

(19) 日本国特許庁(JP)

(12) 公開特許公報(A)

(11) 特許出願公開番号

特開2009-46584

(P2009-46584A)

(43) 公開日 平成21年3月5日(2009.3.5)

(51) Int.Cl.		F 1		テーマコード (参考)
C 1 O L	1/04	(2006.01)	C 1 O L	1/04
H O 1 M	8/06	(2006.01)	H O 1 M	8/06
				5 H O 2 7
				Z

審査請求 未請求 請求項の数 2 O L (全 8 頁)

(21) 出願番号	特願2007-213862 (P2007-213862)	(71) 出願人	000105567
(22) 出願日	平成19年8月20日 (2007.8.20)		コスモ石油株式会社
			東京都港区芝浦1丁目1番1号
		(74) 代理人	100105647
			弁理士 小栗 昌平
		(74) 代理人	100105474
			弁理士 本多 弘徳
		(74) 代理人	100108589
			弁理士 市川 利光
		(72) 発明者	松原 美里
			埼玉県幸手市権現堂1134-2 コスモ
			石油株式会社中央研究所内
		(72) 発明者	千代田 修
			埼玉県幸手市権現堂1134-2 コスモ
			石油株式会社中央研究所内
		Fターム(参考)	5H027 AA02 BA01 BA16 KK31 KK41

(54) 【発明の名称】 燃料電池用燃料油

(57) 【要約】

【課題】燃料電池用燃料油を燃料電池システムで脱硫処理するに当たり、気体副生物の生成を抑制でき、かつ、脱硫剤の寿命を十分に維持することによって、長期間安定して燃料電池システムの運転を継続することを可能とする燃料電池用燃料油を提供すること。

【解決手段】初留点が135～170℃、95%留出温度が270℃以下の蒸留性状を有し、ナフテンベンゼン類が10容量%以下、全硫黄分が80質量ppm以下で、かつ、分子量が184～218g/molの範囲にある硫黄化合物の硫黄分が1質量ppm以下であることを特徴とする燃料電池用燃料油。

【選択図】 なし

【特許請求の範囲】

【請求項 1】

初留点が 135～170℃、95%留出温度が 270℃以下の蒸留性状を有し、ナフテンベンゼン類が 10 容量%以下、全硫黄分が 80 質量 ppm 以下で、かつ、分子量が 184～218 g/mol の範囲にある硫黄化合物の硫黄分が 1 質量 ppm 以下であることを特徴とする燃料電池用燃料油。

【請求項 2】

全硫黄分のうち、メルカプタン類の硫黄分が 2 質量 ppm 以下であることを特徴とする請求項 1 に記載の燃料電池用燃料油。

【発明の詳細な説明】

【技術分野】

【0001】

本発明は、燃料電池システムに使用する燃料電池用燃料油に関する。さらに詳しくは、脱硫反応における気体副生物の生成を抑制でき、かつ、脱硫剤の寿命を格段に延ばして燃料電池システムで用いる脱硫剤の交換頻度を低くすることができ、長期間安定して燃料電池システムの運転を継続することができる、石油系炭化水素油を用いた燃料電池用燃料油に関する。

【背景技術】

【0002】

近年、従来のエネルギーよりも環境への負荷を低減することが可能である新エネルギーが注目されており、その技術の中でも燃料電池は、特に注目されている。燃料電池で使用する水素を発生させる原料として、メタンを主成分とする都市ガス、天然ガス、LPG、ナフサ、灯油、軽油などの石油系炭化水素、メタノール、エタノールおよびジメチルエーテルなどの含酸素化合物があり、その原料の使用方法の研究が進んでいる。

【0003】

ナフサ、灯油、軽油などの石油系炭化水素には、硫黄化合物が含まれているが、硫黄分は、水素製造に用いる改質触媒や燃料電池の電極を被毒する。したがって、石油系炭化水素を燃料電池用燃料油とする場合、改質工程の前に脱硫処理を行い硫黄分を低減することが必要である。

