設備 4 へと送気される。

[0017] 脱水部 32 は、NG 中に含まれる微量の水分を除去する。例えば脱水部 32 は、モレキュラーシーブやシリカゲルなどの吸着剤が充填され、NG の水

分除去操作と、水分を吸着した吸着剤の再生操作とが交互に切り替えて実施される複数の吸着塔と、再生操作が行われている吸着塔に供給される吸着剤の再生用ガス（例えば水分除去後のNG）の加熱を行うヒーターなどの機器と、を備える。

吸着剤の再生に用いられた後の水分を含むNGは、再生ガス圧縮機321を用いて昇圧してAGRU31の入口側に戻され、または複合天然ガス処理システム1内に設けられたヒーターなどの燃料ガスとして用いられる。

[0018] 酸性ガスや水分などの不純物が除去されたNGに対しては、重質分分離部33にてメタンより重質の重質分を除去する処理が行われる。重質分分離部33は、NGを冷却して重質分を液化するクーラーや、メタンを主成分とする軽質ガス（メタンガス）と、液化した重質分との蒸留分離を行う蒸留塔（デメタナイザー）などを備える。また、デメタナイザーにてメタンガスと分離された重質分は、複数の精留塔を用いてエタン、プロパン、ブタンや、さらに重質のコンデンセートに蒸留分離される。

[0019] 重質分の液化を行うクーラーは、デメタナイザーから流出したメタンガスを自己冷媒として利用してもよいし、プロパンなどの予冷媒を用いてもよい（図1には、前者の場合を示してある）。予冷媒を用いてNGの冷却を行う場合には、NGとの熱交換により気化した後、予冷媒のガスを圧縮、冷却して再び液化し、クーラーへと供給する予冷媒サイクルが併設される。

[0020] 重質分が分離されたメタンガスは、必要に応じて圧縮機を備えた分離部311にて昇圧された後、液化部341にて冷却されることにより液化して、LNGが製造される。液化部341は、例えば窒素、メタン、エタン、プロパンなどの複数種類の冷媒原料を含む混合冷媒（Mixed Refrigerant）である液化用冷媒によりNGを冷却して液化、過冷却する極低温主熱交換器（MCHE : Main Cryogenic Heat Exchanger）を備える。

また液化部341には、メタンガスとの熱交換により気化した液化用冷媒のガスを圧縮、冷却して再び液化し、MCHEへと供給する液化冷媒サイクル342が併設される。

[0021] 液化部341にて製造されたLNGは、エンドフラッシュ部35にてLNGタンク（貯蔵タンク）36側の受け入れ圧力以下まで減圧された後、LNGポンプ351によりLNGタンク36へと送液される。LNGタンク36からは、出荷ポンプ362を用いてLNG船5に対するLNGの出荷が行われ、LNG船5に積載されたLNGが需要地へと輸送される。

[0022] 以上に説明した概略構成を備えるLNGプラント3は、既述の各種冷媒を圧縮する圧縮機や、NGなどの昇圧を行う圧縮機（例えば再生ガス圧縮機321やNG昇圧部331の圧縮機）、LNGの移送を行うポンプ（例えばLNGポンプ351、出荷ポンプ362）などの動機器を備える。これらの動機器は、エネルギーを消費して各種流体の昇圧、輸送を行うところ、本例の複合天然ガス処理システム1は、SC-CO₂サイクル発電プラント2にて発電した電力により駆動する駆動モーターを用いてこれらの動機器（電力消費機器）を稼働させる構成となっている。

[0023] SC-CO₂サイクル発電プラント2は、超臨界状態のCO₂を駆動流体として、発電用タービン23を駆動して発電を行う公知の発電プラントである。図1に示す例において、SC-CO₂サイクル発電プラント2は、発電用タービン23の駆動に用いたCO₂を昇圧・加熱して発電用タービン23に再供給するCO₂サイクルを備えている。

以下、図1を参照しながらCO₂サイクルの構成例について説明する。

[0024] CO₂サイクルには、炭化水素（HC：Hydrocarbon）ガスを燃焼させてCO₂の供給を行う燃焼器22が設けられている。燃焼器22は、酸素（O₂）ガスとHCガスとを混合して、SC-CO₂の流れの中で燃焼させることにより、CO₂サイクルに対してCO₂の補充を行う。また、燃焼器22においてはHCガスの燃焼によって水蒸気も生成される。

[0025] 本例の複合天然ガス処理システム1において、燃焼器22にて燃焼させるHCガスには、LNGプラント3にてLNGを製造、貯蔵する過程で発生するメタンガスを主成分とするHCガスを利用している。

より具体的には、LNGタンク36内にてLNGの一部が気化することに

より発生するBOG (Boil Off Gas) や、エンドフラッシュ部35にてLNGの圧力を調節する際に発生するエンドフラッシュガスなどを用いる。これらのHCガスは、窒素ガス分離装置39にて窒素(N_2)ガスを分離した後、圧縮機からなるHCガス送気部391によって昇圧され、HCガス供給ライン301を介してSC-CO₂サイクル発電プラント2へと供給される。このように、BOG、エンドフラッシュガスのいずれも N_2 ガスが除去された後の純度の高いメタンガスであるHCガスとしてSC-CO₂サイクル発電プラント2に供給される。

[0026] 燃焼器22の入口側には、HCガスの昇圧を行うHCガス昇圧部211が設けられており、HCガス供給ライン301を介して送気されたHCガスは、CO₂サイクルへの供給圧力まで昇圧された後、燃焼器22に導入される。

なお、CO₂サイクルに対して必要量のHCガスを供給するための供給制御機構の構成例については、図3、4にて詳述する。

[0027] また、燃焼器22においては、例えば濃度が99.8%以上の高純度のO₂ガスを用いてHCガスを燃焼させる。このため、LNGプラント3には、空気をO₂ガスと N_2 ガスとに分離して、燃焼器22に供給される酸素ガスを製造するための空気分離装置(ASU)38が設けられている。

[0028] ASU38にて製造されたO₂ガスは、O₂ガス供給ライン302を介してSC-CO₂サイクル発電プラント2へと供給される。燃焼器22の入口側には、O₂ガスの昇圧を行う酸素ガス昇圧部212が設けられており、O₂ガス供給ライン302を介して送気されたO₂ガスは、CO₂サイクルへの供給圧力まで昇圧された後、燃焼器22に導入される。

なお、ASU38にて製造されたO₂ガスの一部は、既述の酸性ガス燃焼設備37に供給され、酸性ガスの燃焼に利用される。

[0029] 上述のASU38においては、O₂ガスと共に N_2 ガスが製造される。この N_2 ガスは、複合天然ガス処理システム1内にて必要に応じて N_2 ガスの供給を行う用役(Utility)設備、余剰ガスを燃焼するフレアースタックのシールドラム内にパージガスを供給する設備、可燃性混合気形成防止のため、LN

