2020 年度 NEDO 事業

「ＣＣＵＳ研究開発・実証関連事業／苫小牧におけるＣＣＳ大規模実証試験」将来計画の検討・準備等

報告書

2021 年 3 月

目次

はじめに 3

船舶輸送の部 4

　参考資料 190

出荷基地の部 222

受入基地の部 306

はじめに

日本 CCS 調査株式会社は、2020 年度 NEDO 事業「CCUS 研究開発・実証関連事業／苫小牧における CCS 大規模実証試験」の「将来計画の検討・準備等」業務の中で、将来に向けた CO_2 の効率的な輸送方法についての調査（「本調査」）を実施した。

本邦における 2050 年時点での CCS による CO_2 削減量が 1 億トン/年に達すると想定した場合、排出源と貯留地間の CO_2 長距離輸送が必要となる。大量の CO_2 長距離輸送においては、過去の NEDO 調査で提言されているように、載貨重量トン 1 万トン以上の大型船舶による大量海上輸送モードが社会実装されることで、CO_2 トン当たりの CCS 処理費用単価を下げることができる。本調査では、この基本概念に従って、将来の実装に向けた基盤を確立するための実証試験計画を検討した。具体的には、日本国内の排出源(例として石炭火力発電所)から CCS 実証試験センターのある北海道・苫小牧までの輸送需要が年間 100 万トンある場合の、排出源から受入基地までに必要な輸送用船舶と陸上機器設備の仕様､既存技術から想定されるハード面･ソフト面の課題を洗い出すための試設計を行った。また、洗い出された課題を実際に確認、対策ノウハウを社会実装へ繋げる想定で、年間 1 万トン規模の海上輸送を実証するための概念設計を行った。

本報告書は、輸送船舶、出荷基地、受入基地の三部構成となっている。各調査の中に共通する技術テーマとして液化 CO_2 の温度・圧力条件がある。即ち、現状の液化 CO_2 貯蔵・輸送技術である「中温・中圧（※1)」と、将来有望だが CO_2 三重点に近くドライアイス化の懸念から技術開発要素が含まれる「低温・低圧（※2)」の両貨物性状について調査・検討を行い、できる限りの比較・評価を行った。「低温・低圧」での液化 CO_2 海上輸送実現に向けて、既存の液化ガス運搬船の応用により輸送船舶建造は可能であるが、液化 CO_2 を-50℃近辺まで冷却する最も適当な冷媒が無く、また、陸上貯蔵タンクは 1 万トン/航海規模の出荷と受入を少ない基数で可能とするため、大型化に必要な新規鋼材の開発（場合によっては建造に係る国内ルールの改正）といった克服すべき複数の技術課題が残っている。また、排出源から受入基地までの長い輸送工程の各ポイントにおいて、圧力変動から生じるドライアイス化（輸送システム内の配管閉塞)、CO_2 による腐食、漏洩時の安全管理など、社会実装の前に確認するべき実証テーマも、本調査によって整理されている。

なお、本報告書では､「低温・低圧」による一貫輸送システムを実現するべき最終モデルとは断定していない。将来 CO_2 の CCUS への需要が拡大する過程においても、排出源の CO_2 供給量や設備系統の制約から「中温・中圧」で出荷され、受入基地では各排出源から集めた CO_2 を「低温・低圧」で貯槽し需要家への払出しを行うといった、各所事情に応じた様々なモデルが考えられるため、それらの実現性についても検討を加えた。

（※1）液体温度-20℃付近、圧力 2MPa 程度

（※2）液体温度-50℃付近、圧力 1MPa 程度

輸送船舶の部

目次

第１章　業務概要 7
１．１　業務請負名 7
１．２　業務目的 7
１．３　業務期間 7
１．４　業務体制 7
１．５　業務実施内容 7
１．６　実施工程 8
１．７　CO_2 船舶輸送の検討範囲 8

第２章　船舶基本設計計画と運航計画 9
２．１　船舶輸送の考え方 9
２．２　船舶基本構造計画 14
２．３　タンク基本構造計画 25
２．４　実証船舶仕様書案 41
２．５　液化バラ積み船 43
２．６　運航船舶の試算 45

第３章　国際動向調査 50
３．１　ノルウェーでの取り組み 50
３．２　その他の海外での取り組み 98
３．３　まとめ 134

第４章　安全環境法制度調査 135
４．１　関連法規・提出書類・検査 135
４．２　海難防止対策 139

第５章　実証試験計画案の策定 142
５．１　実証試験の概要 142
５．２　陸上試験計画（案） 145
５．３　船舶運用（案） 152
５．４　実証試験船の事後活用 171
５．５　海事手続き 172
５．６　ISO の標準化 175