【0004】

脱硫方法として、比較的低コストである吸着脱硫法が一般的に用いられている。しかし、吸着脱硫剤によって石油系炭化水素油を脱硫すると、気体状の軽質炭化水素も副生する。加圧条件下で脱硫反応を行う場合、脱硫により生成された液体状炭化水素、副生された気体生成物は、脱硫器と改質器との間の配管に設けられた調圧弁で減圧される。しかし、気体副生物が混在した状態で調圧弁により減圧されると、気体副生物が突沸を起こし、改質器に移送される炭化水素の流れに脈流が生じる。その結果、改質器へ供給される炭化水素量が増減し、改質器で生成される水素ガス量も変動することになる。水素ガス不足の状態が発電を行うと、燃料電池の寿命を低下させる恐れがあり、燃料電池システムを長期間安定して運転を継続することに支障をきたす恐れがある。この問題を回避するために、石油系炭化水素原料油を貯留する貯液タンクを装備し、さらに脱硫装置は、原料油の導入口とこれより下方に設けられた脱硫原料油の導出口を有し、かつ貯液タンクに貯留される原料油の気液界面より下方に、脱硫装置の原料導入口が位置するように配置する脱硫システムとすることにより、改質工程に気体を液体原料と共に送ることを防止できることが開示されている（例えば、特許文献 1 参照）。

【0005】

一方、石油系炭化水素に含まれる硫黄化合物には、メルカプタン類、チオフェン類、ベンゾチオフェン（BT）類、ジベンゾチオフェン（DBT）類、アルキルジベンゾチオフェン（R-DBT）類などがあり、この硫黄分は、改質触媒を被毒するため、改質触媒の寿命が低下する。この結果、燃料電池システムを長期間安定して運転を継続することに支障をきたす。この問題を回避するために、脱硫処理によって燃料電池用燃料油中の硫黄分

10

20

30

40

50

を低減する方法が用いられている。

【0006】

燃料電池用燃料油中の硫黄分を低減する方法として、全硫黄化合物の含有量を規定する方法（例えば、特許文献2参照）やアルキルジベンゾチオフェンなどの特定の硫黄化合物の含有量を規定する方法（例えば、特許文献3参照）が開示されている。

【0007】

【特許文献1】特開2005-346985号公報

【特許文献2】特開2002-83626号公報

【特許文献3】特開2001-294874号公報

【発明の開示】

10

【発明が解決しようとする課題】

【0008】

しかし、特許文献1に記載の脱硫システムでは、気体生成物の副生を抑制するために特殊な装置を必要とし、装置構造が複雑化する。

また、特許文献2および3に記載の燃料電池用燃料油を用いても、脱硫剤の寿命を十分に維持することが困難であり、燃料電池システムを長期間安定して運転を継続するためには、脱硫剤の交換頻度が高くなる、または多量の脱硫剤を必要とするなどの課題を有している。

【0009】

本発明は、上記事情に鑑みてなされたものであり、燃料電池用燃料油として石油系炭化水素油を用い、該燃料電池用燃料油を燃料電池システムで脱硫処理するに当たり、気体副生物の生成を抑制でき、かつ、脱硫剤の寿命を十分に維持することができ、長期間安定して燃料電池システムの運転を継続することを可能とする燃料電池用燃料油を提供することを目的とする。

20

【課題を解決するための手段】

【0010】

本発明者らは、上記目的を達成するために鋭意研究を重ねた結果、ナフテンベンゼン類が気体状副生物の生成に影響を及ぼすとともに、燃料油中のある特定の硫黄化合物種が脱硫剤の寿命に影響を及ぼすことを知見し、これらを低減することによって、上記の目的を達成できることを見出し、本発明を完成するに至った。

30

すなわち、本発明は、次の燃料電池用燃料油を提供する。

（1）初留点が135～170℃、95%留出温度が270℃以下の蒸留性状を有し、ナフテンベンゼン類が10容量%以下、全硫黄分が80質量ppm以下で、かつ、分子量が184～218g/molの範囲にある硫黄化合物の硫黄分が1質量ppm以下であることを特徴とする燃料電池用燃料油。

（2）全硫黄分のうち、メルカプタン類の硫黄分が2質量ppm以下であることを特徴とする上記（1）に記載の燃料電池用燃料油。

【発明の効果】

【0011】

本発明の燃料電池用燃料油を用いれば、燃料電池システムにおいて、燃料電池用燃料油の脱硫処理の脱硫剤を長期間使用でき、脱硫剤の交換頻度や使用量を低減できる。

40

【発明を実施するための最良の形態】

【0012】

以下に本発明の内容を更に詳しく説明する。

本発明の燃料電池用燃料油の蒸留性状は、初留点135～170℃、好ましくは140～170℃、95%留出温度270℃以下、好ましくは230～270℃、より好ましくは240～270℃である。初留点が170℃より低ければ、脱硫剤への負荷を低減できて好ましい。また、初留点が135℃より高ければ、単位容量当たりの水素発生量が増し、また引火点が低すぎず、取扱に際し安全性が増すため好ましい。95%留出温度が270℃より低ければ、改質工程において炭素析出を抑制でき、また脱硫剤への負荷を低減で