Gタンク36内の気相側にブランケットガスを供給する設備、複合天然ガス処理システム1内の機器から排出された含油排水の油水分離を実施する油水分離装置において、油水分離機能を促進させるために排水中にマイクロバブリング・ガスを供給する設備から選択された少なくとも1つの N_2 ガス利用設備に供給される。これらの N_2 ガス利用設備に対しては、 N_2 ガス供給ライン305を介して N_2 ガスが供給される。このほか、 N_2 ガスは、メタンガスを液化・過冷却する冷媒の一部として利用してもよい。

[0030] また、既述のように、HCガスとして燃焼器22に供給されるBOGやエンドフラッシュガスは、窒素ガス分離装置39にて N_2 ガスの分離が行われる。窒素ガス分離装置39にてHCガスから分離された N_2 ガスについても、既述の N_2 ガス供給ライン305の窒素と合流し、各 N_2 ガス利用設備にて利用され、またはメタンガスを液化・過冷却する冷媒の一部として利用される。

[0031] CO_2 サイクルの構成の説明に戻ると、燃焼器22にて CO_2 が補充されたSC- CO_2 は、発電用タービン23に供給され、発電機231が接続された発電用タービン23を駆動することにより発電が行われる。発電により得られた電力は、LNGの製造に用いられる冷媒の圧縮を実行する圧縮機をはじめとする、LNGプラント3、SC- CO_2 サイクル発電プラント2内の各電力消費機器に供給される。

[0032] 発電用タービン23から排出されて減圧した CO_2 ガスは、熱交換器241にて、燃焼器22に供給される前の CO_2 との熱交換を行った後、クーラー242にてさらに冷却される。これらの冷却操作により、HCガスの燃焼により生成した水蒸気が凝縮し、気液分離器243にて水分が分離される。

水分が分離された後の CO_2 ガスは圧縮機251にて圧縮され、さらにクーラー252にて冷却されることにより、液体 CO_2 となってドラム261に流入する。

[0033] ドラム261の液体 CO_2 は、昇圧ポンプ262により昇圧され、さらに加熱されてSC- CO_2 の状態となり、発電用タービン23に再供給される。本例の CO_2 サイクルにおいては、 CO_2 を加熱する手段として、SC- CO_2 サ

イクル発電プラント2側に設けられている既述の酸性ガス燃焼設備37にて酸性ガスを燃焼させて得られた排熱を利用する第1の加熱部27、発電用タービン23から排出されたCO₂ガスとの熱交換を行う熱交換器241、及びHCガスの燃焼熱を利用する既述の燃焼器22が設けられている。

[0034] 以上に説明したように、SC-CO₂サイクル発電プラント2においてはCO₂サイクル内でCO₂流体(CO₂ガス、液体CO₂、SC-CO₂)を循環させて発電用タービン23を駆動することにより発電が行われる。このため、燃料ガスを燃焼させてタービンを駆動するガスタービン発電機や、燃料を燃焼させて発生させた蒸気によりタービンを駆動するスチームタービン発電機を利用する発電プラントと比較してCO₂を含む燃焼ガスが大気へと放出されない。また、CO₂サイクルからは、高純度で高圧のCO₂流体を得ることができる。

[0035] そこで本例のSC-CO₂サイクル発電プラント2は、CO₂の貯蔵、固定、利用などを行うためのCO₂受入設備へ向けて、CO₂サイクル内を循環するCO₂流体の一部を抜き出すことが可能な構成となっている。本例では、CO₂サイクル内に設けられた昇圧ポンプ262出口側の位置から、第1の加熱部27によって加熱される前の液体CO₂を抜き出す液体CO₂抽出ライン201が設けられている。液体CO₂抽出ライン201は、本例におけるCO₂流体の抽出設備に相当する。

液体CO₂抽出ライン201を介して抜き出される液体CO₂の圧力は、8～30MPaの範囲内の値、流量は燃焼器22を介してCO₂サイクルに供給される流量と釣り合う値を例示することができる。

[0036] 上記液体CO₂抽出ライン201により抜き出された液体CO₂は、地下の帯水層6にCO₂を貯留する二酸化炭素回収貯留(CCS)設備、油田にCO₂を圧入して石油を増産する石油増進回収設備(EOR)設備、CO₂をアンモニア(NH₃)と反応させて尿素を合成する尿素合成設備、CO₂をカルシウムやマグネシウムと反応させて固定する二酸化炭素鉱物化設備、CO₂を原料としてメタン(CH₄)を製造するメタネーション設備、農作物生産量増産

のための光合成促進用二酸化炭素供給設備からなる設備群から選択された少なくとも1つの二酸化炭素受入設備（ CO_2 受入設備）に供給される。

ここで、CCS設備は、海底の深部塩水層に CO_2 を貯留するためのものであってもよい。また、EOR及びCCSに並列に CO_2 を供給する場合、EOR設備及びCCS設備の構成機器を共通化してもよい。

[0037] なお、液体の状態で CO_2 を抜き出すことは、必須の要件ではなく、 CO_2 受入設備側の CO_2 の受入仕様に応じて CO_2 ガスの供給を行ってもよい。例えば CO_2 サイクルに設けられている気液分離器243の出口側の位置に、抽出設備である CO_2 ガス拔出ラインを接続してもよい。 CO_2 サイクル内の CO_2 の圧力は、大気圧よりも高圧となっているので、圧縮機251によって圧縮される前の CO_2 ガスを抜き出す場合であっても高純度・高圧の CO_2 を供給することができる。

[0038] さらに複合天然ガス処理システム1においては、LNGプラント3のAGRU31にてNGから分離された CO_2 ガスについても、 CO_2 サイクルから抜き出された液体 CO_2 と共に、記述の設備群から選択された少なくとも1つの CO_2 受入設備に供給する構成としてもよい。

[0039] 例えば図1に示す複合天然ガス処理システム1においては、AGRU31の後段の分離部311から流出した CO_2 ガスを CO_2 ガス昇圧部312にて昇圧し、 CO_2 ガス拔出ライン303を介してCCS設備4へ送気する例を示してある。 CO_2 ガス拔出ライン303を流れる CO_2 ガスは、本実施の形態の二酸化炭素分離流に相当する。

CCS設備4においては、受け入れた CO_2 ガスを CO_2 圧縮機41にて圧縮し（この場合、圧縮機41は、 CO_2 ガス昇圧部312と共用し、省略してもよい）、凝縮した水分を CO_2 脱水部42にて分離する。次いで CO_2 圧縮機43にて再度 CO_2 ガスを圧縮した後、クーラー44にて冷却することにより、高純度・高圧の液体 CO_2 が得られる。CCS設備4にて液化された CO_2 は、気液分離器45にて気液分離され、 CO_2 ポンプ46によって地下の帯水層6へ向けて送り込まれる。

