

(19) 日本国特許庁 (JP)

(12) 特 許 公 報 (B2)

(11) 特許番号

特許第4509742号
(P4509742)

(45) 発行日 平成22年7月21日 (2010. 7. 21)

(24) 登録日 平成22年5月14日 (2010. 5. 14)

(51) Int. Cl.

F 1

F 0 2 C 9/40 (2006. 01)

F 0 2 C 9/40

A

F 0 2 C 9/00 (2006. 01)

F 0 2 C 9/00

B

F 0 2 C 9/28 (2006. 01)

F 0 2 C 9/28

C

F 2 3 R 3/10 (2006. 01)

F 2 3 R 3/10

F 2 3 R 3/28 (2006. 01)

F 2 3 R 3/28

B

請求項の数 6 (全 15 頁) 最終頁に続く

(21) 出願番号 特願2004-320976 (P2004-320976)
 (22) 出願日 平成16年11月4日 (2004. 11. 4)
 (65) 公開番号 特開2006-132401 (P2006-132401A)
 (43) 公開日 平成18年5月25日 (2006. 5. 25)
 審査請求日 平成19年4月3日 (2007. 4. 3)

(73) 特許権者 000005108
 株式会社日立製作所
 東京都千代田区丸の内一丁目6番6号
 (74) 代理人 100077816
 弁理士 春日 譲
 (72) 発明者 吉田 正平
 茨城県日立市大みか町七丁目2番1号
 株式会社日立製作所
 電力・電機開発研究所内
 (72) 発明者 平田 義隆
 茨城県日立市大みか町七丁目2番1号
 株式会社日立製作所
 電力・電機開発研究所内

最終頁に続く

(54) 【発明の名称】 ガスタービン発電設備

(57) 【特許請求の範囲】

【請求項 1】

ガス田若しくは油田近傍に設けられ、発電した電気を送電手段を介し消費地に送電するガスタービン発電設備において、

前記ガス田で発生する天然ガス若しくは前記油田で発生する随伴ガス等の気体燃料を前処理する気体燃料処理装置と、

前記天然ガスの採取や精製過程で得られる液体燃料若しくは前記油田で発生する液体燃料を前処理する液体燃料処理装置と、

圧縮空気を生成する圧縮機、前記気体燃料処理装置で前処理された気体燃料及び前記液体燃料処理装置で前処理された液体燃料のうちいずれか一方或いは両方と前記圧縮機からの圧縮空気とを混合して燃焼する燃焼器、この燃焼器からの燃焼ガスによって発電機を駆動するタービンを備えたガスタービンとを有し、

前記燃焼器は、液体燃料を噴出する液体燃料ノズルと、内部に混合室を形成するとともに、前記液体燃料ノズルが中心に設けられ前記液体燃料ノズルの噴出方向に向かって拡開した中空円錐状の混合室壁と、この混合室壁に穿設され、前記混合室の少なくとも周方向に向かって偏向した導入角度で前記圧縮機からの圧縮空気を前記混合室に導入する複数の空気導入孔と、前記混合室壁の外周側にそれぞれ前記空気導入孔と対向するように設けられ、前記空気導入孔の軸心線とほぼ同軸方向に気体燃料を噴出する気体燃料ノズルとを備え、

前記空気導入孔における混合長さが混合室壁の肉厚分の長さである

ことを特徴とするガスタービン発電設備。

【請求項 2】

ガス田若しくは油田近傍に設けられ、発電した電気を送電手段を介し消費地に送電するガスタービン発電設備において、

前記ガス田で発生する天然ガス若しくは前記油田で発生する随伴ガス等の気体燃料を前処理する気体燃料処理装置と、

前記天然ガスの採取や精製過程で得られる液体燃料若しくは前記油田で発生する液体燃料を前処理する液体燃料処理装置と、

圧縮空気を生成する圧縮機、前記気体燃料処理装置で前処理された気体燃料及び前記液体燃料処理装置で前処理された液体燃料のうちいずれか一方或いは両方と前記圧縮機からの圧縮空気とを混合して燃焼する燃焼器、この燃焼器からの燃焼ガスによって発電機を駆動するタービンを備えたガスタービンとを有し、

前記燃焼器は、パイロットバーナと、このパイロットバーナの外周側に設けられたメインバーナとを有し、

前記パイロットバーナ及び前記メインバーナはそれぞれ、液体燃料を噴出する液体燃料ノズルと、内部に混合室を形成するとともに、前記液体燃料ノズルが中心に設けられ前記液体燃料ノズルの噴出方向に向かって拡開した中空円錐状の混合室壁と、この混合室壁に穿設され、前記混合室の少なくとも周方向に向かって偏向した導入角度で前記圧縮機からの圧縮空気を前記混合室に導入する複数の空気導入孔と、前記混合室壁の外周側にそれぞれ前記空気導入孔と対向するように設けられ、前記空気導入孔の軸心線とほぼ同軸方向に気体燃料を噴出する気体燃料ノズルとを備え、

前記空気導入孔における混合長さが混合室壁の肉厚分の長さである
ことを特徴とするガスタービン発電設備。

【請求項 3】

請求項 1 又は 2 記載のガスタービン発電設備において、前記気体燃料処理装置で前処理された気体燃料の生成量を検出する気体燃料生成量検出器と、前記液体燃料処理装置で前処理された液体燃料の生成量を検出する液体燃料生成量検出器と、前記タービンの排気ガスの温度を検出する排気ガス温度検出器と、前記発電機の発電出力を検出する発電出力検出器と、これらの検出結果に応じて前記燃焼器への気体燃料及び液体燃料の供給をそれぞれ制御する燃料供給制御手段とを有することを特徴とするガスタービン発電設備。

【請求項 4】

請求項 3 記載のガスタービン発電設備において、前記燃料供給制御手段は、前記排気ガス温度検出器で検出した排気ガス温度が所定の上限値を越えないように、前記燃焼器への気体燃料及び液体燃料の供給量をそれぞれ制御することを特徴とするガスタービン発電設備。

【請求項 5】

請求項 4 記載のガスタービン発電設備において、前記燃料供給制御手段は、前記発電出力検出器で検出した発電出力が所定の中間出力となるまでは、気体燃料のみを前記燃焼器に供給するように制御し、前記発電出力検出器で検出した発電出力が所定の中間出力を超えると、気体燃料及び液体燃料を両方とも前記燃焼器に供給するように制御することを特徴とするガスタービン発電設備。