50

きるため好ましい。また、95%留出温度が230℃より高ければ、単位容量当たりの水素発生量が増すため好ましい。

【0013】

本発明の燃料電池用燃料油は、ナフテンベンゼン類の含有量が10容量%以下、好ましくは5容量%以下である。ナフテンベンゼン類の含有量を上記範囲内とすることで、燃料電池システムの脱硫処理における気体副生物、特に水素の生成を抑制することができる。

【0014】

ここで、ナフテンベンゼン類とは、テトラリン(1, 2, 3, 4-テトラヒドロナフタレン)およびそのアルキル置換基誘導体や、インダンおよびそのアルキル置換基誘導体等を示す。

【0015】

また、ナフテンベンゼン類の含有量は、高速液体クロマトグラフ(HPLC)によって飽和分と芳香族分とに分画した後にGC-FIDで定量し、さらに、各分画をGC-MSによって測定したのち、ASTM D 3239を用いて解析して求めることができる。

【0016】

ナフテンベンゼン類の含有量を上記範囲に低減するには、水素化処理等の方法により、行うことができる。

【0017】

本発明の燃料電池用燃料油は、分子量が184~218 g/molの範囲にある硫黄化合物の硫黄分が1質量ppm以下である。この分子量範囲にある硫黄化合物の硫黄分が1質量ppm以下であれば、脱硫剤の持続性を向上することができる。また、かかる硫黄分含有量は小さいほど好ましく、最も好ましくは0質量ppmである。

また、上記硫黄化合物の硫黄分の測定は、GC-SCDにより行うことができる。

さらに、上記硫黄化合物は、アルキルベンゾチオフェン類などの芳香族環を有す化合物である。嵩高い構造を有すアルキルベンゾチオフェン類等を低減させることで、脱硫処理をより効果的に行うことができる。

【0018】

また、本発明の燃料電池用燃料油は、全硫黄分が80質量ppm以下であるが、10質量ppm以下であることが好ましい。本発明でいう全硫黄分とは、JIS K 2541微量電量滴定法に準拠して測定した値である。また、ここでいう全硫黄分とは、例えば硫化水素、メルカプタン類、硫化アルキル類、環状硫化物、チオフェン類等の燃料電池用燃料油に含有されている全ての硫黄分を意味する。脱硫剤の持続性を向上する上で、全硫黄分は80質量ppm以下とする。

【0019】

更に、本発明の燃料電池用燃料油では、メルカプタン類の硫黄分が2質量ppm以下であることが好ましく、1質量ppm以下であることがなお一層好ましい。ここで、メルカプタン類の硫黄分とは、本出願人の出願に係る特開2007-78471号公報に記載の方法により測定した値である。この方法は、石油系燃料油中のメルカプタン類の硫黄分の濃度を定量分析するためJIS K 2276に定められた方法に準拠した電位差滴定によるメルカプタン硫黄分試験方法において、用いる硝酸銀滴定液の濃度を0.0005~0.005 mol/Lとし、かつ試料のはかり採り量を50~500 mLとして電位差滴定を行い、該電位差滴定で測定された上記硝酸銀滴定液の滴定量からメルカプタン硫黄分の濃度を算出する石油系燃料油のメルカプタン硫黄分試験方法である。

本発明の燃料電池用燃料油においては、メルカプタン類の硫黄分は少ないほど好ましいが、メルカプタン類の硫黄分が2質量ppm以下であれば、脱硫剤の性能低下がさほどなく好ましい。メルカプタン類が多く存在することによって、脱硫する際に、化合物が分解し、触媒上への炭素析出に繋がる恐れや、化合物の重合によって脱硫性能の阻害に繋がる恐れ、また、ガス発生の原因となり、脱硫性能を落とすことが考えられる。