[0040] 一方、既述の液体 CO_2 抽出ライン201を介して SC-CO_2 サイクル発電プラント2から抜き出された液体 CO_2 は、水分が分離され、十分に高い圧力を有している。このため、図1に示す例のように、 CCS 設備4における CO_2 ポンプ46の出口側で SC-CO_2 サイクル発電プラント2側から排出された液体 CO_2 と合流し、直接、地下の帯水層6に貯留することもできる。これにより、 CCS 設備4における CO_2 処理量を低減し、 CCS 設備4の設備費用を低減することができる。

[0041] CCS 設備4以外の他の CO_2 受入設備に供給する場合においても、 LNG プラント3（ AGRU31 ）から排出された CO_2 ガスは、各 CO_2 受入設備の受入仕様に応じて昇圧、水分の除去や液化が行われる。そして、 SC-CO_2 サイクル発電プラント2から抜き出された CO_2 流体（ CO_2 ガスや液体 CO_2 ）と共に、各 CO_2 受入設備へ供給される。

[0042] 次いで、図2を参照して第2の実施の形態に係る複合天然ガス処理システム1aの構成例について説明する。なお、以下に説明する図2～4において、図1を用いて説明した複合天然ガス処理システム1と共通の構成要素には、図1に示したものと共通の符号を付してある。

[0043] 図2の複合天然ガス処理システム1aは、 AGRU31 にて NG から分離された CO_2 ガスを、 CO_2 ガス供給ライン304を介して、 CO_2 ガス昇圧部312にて昇圧した後、 SC-CO_2 サイクル発電プラント2の CO_2 サイクルへ供給する構成となっている。この点、 AGRU31 にて分離された CO_2 ガスが、 CO_2 サイクルを介さずに CCS 設備4へ供給される、図1に記載の複合天然ガス処理システム1とは構成が異なっている。 CO_2 ガス供給ライン304を流れる CO_2 ガスは、本実施の形態の二酸化炭素分離流に相当する。

[0044] 図2に示す例において、 CO_2 ガス昇圧部312により昇圧された CO_2 ガスは、発電用タービン23の出口側とクーラー242との間の、例えば熱交換器241とクーラー242との間の位置にて、 CO_2 サイクル内を循環する CO_2 流体（この位置においては CO_2 ガス）と合流する。

[0045] 合流した CO_2 ガスは、他の CO_2 流体と共に、水分の分離、昇圧、液化、

及び加熱が行われ、 $SC-CO_2$ となって発電機231を駆動する。

ここでHCガスの燃焼による高温の CO_2 供給が可能な燃焼器22のみを用いて CO_2 供給を行う場合と比較して、上述のように他の位置から比較的低温の CO_2 ガスを供給することは、 CO_2 サイクルの熱効率を低下させる要因ともなる。一方で、図1を用いて説明したCCS設備4を設けなくてもよいため、建設時の設備投資を抑制することが可能となる。

[0046] 以上に説明した各実施形態に係る複合天然ガス処理システム1、1aによれば以下の効果がある。LNGを製造するLNGプラント3に、 CO_2 サイクルを用いて発電を行う $SC-CO_2$ サイクル発電プラント2が併設されている。このため、発電に伴って発生する CO_2 を高純度・高圧の状態で各種の CO_2 受入設備へ供給することにより、大気への排出を抑えることが可能となる。

また、LNGプラント3のAGRU31にてNGから分離された CO_2 についても、前述の CO_2 流体と共に直接、または、一旦、 CO_2 サイクル内を循環する CO_2 流体に合流させた後、 CO_2 受入設備へと供給することにより、外部への排出を抑えることができる。

[0047] 次いで、図3、4を参照しながら、 CO_2 サイクル20に対してHCガスを供給する制御系の構成例について説明する。

図3、4において、 $SC-CO_2$ サイクル発電プラント2の CO_2 サイクル20内の各機器の記載は省略し、包括的に示してある。また、LNGプラント3のAGRU31、脱水部32とその付帯機器を含む前処理部30や、重質分分離部33、NG昇圧部331についても包括的に記載してある。また、ASU38の記載は省略した。

[0048] HCガスとして $SC-CO_2$ サイクル発電プラント2に供給されるBOGは、外気温やLNG船5への出荷の有無などによって大きく発生量が増減する。また既述のように、エンドフラッシュ部35は、LNGの圧力調節のために設けられている機器であり、通常は、 CO_2 サイクル20へのHCガスの供給量確保を優先する構成とはなっていない。

そこで図3に示す複合天然ガス処理システム1bは、 CO_2 サイクル20に

おけるHCガスの需要に対して、BOGやエンドフラッシュガスだけでは供給量が不足する場合には、不純物や重質分が除去され、且つ液化される前のNGをHCガスとして補充する構成となっている。

[0049] 図3に示す例では、CO₂サイクル20へ向けて供給される各ガスの流量が、燃焼器供給ガス制御部101を用いて制御される。このとき、O₂ガスの供給量はO₂ガス供給ライン302に設けられた供給制御弁102により調節される。

一方、CO₂サイクル20へ向けてHCガスを供給するHCガス供給ライン301には、流量計106が設けられ、この流量計106にて検出されたHCガスの流量が目標値に近づくように、NGの抜き出し量制御が行われる。本例では、HCガスの流量の目標値は、燃焼器供給ガス制御部101により設定される。またNGの抜き出し量は、補助供給ライン304aに設けられた抜出制御弁104の開度を、HCガス供給制御部103aによって調節することにより制御される。

[0050] この構成により、BOGの発生量やエンドフラッシュガスの抜き出し量が少なく、流量計106の流量が目標値に対して不足する場合には、抜出制御弁104の開度を大きくし、NGの抜き出し量を増加させる制御を行う。一方、BOGの発生量やエンドフラッシュガスの抜き出し量が十分であり、流量計106の流量が目標値を上回る場合には、抜出制御弁104の開度を小さくし、NGの抜き出し量を減少させる制御を行う。

[0051] 次いでHCガスの供給制御機構の他の実施形態として、図4に記載の複合天然ガス処理システム1cは、エンドフラッシュガスの抜き出し量を増減する構成となっている。詳細には、NGの抜き出し量制御は、HCガス供給制御部103bにより実行される。この場合、エンドフラッシュガスが抜き出される配管ラインは補助供給ライン304bに相当する。

なおこの構成の場合には、エンドフラッシュガスの十分な送気能力を確保するため、図4に示すようにエンドフラッシュ部35の出口側に複数台のCO₂ガス昇圧部312を並列に配置してもよい。

[0052] 図4に示す構成の制御動作について述べると、BOGの発生量が少なく、流量計106の流量が目標値に対して不足する場合には、液化部341の出口側に設けられ、LNGの温度を検出する温度検出部を備えたLNG温度制御部105により、液化部341の出口のLNGの温度を上昇させる制御を行う。この結果、エンドフラッシュ部35におけるエンドフラッシュガスの発生量（LNGの蒸発量）が増加する。

