

ガス燃料船の入渠に係る安全要件の検討

報 告 書

令和 7 年 3 月

株 式 会 社 日 本 海 洋 科 学

目 次

1	業務概要	1
1.1	背景・目的	1
1.2	業務内容	1
2	Type-C 燃料タンクを搭載したガス燃料船の入渠に係る安全要件の検討	3
2.1	検討の前提・範囲	3
2.1.1	対象燃料について	3
2.1.2	燃料タンクについて	6
2.1.3	まとめ	11
2.2	「外部防熱型」Type-C 燃料タンクを搭載した天然ガス燃料船の入渠要件の整理	12
2.2.1	燃料タンク蓄圧可能日数	12
2.2.2	燃料タンク及び燃料配管設備付近での火気工事	16
2.2.3	まとめ	18
2.3	天然ガス燃料船の入渠等に係る要件の検討	19
2.3.1	検査に向けた要件	19
2.3.2	修繕に向けた要件	21
2.3.3	入渠に向けた要件	23
2.3.4	ガスフリーを実施しない場合の安全対策	28
2.3.5	天然ガス燃料船の入渠に向けた運用作業フローの図	39
2.3.6	入渠前ガスフリー作業の要不要の表	40
2.3.7	LNG 燃料タンクをガスフリーせずに入渠する際の安全対策の表	41
3	天然ガス燃料船の入渠等に係る要件案	42
4	説明会の設置及び運営	43
4.1	説明会の開催日時	43
4.2	説明会の資料	43
4.3	説明会参加者	43
4.4	質疑応答	45

【巻末 参考資料】

参考資料 1 ヒアリング記録（日本郵船株式会社）

参考資料 2 ヒアリング記録（三菱造船株式会社）

参考資料 3 天然ガス燃料船の入渠等に係る要件（案）

参考資料 4 説明会資料

1 業務概要

1.1 背景・目的

2023 年 7 月、国際海事機関（以下、「IMO」という。）は、「2050 年頃までに国際海運からの GHG 排出ゼロ」という新たな目標を設定した。海事分野のカーボンニュートラルの実現には、LNG・水素・アンモニア等を燃料とするガス燃料船の普及促進が必要不可欠である。現在、海運会社は LNG 燃料船の導入計画を次々と発表しており、今後、LNG 燃料船を先駆けとしながら、各種ガス燃料船の普及が見込まれる。

我が国のガス燃料船の競争力強化にあたっては、新素材燃料タンク等の開発・国際基準化に加えて、就航後の船舶の維持・管理・受入等のための環境整備も重要な要素であり、安心かつ円滑にガス燃料船を検査・修繕できる環境を整備することが必要である。従前、船舶構造・機関・設備などのハード面と運航・燃料供給などのソフト面の安全基準等が未整備であったことから、平成 25 年 6 月、天然燃料ガスに係るハード面とソフト面の安全基準等を検討した「天然ガス燃料船に関する総合対策報告書」（以下、「総合対策報告書」という。）が取りまとめられた。しかし、現在までにガス燃料船を取り巻く環境は大きく変化しており、ガス燃料船の安心かつ円滑な検査・修繕のために、上記報告書で取りまとめられた要件だけでは十分でない状況となっている。特に入渠にかかる安全対策については当時主流であった「真空防熱型」の独立型 Type-C（以下、独立型は省略し「Type-C」という。）燃料タンクをベースに報告書がとりまとめられており、現在主流の外部防熱型 Type-C 燃料タンクについては検討が行われていない。このことは、我が国におけるガス燃料船の普及、ひいては海事分野のカーボンニュートラル実現の弊害になるおそれがある。このため、これら課題への対応及び我が国海事産業の競争力強化の観点から、LNG 燃料船について、検査・修繕に必要な安全対策等を整理・検討することが急務である。

以上を踏まえ、本業務においては、Type-C 燃料タンクを搭載した船舶の入渠作業における安全に関する課題の整理・検討を行い、Type-C 燃料タンクを搭載した船舶の検査・修繕といった際の入渠に係る安全対策要件を策定することで、ガス燃料船の環境整備を進めることを目的とした。

1.2 業務内容

本業務では、以下に掲げる業務を実施した。

(1) Type-C 燃料タンクを搭載したガス燃料船の入渠に係る安全要件の検討

Type-C 燃料タンクを搭載したガス燃料船の入渠に係る安全対策要件を策定するにあたり、必要な検討を実施した。検討を行う際には、「総合対策報告書」といった過去に国土交通省等で実施した事業の成果や国際ガス燃料船安全コード（以下、「IGF コード」という。）、その他国際ルール等の資料収集と関係者へのヒアリング結果を参考とした。

(2) 天然ガス燃料船の入渠に係る要件案の作成

(1)の検討結果及び「総合対策報告書」を踏まえ、「外部防熱型」及び「真空防熱型」の Type-C 燃料タンクを搭載した天然ガス燃料船の入渠に係る要件案を作成した。

(3) 「天然ガス燃料船の入渠に係る要件」の説明会の設置及び運営

(2)で策定した「天然ガス燃料船の入渠に係る要件」の周知及び説明を実施するため、関係者等に向けた説明会を設置、運営を行った。

2 Type-C 燃料タンクを搭載したガス燃料船の入渠に係る安全要件の検討

2.1 検討の前提・範囲

Type-C 燃料タンクを搭載したガス燃料船の入渠に係る安全要件を検討するにあたり、検討の前提・範囲となる燃料や燃料タンクについて検討した。

2.1.1 対象燃料について

ガス燃料としては、LNG 以外にも LPG、アンモニア及び水素などがあり、今後これらのガス燃料船が普及していくことが想定される。ただし、それぞれの物性には違いがあることから、実績の豊富な LNG 燃料以外については、その他のガス燃料船が建造・運航されて知見等が得られた段階で、各燃料性状等に応じた検討を実施し、安全対策要件を整理すべきものとする。

表 2.1.1 に主なガス燃料の物性を示す。また、各燃料船の現況を以下に整理する。

表 2.1.1 主なガス燃料の物性

	メタン(CH ₄)	プロパン(C ₃ H ₈)	アンモニア(NH ₃)	水素(H ₂)
ガス比重 (kg/m ³ @沸点)	1.820	2.385	0.876	1.340
液比重 (kg/m ³ @沸点)	422.5	580.8	682.3	70.8
沸点 (°C @大気圧)	-161	-42	-33	-253
蒸気圧 (MPa) (※臨界圧力)	4.60※ (-82.6°C)	0.84 (20°C)	1.013 (26°C)	1.3※ (-240°C)
低位発熱量 (MJ/Kg)	48.0	46.3	18.8	119.9
船上での 貯蔵方法 (液体状態)	Type-C (低温 or 加圧) or 独立方形タンク ／メンブレン	Type-C (低温 or 加圧) or 独立方形タンク ／メンブレン	Type-C (低温 or 加圧) or 独立方形タンク ／メンブレン	真空防熱タンク (検討中：水素ガ ス充填式タンク)
留意事項	—	空気より重い	毒性 腐食性等	水素脆性等

出典：一般財団法人次世代環境船開発センターの情報等から作成

(1) LNG 燃料

DNV が提供するプラットフォーム「Veracity」内にある代替燃料に関する情報の「Alternative Fuels Insight」（以下、「AFI」という。）データによると、2025 年 2 月時点における LNG 燃料船（LNG 運搬船は除く）の運航中の隻数は 657 隻であり、発注数は 628 隻であった。図 2.1.1 に LNG 燃料船の運航中及び発注隻数を示す。LNG 燃料船は多種多様な船種で利用されていて実績としても豊富であり、発注隻数からも今後堅調に LNG 燃料船が増加していくことが見込まれる。

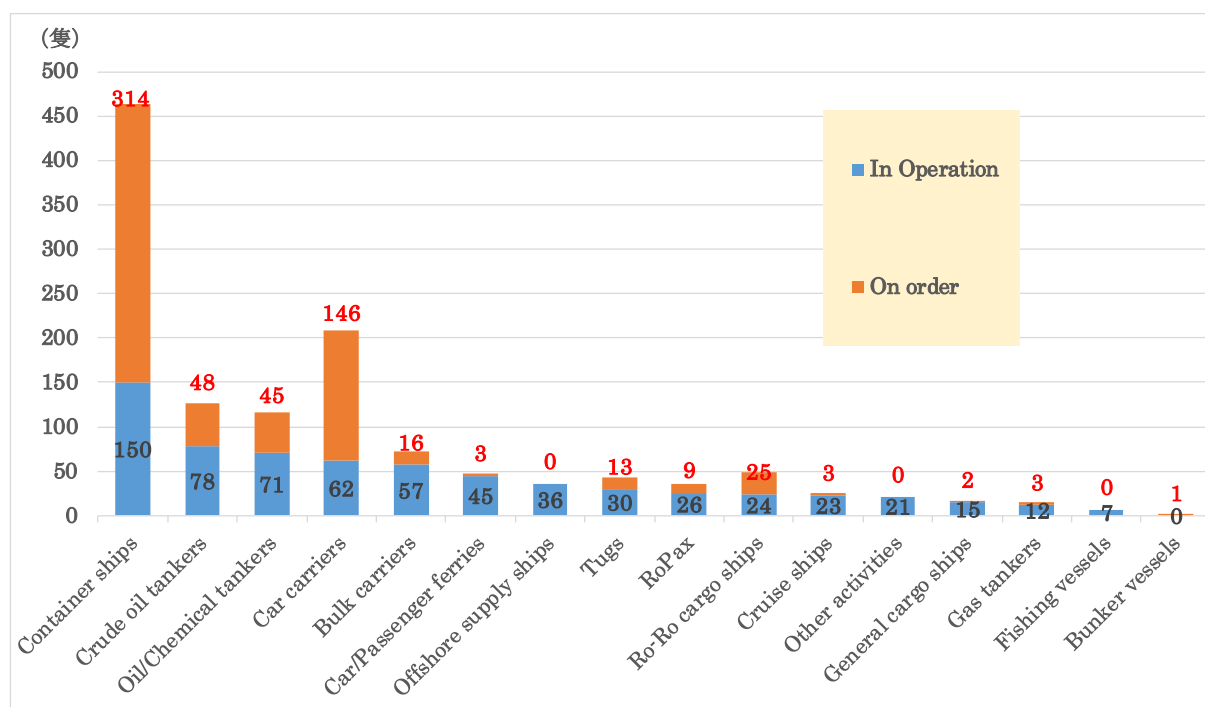


図 2.1.1 LNG 燃料船（AFI データ 2025 年 2 月時点）

(2) LPG 燃料

AFI データによると、2025 年 2 月時点における LPG 燃料船の運航中の隻数は 147 隻であり、発注数は 123 隻であった。LPG 燃料を使用している船種としては、LPG 運搬船、エタン運搬船、LPG／アンモニア運搬船、LEG 運搬船の燃料として利用されているが、貨物船のような船種の燃料には利用されていない。

2023 年 5 月に開催された IMO 第 107 回海上安全委員会において、LPG 燃料船に対する暫定ガイドラインが承認されている。

(3) アンモニア燃料

AFI データによると、2025 年 2 月時点におけるアンモニア燃料船の運航中の隻数は 3 隻であり、発注数は 30 隻であった。運航中のアンモニア燃料船は、「NH3 Kraken」、「魁」、「Yuantuo 1」のタグボート 3 隻である。（図 2.1.2 参照）

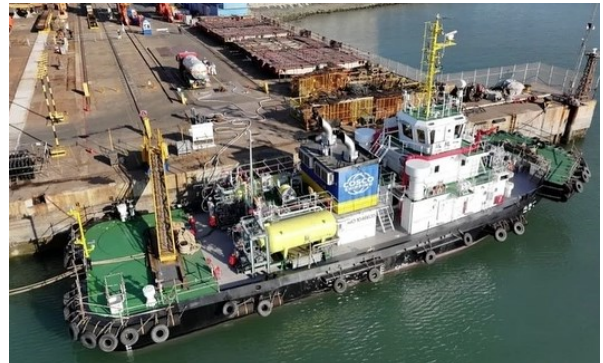
2024 年 12 月に開催された IMO 第 109 回海上安全委員会において、アンモニア燃料船に対する暫定ガイドラインが承認されているが、継続して IMO の貨物運送小員会（以下、「CCC」という。）で議論されている。



（「NH3 Kraken」：Amogy）



（「魁」：日本郵船）



（「Yuantuo 1」：COSCO）

出典：写真は各社 HP 等による情報

図 2.1.2 アンモニア燃料船

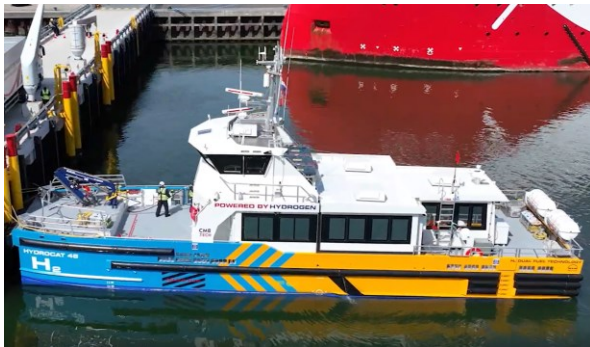
(4) 水素燃料

AFI データによると、2025 年 2 月時点における水素燃料船（Hydrogen internal combustion engine（水素内燃機関）で水素燃料電池船は除く）の運航中の隻数は 3 隻であり、発注数は 10 隻であった。運航中の水素燃料船は、「Hydrocat 48」、「Hydrocat 55」、「Hydrotug1」の 3 隻である。（図 2.1.3 参照）

水素燃料船に対する暫定ガイドラインの作成作業は、IMO の CCC で継続して検討されており、2025 年の最終決定を目指している。



(「Hydrocat 55」：FRS Windcat Offshore Logistics)



(「Hydrocat 48」：Windcat Workboats)



(「Hydrotug 1」：Port of Antwerp-Bruges)

出典：写真は各社 HP 等による情報

図 2.1.3 水素燃料船

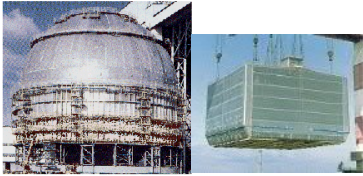
2.1.2 燃料タンクについて

LNG の臨界温度は、マイナス 82℃と常温よりはるかに低いことから、常温加圧タンクに貯蔵することはできない。そのため、超低温（マイナス 162℃以下）でタンクに貯蔵されることとなる。LNG 燃料船の燃料タンクに関して、以下に整理する。

(1) LNG 燃料船の燃料タンク

燃料格納設備として IGF コード (6.4.15) に記載のあるタンクタイプは、独立型タンクである Type-A、Type-B 及び Type-C とメムブレタンクの 4 つに分類される。「海事分野におけるカーボンニュートラル支援事業のための調査研究（令和 5 年 3 月）」（一般財団法人 日本海事協会、株式会社 ClassNK コンサルティングサービス）によると、LNG 燃料船の燃料タンクの採用実績は、表 2.1.2 に示すように独立型 Type-B（以下、独立型は省略し「Type-B」という。）、Type-C のタンクとメムブレタンクの 3 種類であった。Type-B タンクやメムブレタンクの場合、設計圧力が低いため発生したボイルオフガス（以下、「BOG」という。）をタンクに長く留めておくことは困難である。このようなタンクは、タンク容量が大容量となる全長 350m を超えるようなメガコンテナ船などの一部の船に採用されているが、LNG 燃料船の多くは Type-C タンクを採用している。

表 2.1.2 燃料タンクの種類と実績

種類	独立型 Type-A	独立型 Type-B	独立型 Type-C	メムブレ
形状				
設計蒸気圧	<0.07MPa (方形タンクの場合)	<0.07MPa (方形タンクの場合)	1.0MPa まで高圧化が可能	≦0.025MPa
二次防壁の要否	完全二次防壁	部分二次防壁	不要	完全二次防壁
LNG 貨物タンク 実績	なし	有り (モス球形タンク) (SPB タンク)	有り (蓄圧式)	有り
LNG 燃料タンク 実績	なし	有り	有り	有り
積付け効率	良い	球形：悪い 方形：良い	円筒形：比較的悪い	良い
その他の特徴	コスト大	信頼性大	信頼性大	スロッシングの問題有り

出典：「海事分野におけるカーボンニュートラル支援事業のための調査研究（令和 5 年 3 月）」
（一般財団法人日本海事協会、株式会社 ClassNK コンサルティングサービス）

また、IGF コード (6.4.15) の規定を用いて設計することのできない新形式のタンクとなる場合は、図 2.1.4 に示す規定に基づいて設計しなければならないことになっている。

6.4.16 新コンセプトに対する限界状態設計

-1. 6.4.15 の規定を用いて設計することのできない新形式の燃料格納設備は、本節並びに本章の 6.4.1 から 6.4.14 の該当規定を用いて設計しなければならない。本節による燃料格納設備は、確立された設計解並びに新設計に適用できる構造設計手法である限界状態設計の原理に基づき設計しなければならない。このより一般的な手法は、6.4.15 の規定を用いて設計された既知の格納設備と同等の安全レベルを確保するものである。

-2.

(1) 限界状態設計は、各構造要素について 6.4.1-6.による設計条件に関連する損傷モードを評価する系統的手法である。限界状態とは、構造又は構造の一部が要件を満足しない状態と定義する。

(2) 各損傷モードは、1 つ以上の限界状態に関連する。関連するすべての限界状態を考慮することにより、構造要素の最小限界荷重を得ることができる。

限界状態は次の 3 つに分類する。

(a) 最終限界状態 (ULS) : 非損傷状態において、最大耐荷容量、場合によっては、最大ひずみ又は最大変形に対応する。

(b) 疲労限界状態 (FLS) : 繰り返し荷重の影響による劣化に相当する。

(c) 偶発限界状態 (ALS) : 偶発事象に耐えることのできる構造強度に関連する。

(3) 限界状態設計の手順及び関連する設計パラメータは、附属書 6.4.16 に規定する「新形式の燃料格納設備の設計における限界状態設計手法の使用に関する基準」に適合しなければならない。

出典：「鋼船規則 GF 編 低引火点燃料船 (2024 年 6 月)」 (一般財団法人 日本海事協会)

図 2.1.4 燃料タンクの新コンセプトに対する限界状態設計

(2) Type-C タンク

LNG は超低温で液化されるが、タンク外部からの入熱等により LNG 燃料タンク内部で BOG が発生し、その BOG をタンク内部に留めておくとタンク内圧が上昇していくこととなる。Type-B 燃料タンクやメンブレンタンクでは、BOG を短期間しかタンク内に保持できないため、BOG を処理し続ける必要がある。しかし、Type-C 燃料タンクであれば設計圧力を 1.0MPa まで高圧化することができるため、一定期間は BOG を留めておくことができる。

Type-C 燃料タンクのタンク形状は、一般的に横置き円筒形であり、タンクの外面に外部からの熱侵入を抑えるために防熱が施工される。この防熱方式として、「真空防熱型」と「外部防熱型」に分類され、それぞれの防熱型の特徴等について以下に整理する。表 2.1.3 に「真空防熱型」と「外部防熱型」の比較を示す。

また、参考として液化水素運搬船の貨物タンクで検討されている「水素ガス充填式」の独立型タンクについても触れる。

① 「真空防熱型」 Type-C タンク

「真空防熱型」 Type-C タンクは、内槽としてのタンクの外側に一定の間隔をおいて外槽を形成し、タンクと外槽の空間を真空とする構造である。さらに外槽からタンクへの輻射熱を低減する目的で、真空槽にはパーライトなどの粉末が充填されている。

当該タンクの主な特徴を以下に示す。

- ✓ タンク内検が要求されないため、マンホールが設置されない
- ✓ ポンプや温度計、圧力計等の機器もタンク外に設置される
- ✓ タンク内にポンプを設置することができないため、加圧蒸発器によりタンク内を加圧し、その圧力により LNG を払い出す
- ✓ 払い出された LNG は、LNG 主気化器により気化させ、機関への燃料供給が行われる
- ✓ 一般的に TCS（タンクコネクションスペース：Tank Connection Space）をタンク外装に取り付ける
- ✓ TCS 内には、タンク元弁、加圧蒸発器、LNG 主気化器、ガスヒーター等が設置される。
- ✓ 比較的小型（1,000m³以下）の燃料タンクの場合に採用される

② 「外部防熱型」Type-C タンク

「外部防熱型」Type-C タンクは、タンク外面への防熱パネルの貼り付けや硬質ポリウレタンフォームの吹き付けによって施工する。防熱性能は、「真空防熱型」に比べると同容量の場合、ボイルオフレートが大きくなる。一方、比較的安価に製作できることは利点となる。

当該タンクの主な特徴を以下に示す。

- ✓ 燃料ポンプを用いて LNG を払い出す
- ✓ 払い出された LNG は、LNG 主気化器により気化させ、機関への燃料供給が行われる
- ✓ タンク内で発生した BOG を処理（機関へ供給）するためのガス圧縮機が必要となる
- ✓ タンクドームと呼ばれる部分から、タンク内外への配管が貫通しており、タンク本体とタンクドームは異なる区画に設置されている
- ✓ ガス燃料調整室を配置し、タンクドームはこのガス燃料調整室に貫通させ、貫通部の気密性を確保する
- ✓ ガス燃料調整室には、ガス圧縮機、LNG 主気化器、ガスヒーター等が設置される
- ✓ 1,000m³以上の燃料タンクの場合、ほとんど当該タンクが採用される