【0020】

本発明の燃料電池用燃料油の製造方法は、製造される燃料電池用燃料油が本発明に規定

10

20

30

40

50

する性状を有する限りにおいて、特に制限されるものではなく、種々の石油系原料を用いて、また種々の方法により本発明の燃料電池用燃料油を製造することができる。例えば、原油を常圧蒸留して得られる灯油留分を脱硫した脱硫灯油を用いることができる。さらに、直接脱硫装置から得られる直接脱硫灯油留分、及び重油や残油の水素化分解や熱分解あるいは接触分解して得られる灯油留分等を脱硫した脱硫灯油が使用可能である。また、市販の溶剤や、特開平6-158058号に代表される特許公開公報に記載されたフィッシャー・トロプシュ合成により製造される灯油留分を混合してもよい。

また、上記各種の石油留分の一般的な脱硫方法としては、無機酸化物担体に、ニッケル、コバルト、モリブデン、タングステンなどの遷移金属を適当な割合で含有する触媒を用いて、反応温度200～400℃、反応圧力2～20MPa-Gで水素化脱硫を行う方法

10

や、ニッケル、銅、亜鉛などの金属を含有する脱硫剤を用いて、反応温度が常温～300℃、反応圧力が常圧～1MPa-Gで吸着脱硫を行う方法、あるいは両者を組み合わせた方法などを用いることができる。

また、燃料電池用燃料油を本発明に規定する性状を有するように調製するには、一般に、原料に用いる石油留分の蒸留性状や硫黄分、特に硫黄分を適宜選択することによって容易に行うことができる。

【0021】

本発明の燃料電池用燃料油には、必要に応じて、各種の添加剤を適宜配合することができる。添加剤としては、フェノール系、アミン系等の酸化防止剤、チオアミド化合物等の金属不活性剤、有機リン系化合物等の表面着火防止剤、コハク酸イミド、ポリアルキルアミン、ポリエーテルアミン、ポリイソブチレンアミン等の清浄分散剤、多価アルコール及びそのエーテル等の氷結防止剤、有機酸のアルカリ金属やアルカリ土類金属塩、高級アルコールの硫酸エステル等の助燃剤、アニオン系界面活性剤、カチオン系界面活性剤、両性界面活性剤等の帯電防止剤、アルケニル琥珀酸エステル等の錆止め剤、及びアゾ染料等の着色剤等、公知の燃料添加剤が挙げられる。これらを1種又は数種組み合わせて添加することができる。これら燃料添加剤の添加量は任意であるが、通常、添加剤の合計量が燃料油の0.1質量%以下、好ましくは0.05質量%以下である。

20

【0022】

燃料電池システムにおいて、本発明の燃料電池用燃料油を脱硫処理するために用いる脱硫剤は、通常の脱硫処理に用いられる脱硫剤を使用できる。この脱硫剤は、担体として無機酸化物を用い、この担体に吸着活性金属成分を担持ないし混合したものが好ましく用いられる。担体の無機酸化物としては、例えばシリカ、アルミナ、マグネシア、シリカーアルミナ、タングステン、ジルコニアなどが挙げられ、これら1種以上の元素の酸化物、もしくは混合物、もしくは2種以上の元素の複合酸化物、その他にゼオライト、MCM-41などの結晶性化合物が挙げられる。特に好ましい無機酸化物として、シリカ、アルミナ、及びシリカーアルミナを用いることができる。脱硫剤における無機酸化物成分の含有量については、特に制限はなく、使用条件等必要に応じて適宜選定すればよいが、通常は脱硫剤基準で0.5～50質量%の範囲である。含有量が0.5質量%以上であれば、無機酸化物成分としての効果が十分に発揮され、また50質量%以下であれば、吸着活性金属成分量の低下により脱硫性能が低下することを回避できて好ましい。

30

40

上記吸着活性金属成分としては、ニッケル、銅、マンガン、リチウム、クロム、鉄などの金属成分が挙げられる。これらの金属成分は担持でなく、調製時に担体に混合させても良い。ニッケルなどの金属成分の好ましい含有量としては、脱硫剤基準、元素換算で50～99.5質量%の範囲である。

【0023】

本発明の燃料電池用燃料油を脱硫剤で脱硫処理する方法の一例を以下に示す。上記脱硫剤を充填した充填塔に、水素を供給し、100～500℃の温度で、まず脱硫剤を活性化させる。その後、燃料油を充填塔に供給し、脱硫処理を行う。充填塔への燃料油の供給は、上昇流でも下降流でもよい。この時の脱硫処理条件は、温度は常温から500℃、圧力は常圧から2MPa、液空間速度(LHSV)は0.05～10h⁻¹が好ましい。また、