第 6 章　まとめ 188
6.1　本年度のまとめ..... 188
6.2　今後の取組む必要のある項目..... 189

参考資料 190

参考資料１　実証船に関連する主な用語説明 191
参考資料２　液化液化 CO_2 輸送船に係る実証船の概略仕様書（案） 199
参考資料３　CO_2 特性..... 213
参考資料４　各種文献の出典..... 221

第1章 業務概要

1.1 業務請負名

CCS 研究開発・実証関連事業／苫小牧における CCS 大規模実証試験　将来計画の検討・準備等のうち、CO_2 輸送船舶の調査検討支援等

1.2 業務目的

CCS（二酸化炭素の分離・回収、地中貯留)の社会実装のためには、排出源地点で分離・回収した CO_2 を貯留地点まで輸送する必要がある。CO_2 輸送手段としてパイプライン、車輛・貨車、船舶等が考えられるが、特に大型船舶による大量海上輸送が主流となる。

2030 年以降の国内における CCS 社会実装に向けて、2020 年代半ばまでに実証試験を行い、CO_2 船舶輸送システムの技術が実用化できることを確認することが必須となる。

本委託業務は、この CO_2 船舶輸送システムのうち、CO_2 輸送船舶の船舶基本設計計画と運航計画、国際動向調査、安全環境法制度調査、実証試験計画案の策定に関する調査検討の支援を行うものとする。

1.3 業務期間

2020 年 10 月 1 日～2021 年 2 月 26 日

1.4 業務体制

発注者：日本 CCS 調査株式会社
受注者：一般財団法人　エンジニアリング協会

1.5 業務実施内容

(1) 船舶基本設計計画と運航計画
(2) 国際動向調査
(3) 安全環境法制度調査
(4) 実証試験計画案の策定

1.6 実施工程

本業務の実施工程を表 1.6-1 に示す。

表 1.6-1　実施工程

	2020年			2021年		
	10月	11月	12月	1月	2月	3月
船舶基本設計計画と運航計画	←→	←→	←→	←→		
国際動向調査		←→	←→	←→		
安全環境法制度調査		←→	←→			
実証試験計画案の策定			←→	←→	←→	
報告書作成				←→	←→	
報告書まとめ・印刷					←→	
作業ミーティング	○			○	○	
報告会			○ 12/18		○	

1.7 CO_2 船舶輸送の検討範囲

本業務の検討範囲は図 1.7-1 に示すように、出荷基地での荷役設備から液化 CO_2（以下 LCO_2 と記す）を受取り、受入基地での荷役設備に LCO_2 を受渡すまでの船舶輸送に特化した範囲である。なお、出荷基地や受入基地での受取り・受渡しに関しては、CO_2 の物性値も含め、船舶設計や他での検討範囲に関連することもあるので、関係者との調整が必要になる。