一方、BOGの発生量が十分であり、流量計106の流量が目標値を上回る場合には、液化部341の出口のLNGの温度を低下させ、エンドフラッシュガスの発生量を減少させる。

[0053] 以上に説明した各実施の形態に係る複合天然ガス処理システム1、1a～1cにおいて、LNGプラント3は地上に設けられる構成のものに限定されない。例えば、水面上に浮かぶフローティング上にLNGプラント3を配置したFLNG（Floating LNG）プラントに対しても、上述の各実施形態を適用することができる。この場合には、SC-CO₂サイクル発電プラント2を含む複合天然ガス処理システム1、1a～1cの全体をフローティング上に配置してもよい。

[0054] また、SC-CO₂サイクル発電プラント2は、SC-CO₂を使って発電用タービン23を駆動し、発電を行う構成のものに限定されない。例えばCO₂ガスや液体CO₂を用いて発電用タービン23を駆動し、発電を行う構成のSC-CO₂サイクル発電プラント2を採用する場合も排除されない。

この他、SC-CO₂サイクル発電プラント2にて発電した電力をLNGプラント3、SC-CO₂サイクル発電プラント2内の各電力消費機器に供給しても余剰な電力が発生する場合には、複合天然ガス処理システム1、1a～1cの外部の地域への電力供給を行ってもよい。

符号の説明

[0055] 1、1a、1b、1c

複合天然ガス処理システム

2 SC-CO₂サイクル発電プラント

2 0 1	液体C O ₂ 抽出ライン
2 3	発電用タービン
2 3 1	発電機
3	L N G プラント
3 1	A G R U
4	C C S 設備
6	帯水層

請求の範囲

[請求項1]

天然ガスから液化天然ガスを製造する天然ガス処理プラントと、
二酸化炭素流体を駆動流体とする発電用タービンを備え、前記発電用タービンから排出された二酸化炭素流体を昇圧・加熱して前記発電用タービンに再供給する二酸化炭素サイクルを用いて発電を行う二酸化炭素サイクル発電プラントと、を備え、

前記天然ガス処理プラントは、前記天然ガスに含まれる二酸化炭素を分離する酸性ガス除去設備（A G R U : Acid gas removal unit）を備え、

前記二酸化炭素サイクル発電プラントは、

前記昇圧・加熱された二酸化炭素流体に、前記天然ガス処理プラントにて得られたメタンを主成分とする炭化水素ガスと、酸素ガスとを混合させ、次いで前記炭化水素ガスを燃焼させて得られた水蒸気を含む二酸化炭素流体を前記駆動流体として前記発電用タービンに供給する燃焼器と、

前記発電用タービンから排出されて減圧した二酸化炭素流体を冷却して前記水蒸気を凝縮させて分離する分離器と、

前記分離器により水分が分離された後の前記二酸化炭素流体の一部を抜き出す抽出設備と、を備え、

前記発電用タービンにより発電機を駆動して発電させた電力は、前記天然ガス処理プラントに設けられた電力消費機器に供給され、且つ前記抽出設備から抜き出された二酸化炭素流体および前記酸性ガス除去設備で分離された二酸化炭素分離流は、二酸化炭素を受入可能な二酸化炭素受入設備に供給されることを特徴とする複合天然ガス処理システム。

[請求項2]

天然ガスから液化天然ガスを製造する天然ガス処理プラントと、
二酸化炭素流体を駆動流体とする発電用タービンを備え、前記発電用タービンから排出された二酸化炭素流体を昇圧・加熱して前記発電

用タービンに再供給する二酸化炭素サイクルを用いて発電を行う二酸化炭素サイクル発電プラントと、を備え、

前記天然ガス処理プラントは、

前記天然ガスに含まれる二酸化炭素を分離する酸性ガス除去設備（A G R U : Acid gas removal unit）と、

前記酸性ガス除去設備によって分離された二酸化炭素分離流を昇圧する昇圧部と、

前記昇圧部にて昇圧された二酸化炭素分離流を、前記二酸化炭素サイクル内を流れる二酸化炭素流体に合流させる二酸化炭素供給ラインと、を備え、

前記二酸化炭素サイクル発電プラントは、

前記昇圧・加熱された二酸化炭素流体に、前記天然ガス処理プラントにて得られたメタンを主成分とする炭化水素ガスと、酸素ガスとを混合させ、次いで前記炭化水素ガスを燃焼させて得られた水蒸気を含む二酸化炭素流体を前記駆動流体として前記発電用タービンに供給する燃焼器と、

前記発電用タービンから排出されて減圧した二酸化炭素流体を冷却して前記水蒸気を凝縮させて分離する分離器と、

前記分離器により水分が分離された後の前記二酸化炭素流体の一部を抜き出す抽出設備と、を備え、

前記発電用タービンにより発電機を駆動して発電させた電力は、前記天然ガス処理プラントに設けられた電力消費機器に供給され、且つ前記抽出設備から抜き出された二酸化炭素流体は、二酸化炭素を受入可能な二酸化炭素受入設備に供給されることを特徴とする複合天然ガス処理システム。

[請求項3]

前記抽出設備から抜き出された二酸化炭素流体は、二酸化炭素回収貯留（C C S : Carbon dioxide Capture and Storage）設備、石油増進回収設備（E O R : Enhanced Oil Recovery）設備、尿素合成設備

、二酸化炭素鉱物化設備、メタネーション設備、光合成促進用二酸化炭素供給設備からなる設備群から選択された少なくとも1つの前記二酸化炭素受入設備に供給されることを特徴とする請求項1または2に記載の複合天然ガス処理システム。

[請求項4] 前記酸性ガス除去設備によって分離された二酸化炭素分離流は、前記二酸化炭素受入設備として二酸化炭素分離流を昇圧して貯留するための二酸化炭素回収貯留（CCS）設備に供給され、

前記抽出設備から抜き出された二酸化炭素流体は、前記二酸化炭素受入設備である前記CCS設備に供給され、且つ前記昇圧された二酸化炭素分離流に合流し、合流した二酸化炭素流体と二酸化炭素分離流とが共に貯留されることを特徴とする請求項1に記載の複合天然ガス処理システム。

[請求項5] 前記天然ガス処理プラントは、空気を酸素ガスと窒素ガスとに分離して前記燃焼器に供給される酸素ガスを製造するための空気分離装置（ASU Air separation unit）を備え、

前記空気分離装置は、得られた窒素ガスを用役設備、フレアースタックのシールドラムにパージガスを供給する設備、貯蔵タンクにブランクガスを提供する設備、油水分離装置において分離機能を促進させるマイクロバブリング・ガスを供給する設備から選択された少なくとも1つの窒素ガス利用設備に供給するための窒素ガス供給ラインを備えることを特徴とする請求項1または2に記載の複合天然ガス処理システム。