表 2.1.3 「真空防熱型」と「外部防熱型」Type-C 燃料タンクの比較

種類	真空防熱型	外部防熱型
配管系統例 (4 ストローク機関)		
マンホール	—	○
タンク内ポンプ	—	○
加圧蒸発器	○	—
ガス圧縮機	—	○
その他特徴	✓ 1,000m³以下の小型タンクで採用 ✓ ボイルオフレートは外部防熱型より小さい	✓ 1,000m³以上の大容量タンクに採用 ✓ ボイルオフレートは真空防熱型より大きい

出典：「日本マリンエンジニアリング学会誌 第51巻 4 ストロークガス機関向け

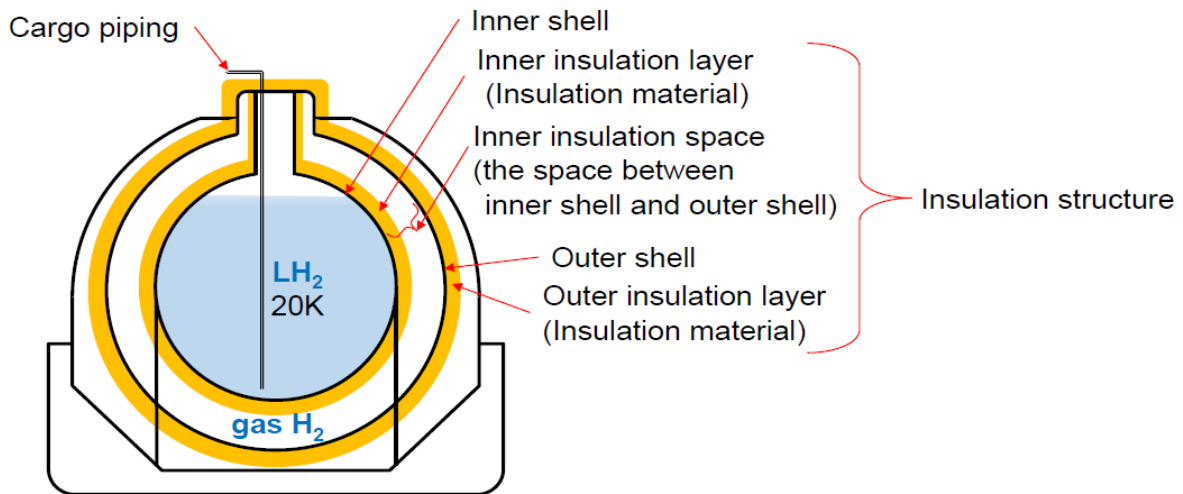
LNG 燃料供給システムの概要について」

(泉鋼業株式会社 大森 千歳)

③ 「水素ガス充填式」の独立型タンク

液化水素の大量輸送が必要となると見込まれることから、大型の液化水素運搬船の貨物タンクとして、「真空防熱型」に替わる新たな断熱形の貨物タンクである「水素ガス充填式」のタンクが検討されている。このタンクは、図 2.1.5 に示すようにタンク内外二層の殻で構成し、内殻と外殻の間の空間を水素ガスで満たし防熱するものである。

今後、このタイプのタンクが燃料タンクとして利用されるかは分からないが、これまでにない新しい設計のタンクが開発され、燃料タンクとして採用される場合には、改めて安全対策等の検討を実施する必要がある。



出典：「REVISED INTERIM RECOMMENDATIONS FOR CARRIAGE OF LIQUEFIED HYDROGEN BULK」（MSC108/20/Add.1 ANNEX 20 RESOLUTION MSC.565(108), IMO）

図 2.1.5 「水素ガス充填式」の貨物タンクイメージ図

2.1.3 まとめ

今般のガス燃料船の入渠に係る安全要件の検討を実施するにあたり、現在のガス燃料船の竣工隻数や検討状況等を鑑みて、対象の燃料は「LNG」とした。なお、安全対策要件等を使用する文言として、総合対策報告書の平仄と合わせるため「LNG 燃料船」をいう時は、「天然ガス燃料船」と表記した。

また、Type-B タンクやメムブレタンクの場合は、タンク設計圧力が低く、入渠中の BOG 管理を考慮して、対象の燃料タンクは「Type-C」とした。

2.2 「外部防熱型」Type-C 燃料タンクを搭載した天然ガス燃料船の入渠要件の整理

総合対策報告書に示されている「天然ガス燃料船の入渠等に係る要件」に関して、平成 26 年度に実施された検討においては、「真空防熱型」Type-C 燃料タンクに限定されていた。これは、その当時に竣工していた LNG 燃料船の主流の燃料タンクが「真空防熱型」Type-C タンクであったためであり、その後にタンク容量の大きい LNG 燃料船が建造されはじめ、「外部防熱型」Type-C タンクが採用されるようになった。

ここでは、「真空防熱型」に限定し検討された総合対策報告書の要件について、「外部防熱型」に当てはめたときに条件として問題がないかどうか調査した。特に「真空防熱型」と「外部防熱型」とのタンク種類の違いによる懸念点として考えられる、以下の項目について重点的に調査を実施した。

- 燃料タンク蓄圧可能日数
- 燃料タンク及び配管設備周辺での火気工事

調査に当たっては、LNG 燃料船の運航実績のある海運事業者と LNG 燃料タンクの製造・取扱い実績のある造船事業者ヒアリングを実施した。ヒアリング調査先を表 2.2.1 に示す。

表 2.2.1 ヒアリング調査先

番号	ヒアリング調査先	備考
1	日本郵船株式会社	LNG 燃料船実績（PCC、バルカー等）
2	三菱造船株式会社	Type-C の LNG 燃料タンク納入実績

2.2.1 燃料タンク蓄圧可能日数

(1) タンク圧力制御

総合対策報告書によると、「LNG 燃料タンクをガスフリーせずに入渠する場合であっても、LNG 燃料タンクのマスターバルブから機関に至るまでの配管をガスフリーすることにより、タンク内に LNG を保持したまま入渠が可能となる」と記載されている。従って、入渠中におけるタンク圧力制御の方法としては、蓄圧による管理か陸上施設で BOG を処理しながら管理することが考えられる。

また、タンク圧力及び温度制御に関して、IGF コードでは図 2.2.1 に示すように規定されている。IGF コードで要求されている「15 日間維持できるようにしなければならない」については、タンクが満載され、かつ、船舶が停泊している状態による想定であって、入渠中を想定されたものではない。当該想定条件で 15 日間維持できるものであったとしても、入渠時にタンクが満載状態であるとは限らず、タンク内の残液が減るほど蓄圧可能日数が短くなることが考えられる。更に、船内負荷用電力の発電の消費分を想定されている

ところ、入渠中の船内での LNG 消費は原則不可であることを考慮すれば、より蓄圧可能日数は当該想定条件より短くなるといえる。ガスフリーをせずに入渠する場合は、入渠期間中及び余裕日数分を見込んだ蓄圧可能日数を示すことが重要となる。

6.9 燃料貯蔵状態の保持（IGF コード 6.9）

6.9.1 タンク圧力及び温度制御*

-1. 高温側の設計周囲温度における燃料の最高蒸気圧に耐えるように設計される液化ガス燃料タンクを除き、液化ガス燃料タンクの圧力及び温度は、次の(1)から(4)に掲げる方法等の本会が適当と認める方法を用いて、常時設計範囲内に維持されなければならない。

- (1) 蒸発ガスの再液化
- (2) 蒸発ガスの燃焼
- (3) 蓄圧
- (4) 液化ガス燃料の冷却

通常の使用圧力でタンクが満載され、かつ、船舶が停泊している状態、即ち、船内負荷用電力のみ発電している状態を想定して、採用された手段によって、タンクの圧力は、圧力逃し弁の設定圧力未満に 15 日間維持できるようにしなければならない。

-2. 燃料ガスの放出によるタンク圧力の制御は、緊急事態を除いて認められない。

6.9.2 装置の設計

-1. 通常の使用状態に対し、高温側の設計周囲温度は、次の値としなければならない。

海水 32℃

大気 45℃

特に暑い海域又は寒い海域で使用する場合、この設計温度は、本会の適当と認めるところにより増減しなければならない。

-2. 装置は、燃料を大気へ放出することなく設計条件内で圧力を制御できるような容量をもたなければならない。

出典：「鋼船規則 GF 編 低引火点燃料船（2024 年 6 月）」（一般財団法人 日本海事協会）

図 2.2.1 燃料貯蔵状態の保持の規定

(2) 蓄圧可能日数

蓄圧可能日数に関して、事業者へヒアリングを実施した。その結果を表 2.2.2 に示す。

「真空防熱型」Type-C タンクの場合は、残液量に応じた蓄圧可能日数がメーカーから示されている。これはあくまでスペック値によるものであるが、運航時のデータ等も用いることで蓄圧可能日数を計算することが可能である。また、「外部防熱型」Type-C タンクの場合は、蓄圧可能日数についてメーカーから示されないことが多い。しかし、「外部防熱型」Type-C タンクであっても、スペック値や入熱条件等をもとにした計算により蓄圧可能日数を示すことは可能である。

表 2.2.2 蓄圧可能日数に関する事業者へのヒアリング結果

➤ 「外部防熱型」 Type-C 燃料タンクの蓄圧可能日数はメーカーから示されているか。	
回答内容	● メーカーからは示されていない。 ● すべてのメーカーが「外部防熱型」の蓄圧可能日数を示すことができるかは断言できない。
➤ 「外部防熱型」 Type-C 燃料タンクの蓄圧可能日数の計算は可能か。	
回答内容	● 入熱条件等をもとに時間や圧力を計算することはできる。 ● 「外部防熱型」でも理論上のスペック値から蓄圧可能日数を示すことは可能である。ただし、その計算日数はタンク内温度が均一で平衡状態といった理想的な状態であることが前提の理論値となる。これは、「真空防熱型」でも同様である。 ● 検量で測れないレベルの残液がある場合、その量がどれくらいか図ることは困難である。
➤ 「外部防熱型」 Type-C 燃料タンクに残液を持ったままの入渠について意見はあるか。	
回答内容	● 造船所の陸側に BOG 処理設備があれば、残液を持ったまま入渠することもできると考える。ただし、この条件で入渠要件としても問題ないということが前提となる。 ● 一般的に残液の量が少ないとタンク圧が上がりやすく、蓄圧できる期間は極めて短くなる。そのため、BOG 処理が前提となることが想定される。BOG 処理が前提となった場合、万が一機器に不具合があり処理しきれなくなった時に、どのように安全を担保するかが課題となる。 ● 残液があって重質化したガスが残ると、クールダウンの時に時間を要したり、有効な燃料として使いづらいといったデメリットになる。 ● BOG の処理をすると重質化した液がタンク内に残ることとなり、メタン価がメーカーの許容値を超えてしまう可能性もあり、エンジンの燃焼にも影響することとなる。
➤ 「外部防熱型」 Type-C 燃料タンク内をガス雰囲気だけにして入渠することについて意見はあるか。	
回答内容	● 燃料タンクをガス雰囲気とした場合の圧力推移を計算することは可能である。計算上では、50℃以上となっても圧力 10%も上昇せず、1 か月以上は蓄圧可能である。 ● 常温の天然ガス状態にしてしまえば、初期圧力にもよるが、それほど圧力変動が起きることないことから、長期間蓄圧することは可能であると考えられる。 ● タンク内をガス雰囲気にする場合、あらかじめ常温までせずとも、残液がない低温ガス状態としても、低温から常温までの圧力の予想は可能である。膨張しても設計圧力内に収まるようにしていれば、必ずしも常温から始める必要はない。 ● 新しい LNG を入れれば圧力も上昇し、タンク内のガスは置換される。そのため、タンク内のガスが再液化されて残ることはほぼない。 ● タンク内の再クールダウンが必要になるため、その実施場所や手段などの対処について考慮しておくべきである。

➤ 蓄圧可能日数に関して、現在の入渠要件にある安全対策を「外部防熱型」Type-C 燃料タンクと共通事項とすることについて意見はあるか。	
回答内容	● 蓄圧可能日数に限って言えば、「真空防熱型」も「外部防熱型」も大きな違いはないと考える。 ● 現在の要件では、「外部防熱型」でも良いのかが分かりにくく、共通要件であることが明確化されれば分かりやすい。

「外部防熱型」Type-C タンクは、「真空防熱型」Type-C タンクに比べて侵入熱が大きく、BOG が発生しやすい。実際にガスフリーをせずに入渠するにあたっては、タンク内に LNG の残液がある場合とタンク内をガス天然ガス（以下、「GNG」という。）で満たしたガス雰囲気の場合が想定される。それぞれの状態での入渠について、以下に整理する。

① タンク内に LNG 残液がある場合

「外部防熱型」Type-C タンク内に LNG 残液がある状態では、基本的に BOG を処理しながら入渠することが想定される。しかしながら、総合対策報告書で整理されている前提となる入渠要件には、「LNG 燃料タンクのマスターバルブから機関に至るまでの配管をガスフリーする」と記載されていることから、本船の発電機やボイラー等を使用して BOG を処理することはできない。そのため、バンカリングステーションのガスラインへ接続して造船所側のガス燃焼装置（以下、「GCU」という。）等で BOG を処理することが想定される。造船所に十分な GCU 設備がない場合は、外付けの GCU を手配することも考えられる。そういった場合には、本船から陸上に至る配管や接続部などもガスが通ることになるため、工事の制約を受けることに留意する必要がある。

② タンク内を GNG で満たしたガス雰囲気である場合

「外部防熱型」Type-C タンク内を GNG で満たしたガス雰囲気の状態では、初期圧力にもよるが、それほど圧力変動が起きることはなく、通常の状態であれば長期間蓄圧することができる。ただし、タンク周辺で火災が発生するなどによって、急激な温度上昇が起こる可能性もあるため、火気等には十分注意する必要がある。また、残液がある場合と比べて、タンクの再クールダウンが必要になるため、その実施場所や手段、期間、対処法等について検討しておく必要がある。

タンク内に残液がある状態、あるいは、GNG で満たしたガス雰囲気の状態のどちらの場合であっても、ガスフリーをせずに入渠する際は、蓄圧可能日数を計算し、入渠期間中及び余裕日数を見込んだ範囲内の期間であることを示す必要がある。さらに、万が一に備えた対策を事前に検討し、計画しておくことが肝要である。

2.2.2 燃料タンク及び燃料配管設備付近での火気工事

総合対策報告書の「修繕に向けた要件」によると、燃料タンク付近でホットワーク¹を実施する場合について「真空防熱型」のみに限定して整理されており、「外部防熱型」について検討されていない。

「真空防熱型」に限定されている理由として、「真空の間隙部分がタンクの保護に大きな役割を果たすことから、より安全性は高い」と記載されている。ただし、「外部防熱型」に対して「真空防熱型」がどの程度安全性が高いものなのかは示されていない。そのため、「外部防熱型」で火気工事を実施する場合について、以下に整理した。

(1) IGF コード関連

IGF コードにおける作業要件に係る高熱作業については、図 2.2.2 のように記載されている。燃料タンク及び燃料配管の近傍における高熱作業を実施するためには、安全性の確保及び証明をし、その承認後に実施することができる。

また、IGF コード (6.4.13.3.2) では、液化ガス燃料格納設備で使用される防熱材について、使用目的に適することを確認するため、必要に応じた特性を有している必要があると規定されており、その要求される特性は、表 2.2.3 に示すようにタンク形式によるもので区別されている。ただし、Type-C タンクの中で「真空防熱型」や「外部防熱型」を分けられてはいない。

17.5.7 燃料装置の上部又は近傍における高熱作業*

燃料タンク及び燃料配管並びに可燃性になりうる又は炭化水素が混合するおそれのある防熱装置及び燃焼生成物として毒性の蒸気を発生させるおそれのある防熱装置の近傍における高熱作業は、それらの場所での当該作業について安全性が確保及び証明され、かつ、承認がすべて得られた後にのみ実施すること。

出典：「鋼船規則 GF 編 低引火点燃料船（2024 年 6 月）」（一般財団法人 日本海事協会）

図 2.2.2 作業要件に係る燃料装置の上部又は近傍における高熱作業の規定

¹ ホットワークとは、引火要因となり得る火気工事（例えばバーナーの使用など）や火花が散る可能性のある作業（例えばグラインダーの使用など）を意味する。

表 2.2.3 液化ガス燃料タンク形式と防熱材料の特性

No.	確認項目	メンブレンタンク	独立型 タンクタイプ A/B	独立型 タンクタイプ C	備考
1	液化ガス燃料との適合性	○ ¹⁾	○ ¹⁾		
2	液化ガス燃料による溶解性	○ ¹⁾	○ ¹⁾		
3	液化ガス燃料の吸収性	○ ¹⁾	○ ¹⁾		
4	収縮性	○ ¹⁾	○ ¹⁾		
5	時効性	○	○ ¹⁾	□	
6	独立気泡率	△	△	△	独立気泡材料のみ対象
7	密度	○	○	○	
8	機械的性質	曲げ強度	○	○	
		圧縮強度	○		
		引張強度	○	○	
		せん断強度	○		
9	熱膨張性	○	○ ²⁾	○ ²⁾	
10	摩耗性	○			
11	結合力	△	△ ¹⁾	□	接着使用される材料を対象
12	熱伝動率	○	○	○	
13	耐振性	△	△ ¹⁾		規則 GF 編 6.4.13-3.(7)も考慮を要する。
14	火災及び火炎に対する抵抗性	○	○	○	
15	疲労破壊に対する抵抗性	○			
16	き裂進展に対する抵抗性	△			

(備考)

○：確認試験を行ってこの特性を確認する必要がある項目

△：材料の種類によっては確認試験を行う必要がある項目

□：この特性に関するデータを用意しておくのが望ましい項目

(注)

1) 防熱材が規則 GF 編 6.4.5-1の規定に定めるスプレーシールドとなる場合は、必要である。その他の場合では、この特性に関するデータを用意する。

2) 液化ガス燃料タンクの設計温度が-10℃より高い場合は、一般には不要である。

出典：「鋼船規則検査要領 GF 編 GF6 章（2024 年 6 月）」（一般財団法人 日本海事協会）

(2) 火気工事に関する事業者へのヒアリング

火気工事を行うことに関して、事業者へヒアリングを実施した。その結果を表 2.2.4 に示す。火災が発生した場合は、「真空防熱型」であっても内部に熱が伝わる可能性があり、急激な温度上昇によりタンク内圧力の上昇が起こりうる。「外部防熱型」では、防熱材が燃えてしまうと熱が一気に伝わることとなる。どちらのタンクであっても、火災及び火炎伝播に対する抵抗については、Type-C タンクに要求される内容を網羅しているものの、火気工事を実施する場合には、火災を起こさないための対策を講じることが重要となる。

現在の要件にある安全対策は、火災を未然に防ぐための対策について記載をしている。この要件は、「外部防熱型」であっても共通となるものと言えるため、同じ要件を適用して良いものと考えられる。

表 2.2.4 火気工事に関する事業者へのヒアリング結果

▶ 燃料タンク付近での火気工事に関して、「外部防熱型」であっても「真空防熱型」と同じ要件とすることについて意見はあるか。	
回答内容	● 現在の要件の安全対策も、火災が発生しないようにするための対策となっており、「外部防熱型」であっても共通の事項になるといえる。 ● 「真空防熱型」は、二重壁になっているとはいえ外側が鉄であり、外側の殻と内側の殻でも何かしら繋がっており、火災に対する熱伝導という観点からは、もしかすると早く内側に熱が伝わる可能性もある。そのため、「真空防熱型」であるから内部まで熱が伝わらないかというところでもないと思う。 ● 「外部防熱型」では、防熱材が燃えてしまうと一気に熱が伝わることになる。

2.2.3 まとめ

「真空防熱型」を前提として検討された総合対策報告書の入渠要件に対して、「外部防熱型」の要件として当てはめた時に、懸念点と考えられる「燃料タンク蓄圧可能日数」と「燃料タンク及び燃料配管設備付近での火気工事」に関して確認を行った。

「蓄圧可能日数」については、「外部防熱型」であっても入渠期間中及び余裕日数を見込んで蓄圧可能日数を確認しておくことは共通であり、入渠期間中のタンク圧力を常時確認しておくことも「真空防熱型」と異なる点はないものといえる。

「燃料タンク及び燃料配管設備付近での火気工事」については、「外部防熱型」であっても Type-C タンクに要求される防熱性能は有しており、現在の要件である火災を起こさないための安全対策としては共通のものになるといえる。

2.3 天然ガス燃料船の入渠等に係る要件の検討

「外部防熱型」も含めた「天然ガス燃料船の入渠等に係る要件」を作成するにあたり、総合対策報告書等の資料や調査をもとに、以下のとおり整理した。

2.3.1 検査に向けた要件

総合対策報告書で整理されている「検査に向けた要件」に関して、「外部防熱型」においても概ね現行の記載内容で良いものと考えられる。なお、公表されている総合対策報告書の「検査に向けた要件」については、以下のとおり記載を修正する方針とした。表 2.3.1 に検査に向けた要件の修正方針の対照表を示す。