【請求項 6】

請求項 4 又は 5 記載のガスタービン発電設備において、前記燃料供給制御手段は、前記気体燃料生成量検出器で検出した気体燃料の生成量のうち最大限を前記燃焼器に供給するように制御し、この気体燃料の供給量の不足分を補うように前記燃焼器への液体燃料の供給量を制御することを特徴とするガスタービン発電設備。

【発明の詳細な説明】

【技術分野】

【0001】

本発明は、ガスタービン発電設備に係わり、特に、ガス田若しくは油田近傍に設けられ

10

20

30

40

50

、発電した電気を送電手段を介し消費地に送電するガスタービン発電設備に関する。

【背景技術】

【0002】

世界規模での環境汚染に対して、各種エンジンに対する排気ガスの規制が進められている。このような状況の中で、環境への影響が少ない燃料として天然ガスが採用されつつある。ガス田で採掘された天然ガスを消費地に送る方法としては、例えば、ガス田近傍のガス液化設備を用いて天然ガスを液化し、この液化天然ガスを陸上輸送または海上輸送するか、若しくは天然ガスをそのままパイプラインで輸送する方法が知られている。パイプラインには、天然ガスが流れるにつれて生じる圧力損失をポンプにより昇圧するためのブースタステーションが数箇所設置されており、ブースタステーションの間隔は例えば数10km～数100kmである。なお、一般的なガスタービン発電設備の構成としては、例えば、特開2003-166428号公報や特開2002-327629号公報に記載のものが知られている。

10

【0003】

【特許文献1】特開2003-166428号公報

【特許文献2】特開2002-327629号公報

【発明の開示】

【発明が解決しようとする課題】

【0004】

しかしながら、上記従来技術には以下のような課題が存在する。

20

すなわち、上記においては、ガス液化設備やパイプライン等に膨大な初期投資が必要であるばかりか、中小規模のガス田や採掘が進み老朽化したガス田などでは採掘量が比較的少なく、採掘量に対する燃料輸送手段のコスト負担が大きくなり、利益の確保が困難であった。そこで従来は、中小規模ガス田や老朽ガス田からの天然ガス（気体燃料）は消費地に送られず、有効に利用されない場合が考えられた。また、天然ガスの採取時に得られる随伴油や天然ガスの精製過程などで発生するコンデンセート（常温・常圧で液体の炭化水素）等の液体燃料においても、前述同様の燃料輸送コストの負担によって利益確保が困難となり、有効に利用されない場合が考えられた。また、中小規模油田や老朽油田などにおいても、前述同様の燃料輸送コストの負担によって利益確保が困難となり、原油（液体燃料）及びその採掘時に得られる随伴ガス等の気体燃料が有効に利用されない場合が考えられた。

30

【0005】

本発明の目的は、中小規模ガス田や老朽ガス田における天然ガス及びその採取や精製過程で発生する液体燃料、中小規模油田及び老朽油田における液体燃料及び随伴ガス等の気体燃料を有効利用することができるガスタービン発電設備を提供することにある。

【課題を解決するための手段】

【0006】

(1) 上記目的を達成するために、本発明は、ガス田若しくは油田近傍に設けられ、発電した電気を送電手段を介し消費地に送電するガスタービン発電設備において、前記ガス田で発生する天然ガス若しくは前記油田で発生する随伴ガス等の気体燃料を前処理する気体燃料処理装置と、前記天然ガスの採取や精製過程で得られる液体燃料若しくは前記油田で発生する液体燃料を前処理する液体燃料処理装置と、圧縮空気を生成する圧縮機、前記気体燃料処理装置で前処理された気体燃料及び前記液体燃料処理装置で前処理された液体燃料のうちいずれか一方或いは両方と前記圧縮機からの圧縮空気とを混合して燃焼する燃焼器、この燃焼器からの燃焼ガスによって発電機を駆動するタービンを備えたガスタービンとを有し、前記燃焼器は、液体燃料を噴出する液体燃料ノズルと、内部に混合室を形成するとともに、前記液体燃料ノズルが中心に設けられ前記液体燃料ノズルの噴出方向に向かって拡開した中空円錐状の混合室壁と、この混合室壁に穿設され、前記混合室の少なくとも周方向に向かって偏向した導入角度で前記圧縮機からの圧縮空気を前記混合室に導入する複数の空気導入孔と、前記混合室壁の外周側にそれぞれ前記空気導入孔と対向するよ

40

50

うに設けられ、前記空気導入孔の軸心線とほぼ同軸方向に気体燃料を噴出する気体燃料ノズルとを備え、前記空気導入孔における混合長さが混合室壁の肉厚分の長さである。

【0007】

本発明のガスタービン発電設備においては、例えば中小規模ガス田や老朽ガス田、若しくは中小規模油田や老朽油田の近傍に設け、前述した気体燃料及び液体燃料を気体燃料処理装置及び液体燃料処理装置でそれぞれ前処理し、これら前処理した気体燃料及び液体燃料のうちいずれか一方或いは両方を用いてガスタービンで発電し、この発電した電力を送電手段を介し消費地に送電する。これにより、気体燃料を輸送するためのパイプライン、気体燃料を液化して輸送するための液化設備及び輸送設備等を設けないのでコスト負担を低減し、これによって従来放置されていた気体燃料及び液体燃料を有効に利用することができる。したがって、中小規模ガス田や老朽ガス田における天然ガス及びその採取や精製過程で発生する液体燃料、中小規模油田及び老朽油田における液体燃料及び随伴ガス等の気体燃料を有効利用することができる。