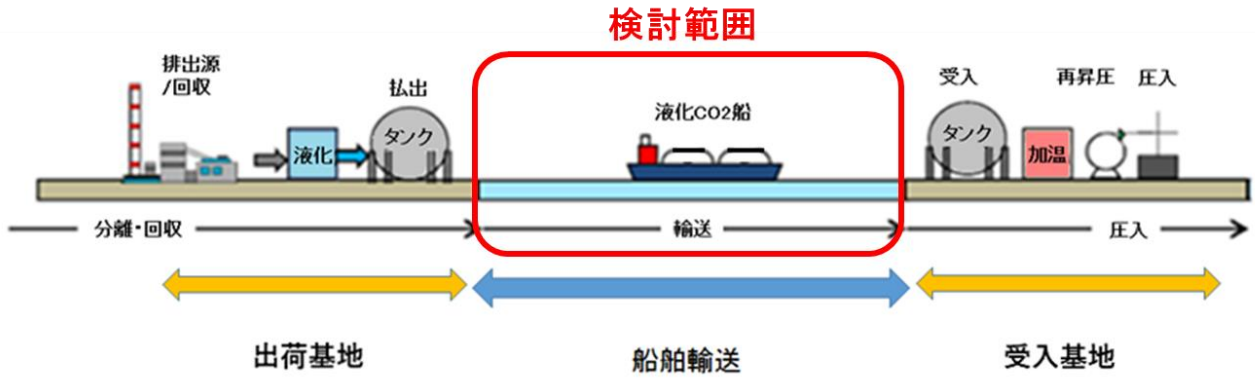


図 1.7-1　CO_2 船舶輸送の検討範囲

第2章 船舶基本設計計画と運航計画

2.1 船舶輸送の考え方

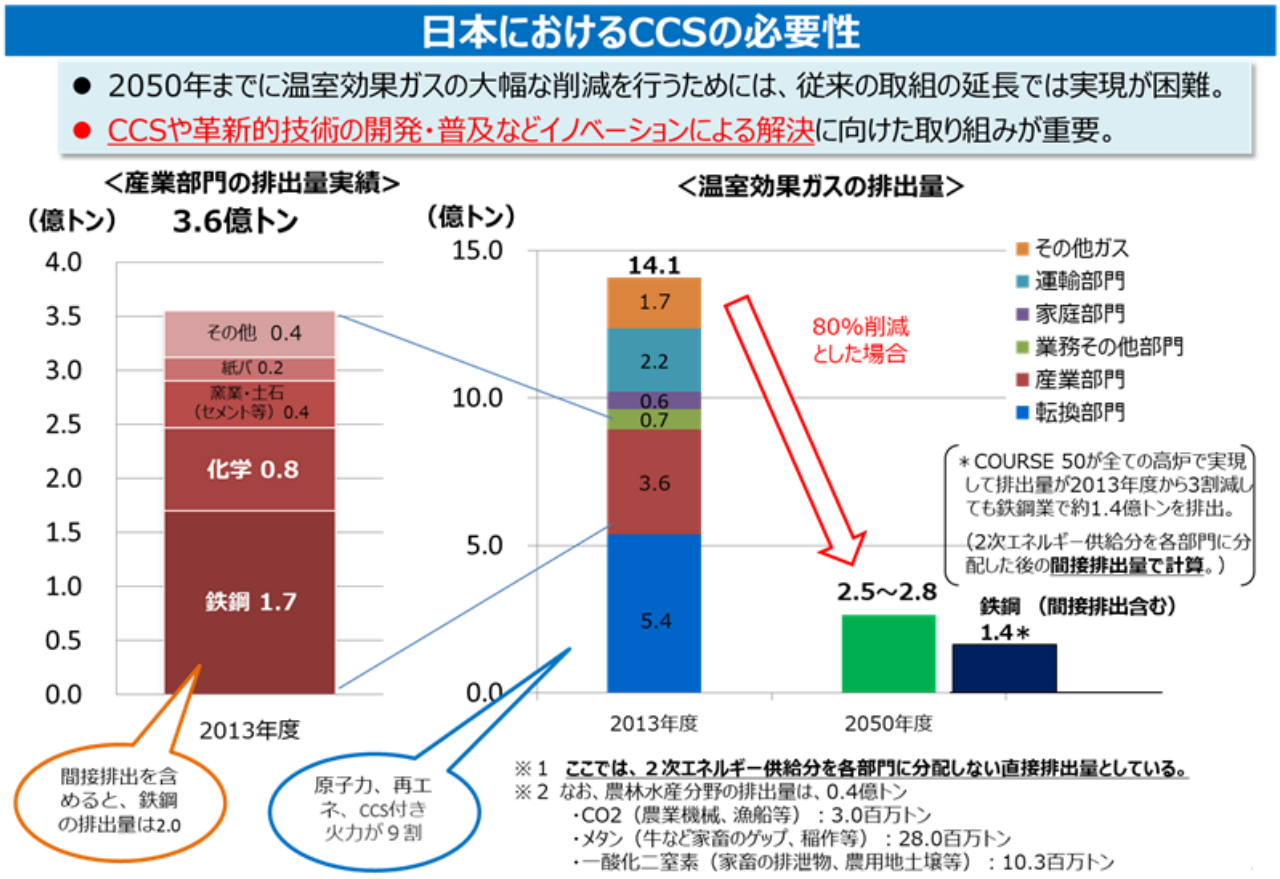
2.1.1 日本における CCS の必要性

日本はパリ協定を踏まえて、2016 年の地球温暖化対策計画で長期目標として 2050 年までに温室効果ガスの排出を 80%削減することを目指す目標を掲げている。そのためには、図 2.1-1 に示すように、2013 年に 14.1 億トンの温室効果ガスを 2050 年には 2.5～2.8 億トンまで削減することが必要となる。