- 「船内関連機器設備」の記載については、「LNG 燃料タンク及び関連機器設備」に修正
- 「LNG 燃料タンクのマスターバルブから機関に至るまでの配管をガスフリーすることにより、当該タンク内に LNG を保持したまま入渠することが可能となる」という前提条件は、はじめの方に記載を修正
- 「なお、船舶検査の具体的な項目及び関連する作業に係る安全対策については、IGF コードの内容が確定し、また、天然ガス燃料船の計画が具体化した時点において、検討するものとする。」の記載については削除

表 2.3.1 検査に向けた要件の修正方針の対照表

(傍線部分は修正箇所)

修正方針	現行（公表内容）	備考
天然ガス燃料船が検査のために入渠する際には、<u>LNG 燃料タンク及び関連機器設備をガスフリーすることが基本となる。ただし、検査内容が LNG 燃料タンク及び関係機器設備に及ばない場合にあっては、LNG 燃料タンクのマスターバルブから機関に至るまでの配管をガスフリーすることにより、当該タンク内に LNG を保持したまま入渠することが可能となる。</u> LNG 燃料タンクをガスフリーせずに入渠する場合については、入渠までのタンク内の状態を記録したログと外観の目視検査により、タンクの健全性が確認可能なことが前提となる。併せて、入渠前に入渠期間中（入渠日から出渠日まで）に上昇し得る燃料タンク内の圧力を推算し、当該タンクの設計圧力を下回ることが確認できるとともに、入渠期間が危急対応のため延長されることを想定し、適切な余裕日数を見込むことが必要である。<u>さらに、以下に示す十分な管理体制を整備することが必要となる。</u> (1) 予め燃料タンク周辺及び作業実施空間のガス濃度計測を実施し、安全を確認する。 (2) 燃料タンク付近は、ガス検知、アラーム機能を含め、常時監視状態とし、2 回／日以上ガス検を実施する。 (3) 消火設備を常時使用可能な状態とする。 (4) 緊急時に備え、予め脱出経路を確保・周知する。 (削除)	天然ガス燃料船が検査のために入渠する際には、船内関連機器設備をガスフリーすることが基本となる。ただし、検査内容が LNG 燃料タンク及び関係機器設備に及ばない場合にあっては、<u>この限りでない。</u> LNG 燃料タンクをガスフリーせずに入渠する場合については、入渠までのタンク内の状態を記録したログと外観の目視検査により、タンクの健全性が確認可能なことが前提となる。併せて、入渠前に入渠期間中（入渠日から出渠日まで）に上昇し得る燃料タンク内の圧力を推算し、当該タンクの設計圧力を下回ることが確認できるとともに、入渠期間が危急対応のため延長されることを想定し、適切な余裕日数を見込むことが必要である。<u>それらを確認することができれば、LNG 燃料タンクのマスターバルブから機関に至るまでの配管をガスフリーすることにより、当該タンク内に LNG を保持したまま入渠することが可能となる。</u> <u>その場合にあっては、以下に示す十分な管理体制を整備することが必要となる。</u> (1) 予め燃料タンク周辺及び作業実施空間のガス濃度計測を実施し、安全を確認する。 (2) 燃料タンク付近は、ガス検知、アラーム機能を含め、常時監視状態とし、2 回／日以上ガス検を実施する。 (3) 消火設備を常時使用可能な状態とする。 (4) 緊急時に備え、予め脱出経路を確保・周知する。 <u>なお、船舶検査の具体的な項目及び関連する作業に係る安全対策については、IGF コードの内容が確定し、また、天然ガス燃料船の計画が具体化した時点において、検討するものとする。</u>	追加 修正 修正 削除

2.3.2 修繕に向けた要件

総合対策報告書で整理されている「修繕に向けた要件」に関して、「2.2.2 燃料タンク及び燃料配管設備付近での火気工事」の検討より、「外部防熱型」においても個別事例ごとの安全対策を実施し、造船所と船側が合意することで、現行の記載内容にある管理体制を整備して、燃料タンク及び配管設備周辺での火気工事を行ことができると考えられる。なお、公表されている総合対策報告書の「修繕に向けた要件」については、以下のとおり記載を修正する方針とした。表 2.3.2 に修繕に向けた要件の修正方針の対照表を示す。

- 「船内関連機器設備」の記載については、「LNG 燃料タンク及び関連機器設備」に修正
- 前提条件としてははじめの方に、「ただし、修繕内容が LNG 燃料タンク及び関係機器設備に及ばない場合にあっては、LNG 燃料タンクの健全性の確認等の一定の条件を満たすことができ、LNG 燃料タンクのマスターバルブから機関に至るまでの配管をガスフリーすることにより、当該タンク内に LNG を保持したまま入渠することが可能となる」という記載を追加
- 「ただし、修繕作業においてホットワークを実施する場合にあっては、」の記載については、「なお、燃料タンク及び配管設備周辺の修繕作業においてホットワークを実施する場合にあっては、原則ガスフリーすることになるが、」に修正
- 「その実施場所と当該タンクとの位置関係によっては、当該タンクのガスフリーが必要となる。その場合にあっては、LNG 燃料タンクが、より安全性が高い真空防熱型 Type-C タンクの場合には、以下に示す十分な管理体制を整備することにより、当該タンク内に LNG を保持したまま入渠することが可能となる。」の記載については、
「その実施場所と当該タンクとの位置関係によっては、個別事例ごとの安全対策を実施し、造船所と船側が合意することで当該タンクのガスフリーをせずに入渠は可能である。ただしその場合にあっては、以下に示す十分な管理体制を整備することが必要になる。」に修正

表 2.3.2 修繕に向けた要件の修正方針の対照表

(傍線部分は修正箇所)

修正方針	現行（公表内容）	備考
天然ガス燃料船が修繕のために入渠する際には、<u>LNG燃料タンク及び関連機器設備をガスフリーすることが基本となる。ただし、修繕内容がLNG燃料タンク及び関係機器設備に及ばない場合にあっては、LNG燃料タンクの健全性の確認等の一定の条件を満たすことができ、LNG燃料タンクのマスターバルブから機関に至るまでの配管をガスフリーすることにより、当該タンク内にLNGを保持したまま入渠することが可能となる。</u>なお、<u>燃料タンク及び配管設備周辺の修繕作業においてホットワークを実施する場合にあっては、原則ガスフリーすることになるが、その実施場所と当該タンクとの位置関係によっては、個別事例ごとの安全対策を実施し、造船所と船側が合意することで当該タンクのガスフリーをせずに入渠は可能である。ただしその場合にあっては、以下に示す十分な管理体制を整備することが必要になる。</u> (1) 予め燃料タンク周辺及び作業実施空間のガス濃度計測を実施し、安全を確認する。 (2) 燃料タンク付近で監視業務に従事可能な適当数の監視員を配置する。 (3) 消火設備を常時使用可能な状態とする。 (4) 緊急時に備え、予め脱出経路を確保・周知する。	天然ガス燃料船が修繕のために入渠する際には、<u>船内関連機器設備をガスフリーすることが基本となり、LNG燃料タンクの健全性の確認等の一定の条件を満たすことができれば、当該タンク内にLNGを保持したまま、入渠することが可能となる。ただし、修繕作業においてホットワークを実施する場合にあっては、その実施場所と当該タンクとの位置関係によっては、当該タンクのガスフリーが必要となる。その場合にあっては、LNG燃料タンクが、より安全性が高い真空防熱型Type-Cタンクの場合には、以下に示す十分な管理体制を整備することにより、当該タンク内にLNGを保持したまま入渠することが可能となる。</u> (1) 予め燃料タンク周辺及び作業実施空間のガス濃度計測を実施し、安全を確認する。 (2) 燃料タンク付近で監視業務に従事可能な適当数の監視員を配置する。 (3) 消火設備を常時使用可能な状態とする。 (4) 緊急時に備え、予め脱出経路を確保・周知する。	修正 追加 追加 追加 追加 修正

2.3.3 入渠に向けた要件

総合対策報告書で整理されている「入渠に向けた要件」の内容に関して、燃料タンクの防熱型の種類によって異なるものではないため、「外部防熱型」にも当てはめられるものと考えられる。

また、総トン数 2 万 5 千トン以上の LNG 運搬船のガスフリー作業については、海上保安庁行政指導指針「大型タンカー及び大型タンカーバースの安全防災対策基準」（平成 26 年 3 月 31 日改正）（以下、「行政指導指針」という。）によって、ガスフリーを実施すべき場所や事前の提出書類の内容が規定されている。総トン数 2 万 5 千トン未満の LNG 運搬船や LNG 燃料船に対しては、この行政指導指針は適用されるものではなく、規制する基準等も存在しないが、他船への影響や安全を考慮すれば、LNG 燃料船であっても行政指導指針と同等の対応を取ることも考えられる。

行政指導指針における LNG 運搬船のガスフリーに関する内容の抜粋は、以下のとおりである。

大型タンカー及び大型タンカーバースの安全防災対策基準（行政指導指針）（抜粋）

第 2 部：大型液化ガスタンカー及び大型液化ガスタンカーバースの安全防災対策

I 対象船舶及び対象バース

総トン数 2 万 5 千トン以上の液化（石油、天然）ガスタンカー（以下、「液化ガスタンカー」という。）及び同タンカーの荷役に供されるバース

III タンカー側の遵守すべき事項

4 航行安全対策（積荷積載中に限る。）

(1) 海上交通安全法（昭和 47 年法律第 115 号）に定める航路航行時の安全対策

海上交通安全法によるほか、次の事項を遵守すること。

ハ ボイル・オフ・ガスの放出は行わない。

(2) その他の狭い水道航行時の安全対策

海上交通安全法に定める航路以外の船舶交通のふくそうしている狭い水道（友ヶ島水道、豊後水道等）を航行する場合は、次の事項を遵守すること。

ホ ボイル・オフ・ガスの放出は行わない。

(4) 港内における安全対策

港則法によるほか、次の事項を遵守すること。

ハ 港内航行中及び停泊中はボイル・オフ・ガスの放出は行わない。

5 可燃性ガスを大気中へ放出するガスパーズ作業時の安全対策

ウォーミングアップ作業及びイナーティンク・ガスパーズ作業に当たっては、次の事項を遵守すること。

(1) 港内はもとより東京湾、伊勢湾、瀬戸内海等の船舶交通のふくそうする海域においては、実施しない。

(2) 作業実施中は、特に火気管理を十分行うほか他船の接近を防止するため、厳重な見張り等を実施する。

(3) あらかじめ、作業実施海域、期間、方法及び安全措置等に関する情報を収めた資料を、当該海域を管轄する管区海上保安本部長に提出する。

なお、公表されている総合対策報告書の「入渠に向けた要件」については、以下のとおり記載を修正する方針とした。表 2.3.3 に入渠に向けた要件の修正方針の対照表を示す。

- 「この点については、天然ガス燃料船の燃料タンクから機関に至るまでの配管等関連機器のガスフリー作業をどこで実施するかが重要である。」の記載については、「この点については、ガスフリー実施後に本船が自航可能かどうか、天然ガス燃料船の燃料タンクから機関に至るまでの配管等関連機器のガスフリー作業をどこで実施するかが重要となる。」に修正
- 「二元燃料（DF：Dual Fuel）機関の場合」と「ガス専焼機関の場合」に分けられていた内容については、「ガスフリー実施後に自航可の場合」と「ガスフリー実施後に自航不可の場合」に改め、更に、そのそれぞれの中に「LNG を大気放出しない方法でガスフリーを実施し入渠する場合」と「LNG を大気放出する方法でガスフリーを実施し入渠する場合」の内容を追加

表 2.3.3 入渠に向けた要件の修正方針の対照表

(傍線部分は修正箇所)

修正方針	現行（公表内容）	備考
2.3 入渠に向けた要件 天然ガス燃料船が入渠する際の最も重要な要件は、港外から入渠地まで安全に航行可能なことである。この点については、<u>ガスフリー実施後に本船が自航可能かどうか、天然ガス燃料船の燃料タンクから機関に至るまでの配管等関連機器のガスフリー作業をどこで実施するかが重要となる。</u> 2.3.1 ガスフリー実施後に自航可の場合 天然ガス燃料船がDF（デュアルフューエル：Dual Fuel）機関を搭載している場合、当該船舶はガスフリー作業を他船に影響のない安全な海域で実施し、燃料を重油に切り替えることにより、自力航行することで入渠可能である。ただし、0.1%又は0.5%のSO_x規制に対しては、重油燃料による自力航行時には低硫黄燃料の使用か、スクラバーの設置が必要となる。 (1) <u>LNGを大気放出しない方法でガスフリーを実施し入渠する場合</u> <u>本船に十分な容量のGCU（ガス燃焼装置：Gas Combustion Unit）やボイラーなどを搭載しており、窒素ガスまたはイナートガスで置換する際に発生するGNG（ガス天然ガス：Gas Natural Gas）混じりのガスを本船処理できる場合は、可燃性ガスを大気放出せずにガスフリーを完了させることができる。よって、ガスフリー作業を実施する場所は特定されず、通常航海中や錨地、岸壁等で実施可能である。</u> <u>入渠を見据えてLNG燃料を計画的に使用し、LNG燃料タンクが空となりLNGを燃料として使用できなくなれば燃料を重油に切り替えて航海を継続、LNGのイナーティング作業を並行して実施することが可能である。</u>	3 入渠に向けた要件 天然ガス燃料船が入渠する際の最も重要な要件は、港外から入渠地まで安全に航行可能なことである。この点については、天然ガス燃料船の燃料タンクから機関に至るまでの配管等関連機器のガスフリー作業をどこで実施するかが重要である。 <u>ここでは、機関の種類により、以下のように整理した。</u> ① 二元燃料（DF：Dual Fuel）機関の場合 天然ガス燃料船がDF機関を搭載している場合、当該船舶はガスフリー作業を<u>LNG 運搬船と同様に他船に影響のない安全な海域にて実施する場合であっても、ガスフリー後、燃料を重油に切り替えることにより、自力航行することで入渠可能である。ただし、0.1%又は0.5%のSO_x規制に対しては、重油燃料による自力航行時には低硫黄燃料の使用か、スクラバーの設置が必要となる。</u>	修正 修正 追加

修正方針	現行（公表内容）	備考
(2) <u>LNGを大気放出する方法でガスフリーを実施し入渠する場合</u> <u>本船にGCUやボイラーなどの燃焼処理設備がない、または十分な容量を有していない設備を搭載している場合、イナーテイング作業を開始すれば窒素またはイナートガスで置換する際に発生するGNG混じりのガスを大気放出する必要がある。この場合、海上保安庁行政指導指針（「大型タンカー及び大型タンカーバースの安全防災対策基準」）と同等の対応²を取るのであれば、港内や幅員海域では実施しないこととなる。</u> <u>本船のみでガスフリーを実施する場合、LNG運搬船と同様に他船に影響のない安全な海域でガスフリー作業が完了した後、重油で入渠地まで移動することになる。</u> <u>また、GNG混じりのガスを処理できる陸上施設が手配できれば、当該陸上施設に係留し、ガスフリー作業を実施することが可能である。</u>		追加
2.3.2 ガスフリー実施後に自航不可の場合 天然ガス燃料船がガス専焼機関を搭載し、ガスフリー作業を実施した場合、<u>本船は自航できないこととなる。</u>当該船舶がデッドシップとなった場合、ガスフリー実施海域から入渠地までは、曳船等の他船の援助を受けることが必要となる。 (削除) (1) <u>LNGを大気放出しない方法でガスフリーを実施し入渠する場合</u> <u>本船に十分な容量のGCUやボイラーなどを搭載しており、窒素ガスまたはイナートガスで置換する際に発生するGNG混じりのガスを本船処理できる場合は、可燃性ガスを大気放出せずにガスフリーを完了させることができる。よって、ガス</u>	② ガス専焼機関の場合 天然ガス燃料船がガス専焼機関を搭載し、<u>LNG運搬船と同様に他船に影響のない安全な海域にてガスフリー作業を実施した場合、バックアップ用ディーゼル機関を搭載していれば、DF機関搭載船と同様に燃料を重油に切り替え、自航により入渠可能である。バックアップ用ディーゼル機関を利用する方法については、ノルウェーでも実施されている方法であり、現在まで事故の報告もなく、安全に入渠作業が行われている。ただし、小型フェリーやOSVに限定される点には留意を要する。バックアップ用ディーゼル機関の能力によっては、外洋、船舶の幅員海域、そして港内などの航行環境や、航行海域の気象・海象等、外力条件を考慮した上で安全に航行可能であるか否かを慎重に検討する必要がある。</u> <u>一方、バックアップ用ディーゼル機関を搭載していない場</u>	修正 追加

修正方針	現行（公表内容）	備考
<u>フリー作業を実施する場所は特定されず、錨地、岸壁等で実施可能である。</u> <u>入渠地以外で実施する場合は、ガスフリー完了後、曳航などの航行支援を受けて入渠地まで移動する必要がある。</u> (2) <u>LNGを大気放出する方法でガスフリーを実施し入渠する場合</u> <u>本船にGCUやボイラーなどの燃焼処理設備がない、または十分な容量を有していない設備を搭載している場合、イナーテイング作業を開始すれば窒素ガスまたはイナートガスで置換する際に発生するGNG混じりのガスを大気放出する必要がある。</u><u>この場合、海上保安庁行政指導指針（「大型タンカー及び大型タンカーバースの安全防災対策基準」）と同等の対応を取るのであれば、港内や幅狭海域では実施しないこととなる。</u> <u>本船のみでガスフリーを実施する場合、LNG運搬船と同様に他船に影響のない安全な海域でガスフリー作業が完了した後に、曳航などの航行支援を受けて入渠地まで移動することになる。</u> <u>また、GNG混じりのガスを処理できる陸上施設が手配できれば、当該施設に係留しガスフリー作業を実施することが可能である。</u><u>ガスフリー作業が完了した後に、入渠地まで曳航などの航行支援を受けて移動することになる。</u>	<u>合については、燃料タンク又は配管のガスフリーに伴い自航能力が失われ、所謂デッドシップの状態となる。</u><u>当該船舶がデッドシップとなった場合、ガスフリー実施海域から入渠地までは、曳船等の他船の援助を受けることが必要となる。</u> <u>ガスフリーの実施については、他船に影響のない安全な作業海域で実施する外、船内に適切な規模のボイラ等焼却設備を有する場合にあつては、通常通り、入渠地までLNGを燃料として自航した後、着岸後に配管等をガスフリーすることも可能である。</u> <u>また、現在のところ、国内においては天然ガス燃料船が就航していないこともあり、天然ガスを燃焼処理可能な陸上処理施設は整備されていない。しかし、今後、我が国へ寄港する外航船及び国内を航行する内航船のうち、相当数の船舶が燃料として天然ガスを使用することが予想されることから、そのような陸上処理施設の需要は急速に高まるものと思料される。</u> <u>従って、近い将来、陸上、例えば造船所内にLNG処理施設が整備された場合にあつては、作業中に必要な電源は陸上から供給を受けることが可能であることを条件に、港内の当該施設においてガスフリーすることも可能となる。</u> <u>以上より、天然ガス燃料船が入渠する際の運用作業フローについては、図⑥-1.1のように取りまとめることができる。</u>	追加

2.3.4 ガスフリーを実施しない場合の安全対策

総合対策報告書において検討されている、ガスフリーを実施しないで入渠する場合の安全対策・注意事項に関する内容について、改めて整理するとともに、安全対策要件として記載することを検討した。

検討項目としては、ガスフリーを実施しないで入渠する場合に、特段の注意を払う必要があると考えられる以下の項目について整理した。

- 燃料タンクの圧力管理
- 燃料タンクの蓄圧可能日数
- LNG 燃料タンクや配管からの液・ガス漏洩監視
- 燃料タンク及び配管設備周辺での火気工事
- 船内火災
- LNG 燃料タンクの圧力が蓄圧限界の上限に近付きつつある場合の緊急時対応

(1) 燃料タンクの圧力管理

総合対策報告書で整理されている「燃料タンクの圧力管理」に関して、燃料タンクの圧力管理は、攪拌作業などが行われない条件下で管理できることが前提となっている。入渠中における燃料タンク圧力管理は、人為的操作がない状況であることを前提条件としておくべきものとする。

また、タンクの圧力を監視するため、遠隔監視装置を常時使用できる状態にしておくことも重要であり、「外部防熱型」であってもそれらは装備されているものであることから、検討された内容を安全対策要件へ追加する方針とした。なお、「陸電」という表記は、省略せずに「陸上電力」と表記した。表 2.3.4 に燃料タンクの圧力管理の追加方針の対照表を示す。

表 2.3.4 燃料タンクの圧力管理の追加方針の対照表

(傍線部分は修正箇所)

安全対策要件への追加方針内容	総合対策報告書（検討内容）	備考
入渠中におけるLNG燃料タンクの圧力は、人為的操作（攪拌作業など）を介さずに管理できることが前提となる。また、燃料タンク内の圧力については、遠隔監視装置を常時使用状態（ガス検知やアラーム機能を含む）とし、遠隔監視装置設置場所及び現場にて監視可能とすることが必要である。これらの対応に必要となる電源については、 <u>陸上電力</u> を使用することで確保可能である。	入渠中におけるLNG燃料タンクの圧力は、人為的操作（攪拌作業など）を介さずに管理できることが前提となる。また、燃料タンク内の圧力については、遠隔監視装置を常時使用状態（ガス検知やアラーム機能を含む）とし、遠隔監視装置設置場所及び現場にて監視可能とすることが必要である。これらの対応に必要となる電源については、 <u>陸電</u> を使用することで確保可能である。	修正