10

【0008】

(2) 上記目的を達成するために、本発明は、ガス田若しくは油田近傍に設けられ、発電した電気を送電手段を介し消費地に送電するガスタービン発電設備において、前記ガス田で発生する天然ガス若しくは前記油田で発生する随伴ガス等の気体燃料を前処理する気体燃料処理装置と、前記天然ガスの採取や精製過程で得られる液体燃料若しくは前記油田で発生する液体燃料を前処理する液体燃料処理装置と、圧縮空気を生成する圧縮機、前記気体燃料処理装置で前処理された気体燃料及び前記液体燃料処理装置で前処理された液体燃料のうちいずれか一方或いは両方と前記圧縮機からの圧縮空気とを混合して燃焼する燃焼器、この燃焼器からの燃焼ガスによって発電機を駆動するタービンを備えたガスタービンとを有し、前記燃焼器は、パイロットバーナと、このパイロットバーナの外周側に設けられたメインバーナとを有し、前記パイロットバーナ及び前記メインバーナはそれぞれ、液体燃料を噴出する液体燃料ノズルと、内部に混合室を形成するとともに、前記液体燃料ノズルが中心に設けられ前記液体燃料ノズルの噴出方向に向かって拡開した中空円錐状の混合室壁と、この混合室壁に穿設され、前記混合室の少なくとも周方向に向かって偏向した導入角度で前記圧縮機からの圧縮空気を前記混合室に導入する複数の空気導入孔と、前記混合室壁の外周側にそれぞれ前記空気導入孔と対向するように設けられ、前記空気導入孔の軸心線とほぼ同軸方向に気体燃料を噴出する気体燃料ノズルとを備え、前記空気導入孔における混合長さが混合室壁の肉厚分の長さである。

20

30

【0009】

(3) 上記(1)又は(2)において、好ましくは、前記気体燃料処理装置で前処理された気体燃料の生成量を検出する気体燃料生成量検出器と、前記液体燃料処理装置で前処理された液体燃料の生成量を検出する液体燃料生成量検出器と、前記タービンの排気ガスの温度を検出する排気ガス温度検出器と、前記発電機の発電出力を検出する発電出力検出器と、これらの検出結果に応じて前記燃焼器への気体燃料及び液体燃料の供給をそれぞれ制御する燃料供給制御手段とを有する。

【0010】

(4) 上記(3)において、好ましくは、前記燃料供給制御手段は、前記排気ガス温度検出器で検出した排気ガス温度が所定の上限値を越えないように、前記燃焼器への気体燃料及び液体燃料の供給量をそれぞれ制御する。

40

【0011】

(5) 上記(4)において、好ましくは、前記燃料供給制御手段は、前記発電出力検出器で検出した発電出力が所定の中間出力となるまでは、気体燃料のみを前記燃焼器に供給するように制御し、前記発電出力検出器で検出した発電出力が所定の中間出力を超えると、気体燃料及び液体燃料を両方とも前記燃焼器に供給するように制御する。

【0012】

(6) 上記(4)又は(5)において、好ましくは、前記燃料供給制御手段は、前記気体燃料生成量検出器で検出した気体燃料の生成量のうち最大限を前記燃焼器に供給するよ

50

うに制御し、この気体燃料の供給量の不足分を補うように前記燃焼器への液体燃料の供給量を制御する。

【発明の効果】

【0014】

本発明によれば、中小規模ガス田や老朽ガス田における天然ガス及びその採取や精製過程で発生する液体燃料、中小規模油田及び老朽油田における液体燃料及び随伴ガス等の気体燃料を有効利用することができる。

【発明を実施するための最良の形態】

【0015】

以下、本発明の実施形態を、図面を参照しつつ説明する。

10

【0016】

本発明の第1実施形態を図1～図5により説明する。

図1は、本実施形態によるガスタービン発電設備の全体構成を表す概略図である。なお、本実施形態では、ガス田で採掘される天然ガス（気体燃料）と、天然ガスの採取や精製過程で得られる液体燃料を用いる場合を例にとって説明する。

【0017】

この図1において、ガスタービン発電設備はガス田1近傍に設けられており、天然ガスの採掘時に得られる随伴油などの液体燃料を天然ガスと分離する燃料分離装置2と、この燃料分離装置2で分離された天然ガス（気体燃料）を燃焼するために前処理する気体燃料処理装置3と、この気体燃料処理装置3で前処理された気体燃料を燃焼器4（詳細は後述）に供給する気体燃料供給装置5と、天然ガスの精製過程で得られる例えばコンデンセートや燃料分離装置2で分離された随伴油などの液体燃料を燃焼するために前処理する液体燃料処理装置6と、この液体燃料処理装置6で前処理された液体燃料を貯蔵する液体燃料貯蔵装置7と、この液体燃料貯蔵装置7からの液体燃料を燃焼器4に供給する液体燃料供給装置8と、気体燃料供給装置5及び液体燃料供給装置8から供給された気体燃料及び液体燃料（または、気体燃料及び液体燃料のうちいずれか一方としてもよい）を用いて駆動するガスタービン9と、このガスタービン9の駆動によって発電する発電機10と、この発電機10で発電した電力を消費地11に送電する送電システム（送電手段）12とを備えている。なお、消費地11は、需要があればガス田設備内としてもよい。

20

【0018】

30

ガスタービン9は、圧縮空気を生成する圧縮機13と、気体燃料供給装置5及び液体燃料供給装置8から供給された気体燃料及び液体燃料（または、気体燃料及び液体燃料のうちいずれか一方）と圧縮機13からの圧縮空気を混合して燃焼する上記燃焼器4と、この燃焼器4からの燃焼ガスによって駆動するタービン14とを備えている。タービン14には圧縮機13及び発電機10が同軸接続されており、タービン14の駆動に伴って圧縮機13及び発電機10が駆動し、発電機10が発電するようになっている。

【0019】

図2は、上記燃焼器4の要部構造を表す側断面図であり、図3は、後述するバーナの詳細構造を表す側断面図であり、図4は、図3中断面IV-IVによる断面図であり、図5は、図3中断面V-Vによる断面図である。

40

【0020】

これら図2～図5において、燃焼器4は、圧縮機13の周囲にほぼ等間隔で複数設けられており、燃焼器4のケーシングは、略円筒形状の外筒15及び内筒16と、外筒15の一方側（図2中左側）端部に設けたエンドカバー17とで構成されている。内筒16は間隙を介し外筒15の内側に配設されており、その間隙部分が圧縮機13からの圧縮空気流路18を形成し、内筒16の内部空間が圧縮空気及び燃料を燃焼する燃焼室19を形成している。