50

脱硫処理中に燃料油とともに水素を供給することもできる。

【実施例】

【0024】

次に、実施例、比較例を挙げて、本発明を詳細に説明するが、本発明はこれらの例によって限定されるものではない。

【0025】

＜燃料電池用燃料油の調製＞

実施例 1

中東系の原油から常圧蒸留により得た直留灯油（蒸留カットレンジ 150～250℃、硫黄分 0.21 質量％）を原料油とし、該原料油を水素化脱硫触媒として Co-Mo 系脱硫触媒（KF757、日本ケッチェン（株）製）を用いて、反応温度（WABT）310℃、水素分圧 4.5 MPa、液空間速度（LHSV）1.5 h⁻¹ の条件下で水素化処理を行い、表 1 の性状を有する水素化脱硫灯油組成物（燃料油 A）を得た。

10

【0026】

実施例 2

中東系の原油から常圧蒸留により得た直留灯油（蒸留カットレンジ 150～250℃、硫黄分 0.25 質量％）を原料油とし、該原料油を水素化脱硫触媒として Co-Mo 系脱硫触媒（KF757、日本ケッチェン（株）製）を用いて、反応温度（WABT）320℃、水素分圧 3.5 MPa、液空間速度（LHSV）2.0 h⁻¹ の条件下で水素化処理を行い、さらにテトラヒドロナフタレンを 3 容量％添加し、表 1 の性状を有する水素化脱硫灯油組成物（燃料油 B）を得た。

20

【0027】

比較例 1

実施例 2 の燃料油 B にナフテンベンゼン類の化合物としてテトラヒドロインデンを 7 容量％添加し、表 1 の性状を有する水素化脱硫灯油組成物（燃料油 a）を得た。

【0028】

比較例 2

中東系の原油から常圧蒸留により得た直留灯油（蒸留カットレンジ 150～250℃、硫黄分 0.25 質量％）を原料油とし、該原料油を水素化脱硫触媒として Co-Mo 系脱硫触媒（KF757、日本ケッチェン（株）製）を用いて、反応温度（WABT）315℃、水素分圧 3.0 MPa、液空間速度 4.0 h⁻¹ の条件下で水素化処理を行い、さらにテトラヒドロナフタレンを 13 容量％添加し、表 1 の性状を有する水素化脱硫灯油組成物（燃料油 b）を得た。

30

【0029】

比較例 3

中東系の原油から常圧蒸留により得た直留灯油（蒸留カットレンジ 150～250℃、硫黄分 0.19 質量％）を原料油とし、該原料油を水素化脱硫触媒として Co-Mo 系脱硫触媒（KF757、日本ケッチェン（株）製）を用いて、反応温度（WABT）335℃、水素分圧 3.0 MPa、液空間速度 4.0 h⁻¹ の条件下で水素化処理を行い、さらにメチルインダンに 9 容量％添加し、表 1 の性状を有する水素化脱硫灯油組成物（燃料油 c）を得た。

40

【0030】

＜燃料油中のナフテンベンゼン類の分析＞

上記各燃料油のナフテンベンゼン類の分析は、高速液体クロマトグラフ（HPLC）によって飽和分と芳香族分とに分画した後に GC-FID で定量し、さらに、各分画を GC-MS によって測定したのち、ASTM D 3239 を用いて解析した。

【0031】

＜硫黄分の分析＞

なお、上記各燃料油の硫黄分の分析は、次のように行った。

全硫黄分濃度：JIS K 2541 微量電量滴定法に準拠して分析した。

50

分子量が184～218 g/molの範囲にある硫黄化合物の硫黄濃度：極性カラムを装着したGC-SCD測定において、分子量が184および218であるジベンゾチオフェンとC6-ベンゾチオフェンの間に検出される対象硫黄化合物の硫黄濃度を以下より求めた。

対象硫黄化合物の硫黄濃度（質量ppm）

= 試料中の全硫黄濃度 × (GC-SCDで求めた対象硫黄化合物の面積値 / GC-SCDで求めた全硫黄化合物の面積値)