[請求項6] 前記天然ガス処理プラントは、前記燃焼器に供給する炭化水素ガスから窒素ガスを分離する窒素ガス分離装置を備え、

前記窒素ガス分離装置によって分離された窒素ガスは、前記窒素ガス供給ラインの窒素と合流して前記窒素ガス利用設備で利用されることを特徴とする請求項5に記載の複合天然ガス処理システム。

[請求項7] 前記二酸化炭素分離流から分離され、硫黄化合物を含む酸性ガスを

燃焼する酸性ガス燃焼設備を備え、

前記二酸化炭素サイクルには、前記酸性ガス燃焼設備における酸性ガスの燃焼排熱を利用して、前記二酸化炭素流体の加熱を行う第1の加熱部が設けられていることを特徴とする請求項1または2に記載の複合天然ガス処理システム。

[請求項8]

前記天然ガス処理プラントは、液化天然ガス（L N G : Liquefied Natural Gas）を貯蔵する貯蔵タンク内で気化したボイルオフガスを、前記炭化水素ガスとして前記燃焼器に供給するための炭化水素ガス供給ラインを備えることを特徴とする請求項1または2に記載の複合天然ガス処理システム。

[請求項9]

前記天然ガス処理プラントは、

前記天然ガスを液化、過冷却してL N Gを得る極低温主熱交換器と、

、

前記極低温主熱交換器から流出したL N Gを前記貯蔵タンクの圧力まで減圧させ、減圧による発生するエンドフラッシュガスと液化した天然ガスとを分離するエンドフラッシュ部と、

前記エンドフラッシュ部にてL N Gを蒸発させて得られた炭化水素ガスを前記炭化水素ガス供給ラインに合流させる補助供給ラインと、

前記貯蔵タンク側から供給可能なボイルオフガスを全量前記炭化水素ガス供給ラインに供給しても、当該炭化水素ガス供給ラインから前記燃焼器に供給される前記炭化水素ガスの供給流量が、発電需要に必要な目標供給流量よりも少なくなる場合には、前記エンドフラッシュ部におけるL N Gの蒸発量を増加させるために、前記極低温主熱交換器出口のL N Gの温度を上昇させる制御を実行する制御部と、を備えたことを特徴とする請求項8に記載の複合天然ガス処理システム。

[請求項10]