【0021】

内筒16の上流側（図2中左側）には、燃料を噴出するとともに、この燃料と圧縮空気流路18からの圧縮空気（図2中矢印Aで図示）を混合するバーナ20が設けられており

50

、このバーナ20からの混合ガスが内筒16内の燃焼室19に導入されるようになっている。内筒内16の燃焼室19には、混合ガスを点火する点火栓21が設けられており、これによって混合ガスを燃焼して燃焼ガスを生成し、この燃焼ガスがトランジションピース22を介しタービン14に供給されるようになっている（図2中矢印Bで図示）。

【0022】

バーナ20は、液体燃料を噴射する液体燃料ノズル23と、内部に混合室24を形成するとともに、液体燃料ノズル23が中心（円錐の頂点部分）に設けられ燃焼室19側（図2及び図3中右側）に向かって拡開した中空円錐状の混合室壁25とを備えており、液体燃料ノズル23は、混合室壁25の軸心線L1とほぼ同軸方向で噴射するようになっている。また、混合室壁25には、その周方向複数箇所（本実施形態では6箇所）及び軸心線L1方向に複数段（本実施形態では3段）となるように、圧縮空気流路18からの圧縮空気を混合室24内に導入する空気導入孔26、27、28が穿設されており、上流側（図3中左側）から空気導入孔26、27、28の順で配置されている。また、混合室壁25の外周側には、それぞれ空気導入孔26、27、28と対向するように複数の気体燃料ノズル29が設けられ、これら気体燃料ノズル29は、それぞれ空気導入孔26、27、28の軸心線L2、L3、L4とほぼ同軸方向に気体燃料を噴出するようになっている。なお、液体燃料ノズル23は、上記液体燃料供給装置8から液体燃料が供給されるようになっており、複数の気体燃料ノズル29は、上記気体燃料供給装置5から気体燃料が供給されるようになっている。

【0023】

混合室壁25の空気導入孔26、27、28は、圧縮空気の導入角度が混合室壁25の少なくとも周方向に向かって偏向するように設けられている。また、図4及び図5に示すXは、それぞれ空気導入孔26、28の軸心線L2、L4と混合室壁25の軸心線L1とのオフセット距離（すなわち、軸心線L2、L4と軸心線L1との間を双方に垂直となるように結んだ線分の長さ）であり、図4及び図5に示すDは、それぞれ空気導入孔26、28が穿設された位置における混合室壁25の内径である。そして、混合室壁25の空気導入孔26、27、28は、下流側（図3中右側）に向かうにしたがってX/Dが大きくなるように設けられている。これにより、上流側段の空気導入孔26ではX/Dが小さいため、図4中矢印A1に示すように、圧縮空気が混合室壁25の軸心線L1近傍（すなわち液体燃料ノズル23の噴出位置近傍）に向かって流入する。一方、下流側段の空気導入孔28ではX/Dが大きいいため、図5中矢印A2に示すように、圧縮空気が混合室壁25の内周面25aに沿って流入するようになっている。

【0024】

また、空気導入孔26、27、28は、軸方向角度についても軸心線L1方向位置に応じて変化をつけている。すなわち、図3に示すように、上流側段の空気導入孔26では、その軸心線L2と混合室壁25の内周面25aとの角度 $\alpha 1$ を比較的大きくし（例えば、空気導入孔26の軸心線L2を含む平面が軸心線L1と略垂直に交わるような角度とし）、中・下流側段の空気導入孔27、28では、それら軸心線L3、L4と混合室壁25の内周面25aとの角度 $\alpha 2$ を比較的小さくしている（例えば90°程度とする）。これにより、上流側段の空気導入孔26では、圧縮空気が混合室壁25の軸心線L1方向に対し（すなわち液体燃料ノズル23から噴出された液体燃料に対し）略直角に流入するようになっている。

【0025】

次に、本実施形態の作用効果を説明する。

本実施形態によるガスタービン発電設備は、例えば中小規模ガス田や老朽ガス田の近傍に設け、燃料分離装置2により天然ガスの採掘時に得られる随伴油などの液体燃料を天然ガス（気体燃料）と分離し、分離された気体燃料を気体燃料処理装置3で前処理し、天然ガスの精製過程で得られる例えばコンデンセートや燃料分離装置2で分離された随伴油などの液体燃料を液体燃料処理装置6で前処理し、これら前処理した気体燃料及び液体燃料（または、気体燃料及び液体燃料のうちいずれか一方）を用いてガスタービン9で発電し

10

20

30

40

50

、この発電した電力を送電システム12を介し消費地11に送電する。これにより、気体燃料を輸送するためのパイプライン、気体燃料を液化して輸送するための液化設備及び輸送設備等を設けないのでコスト負担を低減し、これによって従来放置されていた気体燃料及び液体燃料を有効に利用することができる。したがって、中小規模ガス田や老朽ガス田における天然ガス及びその採取や精製過程で発生する液体燃料を有効利用することができる。

【0026】

また、液体燃料にはバナジウム等の高温腐食を引き起こす重金属が含まれている場合が多く、高温腐食を抑制するため燃焼器4における燃料供給量（言い換えれば、総発熱量）に対する重金属の含有率が定められている。そのため、重金属の含有率が規定値を越えるような場合は、液体燃料から重金属を除去しなければならず、コスト高となる可能性がある。しかしながら、本実施形態による燃焼器4は、気体燃料及び液体燃料を両方とも燃焼することが可能であり、液体燃料の燃焼比率を下げて総発熱量に対する重金属の含有率を規定値以下とすることができる。これにより、液体燃料の重金属を除去する必要がなくなり、そのコスト負担を削減することができる。また、気体燃料用の燃焼器、液体燃料用の燃焼をそれぞれ用意する必要がなく、設備コストの低減も図ることができる。

10

【0027】

また、本実施形態による燃焼器4においては、次のような効果も得ることができる。

【0028】

(1) 火炎の逆火防止

20

本実施形態による燃焼器4は、圧縮機13からの圧縮空気と気体燃料ノズル29から噴出された気体燃料とを混合して混合室24に導入する空気導入孔26、27、28を混合室壁25に穿設する。これにより、空気導入孔26、27、28における混合長さは混合室壁25の肉厚分しかない。したがって、空気導入孔26、27、28内では、圧縮空気と気体燃料とが充分には混合されず、混合ガスの自発発火や火炎の逆火を防止することができる。また、圧縮空気に可燃性の塵埃等が含まれる場合であっても、塵埃等は空気導入孔26、27、28内に留まらずに直ちに混合室24内に噴出されるので、逆火した火炎が保持されるといった事態も防止できる。