(2) 燃料タンクの蓄圧可能日数

総合対策報告書で整理された「蓄圧可能日数」に関しては、「IGF コードに規定される内容に従うこととする」と整理されていた。しかしながら、「2.2.1 燃料タンク蓄圧可能日数」でも述べたように、IGF コードで要求されている「15 日間維持できるようにしなければならない」という規定については、入渠中を想定されたものではない。一方、「入渠期間が蓄圧保持日数を超えないだけでなく、適切な余裕日数を見込むことが望ましい」とされていた点については、安全管理上で重要な点となることから、必要な事項として記載する方針とした。

また、ガスフリーをせずに入渠する際のタンク内の状態について、残液がある状態の場合と GNG で満たしたガス雰囲気の状態である場合が考えられることから、それぞれの状態に関する注意事項も含めて、安全対策要件へ記載する方針とした。表 2.3.5 に燃料タンクの蓄圧可能日数の追加方針の対照表を示す。

表 2.3.5 燃料タンクの蓄圧可能日数の追加方針の対照表

(傍線部分は修正箇所)

安全対策要件への追加方針内容	総合対策報告書（検討内容）	備考
燃料タンクの蓄圧可能日数について、入渠期間（入渠日及び出渠日を含む）に上昇し得る燃料タンク内の圧力が、その設計圧力を下回るとともに、余裕日数を事前に確認し、当該期間中は燃料タンク内の圧力を常時確認することが必要である。 (1) <u>タンク内に残液がある場合</u> <u>タンク内に残液がある場合、入渠期間中にBOGが発生することによって上昇し得る燃料タンクの圧力がその設計圧力を下回るとともに、余裕日数を事前に確認し、さらに全期間にわたってタンク内圧力を確認する必要がある。</u> (2) <u>タンク内に残液がなくGNGで満たされている場合</u> <u>タンク内に残液がなくGNGで満たされている場合、BOGの発生はなく、温度変化による圧力変化を考慮することになる。そのため、想定される温度変化に応じた圧力の管理を実施する必要がある。ただし、急激な温度上昇が起これば、想定より圧力が上昇し得ることも考慮しておくべきである。さらに全期間にわたってタンク内圧力を確認する必要がある。</u>	<u>LNG燃料タンクが蓄圧式タンクの場合、残液量によるものの、入渠前にタンクの内圧を可能な限り降圧させることにより3～4週間程度は蓄圧可能である。蓄圧保持日数については、IMOで議論されているIGFコード策定の場合において決定される見通しである（現状の案においては、満載時において15日）ことから、それに従うものとする。ただし、その場合であっても、入渠期間が当該蓄圧保持日数を超えないだけでなく、適切な余裕日数を見込むことが安全管理上、望ましい。</u>	修正

(3) 燃料タンクや配管からの液・ガス漏洩監視

総合対策報告書で整理された「液・ガス漏洩監視」に関しては、「LNG 燃料タンク」と「関連配管」と分けてそれぞれ整理されていた。燃料タンクは、「真空防熱型」のみで検討されていたものの、「外部防熱型」であっても定期的な状態監視を行い、漏洩がないか確認を行うことは同様の対応となる。また、漏洩の危険については、タンクからよりも配管の方が危険であり、特にフランジ部分からのリスクが高いことから注意が必要な事項として、安全対策要件に記載する方針とした。

表 2.3.6 に燃料タンクや配管からの液・ガス漏洩監視の追加方針の対照表を示す。

表 2.3.6 燃料タンクや配管からの液・ガス漏洩監視の追加方針の対照表

(傍線部分は修正箇所)

安全対策要件への追加方針内容	総合対策報告書（検討内容）	備考
LNG燃料タンクの内圧が高圧になれば、漏洩の危険が増大する。<u>燃料タンクの異常については、タンク表面のコールドスポットの出現などにより発見することもできる。</u>また、配管本体からの漏洩は、経年劣化、工作過程の瑕疵（溶接部分の不具合）、材質の潜在瑕疵及びクラックなどが考えられる。<u>目視確認による、現場の燃料タンクや配管等の定期的な状態監視が重要となる。</u> 漏洩については、配管本体よりもフランジ部分からのリスクが最も高くなる。そのため、配管のフランジ部分は、適当な間隔でトルクを確認し、適切に管理することが必須である。ガス漏洩有無の確認を容易にするため、フランジ部分を養生するなどし、計測を容易にするなどの対策を図るとともに、入渠中については遠隔監視装置による監視及び少なくとも毎日2回以上はガス濃度を計測する<u>必要がある。</u>	【LNG 燃料タンクからの液・ガス漏洩監視】 <u>入渠中、LNG燃料タンクからLNGが漏洩することは考え難い。ガスフリーせずに入渠する真空防熱型Type-Cタンクの異常については、遠隔監視装置では真空防熱破壊により、タンク内圧の急上昇を現場の指示計でも確認可能であり、併せてアウトースキン</u> <u>のコールドスポットの出現などにより、容易に発見可能である。</u> 【LNG 関連配管からの液・ガス漏洩監視】 LNG燃料タンクの内圧が高圧になれば、漏洩の危険が増大する。配管本体からの漏洩は、経年劣化、工作過程の瑕疵（溶接部分の不具合）、材質の潜在瑕疵及びクラックなどが考えられ<u>得るものの、LNGの漏洩が生じれば霜付き発現することから、漏洩は容易に発見可能である。</u> 一方、LNG漏洩については、配管本体よりもフランジ部分からのリスクが最も高くなる。そのため、配管のフランジ部分は、適当な間隔でトルクを確認し、適切に管理することが必須である。ガス漏洩有無の確認を容易にするため、フランジ部分を養生するなどし、計測を容易にするなどの対策を図るとともに、入渠中については遠隔監視装置による監視及び少なくとも毎日2回以上はガス濃度を計測する<u>ことが望ましい。</u>	修正

(4) 燃料タンク及び配管設備周辺での火気工事

総合対策報告書で整理された「燃料タンク及び配管設備周辺での火気工事」に関して、「タンクや配管等関連設備の位置関係、構造、散水設備の有無などを勘案し、個別事例ごとの安全対策が必要となる」と整理されていた。燃料タンク付近での火気工事については、リスクは高いものと考えられることから、原則としてガスフリーを実施する方が良いといえる。しかしながら、工事内容が局所的な火気の使用となる場合や、燃料タンクとの位置関係など、個別の事例によって様々な状況も想定される。そのため、一律に燃料タンク付近での火気工事はガスフリーの実施と制約するのではなく、必要な安全対策を講じることといった条件付きで火気工事を認める方が、事業者の利便性や国際競争力を確保にも繋がると考えられ、汎用性の高い内容になると思料する。

なお、「2.2.2 燃料タンク及び燃料配管設備付近での火気工事」でも述べたように、「外部防熱型」の場合でも Type-C タンクに要求される火災及び火炎伝播の抵抗性は有しており、火災を未然に防ぐための内容については、「真空防熱型」と同様である。従って、表 2.3.7 に示す内容を追加する方針とした。

表 2.3.7 燃料タンク及び配管設備周辺での火気工事の追加方針の対照表

(傍線部分は修正箇所)

安全対策要件への追加方針内容	総合対策報告書（検討内容）	備考
燃料タンク及び配管設備周辺で火気工事を実施する場合は、原則はガスフリーとする。 <u>ただし、タンクや配管等関連設備の位置関係、構造、散水設備の有無などを勘案し、個別事例ごとの安全対策を定め、造船所と船側が合意することができればガスフリーせずに入渠することが可能である。</u> なお、当該火気工事の実施には十分な管理体制を整備することが重要であり、その管理体制については、 <u>適当な人数の専任監視員を配置し、必要に応じて、燃料タンク散水設備を使用するなど火災を未然に防ぐための対策を講じた上で実施するべきである。</u>	ガスフリーをせずにLNGを保持したまま入渠した際の燃料タンク付近における火気工事については、 <u>タンクや配管等関連設備の位置関係、構造、散水設備の有無などを勘案し、個別事例ごとの安全対策が必要となる。</u>	修正

(5) 船内火災

総合対策報告書で整理された「船内火災」に関して、「真空防熱型」に言及されており、「真空の間隙部分がタンクの保護に大きな役割を果たすことから、安全性は高い」と整理されていた。ただし、「真空防熱型」が「外部防熱型」と比較してどれほど安全性が高いものなのかは示されていない。先にも述べたように、「外部防熱型」のタンクであっても要求される火災に対する抵抗性を満たした燃料タンクの設計となっている。

また、火災が発生した場合においては、どちらの種類のタンクであっても燃料タンク内部へ熱が伝わる危険性はあるものと考えられることから、火災を発生させないようにする

対策や火災からの防御のための設備を整えておくことが重要となる。そのため、火災を未然に防ぐことや火災から防御となる設備を整えておくことを安全対策要件に追加する方針とした。表 2.3.8 に船内火災の追加方針の対照表を示す。

表 2.3.8 船内火災の追加方針の対照表

(傍線部分は修正箇所)

安全対策要件への追加方針内容	総合対策報告書（検討内容）	備考
入渠中の船内火災の発生に対して、<u>燃料タンクの防熱材としてはType-Cタンクに要求される設計となっているものの、急激な温度上昇によりタンク内圧力の上昇が起こりうる可能性もあることから、火災を未然に防ぐための対策を講じることが重要である。</u> 暴露甲板に設置される燃料タンクについては、冷却及び火災からの防御のため、散水設備が設置されていることから、万が一、火災が発生した際には、これを活用することができる。そのため、造船所岸壁に係留中は、<u>陸上から消火用水の供給を受けることが肝要である。</u>	入渠中の船内火災の発生に対して、<u>LNG 燃料タンクにはそれを保護するための装置が設置されている。特に真空防熱型Type C タンクについては、真空の間隙部分がタンクの保護に大きな役割を果たすことから、より安全性は高い。</u> また、暴露甲板に設置される燃料タンクについては、冷却及び火災からの防御のため、散水設備が設置されていることから、万が一、火災が発生した際には、これを活用することができる。そのため、造船所岸壁に係留中は、<u>消火用水を陸上から供給を受けることが肝要である。</u>	修正 修正

(6) LNG 燃料タンクの圧力が蓄圧限界の上限に近付きつつある場合の緊急時対応

入渠にあたっては、事前に余裕を持った蓄圧可能日数を見込んでおく必要があるものの、不測の事態等により想定よりタンク圧力が上昇してしまう可能性も考えられる。IGF コードにおけるタンク圧力制御に関する規定では、図 2.2.1 で示したように、燃料ガスの放出によるタンク圧力制御は、緊急事態を除いて認められていない。ただし、緊急事態であったとしても入渠中のガスのベント放出は、最終手段として行うべき対処であり、そうならないための対応策を事前に検討し、準備しておく必要がある。

総合対策報告書では、LNG 燃料タンクが蓄圧限界の上限に近付きつつある状態における「緊急時の対応」の具体例として、以下の 5 点が想定されており、それらの対応内容について整理した。

① 発電機や主機関での運転処理

ガスフリーを実施しないで入渠する場合、燃料タンクから機関までの配管はガスフリーすることが求められているものの、緊急時対応のために本船の発電機や主機関を用いて BOG を処理することは可能と考えられる。主機関による BOG 消費は、本船が海面上にある場合、主機を稼働すると推進力が発生してしまい、その状態の BOG 消費は難しくなることから、入渠中の状態に注意が必要である。一方、発電機による BOG 消費は、入渠時に整備が行われていなければ可能であると考えられる。また、複数の発電機

を装備していれば、発電機整備作業を航海中に実施することができ、入渠中で作業を行わなくてもよい場合がある。従って、緊急時対応として発電機や主機関による BOG 処理を想定しておくことができる。ただし、発電機や主機を稼働するには冷却水が必要であり、更に、発電した電力を船内で消費できなければ消費するための設備が必要となる。これらを手配できない場合は、当該対策による対応は困難となる。

② 焼却処理設備（GCU やボイラーなど）

本船に十分な容量の GCU やボイラーを搭載している場合、緊急時対応のためにそれらを用いて BOG を処理することは可能と考えられる。ただし、GCU やボイラーを使用する場合は、電力と冷却水が必要となるため、これらを手配できない場合は、本船設備による対応は困難となる。一方、陸上側に外付けの GCU 設備を備え付けることで、BOG を処理することも可能と考えられる。ただし、陸上側へはバンカリングラインなどを介して供給されることが想定されるため、当該設備工事が予定されている場合は、陸上設備による対応は困難となる。

③ 他の LNG タンクへの移送

本船に複数の燃料タンクがある場合は、1 つの燃料タンクで圧力が上昇した際に、他の燃料タンクに BOG または LNG を移送することで設計圧力以下に抑える方法も考えられる。

④ CNG（圧縮天然ガス：Compressed Natural Gas）タンクへの移送

緊急時に備えて CNG タンクを手配しておき、BOG を移送する対応が考えられる。この場合は、本船のコンプレッサーなどを用いて CNG タンクに貯蔵することになる。そのため、当該設備工事が予定されている場合は、当該対策による対応は困難となる。

⑤ LNG ローリーの手配

緊急時に備えて LNG ローリーを手配しておき、BOG または LNG を移送する対応となる。この場合は、燃料ポンプを用いて LNG を移送することや、タンク内圧を上げて LNG または BOG を逆流させるといった本船設備の使用が必要となる。そのため、当該設備工事が予定されている場合は、当該対策による対応は困難となる。

参考として、SGMF（The Society for Gas as a Marine Fuel）では、ガス燃料船のメンテナンス、修理、ドック作業に関する作業慣行に関する出版物である、「Gas as a Marine Fuel : Work Practices for Maintenance, Repair and Dry-Dock Operations」（以下、「Work Practices」という）を発行している。この Work Practices によると、緊急時対応計画について記載されており、「ガス圧力計画の失敗」、「作業員保護」、「緊急事態への対応」という 3 つの観点で、以下のような記述がある。

**「Gas as a Marine Fuel : Work Practices for Maintenance, Repair and Dry-Dock Operations」
(抜粋)**

6.5. Shipyard Planning

【Contingency plans】

The owner of a gas-fuelled vessel should supply a fire and safety plan for review by the shipyard. Using this plan and its own risk assessments of the work involved, the shipyard should implement contingency planning. Such planning is required in at least three areas: failure of the gas pressure-management plan, workforce protection, and response to emergency incidents.

「Planning for failure of the gas pressure-management plan」

- the owner should supply, for review, a tank pressure-management plan that will prevent a vessel venting gas in the shipyard. The yard should not be responsible for failure of the owner's BOG management plan unless this was the result of the yard's failure to supply an agreed utility, for example cooling water.
- At the request of the vessel's owner, the shipyard with sufficient time to allow sourcing and implementation, provide additional equipment, materials, power, connections and so on, to either prevent the pressure exceeding the Maximum Acceptable Pressure (MAP) or to mitigate the consequences when the LNG tank pressure does exceed MAP through alternative gas disposal means – for example, by deploying a portable flare or gas combustion unit.
- in a dry dock, a vessel should be positioned so that its departure is not prevented by delays to work on any other vessel in the dock which cannot be re-floated.
- should the plan involve removing LNG from the vessel or bunkering – provided this is allowed by the yard – approved bunkering procedures with a safety check-list should be provided and agreed (see SGMF's bunkering guidelines).
- the ideal arrival condition of the LNG tank should be defined, based on the expected time in dry dock and the nature of the work being planned. This will provide the theoretical time before pressure-management actions are required.
- the plan should set out the actions a vessel should take if the pressure in the fuel tank exceeds the limits in the management plan and gas venting has begun or is imminent.

「Planning for workforce protection」

- the shipyard should develop contingency plans to detect – and protect the workforce from – any gas leak or LNG spill that occurs during or as a result of maintenance work.
- if primary safety and monitoring systems – such as gas detection – are not operational due to maintenance, there should be alternative means of monitoring gas/LNG and related systems.
- the plan should specify any training, PPE, special tools (such as intrinsically safe/EX-rated tools) and procedures that may be required.

「Planning for response to emergency incidents」

- emergency incident plans should be developed to handle any fires and explosions that result from gas/LNG leaks. These should make clear what the vessel should do and what the yard should provide.
- an "emergency response compatibility check" should be performed to ensure that the yard's firefighting system is compatible with the capabilities of the vessel while it undergoes maintenance.
- provisions should be in place to mitigate any reduction in the capacity of the vessel's firefighting and water deluge systems.
- the plans should consider the implications for other vessels of a failure on one ship cascading to others – particularly if double-banking is planned. Likewise incidents on these other ships may effect the gas-fueled vessel or be a catalyst for a failure on it.
- the local authority emergency services should be contacted and briefed on: the nature of

the activities taking place; the amount and location of any gas/LNG onboard; and the expected duration of the vessel's stay. This will enable them to consider their own emergency planning options. Dedicated contacts are preferable.

- appropriate drills should be conducted.

6.5 造船所の計画

【緊急時対応計画】

ガス燃料船の所有者は、造船所が検討するための火災安全計画を提出する必要がある。造船所は、この計画及び作業に関連する独自のリスク評価を用いて、緊急時対応計画を実施する必要がある。このような計画は、ガス圧力管理計画の失敗、作業員保護、緊急事態への対応という少なくとも 3 つの分野で必要とされる。

「ガス圧力管理計画失敗の場合の計画」

- 船主は、造船所内で船舶のガス放出を防ぐためのタンク圧力管理計画を検討のために提出する必要がある。造船所は、船主の BOG 管理計画の失敗について責任を負うべきではない。ただし、造船所が、例えば冷却水など、合意されたユーティリティを供給できなかったことが原因である場合を除く。
- 船主の要請に応じて、造船所は、圧力が最大許容圧力 (MAP) を超えるのを防ぐか、又は LNG タンク圧力が MAP を超えた場合に、代替のガス処理手段（例えば、可搬式フレアやガス燃焼装置の配備）により影響を軽減するために、調達及び実施に十分な時間をかけて、追加の装置、資材、電力、接続等を提供する。
- ドライドックにおいて、再浮上できないドック内の他の船舶の作業の遅延によって、出港が妨げられないように船舶を配置する必要がある。
- 計画に船舶からの LNG の搬出や燃料補給が含まれる場合（造船所が許可している場合）、承認された燃料補給手順を安全チェックリストと一緒に提供し、合意すべきである（SGMF の燃料補給ガイドラインを参照）。
- 予想されるドライドックでの所要時間と計画されている作業の性質に基づいて、LNG タンクの理想的な到着状態を定義する必要がある。これにより、圧力管理措置が必要となるまでの理論的な時間が提供される。
- 計画は、燃料タンク内の圧力が管理計画の限界値を超え、ガス放出が始まったか、差し迫っている場合に、船舶が取るべき行動を規定すべきである。

「作業員保護のための計画」

- 造船所は、保守作業中または保守作業の結果として発生したガス漏れや LNG 流出を検知し、作業員を保護するための緊急時対応計画を策定する必要がある。
- ガス検知器などの主要な安全・監視システムがメンテナンスのために作動しない場合は、ガス/LNG 及び関連システムを監視するための代替手段が必要となる。
- 計画には、必要となる可能性のある訓練、PPE、特殊工具（本質安全／防爆認定工具など）、及び手順を明記すべきである。

「緊急事態への対応計画」

- ガス/LNG の漏洩によって発生する火災や爆発に対処するため、緊急事態への計画を策定する必要がある。これらにより、船舶が何をすべきか、造船所が何を提供すべきかを明確にすべきである。
- 造船所の消火システムが、メンテナンス中の船舶の能力に適合していることを確認するため、「緊急対応互換性チェック」が実施されるべきである。
- 船舶の消火システム及び放水システムの能力低下を緩和するための規定が設けられるべきである。
- 計画は、特にダブルバンキングが計画されている場合、片方の船舶の故障が他の船舶に連鎖した場合の他の船舶への影響を考慮する必要がある。同様に、他の船舶での事故がガス燃料船に影響を与えたり、ガス燃料船の故障の誘因となる可能性がある。

- 地元当局の緊急サービス機関に連絡し、以下の事項について説明する必要がある。
 - ✓ 実施される活動の性質
 - ✓ 船上のガス／LNG の量と場所
 - ✓ 船舶の滞在予定期間これにより、独自の緊急時計画オプションを検討することができる。専用の連絡先が望ましい。
- 適切な訓練を実施すべきである。

(仮訳)

燃料タンク内の圧力が管理計画の限界値に近付きつつある場合に、船舶が取るべき行動を規定し、計画しておく必要がある。このような緊急時対応の計画については、入渠する船舶の状態・設備等や造船所の作業計画・要件等を踏まえて計画され、互いに合意し入渠作業を実施することが重要となる。従って、緊急時対応に関する内容を安全対策要件に追加する方針とした。表 2.3.9 に LNG 燃料タンクの圧力が蓄圧限界の上限に近付きつつある場合の緊急時対応の追加方針の対照表を示す。