前記天然ガス処理L N Gプラントは、

前記天然ガスを液化、過冷却してL N Gを得る極低温主熱交換器と、

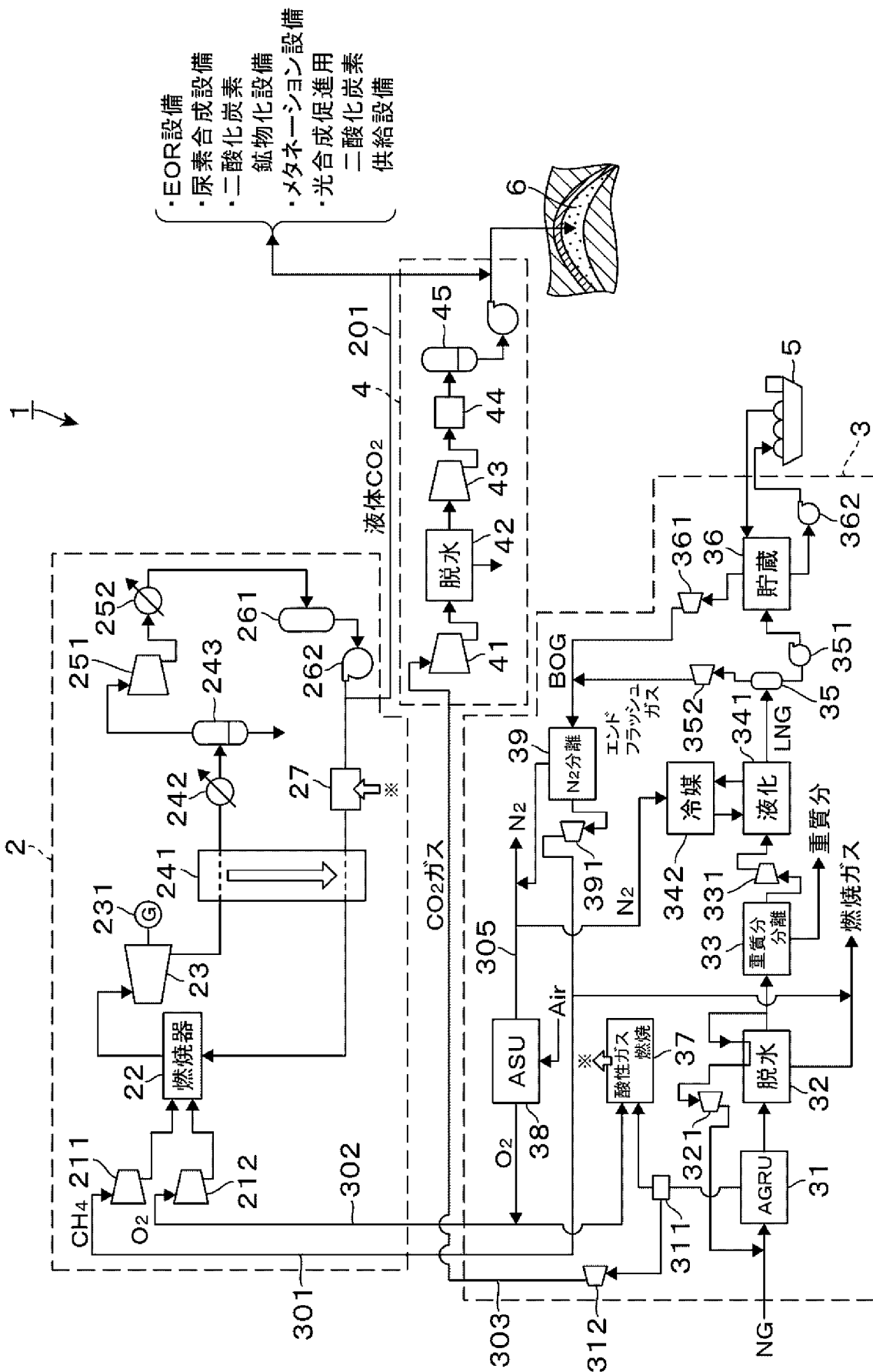
、

前記極低温主熱交換器に供給される液化される前の天然ガスの一部を抜き出し、前記炭化水素ガスとして前記炭化水素ガス供給ラインに合流させる補助供給ラインと、

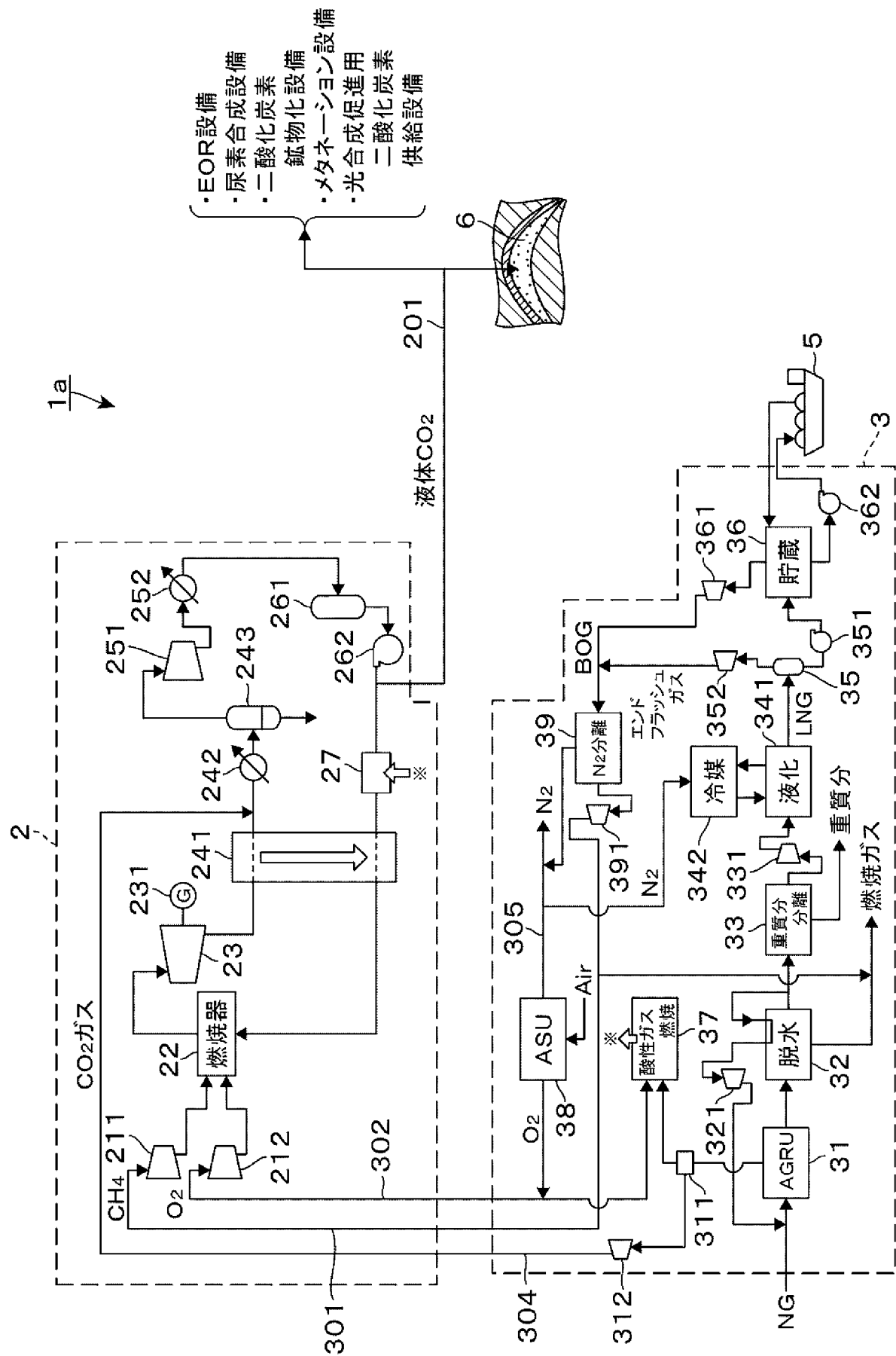
前記貯蔵タンク側から供給可能なボイルオフガスを全量前記炭化水素ガス供給ラインに供給しても、当該炭化水素ガス供給ラインから前記燃焼器に供給される前記炭化水素ガスの供給流量が、発電需要に必要な目標供給流量よりも少なくなる場合には、前記極低温主熱交換器の入口側からの天然ガスの拔出量を増加させる制御を実行する制御部と、を備えたことを特徴とする請求項 8 に記載の複合天然ガス処理システム。

[請求項11] 前記電力消費機器には、前記天然ガスを冷却するために前記天然ガス処理プラントにて用いられる冷媒が、当該天然ガスとの熱交換により気化した後、当該冷媒を圧縮、冷却して再び液化するための前記圧縮を実行する圧縮機の駆動モーターが含まれることを特徴とする請求項 1 または 2 に記載の複合天然ガス処理システム。

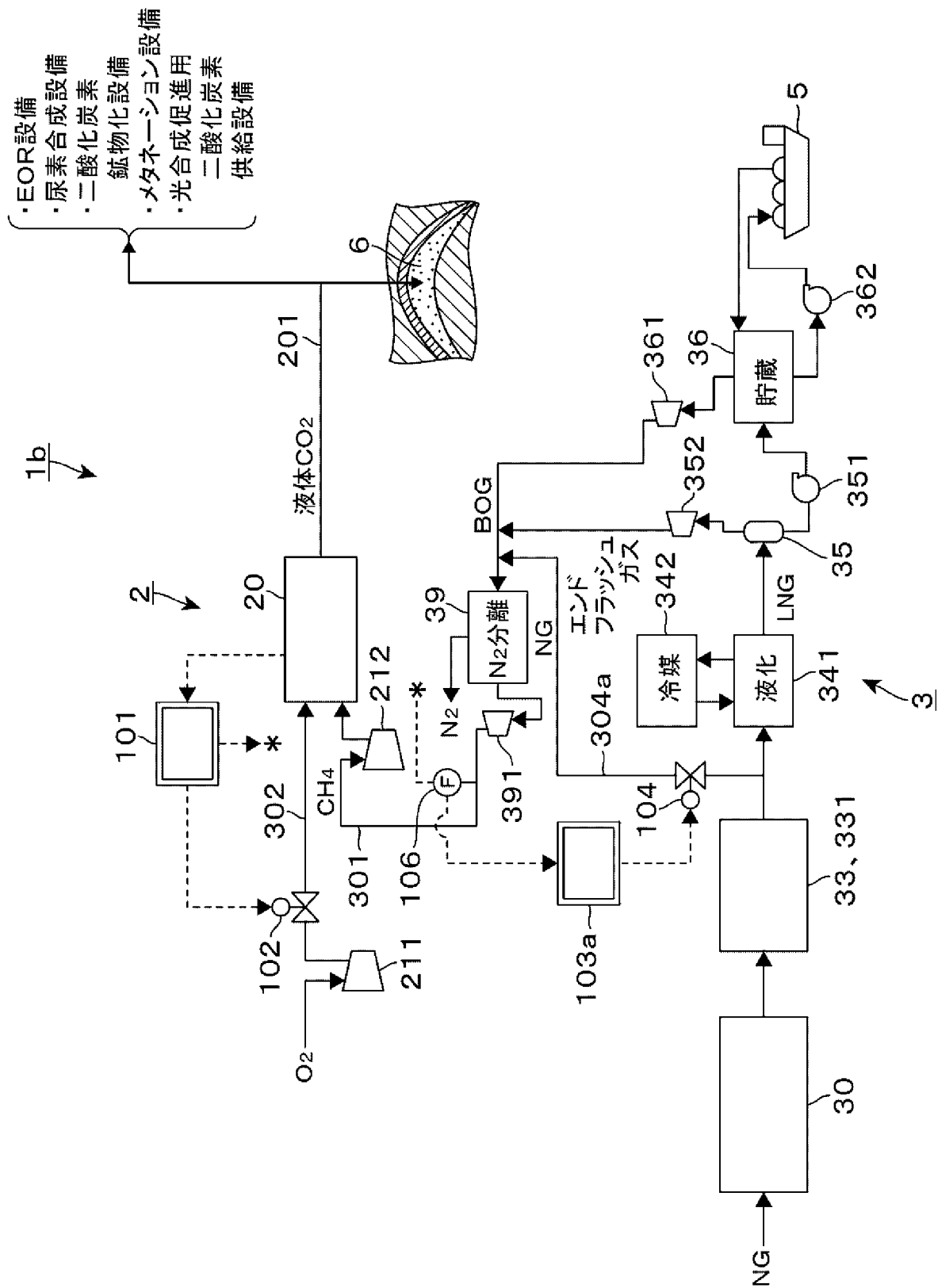
[図1]