【0029】

(2) NO_x発生量の低減

30

本実施形態による燃焼器4は、複数の気体燃料ノズル29をそれぞれ空気導入孔26、27、28と対向するように混合室壁25の外周側に配置し、気体燃料を空気導入孔26、27、28の上流側から軸心線L2、L3、L4とほぼ同軸方向に噴出する。これにより、空気導入孔26、27、28内で圧縮空気及び気体燃料は粗く混合され（以降、この状態を粗混合ガスと称す）、空気導入孔26、27、28から混合室24内に噴出し、その噴出の際に発生する渦流によって混合が促進される（以下、この状態を1次混合ガスと称す）。また、空気導入孔26、27、28は、混合室壁25の下流側に向かうにしたがってX/Dが大きくなるように設ける。これにより、上流側段の空気導入孔26から導入された1次混合ガス同士は互いに衝突し合い、混合がより促進される。一方、中・下流側段の空気導入孔27、28から導入された1次混合ガスは、混合室壁25の内周面25aに沿うように流入して旋回流が発生し、この旋回流により空気導入孔27、28からの1次混合ガス同士の混合が大幅に促進される。

40

【0030】

また、液体燃料用ノズル23から噴出された液体燃料は、上流側段の空気導入孔26からの1次混合ガスによるせん断力によって微粒化し、その一部は蒸発して気体化し、混合室24内の上記旋回流によって流されつつ1次混合ガスとの混合が促進される。このようにして、液体燃料、気体燃料、及び燃焼用空気が混合室24内にて十分に混合して均質な予混合ガス（液体燃料、気体燃料、及び圧縮空気が混合された状態）を生成することができる。燃焼時におけるNO_xの発生量を低減することができる。

【0031】

50

(3) コーキング防止

上流側段の空気導入孔 26 では、 X/D が小さいことから 1 次混合ガスが混合室壁 5 の軸心線 L1 付近に向かって流入する。そのため、中心領域にのみ強い旋回力が作用し、内周面 25a 近傍では旋回流が減衰して旋回力が比較的小さくなる。これにより、液体燃料ノズル 23 から噴出された液体燃料の液滴が旋回流の旋回作用によって混合室壁 25 の内周面 25a に衝突するのを防止することができる。また、1 次混合ガスが周方向全域から液体燃料ノズル 23 の燃料噴出位置近傍に向かって流入するため、液体燃料の液滴が停滞する淀み域の発生を抑制することができる。また、混合室壁 25 の内周面 25a に衝突しようとした液滴を周方向全域に設けた空気導入孔 26, 27, 28 からの 1 次混合ガスにより吹き飛ばすこともできる。したがって、コーキングの発生を防止することができる。

10

【0032】

(4) 燃焼安定性の向上

空気導入孔 26, 27, 28 は、混合室壁 25 の下流側に向かうにしたがって X/D が大きくなる。これにより、混合室 24 の出口領域では強い旋回流を生じさせながら予混合ガスが燃焼室 19 に流入する。このとき、混合室 24 の出口領域では軸心位置近傍に再循環領域が形成されるため、燃焼室 19 における燃焼安定性を向上することができる。

【0033】

(5) 燃焼振動の発生の抑制

燃焼器 4 内の圧力（すなわち混合室 24 及び燃焼室 19 内の圧力）が周期的に変化する燃焼振動が発生する場合がある。この燃焼振動にはいくつかの振動モードが存在し、燃焼状態によって特定の振動モードが励起されると燃焼振動の圧力振幅が増大する。燃焼振動の圧力振幅が大きくなると、燃焼器 4 を構成する部品の摺動面が磨耗するため、燃焼振動の発生を防止することは重要である。本実施形態のようなガスタービン 9 の場合、燃焼器 4 の両端（すなわち第 1 段静翼スロート部 30 と燃焼器 4 の入口部）を境界条件とする振動モードが発生する可能性があり、この場合、圧力波は第 1 段静翼スロート部 30 ともう一方の反射端となる燃焼器 4 の入口部との間で反射が繰り返されて、定常波が形成されて圧力振幅が大きくなる恐れがある。

20

【0034】

本実施形態においては、反射端となる燃焼器 4 の入口部に反射率の小さい中空円錐形状の混合壁 25 を設置しているため、圧力波が混合壁 25 に進行しても圧力波にダンピング作用を及ぼして燃焼振動の発生を抑制することができる。

30

【0035】

本発明の第 2 実施形態を図 6～図 9 により説明する。本実施形態は、上記燃焼器 4 への気体燃料及び液体燃料の供給量を制御する実施形態である。

【0036】

図 6 は、本実施形態によるガスタービン発電設備の全体構成を表す概略図である。この図 6 において、上記第 1 の実施形態と同等の部分には同一の符号を付し、適宜説明を省略する。

【0037】

本実施形態では、上記気体燃料処理装置 3 で前処理された気体燃料の生成量を検出する気体燃料生成量検出器 31 と、上記液体燃料処理装置 6 で前処理された液体燃料の生成量を検出する液体燃料生成量検出器 32 と、上記タービン 14 の排気ガス温度を検出する排気ガス温度検出器 33 と、上記発電機 10 の発電出力を検出する発電出力検出器 34 と、これら検出器 31～34 の検出結果に応じて燃焼器 4 への気体燃料及び液体燃料の供給量をそれぞれ制御する燃料供給制御装置（燃料供給制御手段）35 とを有する。

40

【0038】

燃料供給制御装置 35 は、検出器 31～34 からの検出信号が入力されて所定の演算処理を行い、生成した制御信号を上記気体燃料供給装置 5 及び上記液体燃料供給装置 8 にそれぞれ出力し、これによって気体燃料供給装置 5 による燃焼器 4 への気体燃料供給量及び液体燃料供給装置 8 による燃焼器 4 への液体燃料供給量をそれぞれ制御するようになって