表 2.3.9 LNG 燃料タンクの圧力が蓄圧限界の上限に近付きつつある場合の緊急時対応の追加方針の対照表

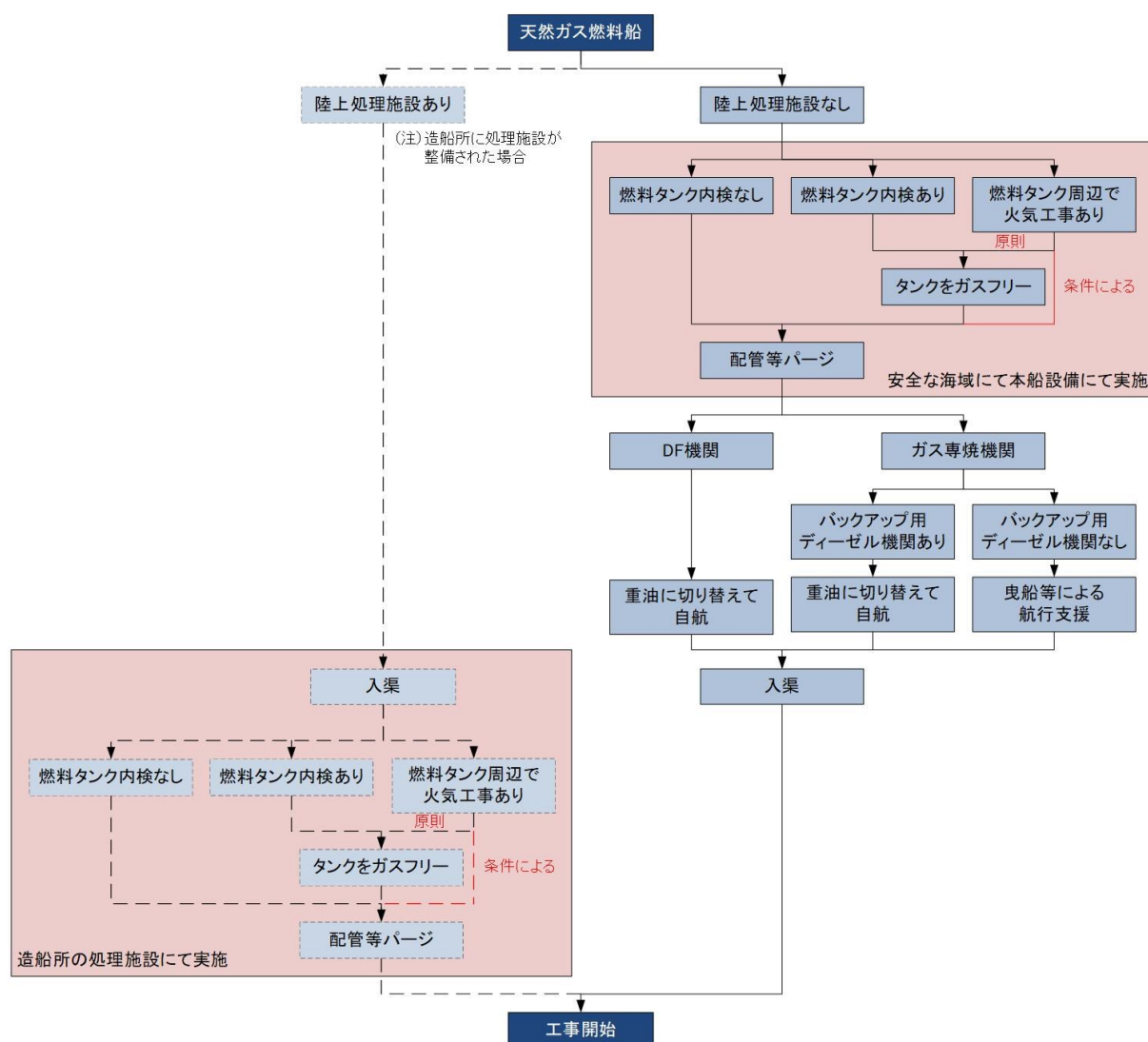
(傍線部分は修正箇所)

安全対策要件への追加方針内容	総合対策報告書（検討内容）	備考
一般的な緊急時対応は、本船作成の SMS マニュアルに従うことが前提となる。一方で、ガスフリーされていない状態で入渠している間に <u>LNG 燃料タンクが蓄圧限界の上限に近付きつつある状態</u>については、事前の検討・対策が必要となる。 そのような場合における対策として、ベント放出は最終手段であることから、その前段階の対策を 1 つ以上持つことが求められる。LNG 燃料タンクの圧力が蓄圧限界の上限に近付きつつある場合の対策の例は、具体的に以下の 5 点が想定される。 なお、<u>緊急時対応を実施する必要がある場合は</u>、本船側及び造船所側の関係者全員に周知し、すべての工事を中断することが前提となる。また、<u>仮にベント放出する際には</u>、居住区や閉鎖区画へのガス侵入を防止するため、開口部の閉鎖を行うことが肝要である。更に、ベントマストには窒素ガスを準備し、着火に備えることも重要である。 (1) 発電機・主機関での運転処理 本船が海面上にある場合に主機を稼働すると推進力が発生してしまうため、入渠中の BOG 消費を目的とした主機関の運転処理は困難である。なお、発電機を複数台装備している場合は、発電機整備作業を航海中に実施することができ、入渠中に作業を行わなくてもよい場合がある。その場合は、入渠中であつても船内発電機の稼働による BOG 消費は可能となる。ただし、主機や発電機の稼働には冷却水が必要となり、また、発電した電力を船内で消費できない場合は消費するための設備が必要となる。これらを手配できない場合は当該対策による対応は困難である。 (2) 焼却処理設備（GCU やボイラー） 本船に十分な容量の GCU やボイラーを搭載している場合、	一般的な緊急時対応は、本船作成の SMS マニュアルに従うことが前提となる。一方で、<u>LNG 燃料タンクが蓄圧限界の上限に近付きつつある状態</u>については、事前の検討・対策が必要となる。 そのような場合における対策として、ベント放出は最終手段であることから、その前段階の対策を 1 つ以上持つことが求められる。LNG 燃料タンクの圧力が蓄圧限界の上限に近付きつつある場合の対策の例としては、<u>前述の通り</u>、具体的には以下の 5 点が想定される。 なお、<u>仮にベント放出する際には</u>、本船側及び造船所側の関係者全員に周知し、すべての工事を中断することが前提となる。また、居住区や閉鎖区画へのガス侵入を防止するため、開口部の閉鎖を行うことが肝要である。更に、ベントマストには窒素ガスを準備し、着火に備えることも重要である。 (1) 発電機や主機関での運転処理 (2) 焼却処理設備（GCU やボイラなど） (3) 他の LNG タンクへの移送 (4) CNG タンクへの移送 (5) LNG ローリーの手配（燃料タンクの容量・状況によっては複数台の LNG ローリーが必要となる） また、<u>造船所にフレアスタック等の処理施設が整備された場合に</u>あつては、入渠後、それに繋がる配管を本船に接続することとなる。<u>通常入渠中にあつては、当該配管内を天然ガスが流れることはない。</u> <u>しかし、万が一燃料タンク内 LNG の BOG レートが急速に高まり、タンク内圧力が上昇した場合には、当該配管を通じて、天然ガスをフレアスタック等に送り出すことにより、安全に対処可能となる。</u>	追加 削除 修正 追加 追加 削除 追加

安全対策要件への追加方針内容	総合対策報告書（検討内容）	備考
BOG を本船で燃焼処理することができる。本船に設備がない場合、陸上側に外付けの焼却処理設備を備え付けることで燃焼処理を行うことも可能である。ただし、陸上側へはバンカリングラインなどを介して供給されることが想定されるため、当該設備工事が予定されている場合は当該対策による対応は困難である。 (3) 他の燃料タンクへの移送（複数タンクがある場合） 複数の燃料タンクがある場合は、1つの燃料タンクで圧力が上昇した場合、他の燃料タンクに BOG または LNG を移送することで設計圧力以下に抑えるという方法もある。 (4) CNG（圧縮天然ガス：Compressed Natural Gas）タンクへの移送 CNG タンクを手配し、BOG を移送する対応となる。本船のコンプレッサーなどを用いて CNG タンクに貯蔵することになるため、当該設備工事が予定されている場合は当該対策による対応は困難である。 (5) ローリーの手配 LNG ローリーを手配し、BOG または LNG を移送する対応となる。燃料ポンプを用いて LNG を移送することや、タンク内圧を上げてバンカーステーションに向けて LNG または BOG を逆流させることなど本船設備の使用が必要となるため、当該設備工事が予定されている場合は当該対策による対応は困難である。		追加 追加 追加

2.3.5 天然ガス燃料船の入渠に向けた運用作業フローの図

総合対策報告書で整理されている「天然ガス燃料船の入渠に向けた運用作業フロー」図に関して、「燃料タンク周辺で火気工事がある場合」に繋がる線が「タンクをガスフリー」にしか繋がっていなかった。「2.3.2 修繕に向けた要件」でも述べたように、燃料タンク周辺での火気工事を実施する場合にはガスフリーすることを原則とするが、実施場所と燃料タンクとの位置関係等を考慮し、個別事例ごとの安全対策を実施して造船所と船側が合意され、必要な管理体制を整備することを条件に、ガスフリーをせずに入渠することができると考えられる。従って、図 2.3.1 に示す図へ修正する方針とした。



(※赤字・赤線部分が修正箇所)

図 2.3.1 天然ガス燃料船の入渠に向けた運用作業フロー図の修正方針

2.3.6 入渠前ガスフリー作業の要不要の表

総合対策報告書で整理されている「入渠前ガスフリー作業の要不要」の表に関して、現行の表題で「要否」と表記されている箇所については、分かりやすくするために「要不要」と修正することとした。また、1項目及び2項目にあった「入渠前ガスフリー作業」及び「燃料タンク関連配管」の項目は、前提条件であることから、整理表に記載する内容としては適していないと考えられるため削除することとした。なお、燃料タンク周辺で火気工事がある場合のガスフリー要不要については記載すべきものと考えられることから、その内容を追加することとした。更に、「大修繕」や「小修繕」といった修繕内容が、どのような修繕が該当するものか分かりにくいことから、それらの定義を追加することとした。表 2.3.10 に修正方針を示す。

表 2.3.10 入渠前ガスフリーの要不要の表の修正方針

(※赤字部分が修正箇所)

	作 業 内 容	ガスフリーの要不要
1	大修繕*が予定される場合	ガスフリーは必要
2	燃料タンクの関連工事あり	ガスフリーは必要
3	燃料タンクの関連配管工事あり	ガスフリーは必要
4	燃料タンク及び配管設備周辺での火気工事	原則はガスフリーが必要 ただし、タンクや配管等関連設備の位置関係、構造、散水設備の有無などを勘案し、個別事例ごとの安全対策を定め、造船所と船側が合意することができればガスフリーは不要
5	小修繕*で燃料タンク、関連配管の工事無し	ガスフリーは不要
6	燃料タンク外のポンプ／バルブの開放整備	次の2点を満足することでガスフリーは不要 1. 燃料タンク側のバルブが健全で、2個以上のバルブでブロックされていること 2. ポンプ／バルブ取外し後、フランジ両端部はブラインドプレートを着用すること（緊急時に備え、直ちに対応できる体制を確保する）

*大修繕とは、一般的に損傷したり、故障したり、老朽化した船体や機器を回復させるため、または延命させるための修繕工事で工事の範囲が大きく、規模が大きな修繕のことをいう。

*小修繕とは、一般的に局部的なクラック修繕など短期間の作業で修繕されるものをいう。（可燃物のない箇所の小さな溶接作業なども含む。）

2.3.7 LNG 燃料タンクをガスフリーせずに入渠する際の安全対策の表

総合対策報告書で整理されている「LNG 燃料タンクをガスフリーせずに入渠する際の安全対策」の表に関して、「燃料タンク圧力管理」については、安全対策内容を追加することとした。また、現場目視による定期的な監視も重要な点であることから、その内容を追加することとした。更に、「コールドワーク」の内容が分かるように追記することとした。表 2.3.11 に修正方針を反映した表を示す。

表 2.3.11 LNG 燃料タンクをガスフリーせずに入渠する際の安全対策

(※赤字部分が修正箇所)

	内 容	安全対策
1	燃料タンク圧力管理	攪拌作業など、人為的操作を要しないことを前提とし、 燃料タンク内の圧力は、遠隔監視装置設置場所及び現場で監視可能とすること
2	燃料タンク蓄圧可能日数	入渠期間（入渠日及び出渠日を含む）に上昇し得る燃料タンク内の圧力が、その設計圧力を下回るとともに、余裕日数を事前に確認し、当該期間中は燃料タンク内の圧力を常時確認可能とすること
3	状態監視、遠隔監視装置、現場計測器	タンク等の状態を目視で定期的に監視すること。 ガス検知、アラーム機能を含め、常時監視状態とすること。該当箇所は、2 回／日以上ガス検を実施すること
4	ホットワーク、コールドワーク*	造船所と船側が合意した燃料タンク付近の工事では、ガス検実施の上、適当な人数の専任監視員を配置すること。必要に応じ、燃料タンク散水設備を使用すること
5	緊急時対応 (LNG 燃料タンクが蓄圧限界の上限に近付きつつある場合の対応)	最終手段である大気放出以外に下記のうち 1 つ以上の方法を確保できること 1. 発電機・主機関での運転処理 2. 焼却処理設備（GCU やボイラなど） 3. 他の LNG 燃料タンクへの移送（複数タンクがある場合） 4. CNG タンクへの移送 5. LNG ローリーの手配（燃料タンクの容量・状況により複数台必要）

*コールドワークとは火気リスクが存在しない危険区域の工事・作業（例えばパイプの取外し、バルブ・フランジの取り付けなど）をいう。

3 天然ガス燃料船の入渠等に係る要件案

これまでの検討結果から、「天然ガス燃料船の入渠等に係る要件」案について検討した。その構成は以下のとおりであり、内容については、「参考資料 3 天然ガス燃料船の入渠等に係る要件（案）」に示す。

構成

【目的・検討範囲】

- 1 天然ガス燃料船の燃料タンク
- 2 天然ガス燃料船の入渠等に係る要件
 - 2.1 検査に向けた要件
 - 2.2 修繕に向けた要件
 - 2.3 入渠に向けた要件
 - 2.3.1 ガスフリー実施後に自航可の場合
 - 2.3.2 ガスフリー実施後に自航不可の場合
 - 2.4 ガスフリーを実施しない場合の安全対策
 - 2.4.1 燃料タンクの圧力管理
 - 2.4.2 燃料タンクの蓄圧可能日数
 - 2.4.3 LNG 燃料タンクや配管からの液・ガス漏洩監視
 - 2.4.4 燃料タンク及び配管設備周辺での火気工事
 - 2.4.5 船内火災
 - 2.4.6 LNG 燃料タンクの圧力が蓄圧限界の上限に近付きつつある場合の緊急時対応
- 3 まとめ

4 説明会の設置及び運営

天然ガス燃料船の入渠等に係る要件を公表するにあたり、関係事業者等に向けた説明会を実施した。

4.1 説明会の開催日時

開催日時：2025年3月26日（水）13:30～14:30

開催形式：オンラインによるウェビナー形式

プログラム：(1) 開会ご挨拶

(2) 標記説明

(3) 質疑応答

4.2 説明会の資料

説明会で用いた資料は、「参考資料4 説明会資料」に示す。

4.3 説明会参加者

説明会には、海運会社20社（104名）、造船会社20社（63名）、その他7社（10名）の合計47社（177名）が参加された。参加者内訳を表4.3.1に示す。

表 4.3.1 説明会参加者内訳

分類	所属	参加者数（名）
海運会社 20 社 (104 名)	日本郵船株式会社	29
	株式会社商船三井	28
	NS ユナイテッド海運株式会社	9
	川崎汽船株式会社	7
	三菱鉱石輸送株式会社	5
	MOL シップマネージメント株式会社	4
	八馬汽船株式会社	3
	飯野海運株式会社	3
	NS ユナイテッド内航海運株式会社	2
	NYK SHIPMANAGEMENT Pte Ltd.	2
	ケイラインローローバルクシップマネージメント株式会社	2
	株式会社 MOL ACE TRANSPORT	2
	イイノガストランスポート株式会社	1
	オーシャンネットワークエクスプレスジャパン株式会社	1
	出光タンカー株式会社	1
	上野トランステック株式会社	1
	ファーストマリンサービス株式会社	1
	伯洋海運株式会社	1
	喜多浦海運株式会社	1
	株式会社エクセルマリン	1
造船会社 20 社 (64 名)	川崎重工業株式会社	12
	三菱造船株式会社	10
	日本シップヤード株式会社	6
	今治造船株式会社	5
	常石造船株式会社	5
	株式会社名村造船所	3
	向島ドック株式会社	3
	尾道造船株式会社	3
	株式会社三和ドック	2
	株式会社新笠戸ドック	2
	株式会社大島造船所	2
	函館どつく株式会社	2
	佐世保重工業株式会社	1
	住友重機械マリンエンジニアリング株式会社	1
	浅川造船株式会社	1
	多度津造船株式会社	1
	内海造船株式会社	1
	福岡造船株式会社	1
	由良ドック株式会社	1
	旭洋造船株式会社	1
その他 7 社 (10 名)	ケイラインマリンソリューションズ株式会社	3
	MOL マリン&エンジニアリング株式会社	1
	株式会社 MOL シップテック	1
	株式会社日本海洋科学	1
	一般社団法人日本中小型造船工業会	2
	一般社団法人日本造船工業会	1
	一般社団法人日本船主協会	1
総計		177

4.4 質疑応答

出席者からの質疑内容及びその回答を表 4.4.1 に示す。

表 4.4.1 質疑応答内容

	質疑	回答
1	危険物タンカーに対する「ノンガスフリー修繕船工事 安全衛生作業基準」とは異なり、監視員を配置することなどによってガスフリーせずに入渠することとして良いものか。	LNG を燃料として利用する状況に変化してきている中で、諸外国でも LNG を保持したままの入渠実績が出てきている。そのような中、日本だけガスフリーしなければならないのかといったようなご指摘等も踏まえて、関係者からご意見をいただきながら、改めて要件を整理させていただくことになった。
2	「監視」が要件となっているが、誰が監視員を手配することになるのか。	要件の中では誰が監視員を配置すべきかといった内容までは記載しておりませんが、SGMF が出版している Work Practices など参考とするならば、LNG 管理などは船主側の役割と考えられる。ただし、造船所側でも人員を手配できる場合などにおいては、造船所側と船側との検討によって、個別に決定されても良いと考えられる。
3	大修繕や小修繕で分けるのではなく、定期検査などで区別すべきではないか。ボイラーや GCU など定期的な整備があるが、それらが整備中で使用できない状態でガスフリーして入渠して良いものか。	タンク圧力管理において、GCU やボイラーなどを緊急時対策に使用するケースも想定されるが、それらの整備作業があり、使用できない場合は別の手段による対策が必要となる。他の対策が取れないならば、ガスフリーして入渠すべきものと考えられる。
4	船主側からは造船所側で GCU を持つべきではないかといった意見もあるが、それはおかしくはないか。	船主側から強要されて準備しなければならないものではない。あくまで、造船所側の判断によって、他の対応手段等も考慮し、陸上側に設備を配置するかどうか決定されるべきものと考えられる。
5	自動車運搬船で積荷（車）を積んだまま入渠したいと要望があった場合、基本的には造船所側は断っている。このような対応している中、今回の要件は LNG 燃料船だけ特別扱いされてしまうのではないか。	積荷のある・なしに関する判断は、造船所側で安全を配慮し決められているものと理解する。それが LNG 燃料船になったから、従来船と異なる対応をされる必要はないと考えられる。
6	ガス運搬船では、タンクに隣接する区画までガスフリーすることになっていたりするが、Type-C タンクを船倉に配置してある場合では、その船倉全体が隣接区画となるがその場合の対応はどうか。	IGF コードによれば、Type-C タンクの周囲区画の環境制御に関して、「適当な乾燥空気で満たすことができ、かつ、船内の適当な空気乾燥装置から供給される乾燥空気によって乾燥状態を維持できるものとしなければならない」とある。また、作業要件の閉鎖場所への交通に関しては、燃料貯蔵ホールドスペース等へは、その場所のガス含有量が固定式又は可搬式装置により測定され、十分な酸素があること及び爆発性雰囲気がないことが確認された場合に可能となること

	質疑	回答
		から、これらの対応がなされた上で作業が実施されることになると考えられる。
7	火気工事に関連して、修繕造船所内で他船も対象となると想像されるため、入渠するドックや係留岸壁の場所の制約があるという理解になるか。	入渠後の作業内容にもよるが、他船との位置関係や実施内容などを事前に入渠計画で検討され、対策すべきか、ガスフリーするか等を決定されることになると考えられる。
8	火気工事の部分にある「周辺」の定義に関して、具体的な距離の整理はされているか。	IGF コードにも「近傍」という記載で具体的な距離は明確ではないものの、危険場所としては「0 種～2 種危険場所」があり、それらのエリアで要求される基準に準拠し、作業を実施していただくことになる考える。「周辺」が何 m かということまでは、要件に記載していない。
9	緊急時対応のための対策は最初から準備しておくべきものなのか、あるいは上限に近付きつつある状況になって準備することでも良いのかどちらになるか。	最初から対策を準備しておけば一番良いと言えるが、圧力管理計画と日々の記録から、一定条件になった際に緊急時対応をするものと考えられる。対応される対策が、ある条件になってから準備して間に合うものであるならば良いが、そうでなければ事前に準備されておくべきものと考えられる。
10	遠隔監視は本船設備だけで十分なものなのか、追加の設備が求められるものか。	監視すべき場所によるが、本船設備によって対応できるものであれば追加の設備はなくても対応できると考えられる。ただし、それだけでは不十分な場合は、別途準備されるべきと考えられる。
11	緊急時対応例に関して、再液化システムなどがあれば再液化しても良いのか。	あくまで対策例として記載しており、再液化システムによって、緊急時の圧力管理をされることも問題ない。ただし、LNG 燃料船で再液化システムを用いる場合は、主機関へ供給される LNG を利用して再液化されることが想定されるため、修繕時は機関までの配管をガスフリーすることを基本としていることから、その場合再液化しながら修繕作業を行うことはできないことに留意が必要と考えられる。
12	特定港にある造船所の場合、重油であれば危険物として扱わないことになっているが、LNG 燃料の場合はいかがか。	LNG 燃料船の LNG 燃料も港則法上の危険物には該当しないため、港則法で要求される危険物に係る届出などは不要と考えられる。
13	本検討内容が案ではなく要件として認められるまでのスケジュール感はどの程度か。	具体的に何日とまでは定まっていないが、説明会後の数週間程度で国土交通省 HP に掲載する予定である。