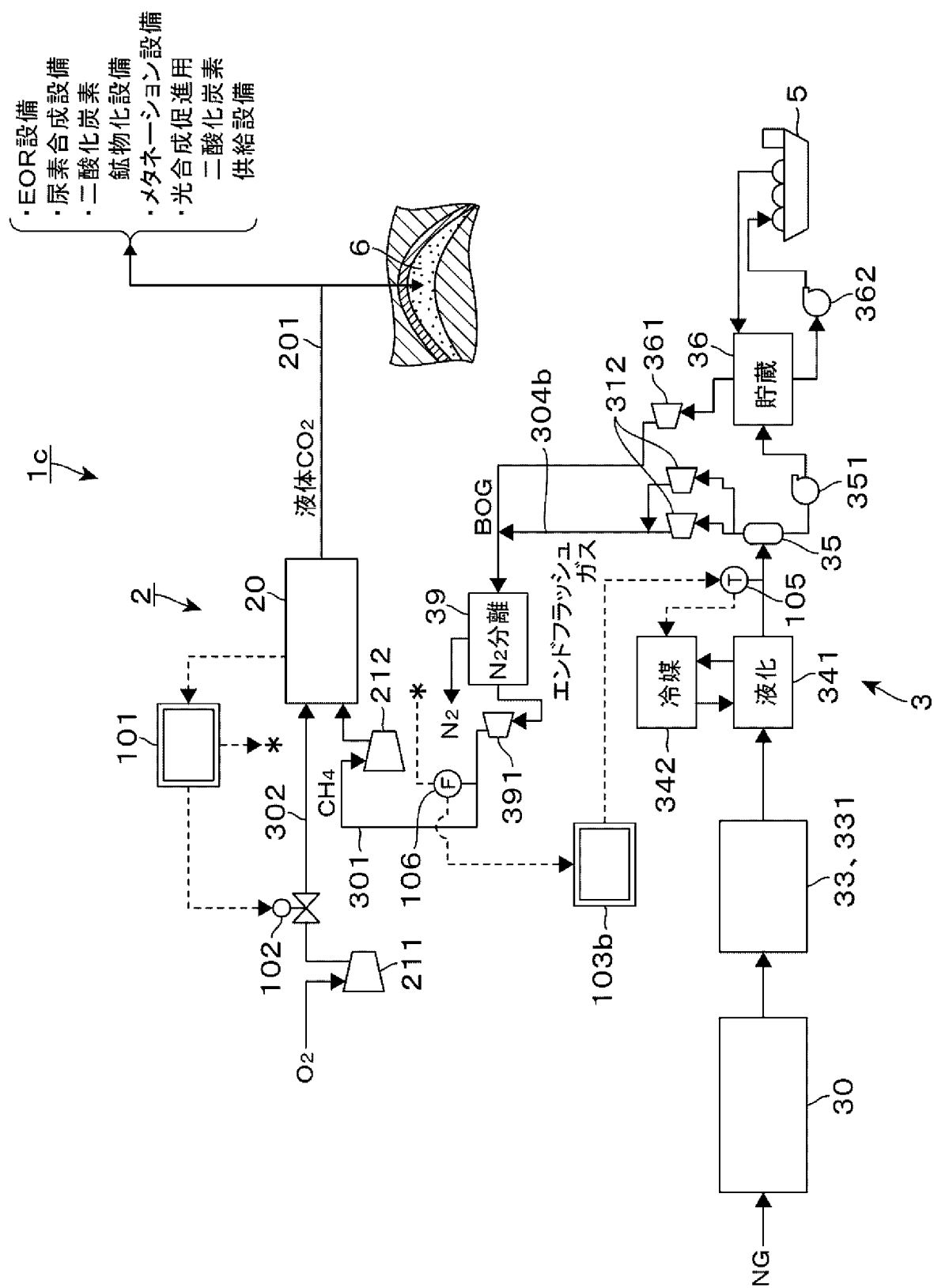
[図2]



[図3]



[図4]



INTERNATIONAL SEARCH REPORT

International application No.

PCT/JP2020/047748

A. CLASSIFICATION OF SUBJECT MATTER

Int.Cl. F02C3/22 (2006.01) i, F25J1/00 (2006.01) i
FI: F02C3/22, F25J1/00

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)

Int.Cl. F02C3/22, F25J1/00

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

Published examined utility model applications of Japan	1922-1996
Published unexamined utility model applications of Japan	1971-2021
Registered utility model specifications of Japan	1996-2021
Published registered utility model applications of Japan	1994-2021

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

C. DOCUMENTS CONSIDERED TO BE RELEVANT

Category*	Citation of document, with indication, where appropriate, of the relevant passages	Relevant to claim No.
Y A	WO 2017/154181 A1 (JGC CORPORATION) 14 September 2017 (2017-09-14), claims	1-4, 8-11 5-7
Y	US 2006/0003228 A1 (NATIONAL TSING HUA UNIVERSITY) 05 January 2006 (2006-01-05), paragraphs [0014], [0034], [0040]	1-4, 8-11
Y	US 5724805 A (UNIVERSITY OF MASSACHUSETTS-LOWELL) 10 March 1998 (1998-03-10), column 4, line 66 to column 5, line 9	1-4, 8-11
Y	WO 2008/139536 A1 (HITACHI, LTD.) 20 November 2008 (2008-11-20), paragraph [0007]	2-4, 9-11



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

29 January 2021

Date of mailing of the international search report

09 February 2021

Name and mailing address of the ISA/

Japan Patent Office
3-4-3, Kasumigaseki, Chiyoda-ku,
Tokyo 100-8915, Japan

Authorized officer

Telephone No.