50

いる。そして、ガスタービン9の健全性を確保する目的で、燃料供給制御装置35は、排気ガス温度検出器33で検出した排気ガス温度が予め設定記憶された所定の上限温度を越えないように、圧縮空気流量に対する気体燃料及び液体燃料の供給量を制御している。また、排気ガス温度が所定の上限温度を越えない範囲で、上記発電機の発電出力を調整するように、気体燃料及び液体燃料の供給量を制御している。なお、燃料供給制御装置35は、気体燃料及び液体燃料の供給量をともに変動させて制御することも可能であるが、制御の煩雑さを避けるために気体燃料及び液体燃料のうち一方を変動させて制御することが好ましい。次に、燃料供給制御装置35による燃料供給制御の詳細を説明する。

【0039】

図7は、ガスタービン9の定格負荷運転における気体燃料及び液体燃料の供給比率と供給熱量との関係を表す特性図である。

【0040】

この図7において、横軸は気体燃料及び液体燃料の供給比率をとって表し、縦軸は気体燃料の供給熱量（図中斜線下側）及び液体燃料の供給熱量（図中斜線上側）をとって表している。気体燃料は、横軸の右方向に向かって供給比率が0%～100%まで増加し、この供給比率の増加に従って供給熱量が単調増加している。液体燃料は、横軸の左方向に向かって供給比率が0%～100%まで増加し、この供給比率の増加に従って供給熱量が単調増加している。そして、横軸の各点において、気体燃料及び液体燃料の供給比率の合計が100%となり、気体燃料及び液体燃料の供給熱量の合計である総供給熱量が、ガスタービン9の定格負荷運転に必要な所定値 Q_T となっている。そして、燃料供給制御装置35は、排気ガス温度が所定の上限温度を越えない範囲で、気体燃料の供給比率100%から液体燃料の供給比率100%まで切り換えることが可能であり、また任意の供給比率とすることが可能としている。例えば図7中横軸C点で示す気体燃料及び液体燃料の供給比率とする場合、気体燃料及び液体燃料の供給熱量は Q_V 、 Q_L となる。次に、ガスタービン9の起動から定格負荷運転までの燃料供給制御装置35による燃料供給制御の一例を図8により説明する。

【0041】

この図8において、横軸はガスタービン9の負荷をとって表し、縦軸は気体燃料及び液体燃料の供給熱量をとって表しており、ガスタービン9の負荷に応じて、気体燃料及び液体燃料の総供給熱量が単調増加するようになっている。そして、燃料供給制御装置35は、ガスタービン9の負荷（例えば発電出力検出器34で検出した発電出力より換算した負荷）が所定の中間負荷となるまでは、気体燃料のみを供給し、負荷に応じて気体燃料の供給熱量を単調増加させ、ガスタービン9の負荷が所定の中間負荷を超えると、負荷に応じて気体燃料の供給熱量を減少させつつ、液体燃料の供給熱量を単調増加させるようになっている。そして、ガスタービン9が定格負荷運転になると、気体燃料及び液体燃料の供給熱量は例えば Q_V 、 Q_L （前述の図7参照）となる。

【0042】

ここで、中小規模ガス田及び老朽ガス田においては、採掘量が比較的少なく、気体燃料処理装置3及び液体燃料処理装置6で前処理された気体燃料及び液体燃料の生成量が変化する可能性がある。このような場合の燃料供給制御装置35による燃料供給制御の一例を図9により説明する。図9は、ガスタービン9の定格負荷運転における気体燃料及び液体燃料の供給熱量の経時変化を表す特性図である。

【0043】

この図9においては、横軸は時間をとって表し、縦軸は気体燃料及び液体燃料の供給熱量をとって表している。そして、燃料供給制御装置35は、気体燃料生成量検出器31で検出した気体燃料の生成量のうち最大限を燃焼器4に供給するように制御し、その結果、気体燃料の供給熱量が時間的に変化することがある。このとき、ガスタービン9の定格負荷運転に必要な総供給熱量 Q_T に対し気体燃料の供給熱量が少ないときは、その不足分を補うように液体燃料の供給熱量を制御する（但し、排気ガス温度が所定の上限温度を越えない範囲で制御する）。これにより、中小規模ガス田及び老朽ガス田において気体燃料及

10

20

30

40

50

び液体燃料の生成量が変化する場合にも対応することができ、消費地 11 に安定した電力供給を行うことが可能である。また、気体燃料及び液体燃料の生成量が一時的に減少し不足する場合も、液体燃料貯蔵装置 7 に貯蔵された液体燃料を使用し液体燃料の供給熱量を増加させて対応することができ、安定した電力供給を行うことが可能である。

【0044】

以上のように構成された本実施形態においても、上記第 1 の実施形態同様、中小規模ガス田や老朽ガス田における天然ガス及びその採取や精製過程で発生する液体燃料を有効利用することができる。

【0045】

なお、上記第 2 の実施形態においては、燃料供給制御装置 35 は、検出器 31～34 からの検出信号が入力されて所定の演算処理が行われる構成を例にとって説明したが、これに限られない。すなわち、例えば上記液体燃料貯蔵装置 7 における液体燃料の貯蔵量を検出する液体燃料貯蔵量検出器などを設け、この検出器からの検出信号が燃料制御装置 35 に入力されて所定の演算処理が行われるようにしてもよい。この場合も、上記同様の効果を得ることができる。

【0046】

また、上記実施形態においては、燃焼器 4 は、1 つのバーナ 20 を備えた構成を例にとって説明したが、これに限られず、複数のバーナを備えた構成としてもよい。このような変形例を図 10 及び図 11 により説明する。

【0047】

図 10 は、本変形例における燃焼器の要部構造を表す側断面図であり、図 11 は、図 10 中断面 XI-XI による断面図である。これら図 10 及び図 11 において、上記実施形態と同等の部分には同一の符号を付し、適宜説明を省略する。

【0048】

本変形例による燃焼器 36 は、パイロットバーナ 37 と、このパイロットバーナ 37 の外周側に設けられた複数のメインバーナ 38A～38F とを備えており、これらバーナ 37、38A～38F からの混合ガスが内筒 16 内の燃焼室 19 に導入されるようになっていいる。また、パイロットバーナ 37 の出口部とメインバーナ 38A～38F の出口部との間にはプレート 39 が設けられ、火災の保炎を補助するようになっている。バーナ 37、38A～38F は、大きさに違いはあるものの上記実施形態の上記バーナ 20 同様の構成であり、パイロットバーナ 37 の液体燃料ノズル 23 には第 1 液体燃料供給装置 40 から液体燃料が供給され、パイロットバーナ 37 の気体燃料ノズル 29 には第 1 気体燃料供給装置 41 から気体燃料が供給され、メインバーナ 38A～38F の液体燃料ノズル 23 には第 2 液体燃料供給装置 42 から液体燃料が供給され、メインバーナ 38A～38F の気体燃料ノズル 29 には第 2 気体燃料供給装置 43 から気体燃料が供給されるようになっている。