【卷末 参考資料】

参考資料 1 ヒアリング記録（日本郵船株式会社）

ヒアリング記録

件名	ガス燃料船の入渠に係る安全要件の検討		
日時	2024年11月1日（金） 16：00～17：00	場所	日本郵船 会議室
出席者	日本郵船(株) 自動車輸送品質グループ グループ長代理 鈴木様 〃 海務グループ 就航船サポートチーム チーム長 木村様 〃 海務グループ 就航船サポートチーム 課長代理 八谷様 〃 海務グループ 就航船サポートチーム 勝川様 〃 海務グループ 就航船サポートチーム 谷本様 (株)日本海洋科学 (JMS) 原、南部		
目的	外部防熱型 Type-C タンク搭載船のガスフリー要件について		
【ヒアリング要点】 ● 「外部防熱型」タンクの蓄圧可能日数について、メーカーからは示されていない。 ● 残液から蓄圧可能日数の計算は可能だが、条件設定などで複雑になる。 ● 残液を残したままよりも「ガス雰囲気」（LNG 全量気化）で入渠する方が、蓄圧日数計算も確実であり、その後の作業等も含めてメリットがある。 ● LNG 運搬船ではガスフリーなしでの入渠はしない。 ● 「外部防熱型」でも現在の要件で良いことが明確となるのであれば、「ガス雰囲気」とすることに限定しなくても良い。 【ヒアリング概要】 1. 外部防熱型 Type-C タンク搭載船の入渠について 1.1 燃料タンク内に残液を持ったままの入渠について (1) 「真空防熱型」であれば、タンクメーカー側から残液量に対する蓄圧可能日数が示されるようだが、「外部防熱型」でもメーカーから示されるものか。 ➤ メーカーからは示されていない。 (2) 運航中の残液における圧力上昇量のデータ等から、残液のままの蓄圧可能日数の算定は可能か。 ➤ MTI (㈱Monohakobi Technology Institute) にタンクシミュレータがあるので、入熱条件を入力して、時間や圧力を計算することはできる。ただし、許容値内に収まる量がどのような条件になるかまでは把握できていない。 また、このタンクシミュレータもモデル船用のシミュレータであって、一般的なタンクに対して計算できるものかどうかまでは確認できていない。 ➤ 検量では測れないレベルの残液を残すこととなった時に、その量がどれくらいかを測ることは困難である。 ➤ 残液がある場合の計算を一つ一つ試して確認することは大変複雑になってくるため、オペレーション側としては液がない状態で入渠することを考えている。船社側で管理することを考えれば、この方法が一番確実であるし、ガスフリーしなくてもメリットは大きい。 (3) 残液（ヒールも含む）を持ったままの入渠について意見はあるか。 ➤ 造船所の陸側に BOG 処理設備があれば、残液を持ったまま入渠することもできると考えるが、通常はそのような設備はないものと認識している。また、設備を要求することもできないため、オペレーション側で入渠準備できることとして、ガスだけにすることを検討している。 造船所側に BOG 処理設備があり、残液を持ったままでも受け入れて貰うことができ、入渠要件としても問題ないということであれば船社としては有難い。 ➤ タンク圧を船社側で管理することとなれば、液は残さないで気化させることを検討する。ガスを			

リーは行わなくても、Warm-Up 状態であれば新たな BOG はほとんど発生しないことから、要件を満たして入渠できると考えて提案を行った。

- (4) タンク内の残液が少ない場合は、蒸発が進み、成分も重質化するため、燃料として使用できなくなると考えられるがいかがか。
 - 残液があつて重質化したガスが残ると、クールダウンの時にデメリットとなる。できるだけメタンの軽いガス雰囲気だけで残しておく方が、後のクールダウンが速かったりする。また、指摘のとおり有効な燃料としても使いづらいかもしれない。
- (5) 「外部防熱型」タンクの LNG 運搬船が入渠する場合は、「修繕船工事爆発火災防止基準」（日本造船工業会）によって、ガスフリーしてから入渠されており、タンクに貨物が残ったまま修繕されたことはないとの認識で正しいか。
 - 急なトラブル等でない限りはガスフリーして入渠している。どうしようもない時などで、錨泊や岸壁修繕を相談させて貰うかもしれないが、それでもドライドック入りまではできないと認識している。
貨物は港則法で危険物であるためガスフリーしている。燃料の場合は危険物扱いではないものの、どう対処していいかが定かでないため苦労している。

1.2 燃料タンク内をガス雰囲気にしてからの入渠について

- (1) 「外部防熱型」でも、LNG の残液量、組成、温度、外気温の条件があれば入渠期間中のタンク圧上昇計算や蓄圧日数計算は可能でしょうか。
 - 燃料タンクをガス雰囲気とした場合の圧力推移を計算することは可能である。計算上では、10℃ 附近から 50℃ 以上になっても、圧力は 10% も上昇せず、1 ヶ月以上は蓄圧可能な計算結果となっている。
- (2) ガスアップ作業（クールダウン）はどのような手順となりますでしょうか。
（タンク内のガスは再液化されることになりますでしょうか。またその場合、燃料として利用することに問題はないでしょうか。）
 - 新しい LNG を入れれば圧力も上昇していき、タンク内のガスは置換され、ボイラーで燃やしながら作業を行ことになる。そのため、タンク内のガスが再液化されて残ることはほぼないと考ええる。作業時は、タンク圧管理をしながら実施することになる。

1.3 入渠等の要件について

- (1) 燃料タンク蓄圧可能日数の安全対策について、既存の対策内容を「真空防熱型」と「外部防熱型」で区別することは不要であり、共通事項とすることについてはいかがでしょう。
 - 今は「真空防熱型」のみの検討要件によるものであることから、「外部防熱型」でも良いのかが分かりにくく、「外部防熱型」でも共通要件であることが明確化されれば分かりやすい。
- (2) ガス雰囲気を明確に定義し、フロー分けするべきでしょうか。
 - 現在の要件を「外部防熱型」に適用できるか検討した際に、燃料タンク蓄圧可能日数が引かかるだろうということで意見を提出した。要件として、「真空防熱型」に限定されていないものであれば、あとは条件を満たすオペレーションで対応していく方針でも良いと考える。
 - ガスフリーをせずに入渠できればメリットは大きく、そのためにガス雰囲気を提案したが、液を持ったままの入渠までは考えていなかった。
 - 残液がある場合のガイドラインを作成するためかなりの日数（時間）を要するというのであれば、ガス雰囲気という要件でひとまず整理し、できるだけ早くガイドライン化して貰いたいという意図で提案をした。

(3) その他ご意見について

- 今回整理される要件の中に蓄圧可能日数の計算手順などを具体的に示されることになるのか。
 - ✓ 具体的な計算手順を要件の中で示すことはない。それぞれで計算等を行い、造船所等と合意して実施することになると考える。
- 中国の方では残液があっても入渠はできるようだが、BOG の管理はヤード側がケアするわけではないようである。

以上

参考資料 2 ヒアリング記録（三菱造船株式会社）

ヒアリング記録

件 名	ガス燃料船の入渠に係る安全要件の検討		
日 時	2024 年 11 月 14 日（木） 15：00～16：00	場 所	Web 会議
出席者	三菱造船(株) マリンエンジニアリングセンター 〃 〃 〃 〃 〃 (株)日本海洋科学 (JMS)	環境技術部 次長 FGSS グループ 主席技師 FGSS グループ 装置設計チーム 主席チーム統括 FGSS グループ プロジェクトチーム 上席主任 エンジニアリング営業部 ビジネスグループ長 (株)日本海洋科学 (JMS)	川野様 金子様 宮崎様 加藤様 平方様 原、南部
目 的	外部防熱型 Type-C タンク搭載船のガスフリー要件について		
【ヒアリング要点】 ● 「外部防熱型」でも蓄圧可能日数を計算することができるが、あくまで理想的な状態の理論上の日数計算となる。 ● すべてのメーカーが「外部防熱型」の蓄圧可能日数を示すことができるかどうかは断言できない。 ● 残液を持ったままの入渠については、どのように安全対策を取るかなど工事への制約も生まれてくる。 ● 「外部防熱型」の LNG 運搬船が入渠する場合は、ガスフリーをしている。 ● ガス雰囲気としての入渠については、それほど圧力変動が起きることはいないことから、長期間蓄圧することは可能と考えられる。 ● 入渠要件にある蓄圧可能日数の安全対策については、「真空防熱型」も「外部防熱型」も大きな違いはないと考える。 ● 燃料タンク附近でホットワークを行う場合について、火災が起きないようにするための安全対策については、「真空防熱型」も「外部防熱型」も共通の事項になるといえる。 ● ガス検知も重要だが、タンクの状態監視も重要なポイントであるため、タンクの状態監視も個別に記載されている方が良いのではないかと。			
【ヒアリング概要】 2. 外部防熱型 Type-C タンク搭載船の入渠について 2.1 燃料タンク内に残液を持ったままの入渠について (1) 「真空防熱型」であれば、タンクメーカー側から残液量から蓄圧可能日数が示されるようだが、「外部防熱型」でもメーカーから示されるものか。 ➤ 「外部防熱型」でも理論上のスペック値ベースから蓄圧可能日数を示すことは可能である。ただし、「真空防熱型」でも同じ状況と考えられるが、その計算日数はタンク内温度が均一で平衡状態といった理想的な状態であることが前提の理論値となる。しかしながら、入渠中・停泊中などでは、タンク内の液位が動かず液が混ざらないため、液表面の温度が上昇する状況となる。そのような場合では、タンク内温度が均一といった条件ではなくなるため、理論値より蓄圧期間が短くなることが想定され、蓄圧可能日数を示すことは困難となる。 ➤ タンク内の液位が動かないような状況であっても BOG を消費しつづけていれば、液表面温度だけが上昇することにはならず、理論上の圧力上昇に近い状況となることは就航船の実績からも確認している。BOG を消費すると、液表面から BOG が発生し冷えることで自然に攪拌されるものと考えられる。			

- すべてのメーカーが「外部防熱型」の蓄圧可能日数を示すことができるかどうかは断言できない。
- (2) 運航時の残液における圧力上昇量のデータ等から、残液から「外部防熱型」タンクの蓄圧可能日数の算定は可能か。
- 上記回答の通りであるが、理想的な状態の理論値の計算は可能である。
- (3) 残液（ヒールも含む）を持ったままの入渠について意見はあるか。
- 運航側にとっては、ガスフリーせずに入渠することによって、入渠後に係る作業などの期間やコストを削減することができるメリットはあるだろう。
 - 修繕ドック側の観点からは、どのように安全対策を取るかなど工事への制約も生まれてくるものと考えている。例えば BOG の処理が前提であった場合、万が一機器に不具合があり処理しきれなくなった時に、どのように安全を担保するかなど課題は出てくる。
 - 一般的に残液の量が少ないとタンク圧が上がりやすく、蓄圧できる期間は極めて短くなる。残液量によっては、1～2 日程度で限界まで達してしまう場合があるため、残液を持ったままであれば BOG 処理が前提となることが想定される。
 - BOG の処理をすると重質化した液がタンク内に残ることとなり、重質化した液はエンジンの燃焼にも影響することとなる。メタン価がメーカーの許容値を超えてしまう可能性もあり、そのような液を出渠後に大量に残してしまうことが良いのかどうか懸念するところである。
- (4) BOG 処理に関して、造船所側での GCU 設置などについて意見はあるか。
- 安全担保の観点から、本船設備に加えて陸上設備も使用できればメリットになる。また、残液は持たないでガス状態とした場合であっても、造船所の岸壁で LNG ローリーから再クールダウンを行う際に、本船設備だけでなく陸上設備も加えることができれば、BOG 処理量によるクールダウン時間の制約に対してもメリットとなる。
 - 本船から陸上に至る配管や接続部などもガスが通ることになるため、工事の制約を受けることは留意しておかないといけない。
- (5) 「外部防熱型」タンクの LNG 運搬船が入渠する場合、「修繕船工事爆発火災防止基準」（日本造船工業会）によって、ガスフリーしてから入渠されており、タンクに貨物が残ったまま修繕されたことはないとの認識で正しいか。
- 認識している範囲では、ガスフリーをして入渠している。

2.2 燃料タンク内を LNG 全量気化（ガス雰囲気）にしてからの入渠について

- (1) ガス雰囲気の状態での入渠について、常温の GNG で満たされていれば、急激な温度上昇がない限り、蓄圧可能日数は十分であるとの意見についてはいかがか。
- 常温の天然ガス状態にしてしまえば、初期圧力にもよるが、それほど圧力変動が起きることはいないことから、長期間蓄圧することは可能と考えられる。急激な温度上昇が発生する事態としては、タンク周辺で火災が発生したケースになるだろうが、通常の状態であれば十分な蓄圧が可能と考える。
 - タンク内をガス雰囲気にする場合でも、あらかじめ常温にまでせずとも、残液がない状態の低温のガスの状態であれば、低温から常温までの圧力の予想は可能であることから、膨張しても設計圧力内に収まるように初期圧力を落としておけば、低温状態で入渠してから入渠中に常温になっていたとしても蓄圧可能であると考えられる。そのため、必ずしも常温から始める必要はない。
 - 残液がある場合の BOG 処理をする前提の条件と比較すれば、工事の制約範囲も狭まるし、BOG 処理の安全担保も不要になることからより良い条件であると考えられる。
 - ここでの回答については、LNG 燃料供給装置を供給する立場として、設備や LNG の特性を考慮すれば、上記のような対応は可能であるという意見として捉えていただく方が良い。修繕ヤードによって独自の安全基準を持っている可能性があることから、どのような工事計画に

なるかによって最終判断されるものとする。

- (2) その他、ガス雰囲気にしてからの入渠について意見はありますか。
- 残液がある場合と比べて、タンクの再クールダウンが必要になってくるため、その実施場所や手段、期間に影響することから、その対処をどうするかは考慮すべき点である。
- 2.3 入渠等の要件について
- (1) 既存の「天然ガス燃料船の対策」に係る燃料タンク蓄圧可能日数の安全対策について、「真空防熱型」と「外部防熱型」で区別することは不要で、共通事項として良いのではないかと意見についてはいかがか。
- 蓄圧可能日数に限って言えば、「真空防熱型」も「外部防熱型」大きな違いはないと考える。ただし、すべての項目で共通となるものかという点、そうではない部分も出てくると考える。
- (2) 燃料タンク附近でホットワークを行う場合には、火災が発生した場合は、「真空防熱型」でも「外部防熱型」でもタンクが過熱される危険性は同じであることから、個別事例ごとの火災発生予防のための安全対策の検討を行うことが望ましく、「外部防熱型」であっても造船所の同意を得た上で、安全対策を行って実施する「真空防熱型」と同等の要件（ガスフリーなし）で問題ないとの見解についてはいかがか。
- 火災が起きないようにするための対策については、「真空防熱型」も「外部防熱型」も共通の事項になるといえる。ただし、万が一火災が発生した場合のリスクも考慮するのであれば、「真空防熱型」、「外部防熱型」それぞれ一長一短なところがある。「真空防熱型」は、二重壁になっているとはいえ外側が鉄であり、外側の殻と内側の殻でも何かしら繋がっており、火災に対する熱伝導という観点からは、もしかすると早い段階で内側に熱が伝わる可能性もある。そのため、「真空防熱型」であるから内部まで熱が伝わらないかという点、そうでもない。「外部防熱型」では、防熱材が燃えてしまうと一気に熱が伝わることになる。火災に対しては、それぞれが全く同じダメージの受け方をすることはできないことを留意しておく方が良い。
- (3) その他ご意見について
- ガス検知も重要だが、タンクの状態監視も重要なポイントであるため、タンクの状態監視も個別に記載されている方が良いのではないか。
 - アンモニア燃料の場合は、タンク内の積載温度に関する規程がされているようなルールになっていたかと記憶しているが、アンモニア気化状態で入渠することについてはどうなのか。
- ※代替燃料船ガイドライン C-1 部 アンモニア燃料船の安全に関する要件 (NK)
- 7.4.4.1 炭素マンガング鋼を使用する場合の要件
- 炭素マンガング鋼を燃料タンク、プロセス用圧力容器及び管装置に使用する場合には、～省略～次の(1)から(4)のいずれかの規程によらなければならない。
- (3) 貯蔵温度をできる限り燃料の沸点である - 33℃付近に維持しなければならない。ただし、いかなる場合にも - 20℃以上としてはならない
- ✓ アンモニア燃料については、LNG とは異なる注意点などが想定されることから、今後アンモニア燃料船が建造され知見等が得られた段階で安全対策要件を検討すべきものとする。

以上

参考資料 3 天然ガス燃料船の入渠等に係る要件（案）

天然ガス燃料船の入渠等に係る要件 (案)

令和 7 年 3 月

国 土 交 通 省 海 事 局

【目的・検討範囲】

本ガイドラインは、**Type-C** 燃料タンクを搭載した天然ガス燃料船の入渠作業における安全に関する基本的な指針として、その要件や安全対策等について定めるものである。

従前、天然ガス燃料船に係る船舶構造・機関・設備などのハード面と運航・燃料供給などのソフト面の安全基準等を検討した「天然ガス燃料船に関する総合対策報告書」（平成 25 年 6 月）が取りまとめられている。特に入渠にかかる安全対策については、当時主流であった「真空防熱型」**Type-C** 燃料タンクについて報告書が取りまとめられており、現在主流の「外部防熱型」**Type-C** 燃料タンクについては検討が行われていなかった。

そのため、本ガイドラインの項目については、「真空防熱型」及び「外部防熱型」の **Type-C** 燃料タンクを搭載した天然ガス燃料船の検査・修繕に必要な安全対策等について整理・検討を実施し、その検討に基づき、**Type-C** 燃料タンクを搭載した船舶の検査・修繕といった入渠に係る安全対策を示すものである。その為、以下記載する「燃料タンク」と記載する箇所は、「真空防熱型」及び「外部防熱型」の **Type-C** 燃料タンク」と定義する。

なお、「真空防熱型」及び「外部防熱型」以外の **Type-C** 燃料タンクを搭載する場合においては、別途検討が必要である。

今後、天然ガス燃料船を先駆けとしながら、LPG・アンモニア・水素等を燃料とする各種ガス燃料船の普及が見込まれる。このようにガス燃料船を取り巻く環境は大きく変化しているところではあるが、天然ガス燃料船以外のガス燃料船に関しては、その燃料性状等に応じて改めて必要な安全対策等を整理・検討し、要件を定めることとする。

目 次

1	天然ガス燃料船の燃料タンク	1
2	天然ガス燃料船の入渠等に係る要件	3
2.1	検査に向けた要件	3
2.2	修繕に向けた要件	4
2.3	入渠に向けた要件	5
2.3.1	ガスフリー実施後に自航可の場合	5
2.3.2	ガスフリー実施後に自航不可の場合	6
2.4	ガスフリーを実施しない場合の安全対策	7
2.4.1	燃料タンクの圧力管理	7
2.4.2	燃料タンクの蓄圧可能日数	7
2.4.3	LNG 燃料タンクや配管からの液・ガス漏洩監視	7
2.4.4	燃料タンク及び配管設備周辺での火気工事	8
2.4.5	船内火災	8
2.4.6	LNG 燃料タンクの圧力が蓄圧限界の上限に近付きつつある場合の緊急時対応	8
3	まとめ	10

1 天然ガス燃料船の燃料タンク

天然ガス燃料船の燃料タンクに採用実績があるものは、独立型 Type-B タンク、独立型 Type-C タンク及びメンブレンタンクの 2 種類である。なお、独立型 Type-B タンク及びメンブレンタンクの場合は、タンクの設計圧力が低く、入渠中に発生する BOG（ボイルオフガス：Boil Off Gas）をタンク内に長く留めておくことは困難である。

従って、本要件においては独立型 Type-C タンクに限定し、入渠要件を定める。

燃料タンクの形状は、一般的に横置き円筒形であり、タンクの外面には外部からの熱侵入を抑えるために防熱が施工される。この防熱方式によって「真空防熱型」と「外部防熱型」に分類される。それぞれの燃料タンクの特徴については、以下のとおりである。表 1.1 に「真空防熱型」と「外部防熱型」の比較を示す。

(1) 「真空防熱型」Type-C タンク

「真空防熱型」Type-C タンクは、内槽としてのタンクの外側に一定の間隔をおいて外槽を形成し、タンクと外槽の空間を真空とする構造である。さらに外槽からタンクへの輻射熱を低減する目的で、真空槽にはパーライトなどの粉末が充填されている。