INTERNATIONAL SEARCH REPORT
Information on patent family members

International application No.

PCT/JP2020/047748

WO 2017/154181 A1 14 September 2017 (Family: none)

US 2006/0003228 A1 05 January 2006 (Family: none)

US 5724805 A 10 March 1998 WO 97/07329 A1

WO 2008/139536 A1 20 November 2008 (Family: none)

A. 発明の属する分野の分類（国際特許分類（IPC）） F02C 3/22(2006.01)i; F25J 1/00(2006.01)i FI: F02C3/22; F25J1/00														
B. 調査を行った分野														
調査を行った最小限資料（国際特許分類（IPC）） F02C3/22; F25J1/00														
最小限資料以外の資料で調査を行った分野に含まれるもの														
<table border="0"> <tr> <td>日本国実用新案公報</td> <td>1922-1996年</td> </tr> <tr> <td>日本国公開実用新案公報</td> <td>1971-2021年</td> </tr> <tr> <td>日本国実用新案登録公報</td> <td>1996-2021年</td> </tr> <tr> <td>日本国登録実用新案公報</td> <td>1994-2021年</td> </tr> </table>			日本国実用新案公報	1922-1996年	日本国公開実用新案公報	1971-2021年	日本国実用新案登録公報	1996-2021年	日本国登録実用新案公報	1994-2021年				
日本国実用新案公報	1922-1996年													
日本国公開実用新案公報	1971-2021年													
日本国実用新案登録公報	1996-2021年													
日本国登録実用新案公報	1994-2021年													
国際調査で使用した電子データベース（データベースの名称、調査に使用した用語）														
C. 関連すると認められる文献														
引用文献の カテゴリー*	引用文献名 及び一部の箇所が関連するときは、その関連する箇所の表示	関連する 請求項の番号												
Y	WO 2017/154181 A1（日揮株式会社）14.09.2017（2017-09-14） [特許請求の範囲]	1-4, 8-11												
A		5-7												
Y	US 2006/0003228 A1（NATIONAL TSING HUA UNIVERSITY）05.01.2006（2006-01-05） 段落 [0014] [0034] [0040]	1-4, 8-11												
Y	US 5724805 A（UNIVERSITY OF MASSACHUSETTS-LOWELL）10.03.1998（1998-03-10） 第4欄第6行-第5欄第9行	1-4, 8-11												
Y	WO 2008/139536 A1（株式会社日立製作所）20.11.2008（2008-11-20） 段落 [0007]	2-4, 9-11												
☐ C欄の続きにも文献が列挙されている。 ☒ パテントファミリーに関する別紙を参照。														
<table border="0"> <tr> <td>* 引用文献のカテゴリー</td> <td>“T” 国際出願日又は優先日後に公表された文献であって出願と抵触するものではなく、発明の原理又は理論の理解のために引用するもの</td> </tr> <tr> <td>“A” 特に関連のある文献ではなく、一般的な技術水準を示すもの</td> <td>“X” 特に関連のある文献であって、当該文献のみで発明の新規性又は進歩性がないと考えられるもの</td> </tr> <tr> <td>“E” 国際出願日前の出願または特許であるが、国際出願日以後に公表されたもの</td> <td>“Y” 特に関連のある文献であって、当該文献と他の1以上の文献との、当業者にとって自明である組合せによって進歩性がないと考えられるもの</td> </tr> <tr> <td>“L” 優先権主張に疑義を提起する文献又は他の文献の発行日若しくは他の特別な理由を確立するために引用する文献（理由を付す）</td> <td>“&” 同一パテントファミリー文献</td> </tr> <tr> <td>“O” 口頭による開示、使用、展示等に言及する文献</td> <td></td> </tr> <tr> <td>“P” 国際出願日前で、かつ優先権の主張の基礎となる出願の日の後に公表された文献</td> <td></td> </tr> </table>			* 引用文献のカテゴリー	“T” 国際出願日又は優先日後に公表された文献であって出願と抵触するものではなく、発明の原理又は理論の理解のために引用するもの	“A” 特に関連のある文献ではなく、一般的な技術水準を示すもの	“X” 特に関連のある文献であって、当該文献のみで発明の新規性又は進歩性がないと考えられるもの	“E” 国際出願日前の出願または特許であるが、国際出願日以後に公表されたもの	“Y” 特に関連のある文献であって、当該文献と他の1以上の文献との、当業者にとって自明である組合せによって進歩性がないと考えられるもの	“L” 優先権主張に疑義を提起する文献又は他の文献の発行日若しくは他の特別な理由を確立するために引用する文献（理由を付す）	“&” 同一パテントファミリー文献	“O” 口頭による開示、使用、展示等に言及する文献		“P” 国際出願日前で、かつ優先権の主張の基礎となる出願の日の後に公表された文献	
* 引用文献のカテゴリー	“T” 国際出願日又は優先日後に公表された文献であって出願と抵触するものではなく、発明の原理又は理論の理解のために引用するもの													
“A” 特に関連のある文献ではなく、一般的な技術水準を示すもの	“X” 特に関連のある文献であって、当該文献のみで発明の新規性又は進歩性がないと考えられるもの													
“E” 国際出願日前の出願または特許であるが、国際出願日以後に公表されたもの	“Y” 特に関連のある文献であって、当該文献と他の1以上の文献との、当業者にとって自明である組合せによって進歩性がないと考えられるもの													
“L” 優先権主張に疑義を提起する文献又は他の文献の発行日若しくは他の特別な理由を確立するために引用する文献（理由を付す）	“&” 同一パテントファミリー文献													
“O” 口頭による開示、使用、展示等に言及する文献														
“P” 国際出願日前で、かつ優先権の主張の基礎となる出願の日の後に公表された文献														
国際調査を完了した日 29.01.2021	国際調査報告の発送日 09.02.2021													
名称及びあて先 日本国特許庁(ISA/JP) 〒100-8915 日本国 東京都千代田区霞が関三丁目4番3号	権限のある職員（特許庁審査官） 所村 陽一 30 9718 電話番号 03-3581-1101 内線 3358													

国際調査報告
パテントファミリーに関する情報

国際出願番号

PCT/JP2020/047748

引用文献			公表日	パテントファミリー文献	公表日
WO	2017/154181	A1	14.09.2017	(ファミリーなし)	
US	2006/0003228	A1	05.01.2006	(ファミリーなし)	
US	5724805	A	10.03.1998	WO	97/07329 A1
WO	2008/139536	A1	20.11.2008	(ファミリーなし)	