【0049】

そして、ガスタービン 9 の起動・昇速時には、パイロットバーナ 37 のみに、圧縮空気流量に対する燃料供給量の比率（いわゆる燃空比）を比較的高く設定して燃料を供給し、拡散燃焼に近い状態で安定燃焼を行う。また、ガスタービン 9 の低負荷・定格負荷運転時には、パイロットバーナ 37 及びメインバーナ 38A～38F に、燃空比を比較的低く設定して燃料を供給し、燃料と空気の混合を促進させて NOx 発生量の低減を図ることができる。なお、パイロットバーナ 37 とメインバーナ 38A～38F における気体燃料と液体燃料の供給比率はそれぞれ別々としてもよいし、同じとしてもよい。また例えば、パイロットバーナ 37 及びメインバーナ 38A～38F のうちいずれかに液体燃料のみを供給し、その他には気体燃料のみを供給するようにしてもよい。

【0050】

なお、以上においては、ガスタービン発電設備がガス田近傍に設けられ、ガス田で採掘される天然ガス（気体燃料）と、天然ガスの採取や精製過程で得られる液体燃料を用いた場合を例にとって説明したが、これに限られない。すなわち例えば、ガスタービン発電設

備が油田近傍に設けられ、油田で採掘される液体燃料（例えば石油やその精製過程で得られる残渣油など）と、採掘時に得られる随伴ガス等の気体燃料を用いてもよい。この場合には、中小規模油田及び老朽油田における液体燃料及び随伴ガス等の気体燃料を有効利用することができる。

【0051】

また、ガス田または油田の採掘量が少なく、例えば1万kW級の小型ガスタービンとする場合には、ガスタービン等をパッケージ構造とし、トレーラ等の移送手段で容易に移送できるような構成としてもよい。この場合には、設備コストの低減を図ることができる。

【図面の簡単な説明】

【0052】

【図1】本発明のガスタービン発電設備の第1の実施形態の全体構成を表す概略図である。

【図2】本発明のガスタービン発電設備の第1の実施形態を構成する燃焼器の要部構造を表す側断面図である。

【図3】本発明のガスタービン発電設備の第1の実施形態を構成する燃焼器のバーナの詳細構造を表す側断面図である。

【図4】図3中断面IV-IVによる断面図である。

【図5】図3中断面V-Vによる断面図である。

【図6】本発明のガスタービン発電設備の第2の実施形態の全体構成を表す概略図である。

【図7】本発明のガスタービン発電設備の第2の実施形態を構成するガスタービンの定格負荷運転における気体燃料及び液体燃料の供給比率と供給熱量との関係を表す特性図である。

【図8】本発明のガスタービン発電設備の第2の実施形態を構成する燃料供給制御装置によるガスタービン負荷に対する気体燃料及び液体燃料の供給熱量の一例を表す特性図である。

【図9】本発明のガスタービン発電設備の第2の実施形態を構成する燃料供給制御装置による気体燃料及び液体燃料の供給熱量の経時変化を表す特性図である。

【図10】本発明のガスタービン発電設備の一変形例を構成する燃焼器の要部構造を表す側断面図である。

【図11】図10中断面XI-XIによる断面図である。

【符号の説明】

【0053】

- 1 ガス田
- 3 気体燃料処理装置
- 4 燃焼器
- 5 気体燃料供給装置
- 6 液体燃料処理装置
- 7 液体燃料貯蔵装置
- 8 液体燃料供給装置
- 9 ガスタービン
- 1 発電機
- 11 消費地
- 12 送電システム（送電手段）
- 13 圧縮機
- 14 タービン
- 23 液体燃料ノズル
- 24 混合室
- 25 混合室壁
- 26, 27, 28 空気導入孔

10

20

30

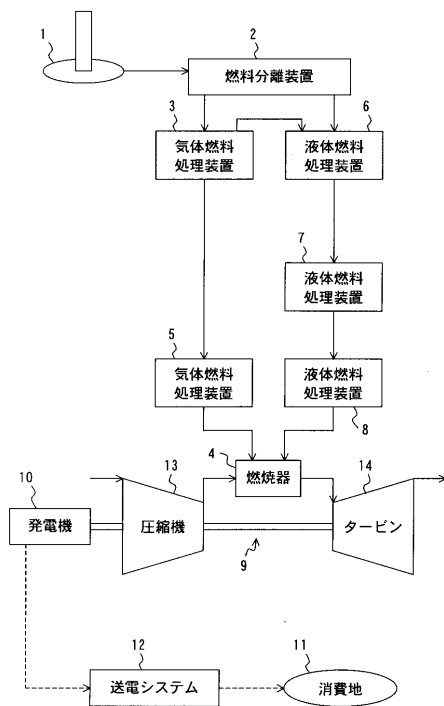
40

50

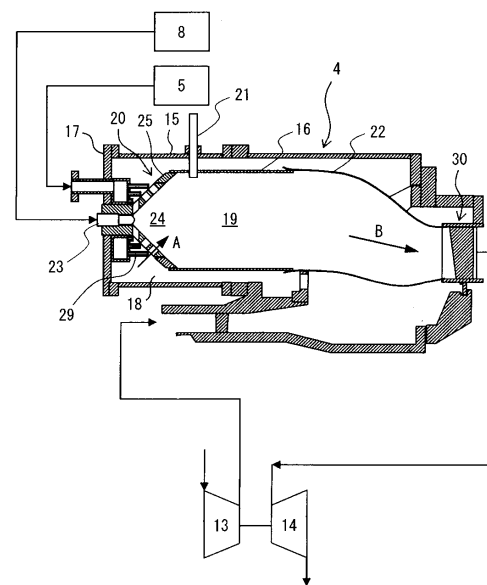
- 2 9 気体燃料ノズル
- 3 1 気体燃料生成量検出器
- 3 2 液体燃料生成量検出器
- 3 3 排気ガス温度検出器
- 3 4 発電出力検出器
- 3 5 燃料供給制御装置（燃料供給制御手段）
- 3 6 燃焼器
- 3 7 パイロットバーナ
- 3 8 A～3 8 F メインバーナ
- 4 0 第1液体燃料供給装置
- 4 1 第1気体燃料供給装置
- 4 2 第2液体燃料供給装置
- 4 3 第2気体燃料供給装置
- L 1, L 2, L 3 空気導入孔の軸心線