当該タンクの主な特徴を以下に示す。

- タンク内検が要求されないため、マンホールが設置されない
- ポンプや温度計、圧力計等の機器もタンク外に設置される
- タンク内にポンプを設置することができないため、加圧蒸発器によりタンク内を加圧し、その圧力により LNG を払い出す
- 払い出された LNG は、LNG 主気化器により気化させ、機関への燃料供給が行われる
- 一般的に TCS（タンクコネクションスペース：Tank Connection Space）をタンク外装に取り付ける
- TCS 内には、タンク元弁、加圧蒸発器、LNG 主気化器、ガスヒーター等が設置される。
- 比較的小型（1,000m³以下）の燃料タンクの場合に採用される

(2) 「外部防熱型」Type-C タンク

「外部防熱型」Type-C タンクは、タンク外面への防熱パネルの貼り付けや硬質ポリウレタンフォームの吹き付けによって施工する。防熱性能は、「真空防熱型」に比べると同容量の場合、ボイルオフレートが大きくなる。一方、比較的安価に製作できることは利点となる。

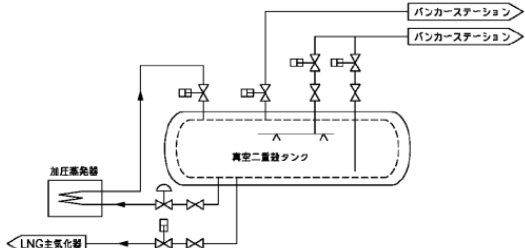
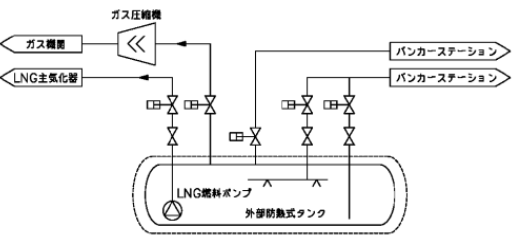
当該タンクの主な特徴を以下に示す。

- 燃料ポンプを用いて LNG を払い出す
- 払い出された LNG は、LNG 主気化器により気化させ、機関への燃料供給が行われ

る

- タンク内で発生した BOG を処理（機関へ供給）するためのガス圧縮機が必要となる
- タンクドームと呼ばれる部分から、タンク内外への配管が貫通しており、タンク本体とタンクドームは異なる区画に設置されている
- ガス燃料調整室を配置し、タンクドームはこのガス燃料調整室に貫通させ、貫通部の気密性を確保する
- ガス燃料調整室には、ガス圧縮機、LNG 主気化器、ガスヒーター等が設置される
- 1,000m³以上の燃料タンクの場合、ほとんど当該タンクが採用される

表 1.1 「真空防熱型」と「外部防熱型」Type-C 燃料タンクの比較

種類	真空防熱型	外部防熱型
配管系統例 (4 ストローク 機関)		
マンホール	—	○
タンク内ポンプ	—	○
加圧蒸発器	○	—
ガス圧縮機	—	○
その他特徴	✓ 1,000m³以下の小型タンクで採用 ✓ ボイルオフレートは外部防熱型より小さい	✓ 1,000m³以上の大容量タンクに採用 ✓ ボイルオフレートは真空防熱型より大きい

出典：「日本マリンエンジニアリング学会誌 第 51 巻 4 ストロークガス機関向け LNG 燃料供給システムの概要について（泉鋼業株式会社 大森 千歳）」

2 天然ガス燃料船の入渠等に係る要件

2.1 検査に向けた要件

天然ガス燃料船が検査のために入渠する際には、LNG 燃料タンク及び関連機器設備をガスフリーすることが基本となる。ただし、検査内容が LNG 燃料タンク及び関係機器設備に及ばない場合にあっては、LNG 燃料タンクのマスターバルブから機関に至るまでの配管をガスフリーすることにより、当該タンク内に LNG を保持したまま入渠することが可能となる。

LNG 燃料タンクをガスフリーせずに入渠する場合については、入渠までのタンク内の状態を記録したログと外観の目視検査により、タンクの健全性が確認可能なことが前提となる。併せて、入渠前に入渠期間中（入渠日から出渠日まで）に上昇し得る燃料タンク内の圧力を推算し、当該タンクの設計圧力を下回ることが確認できるとともに、入渠期間が危急対応のため延長されることを想定し、適切な余裕日数を見込むことが必要である。さらに、以下に示す十分な管理体制を整備することが必要となる。

- (1) 予め燃料タンク周辺及び作業実施空間のガス濃度計測を実施し、安全を確認する。
- (2) 燃料タンク付近は、ガス検知、アラーム機能を含め、常時監視状態とし、2 回／日以上ガス検を実施する。
- (3) 消火設備を常時使用可能な状態とする。
- (4) 緊急時に備え、予め脱出経路を確保・周知する。

2.2 修繕に向けた要件

天然ガス燃料船が修繕のために入渠する際には、船内関連機器設備をガスフリーすることが基本となる。ただし、修繕内容が LNG 燃料タンク及び関係機器設備に及ばない場合にあっては、LNG 燃料タンクの健全性の確認等の一定の条件を満たすことができ、LNG 燃料タンクのマスターバルブから機関に至るまでの配管をガスフリーすることにより、当該タンク内に LNG を保持したまま入渠することが可能となる。なお、燃料タンク及び配管設備周辺の修繕作業においてホットワーク¹を実施する場合にあっては、原則ガスフリーすることになるが、その実施場所と当該タンクとの位置関係によっては、個別事例ごとの安全対策を実施し、造船所と船側が合意することで当該タンクのガスフリーをせずに入渠は可能である。ただしその場合にあっては、以下に示す十分な管理体制を整備することが必要になる。

- (1) 予め燃料タンク周辺及び作業実施空間のガス濃度計測を実施し、安全を確認する。
- (2) 燃料タンク付近で監視業務に従事可能な適当数の監視員を配置する。
- (3) 消火設備を常時使用可能な状態とする。
- (4) 緊急時に備え、予め脱出経路を確保・周知する。

¹ ホットワークとは、引火要因となり得る火気工事（例えばバーナーの使用など）や火花が散る可能性のある作業（例えばグラインダーの使用など）を意味する。

2.3 入渠に向けた要件

天然ガス燃料船が入渠する際の最も重要な要件は、港外から入渠地まで安全に航行可能なことである。この点については、ガスフリー実施後に本船が自航可能かどうか、天然ガス燃料船の燃料タンクから機関に至るまでの配管等関連機器のガスフリー作業をどこで実施するかが重要となる。

2.3.1 ガスフリー実施後に自航可の場合

天然ガス燃料船が DF（デュアルフューエル：Dual Fuel）機関を搭載している場合、当該船舶はガスフリー作業を他船に影響のない安全な海域で実施し、燃料を重油に切り替えることにより、自力航行することで入渠可能である。ただし、0.1%又は 0.5%の SO_x 規制に対しては、重油燃料による自力航行時には低硫黄燃料の使用か、スクラバーの設置が必要となる。

(1) LNG を大気放しない方法でガスフリーを実施し入渠する場合

本船に十分な容量の GCU（ガス燃焼装置：Gas Combustion Unit）やボイラーなどを搭載しており、窒素ガスまたはイナートガスで置換する際に発生する GNG（ガス天然ガス：Gas Natural Gas）混じりのガスを本船処理できる場合は、可燃性ガスを大気放しせずによりガスフリーを完了させることができる。よって、ガスフリー作業を実施する場所は特定されず、通常航海中や錨地、岸壁等で実施可能である。

入渠を見据えて LNG 燃料を計画的に使用し、LNG 燃料タンクが空となり LNG を燃料として使用できなくなれば燃料を重油に切り替えて航海を継続、LNG のイナーティング作業を並行して実施することが可能である。

(2) LNG を大気放出する方法でガスフリーを実施し入渠する場合

本船に GCU やボイラーなどの燃焼処理設備がない、または十分な容量を有していない設備を搭載している場合、イナーティング作業を開始すれば窒素またはイナートガスで置換する際に発生する GNG 混じりのガスを大気放出する必要がある。この場合、海上保安庁行政指導指針（「大型タンカー及び大型タンカーバースの安全防災対策基準」）と同等の対応²を取るのであれば、港内や輻輳海域では実施しないこととなる。

本船のみでガスフリーを実施する場合、LNG 運搬船と同様に他船に影響のない安全な海域でガスフリー作業が完了した後に、重油で入渠地まで移動することになる。

また、GNG 混じりのガスを処理できる陸上施設が手配できれば、当該陸上施設に係留し、ガスフリー作業を実施することが可能である。

² 総トン数 2 万 5 千トン以上の液化ガス運搬船が可燃性ガスを大気放出するガスフリー作業については、海上保安庁行政指導指針「大型タンカー及び大型タンカーバースの安全防災対策基準」において、船舶交通の輻輳する海域での実施を避け、火気管理を十分に行い、見張り等を厳重に実施し、事前に作業実施海域、期間、方法及び安全措置等に関する資料の提出が求められている。

2.3.2 ガスフリー実施後に自航不可の場合

天然ガス燃料船がガス専焼機関を搭載し、ガスフリー作業を実施した場合、本船は自航できないこととなる。当該船舶がデッドシップとなった場合、ガスフリー実施海域から入渠地までは、曳船等の他船の援助を受けることが必要となる。

(1) LNG を大気放出しない方法でガスフリーを実施し入渠する場合

本船に十分な容量の GCU やボイラーなどを搭載しており、窒素ガスまたはイナートガスで置換する際に発生する GNG 混じりのガスを本船処理できる場合は、可燃性ガスを大気放出せずにガスフリーを完了させることができる。よって、ガスフリー作業を実施する場所は特定されず、錨地、岸壁等で実施可能である。

入渠地以外で実施する場合は、ガスフリー完了後、曳航などの航行支援を受けて入渠地まで移動する必要がある。

(2) LNG を大気放出する方法でガスフリーを実施し入渠する場合

本船に GCU やボイラーなどの燃焼処理設備がない、または十分な容量を有していない設備を搭載している場合、イナーティング作業を開始すれば窒素ガスまたはイナートガスで置換する際に発生する GNG 混じりのガスを大気放出する必要がある。この場合、海上保安庁行政指導指針（「大型タンカー及び大型タンカーバースの安全防災対策基準」）と同等の対応を取るのであれば、港内や輻輳海域では実施しないこととなる。

本船のみでガスフリーを実施する場合、LNG 運搬船と同様に他船に影響のない安全な海域でガスフリー作業が完了した後に、曳航などの航行支援を受けて入渠地まで移動することになる。

また、GNG 混じりのガスを処理できる陸上施設が手配できれば、当該施設に係留しガスフリー作業を実施することが可能である。ガスフリー作業が完了した後に、入渠地まで曳航などの航行支援を受けて移動することになる。

2.4 ガスフリーを実施しない場合の安全対策

ガスフリーを実施しないで入渠する場合は、「2.1 検査に向けた要件」及び「2.2 修繕に向けた要件」に示す内容に加えて、少なくとも以下の事項については特段の注意を払う必要がある。

2.4.1 燃料タンクの圧力管理

入渠中における LNG 燃料タンクの圧力は、人為的操作（攪拌作業など）を介さずに管理できることが前提となる。また、燃料タンク内の圧力については、遠隔監視装置を常時使用状態（ガス検知やアラーム機能を含む）とし、遠隔監視装置設置場所及び現場にて監視可能とすることが必要である。これらの対応に必要なとなる電源については、陸上電力を使用することで確保可能である。

2.4.2 燃料タンクの蓄圧可能日数

燃料タンクの蓄圧可能日数について、入渠期間（入渠日及び出渠日を含む）に上昇し得る燃料タンク内の圧力が、その設計圧力を下回るとともに、余裕日数を事前に確認し、当該期間中は燃料タンク内の圧力を常時確認することが必要である。

(1) タンク内に残液がある場合

タンク内に残液がある場合、入渠期間中に BOG が発生することによって上昇し得る燃料タンクの圧力がその設計圧力を下回るとともに、余裕日数を事前に確認し、さらに全期間にわたってタンク内圧力を確認する必要がある。

(2) タンク内に残液がなく GNG で満たされている場合

タンク内に残液がなく GNG で満たされている場合、BOG の発生はなく、温度変化による圧力変化を考慮することになる。そのため、想定される温度変化に応じた圧力の管理を実施する必要がある。ただし、急激な温度上昇が起これば、想定より圧力が上昇し得ることも考慮しておくべきである。さらに全期間にわたってタンク内圧力を確認する必要がある。

2.4.3 LNG 燃料タンクや配管からの液・ガス漏洩監視

LNG 燃料タンクの内圧が高圧になれば、漏洩の危険が増大する。燃料タンクの異常については、タンク表面のコールドスポットの出現などにより発見することもできる。また、配管本体からの漏洩は、経年劣化、工作過程の瑕疵（溶接部分の不具合）、材質の潜在瑕疵及びクラックなどが考えられる。目視確認による、現場の燃料タンクや配管等の定期的な状態監視が重要となる。

漏洩については、配管本体よりもフランジ部分からのリスクが最も高くなる。そのため、

配管のフランジ部分は、適当な間隔でトルクを確認し、適切に管理することが必須である。ガス漏洩有無の確認を容易にするため、フランジ部分を養生するなどし、計測を容易にするなどの対策を図るとともに、入渠中については遠隔監視装置による監視及び少なくとも毎日2回以上はガス濃度を計測する必要がある。

2.4.4 燃料タンク及び配管設備周辺での火気工事

燃料タンク及び配管設備周辺で火気工事を実施する場合は、原則はガスフリーとする。ただし、タンクや配管等関連設備の位置関係、構造、散水設備の有無などを勘案し、個別事例ごとの安全対策を定め、造船所と船側が合意することができればガスフリーせずに入渠することが可能である。なお、当該火気工事の実施には十分な管理体制を整備することが重要であり、その管理体制については、適当な人数の専任監視員を配置し、必要に応じて、燃料タンク散水設備を使用するなど火災を未然に防ぐための対策を講じた上で実施するべきである。

2.4.5 船内火災

入渠中の船内火災の発生に対して、燃料タンクの防熱材としては **Type C** タンクに要求される設計となっているものの、急激な温度上昇によりタンク内圧力の上昇が起こりうる可能性もあることから、火災を未然に防ぐための対策を講じることが重要である。

暴露甲板に設置される燃料タンクについては、冷却及び火災からの防御のため、散水設備が設置されていることから、万が一、火災が発生した際には、これを活用することができる。そのため、造船所岸壁に係留中は、陸上から消火用水の供給を受けることが肝要である。

2.4.6 LNG 燃料タンクの圧力が蓄圧限界の上限に近付きつつある場合の緊急時対応

一般的な緊急時対応は、本船作成の **SMS** マニュアルに従うことが前提となる。一方で、ガスフリーされていない状態で入渠している間に **LNG** 燃料タンクが蓄圧限界の上限に近付きつつある状態については、事前の検討・対策が必要となる。

そのような場合における対策として、ベント放出は最終手段であることから、その前段階の対策を1つ以上持つことが求められる。**LNG** 燃料タンクの圧力が蓄圧限界の上限に近付きつつある場合の対策の例は、具体的に以下の5点が想定される。

なお、緊急時対応を実施する必要がある場合は、本船側及び造船所側の関係者全員に周知し、すべての工事を中断することが前提となる。また、仮にベント放出する際には、居住区や閉鎖区画へのガス侵入を防止するため、開口部の閉鎖を行うことが肝要である。さらに、ベントマストには窒素ガスを準備し、着火に備えることも重要である。

(1) 発電機・主機関での運転処理

本船が海面上にある場合に主機を稼働すると推進力が発生してしまうため、入渠中の **BOG** 消費を目的とした主機関の運転処理は困難である。なお、発電機を複数台装備してい

る場合は、発電機整備作業を航海中に実施することができ、入渠中に作業を行わなくてもよい場合がある。その場合は、入渠中であっても船内発電機の稼働による BOG 消費は可能となる。ただし、主機や発電機の稼働には冷却水が必要となり、また、発電した電力を船内で消費できない場合は消費するための設備が必要となる。これらを手配できない場合は当該対策による対応は困難である。

(2) 焼却処理設備（GCU やボイラー）

本船に十分な容量の GCU やボイラーを搭載している場合、BOG を本船で燃焼処理することができる。本船に設備がない場合、陸上側に外付けの焼却処理設備を備え付けることで燃焼処理を行うことも可能である。ただし、陸上側へはバンカリングラインなどを介して供給されることが想定されるため、当該設備工事が予定されている場合は当該対策による対応は困難である。

(3) 他の燃料タンクへの移送（複数タンクがある場合）

複数の燃料タンクがある場合は、1 つの燃料タンクで圧力が上昇した場合、他の燃料タンクに BOG または LNG を移送することで設計圧力以下に抑えるという方法もある。

(4) CNG（圧縮天然ガス：Compressed Natural Gas）タンクへの移送

CNG タンクを手配し、BOG を移送する対応となる。本船のコンプレッサーなどを用いて CNG タンクに貯蔵することになるため、当該設備工事が予定されている場合は当該対策による対応は困難である。

(5) ローリーの手配

LNG ローリーを手配し、BOG または LNG を移送する対応となる。燃料ポンプを用いて LNG を移送することや、タンク内圧を上げてバンカーステーションに向けて LNG または BOG を逆流させることなど本船設備の使用が必要となるため、当該設備工事が予定されている場合は当該対策による対応は困難である。

3 まとめ

「2 天然ガス燃料船の入渠等に係る要件」の内容を踏まえ、天然ガス燃料船の入渠に向けた運用作業フローについては、図 3.1 のように整理する。

また、入渠前のガスフリー要不要を表 3.1 に、LNG 燃料タンクをガスフリーせずに入渠する際の安全対策を表 3.2 に取りまとめる。

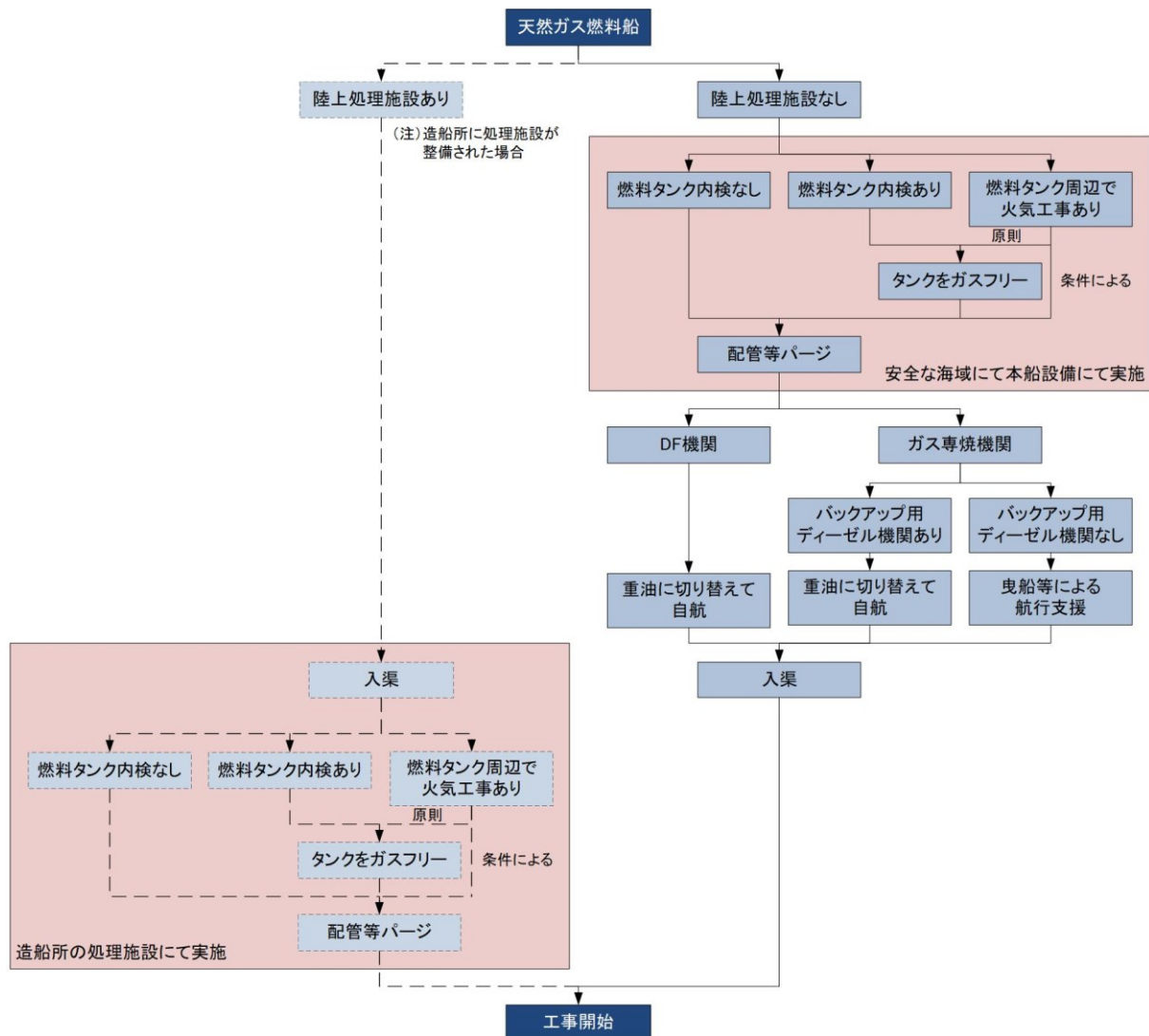


図 3.1 天然ガス燃料船の入渠に向けた運用作業フロー

表 3.1 入渠前ガスフリーの要不要

	作 業 内 容	ガスフリーの要不要
1	大修繕*が予定される場合	ガスフリーは必要
2	燃料タンクの関連工事あり	ガスフリーは必要
3	燃料タンクの関連配管工事あり	ガスフリーは必要
4	燃料タンク及び配管設備周辺での火気工事	原則はガスフリーが必要 ただし、タンクや配管等関連設備の位置関係、構造、散水設備の有無などを勘案し、個別事例ごとの安全対策を定め、造船所と船側が合意することができればガスフリーは不要
5	小修繕*で燃料タンク、関連配管の工事無し	ガスフリーは不要
6	燃料タンク外のポンプ／バルブの開放整備	次の 2 点を満足することでガスフリーは不要 1. 燃料タンク側のバルブが健全で、2 個以上のバルブでブロックされていること 2. ポンプ／バルブ取外し後、フランジ両端部はブラインドプレートを着用すること（緊急時に備え、直ちに対応できる体制を確保する）