メルカプタン類の硫黄分濃度：特開2007-78471号公報に記載のメルカプタン硫黄分試験方法に準拠して測定した。

【0032】

10

<GC-SCDの分析条件>

装置：GC；GC-2010（SHIMADZU）

SCD：7090S（ANTEK）

カラム：HP-1MS

カラム温度：40℃～280℃（昇温）

測定時間：30 min

Inlet温度：260℃、検出器温度：280℃

キャリアガス：He；90 kPa

制御モード：線速度

Total flow：21.7 mL/min、Purge flow：3.0 mL/min 20

注入モード：スプリットレス、Split ratio 5：1

Sample size：2.0 μL

【0033】

<脱硫剤の調製>

実施例、比較例で得た燃料油の脱硫試験に用いる脱硫剤を次のようにして作製した。

ベーマイトAP-3（触媒化成工業製）1.24 gと1N HNO₃水溶液40 mlとをイオン交換水1リットルに加えて80℃に加温後、Ni(NO₃)₂・6H₂Oを149 g加えて調製液Aを得た。別途用意したイオン交換水1リットルにコロイダルシリカスノーテックスXS（日産化学製）を33.9 g、炭酸ナトリウムを99.4 g、(NH₄)₆Mo₇O₂₄・5H₂Oを3 g添加して80℃に加温し、調製液Bを得た。調製液AとBとを80℃に保ちながら、B液をA液に瞬時に加えて、沈殿物を形成させ、1時間攪拌した。その後、イオン交換水5リットルを用いて沈殿物の洗浄・ろ過を行ったのち、空气中、120℃で12時間乾燥し、400℃で1時間焼成して得られた固形状物質を12～16メッシュに破碎し、脱硫剤を得た。

30

【0034】

<脱硫試験>

上記の実施例、比較例で得た燃料油と上記で調製した脱硫剤を用いて、次のような脱硫試験を行った。

脱硫剤15 mlを内径16 mmの鋼製反応器に充填し、常圧下で水素を下向きに供給しながら、温度を150～200℃まで上昇させ、3時間保持して脱硫剤を活性化させた。次に反応管に上記の実施例、比較例で得た燃料油を220℃、0.3 MPa - G、LHSV = 10 hr⁻¹で反応管に上向きに流通させた。反応管から流出した脱硫処理油を採取し、その中の全硫黄分を測定し、その全硫黄分が100質量ppbに達するまでの脱硫処理開始からの通油時間を破過時間とした。

40

【0035】

<ガス測定方法>

反応管出口にガスラインを設け、気液分離器に分離し、水上置換法によって気体を採取、計量した。ガス発生量は、実施例1で得られた値を基準として、実施例2と各比較例で得られた値と、実施例1で得られた値との差で示した。

50

【 0 0 3 6 】

【 表 1 】

燃料油	種類			実施例1	実施例2	比較例1	比較例2	比較例3
				燃料油A	燃料油B	燃料油a	燃料油b	燃料油c
	蒸留性状(°C)	初留点		148.0	150.0	151.5	154.0	149.0
		10%点		162.0	169.0	167.0	172.5	165.0
		30%点		170.0	182.0	180.0	188.0	176.5
		50%点		190.0	205.0	202.0	206.0	193.0
		70%点		210.0	227.0	225.0	223.0	215.0
		90%点		225.0	245.0	244.0	244.0	230.5
		95%点		235.0	264.0	262.0	260.0	251.0
		終点		252.0	277.0	277.0	280.5	272.0
	ナフテンベンゼン類	容量%		4.1	7.0	14.0	17.0	13.0
	全硫黄分	質量ppm		5.0	6.0	6.0	7.0	15.0
	分子量が184~218g/mlの範囲の硫黄化合物の硫黄分	質量ppm		0.02	0.30	0.30	1.50	1.10
	メルカプタン類の硫黄分	質量ppm		0.5	0.3	0.3	1.2	2.7
ガス発生量		ml/時		-	3.0	8.0	9.5	13.0
処理油硫黄分100質量ppb到達時間		時		700	500	100	20以下	10以下

10

【 0 0 3 7 】

表 1 から明らかなように、本発明に従った実施例 1 および 2 の燃料油は、比較例 1 ~ 3 の燃料油と比べ、ガス発生量が低減されたことから、気体生成物の副生が抑制されていることが分かった。

20

【 0 0 3 8 】

また、本発明に従った実施例 1 および 2 の燃料油は、比較例 1 ~ 3 の燃料油と比べ、通液時間に対する硫黄濃度が低いため、脱硫剤の寿命を十分に維持することができるものであることが分かった。