10

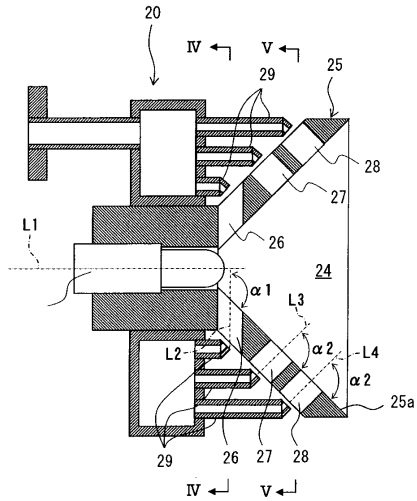
【図 1】



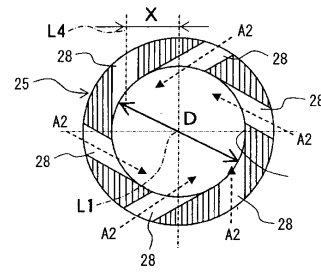
【図 2】



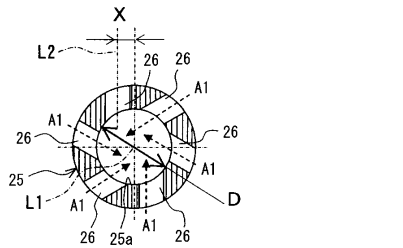
【図 3】



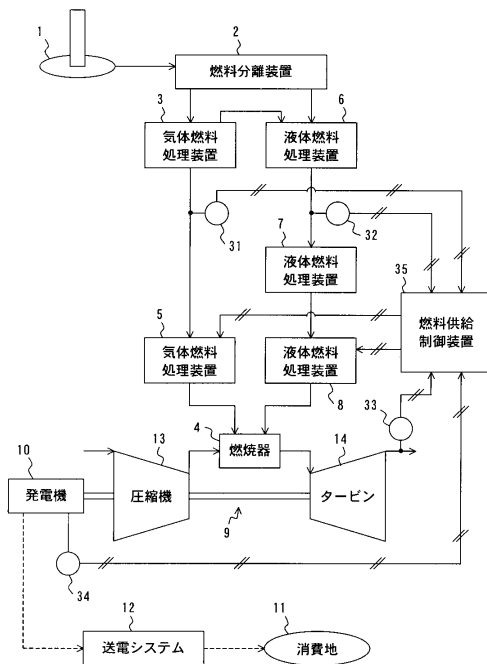
【図 5】



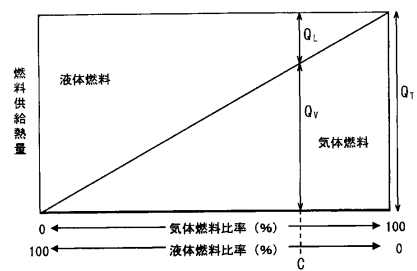
【図 4】



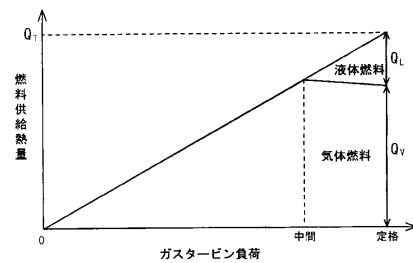
【図 6】



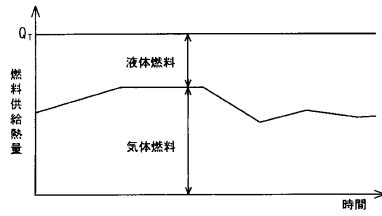
【図 7】



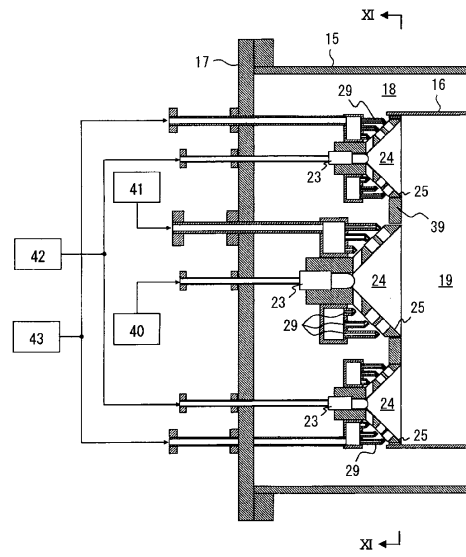
【図 8】



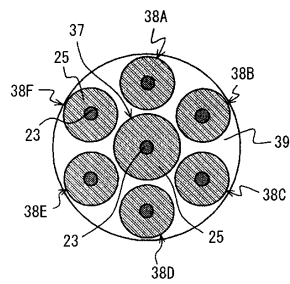
【図 9】



【図 10】



【図 11】



フロントページの続き

(51)Int.Cl. F I
F 2 3 R 3/34 (2006.01) F 2 3 R 3/34

(72)発明者 井上 洋
茨城県日立市大みか町七丁目2番1号 株式会社日立製作所 電力・電機
開発研究所内

(72)発明者 小林 成嘉
茨城県日立市大みか町七丁目2番1号 株式会社日立製作所 電力・電機
開発研究所内

審査官 稲葉 大紀

(56)参考文献 特公平03-055725 (JP, B2)
特開昭63-186923 (JP, A)
特開平06-341330 (JP, A)
特開平11-324714 (JP, A)
特開平09-264536 (JP, A)
実開昭50-013808 (JP, U)
特開2000-199626 (JP, A)
特開平04-136606 (JP, A)
特開平07-012314 (JP, A)

(58)調査した分野(Int.Cl., DB名)
F 0 2 C 7/00, 9/00
F 2 3 R 3/00