*大修繕とは、一般的に損傷したり、故障したり、老朽化した船体や機器を回復させるため、または延命させるための修繕工事で工事の範囲が大きく、規模が大きな修繕のことをいう。

※小修繕とは、一般的に局所的なクラック修繕など短期間の作業で修繕されるものをいう。（可燃物のない箇所の小さな溶接作業なども含む。）

表 3.2 LNG 燃料タンクをガスフリーせずに入渠する際の安全対策

	内 容	安全対策
1	燃料タンク圧力管理	攪拌作業など、人為的操作を要しないことを前提とし、燃料タンク内の圧力は、遠隔監視装置設置場所及び現場で監視可能とすること
2	燃料タンク蓄圧可能日数	入渠期間（入渠日及び出渠日を含む）に上昇し得る燃料タンク内の圧力が、その設計圧力を下回るとともに、余裕日数を事前に確認し、当該期間中は燃料タンク内の圧力を常時確認可能とすること
3	状態監視、遠隔監視装置、現場計測器	タンク等の状態を目視で定期的に監視すること。 ガス検知、アラーム機能を含め、常時監視状態とすること。該当箇所は、2 回／日以上ガス検を実施すること
4	ホットワーク、コールドワーク*	造船所と船側が合意した燃料タンク付近の工事では、ガス検実施の上、適当な人数の専任監視員を配置すること。必要に応じ、燃料タンク散水設備を使用すること
5	緊急時対応 （LNG 燃料タンクが蓄圧限界の上限に近付きつつある場合の対応）	最終手段である大気放出以外に下記のうち 1 つ以上の方法を確保できること 1. 発電機・主機関での運転処理 2. 焼却処理設備（GCU やボイラなど） 3. 他の LNG 燃料タンクへの移送（複数タンクがある場合） 4. CNG タンクへの移送 5. LNG ローリーの手配（燃料タンクの容量・状況により複数台必要）

* コールドワークとは火気リスクが存在しない危険区域の工事・作業（例えばパイプの取外し、バルブ・フランジの取り付けなど）をいう。

参考資料 4 説明会資料

天然ガス燃料船の入渠等に係る要件

【説明資料】

令和7年3月26日

はじめに	目的・検討の前提	P.3
	ガス燃料	P.4
	燃料タンク	P.5
	主流のLNG燃料タンク	P.6
	アンモニア・水素燃料	P.7
天然ガス燃料船の 入渠等に係る要件	検査に向けた要件	P.9
	修繕に向けた要件	P.11
	入渠に向けた要件	P.12
	ガスフリーを実施しない場合の安全対策	P.14
	まとめ	P.20

はじめに	目的・検討の前提	P.3
	ガス燃料	P.4
	燃料タンク	P.5
	主流のLNG燃料タンク	P.6
	アンモニア・水素燃料	P.7
天然ガス燃料船の入渠等に係る要件	検査に向けた要件	P.9
	修繕に向けた要件	P.11
	入渠に向けた要件	P.12
	ガスフリーを実施しない場合の安全対策	P.14
	まとめ	P.20

目的・検討の前提

【平成24年度の入渠等に係る要件の検討当時の前提】

- 燃料：LNG
- 主流の燃料タンク
 - ・容量：700m³以下
 - ・防熱型：「真空防熱型」
 - ・Type：Type-C



【今回の検討の前提】

- 燃料：LNG
- 主流の燃料タンク
 - ・容量：1,000m³以上
 - ・防熱型：「外部防熱型」
 - ・Type：Type-C

◆ 主流燃料タンクの変化



現状にあった入渠に係る安全要件を整理

※課題

- ✓ LNG以外のガス燃料の使用
(アンモニア・水素等)
- ✓ 「真空防熱型」及び「外部防熱型」Type-C燃料タンク以外のタンクの使用

ガス燃料

【主なガスの物性】

	メタン(CH ₄)	プロパン(C ₃ H ₈)	アンモニア(NH ₃)	水素(H ₂)
ガス比重 kg/m ³ @沸点	1.820	2.385	0.876	1.340
液比重 kg/m ³ @沸点	422.5	580.8	682.3	70.8
沸点 °C @大気圧	-161	-42	-33	-253
蒸気圧 (※臨界圧力) MPa	4.60※ (-82.6°C)	0.84 (20°C)	1.013 (26°C)	1.3※ (-240°C)
低位発熱量 MJ/Kg	48.0	46.3	18.8	119.9
船上での貯蔵方法 (液体状態)	Type-C (低温or加圧) or 独立方形タンク/メンブレン	Type-C (低温or加圧) or 独立方形タンク/メンブレン	Type-C (低温or加圧) or 独立方形タンク/メンブレン	真空防熱タンク (検討中：水素ガス充填方式タンク)
留意事項	—	空気より重い	毒性 腐食性等	水素脆性等

出典：一般財団法人次世代環境船開発センターの情報等から作成

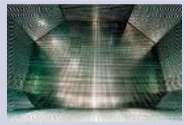
- ◆ プロパン：空気より重いガスであり、漏洩時に甲板上等に滞留する可能性あり
- ◆ アンモニア：毒性、腐食性に対する取扱い方法、材料について検討の必要あり
- ◆ 水素：LNGよりさらに低温管理が必要であり、水素脆性等も考慮する必要あり

● LNG燃料船以外のガス燃料船に関しては、各燃料性状等に応じた検討を行い、安全対策等の要件を定める。

4

燃料タンク

【LNG燃料タンクの種類と特徴】

種類	独立型Type-A	独立型Type-B	独立型Type-C	メンブレン
形状				
設計蒸気圧	<0.07MPa (方形タンクの場合)	<0.07MPa (方形タンクの場合)	高圧化が可能	≤0.025MPa
二次防壁の要否	完全二次防壁	部分二次防壁	不要	完全二次防壁
LNG貨物タンク実績	なし	有り (モス球形タンク) (SPBタンク)	有り (蓄圧式)	有り
LNG燃料タンク実績	なし	有り	有り	有り
積付け効率	良い	球形：悪い 方形：良い	円筒形：比較的悪い	良い
その他の特徴	コスト大	信頼性大	信頼性大	スロッシング問題有り

LNG燃料においては、独立型Type B タンクやメンブレンタンクではBOGを短期間しかタンク内に保持できず、BOGを処理し続ける必要あり

出典：海分野におけるカーボンニュートラル支援事業のための調査研究（令和5年3月）
（一般財団法人日本海事協会、株式会社ClassNKコンサルティングサービス）

5

主流のLNG燃料タンク

【Type-C燃料タンク】

種類	真空防熱型	外部防熱型
配管系統例 (4ストローク機関)		
マンホール	—	○
タンク内ポンプ	—	○
加圧蒸発器	○	—
ガス圧縮機	—	○
その他特徴	1,000m ³ 以下の小型タンクで採用 ボイルオフプレートは外部防熱型より小さい	1,000m ³ 以上の大容量タンクに適用 ボイルオフプレートは真空防熱型より大きい

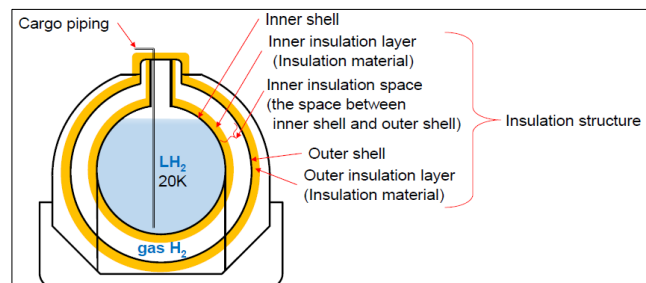
出典：「日本マリンエンジニアリング学会誌 第51巻 4ストロークガス機関向けLNG燃料供給システムの概要について」
(泉銅業株式会社 大森 千歳)

6

アンモニア・水素燃料

【検討状況】

- アンモニア燃料船及び水素燃料船の開発について、「次世代船舶の開発」プロジェクト（GI基金事業）で進行中
- 2024年12月2日～12月6日に開催された、国際海事機関（IMO）第109回海上安全委員会（MSC 109）で、「アンモニア燃料船に対する暫定ガイドライン」を承認
- アンモニア燃料船、水素燃料船に対する暫定ガイドラインは継続して、貨物運送小委員会（CCC）で議論
- 液化水素運搬船に対する暫定勧告においては、「水素ガス充填方式の独立型タンク」（右図）の要件を規定



出典：「REVISED INTERIM RECOMMENDATIONS FOR CARRIAGE OF LIQUEFIED HYDROGEN IN BULK」
RESOLUTION MSC.565(108) (adopted on 24 May 2024), (MSC108/20/Add.1 Annex20)

7

はじめに	目的・検討の前提	P.3
	ガス燃料	P.4
	燃料タンク	P.5
	主流のLNG燃料タンク	P.6
	アンモニア・水素燃料	P.7
天然ガス燃料船の 入渠に係る要件	検査に向けた要件	P.9
	修繕に向けた要件	P.11
	入渠に向けた要件	P.12
	ガスフリーを実施しない場合の安全対策	P.14
	まとめ	P.20

検査に向けた要件①

【入渠に関して】

<基本事項>

- 入渠する際は、LNG燃料タンク及び関連機器設備をガスフリーが基本となる
- ただし、検査内容がLNG燃料タンク及び関連機器設備に及ばない場合は、必要な事項の確認や管理体制を整備することで、燃料タンク内にLNGを保持したまま入渠が可能となる
- 燃料タンク内にLNGを保持したまま入渠する場合であっても、燃料タンクのマスターバルブから機関に至るまでの配管はガスフリーとする



船内でのLNG消費は前提とせず、タンク内の適切な圧力制御管理が基本

検査に向けた要件②

【ガスフリーせずに入渠する場合】

<確認事項>

- タンクの健全性の確認
 - ✓入渠までのタンク内の状態を記録したログ
 - ✓外観の目視検査
- 圧力管理：入渠期間中に上昇し得る圧力の推算（余裕日数を見込む）

<管理体制の整備>

- ① 予め燃料タンク周辺及び作業実施空間のガス濃度計測を実施し安全を確認
- ② 燃料タンク付近は、ガス検知、アラーム機能を含め、常時監視状態とし、2回／日以上ガス検を実施
- ③ 消火設備は常時使用可能な状態
- ④ 緊急時に備え、予め脱出経路を確保・周知

10

修繕に向けた要件

【燃料タンク及び配管設備周辺でのホットワークを実施する場合】

<基本事項>

- 原則はガスフリー

<確認事項>

- ホットワーク実施場所と燃料タンクとの位置関係の確認
- 個別事例ごとの安全対策を実施し、造船所と船側が合意することができれば、ガスフリーせずに入渠が可能

<管理体制の整備>

- ① 予め燃料タンク周辺及び作業実施空間のガス濃度計測を実施し安全を確認
- ② 燃料タンク付近で監視業務に従事可能な適当数の監視員を配置
- ③ 消火設備は常時使用可能な状態
- ④ 緊急時に備え、予め脱出経路を確保・周知

11

入渠に向けた要件①

【ガスフリー作業】

＜可燃性ガスを大気放出しない場合＞

ガスフリー作業を実施する場所は特定されない

＜可燃性ガスを大気放出する場合＞

船舶燃料としての危険物に適用されるものではないが、2万5千トン以上のLNG運搬船のガスフリー作業時の安全対策として、海上保安庁行政指導指針※に示されている以下の点に留意

- ✓港内や東京湾、伊勢湾、瀬戸内海等の輻輳海域では実施しない
- ✓作業実施中は、特に火気管理を十分行うほか他船の接近を防止するため、厳重な見張り等を実施
- ✓あらかじめ、作業実施海域、期間、方法及び安全措置等に関する情報を収めた資料を、当該海域を管轄する管区海上保安本部長に提出

※「大型タンカー及び大型タンカーバースの安全防災対策基準」

12

入渠に向けた要件②

【ガスフリー実施後】

＜自航可の場合＞

- 自力航行して入渠することが可能
- SOx規制に対して、低硫黄燃料の使用かスクラバー設置（重油燃料）

＜自航不可の場合＞

- ガスフリー実施海域から入渠地まで、曳船等の他船の支援が必要

13

ガスフリー実施しない場合の安全対策①

【燃料タンクの圧力管理】

- 人為的操作（攪拌作業など）を介さずに管理できることが前提
- 遠隔監視装置を常時使用状態（ガス検知やアラーム機能を含む）
- 遠隔監視装置設置場所及び現場にて監視

* 必要な電源：陸上電力を使用することで確保可能

14

ガスフリー実施しない場合の安全対策②

【燃料タンクの蓄圧可能日数】

＜タンク内に残液がある場合＞

- 入渠期間（入渠日及び出渠日を含む）に上昇し得る燃料タンクの圧力が、設計圧力を下回るとともに、余裕日数を含めて事前に確認
- 入渠期間中の燃料タンク内の圧力を常時確認

＜タンク内に残液がなくガスで満たされている場合＞

- 想定される温度変化を事前に確認し、それに応じた圧力管理を実施
- 入渠期間中の燃料タンク内の圧力を常時確認

注：急激な温度上昇が起これば、想定より圧力が上昇し得ることを考慮

15

ガスフリー実施しない場合の安全対策③

【LNG燃料タンクや配管からの液・ガス漏洩監視】

- 現場の燃料タンクや配管等について、目視確認による定期的な状態監視（タンク表面のコールドスポットの出現などにより燃料タンクの異常を発見可能。また、配管本体からの漏洩は、経年劣化、工作過程の瑕疵（溶接部分の不具合）、材質の潜在瑕疵及びクラックなど想定）
- 配管のフランジ部分は、適当な間隔でトルクを確認し適切に管理（漏洩については、配管本体よりフランジ部分からのリスクが高い）
- ガス漏洩有無のための対策（フランジ部分を養生など）
- 入渠期間中は遠隔監視装置による監視
- 少なくとも毎日2回以上はガス濃度を計測

16

ガスフリー実施しない場合の安全対策④

【燃料タンク及び配管設備周辺での火気工事】

＜確認事項＞

- 原則としてガスフリー
- ホットワーク実施場所と燃料タンクとの位置関係の確認
- 個別事例ごとの安全対策を実施し、造船所と船側が合意することができれば、ガスフリーせずに入渠が可能

＜管理体制の整備＞

- ① 予め燃料タンク周辺及び作業実施空間のガス濃度計測を実施し安全を確認
- ② 燃料タンク付近で監視業務に従事可能な適当数の監視員を配置
- ③ 消火設備は常時使用可能な状態
- ④ 緊急時に備え、予め脱出経路を確保・周知

17

ガスフリー実施しない場合の安全対策⑤

【船内火災】

タンクの防熱としては、Type-Cタンクに要求される火災に対する抵抗性を満たした設計となっているものの、周辺で火災が発生した場合においては、燃料タンク内部へ熱が伝わる危険性があり、急激な温度上昇によりタンク内圧力の上昇が起こりうる可能性もあることから、火災を未然に防ぐための対策や設備を整えておくことが重要

＜火災を未然に防ぐための対策＞

- 火気工事における管理体制の整備
- 暴露甲板に設置される燃料タンクについては、散水設備が設置されていることから、この設備を活用

注：火災発生時は相当量の水が必要になることから、陸上から消火用水の供給を受けることができるようにしておくことが肝要

18

ガスフリー実施しない場合の安全対策⑥

【LNG燃料タンクの圧力が蓄圧限界の上限に近付きつつある場合の緊急時対応】

- ベント放出は最終手段であり、それ以外の対策を1つ以上持つこと

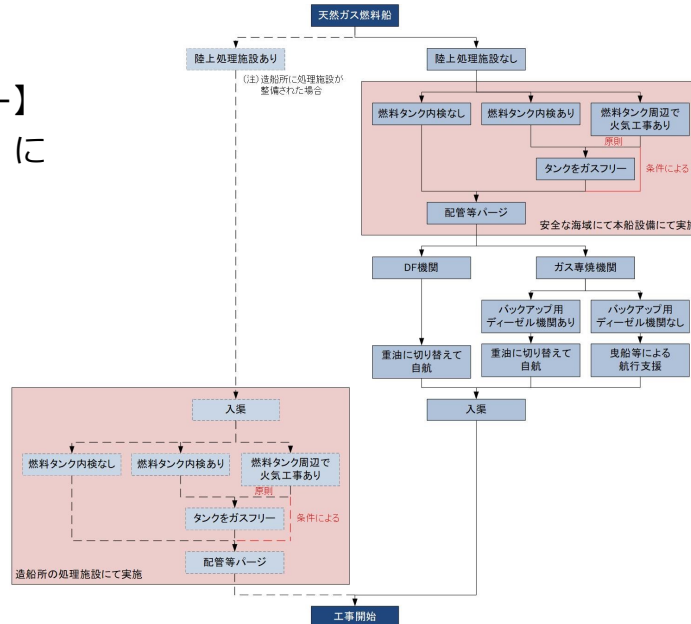
＜対策例＞

- ① 発電機・主機関での運転処理
注：推進力の発生、冷却水の確保、発電電力の消費
- ② 焼却処理設備（GCUやボイラー）
注：本船に設備がない場合、陸上側に外付けの焼却処理設備を備え付けることも可能
- ③ 他の燃料タンクへの移送
注：複数タンクがある場合
- ④ CNGタンクへの移送
注：CNGタンクの手配
- ⑤ ローリーの手配
注：LNGローリーの手配

19

まとめ①

【運用作業フロー】
「火気工事あり」に
続く線を分岐



20

まとめ②

【入渠前ガスフリーの要不要】

作業内容	ガスフリーの要不要
大修繕*が予定されている場合	ガスフリーは必要
燃料タンクの関連工事あり	ガスフリーは必要
燃料タンクの関連配管工事あり	ガスフリーは必要
燃料タンク及び配管設備周辺での火気工事	原則はガスフリーが必要 ただし、タンクや配管等関連設備の位置関係、構造、散水設備の有無などを勘案し、個別事例ごとの安全対策を定め、造船所と船側が合意することができればガスフリーは不要
小修繕*で燃料タンク、関連配管の工事無し	ガスフリーは不要
燃料タンク外のポンプ/バルブの開放整備	次の2点を満足することでガスフリーは不要 1. 燃料タンク側のバルブが健全で、2個以上のバルブでブロックされていること 2. ポンプ/バルブ取外し後、フランジ両端部はブラインドプレート装着すること（緊急時に備え、直ちに対応できる体制を確保する）

*大修繕とは、一般的に損傷したり、故障したり、老朽化した船体や機器を回復させるため、または延命させるための修繕工事で工事の範囲が大きく、規模が大きな修繕のことをいう。

※小修繕とは、一般的に局所的なクラック修繕など短期間の作業で修繕されるものをいう。（可燃物のない箇所の小さな溶接作業なども含む。）

21

まとめ③

【LNG燃料タンクをガスフリーせずに入渠する際の安全対策】

内容	安全対策
燃料タンク圧力管理	攪拌作業など、人為的操作を要しないことを前提とし、燃料タンク内の圧力は、遠隔監視装置設置場所及び現場で監視可能とすること
燃料タンク蓄圧可能日数	入渠期間（入渠日及び出渠日を含む）に上昇し得る燃料タンク内の圧力が、その設計圧力を下回るとともに、余裕日数を事前に確認し、当該期間中は燃料タンク内の圧力を常時確認可能とすること
状態監視、遠隔監視装置、現場計測器	タンク等の状態を目視で定期的に監視すること。 ガス検知、アラーム機能を含め、常時監視状態とすること。該当箇所は、2回／日以上ガス検を実施すること
ホットワーク、コールドワーク	造船所と船側が合意した燃料タンク付近の工事では、ガス検実施の上、適当な人数の専任監視員を配置すること。必要に応じ、燃料タンク散水設備を使用すること
緊急時対応 （LNG燃料タンクが蓄圧限界の上限に近付きつつある場合の対応）	最終手段である大気放出以外に下記のうち1つ以上の方法を確保できること 1. 発電機・主機関での運転処理 2. 焼却処理設備（GCUやボイラなど） 3. 他のLNG燃料タンクへの移送（複数タンクがある場合） 4. CNGタンクへの移送 5. LNGローリーの手配（燃料タンクの容量・状況により複数台必要）

ご清聴ありがとうございました