なお､2020 年 10 月に菅首相は温室効果ガスの排出量を 2050 年までに実質ゼロにすると表明し、政府は「主力電源」と位置付ける「再生可能エネルギー」について、水素の活用や CO_2 の回収・貯留などさまざまな技術の活用で「革新的なイノベーション」を目指すと強調している。これに基づき成長戦略会議では、図 2.1-2 に示すように、温室効果ガスの排出削減目標が示されている。

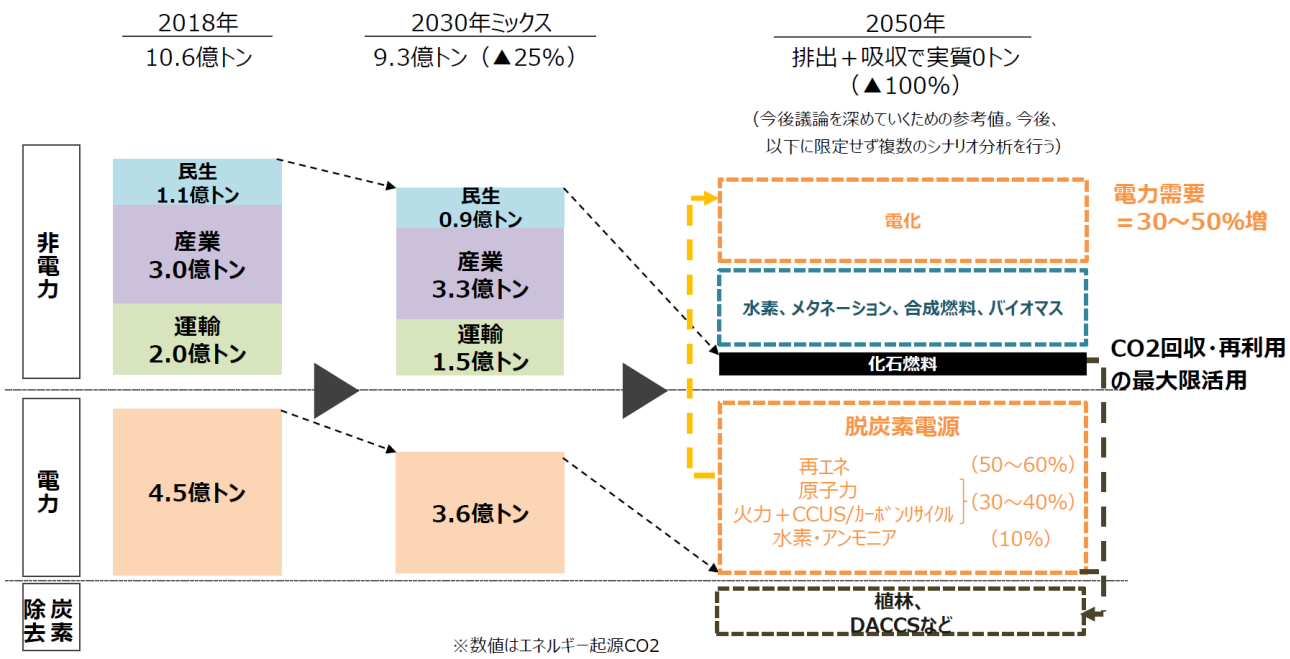
この目標を達成するためには、従来の取り組みの延長では実現が困難で、CCS や革新的技術の開発・普及などイノベーションによる解決に向けた取り組みが重要であると、政府は考えている。

このように、CCS は今後の温室効果ガス削減に向けての重要な技術である。



出典：経済産業省資料より

図 2.1-1 日本における CCS の必要性



出典：内閣官房　成長戦略会議資料より

図 2.1-2　2050 年カーボンニュートラルの実現

2.1.2　日本の貯留適地調査と CO_2 輸送

経済産業省と環境省では、CO_2 貯留適地の調査を続けており、苫小牧沖では、既に CO_2 貯留が実施され、日本海側では数億～数十億級の貯留適地が数か所程度あると評価している。

石炭火力発電所・製鉄所・セメント工場等が主な CO_2 排出源とされており、その多くは太平洋側の沿岸域を中心に位置している。これらの CO_2 排出源と貯留適地が近接しているとは限らず、長距離輸送手段の検証が必要となり、船舶による長距離輸送の調査が経済産業省を中心に始められてきた。

図 2.1-3 は CO_2 を分離回収できる設備を設置または計画している 3 ヶ所の石炭火力発電所と現在の CO_2 貯留地である苫小牧を図示したものである。

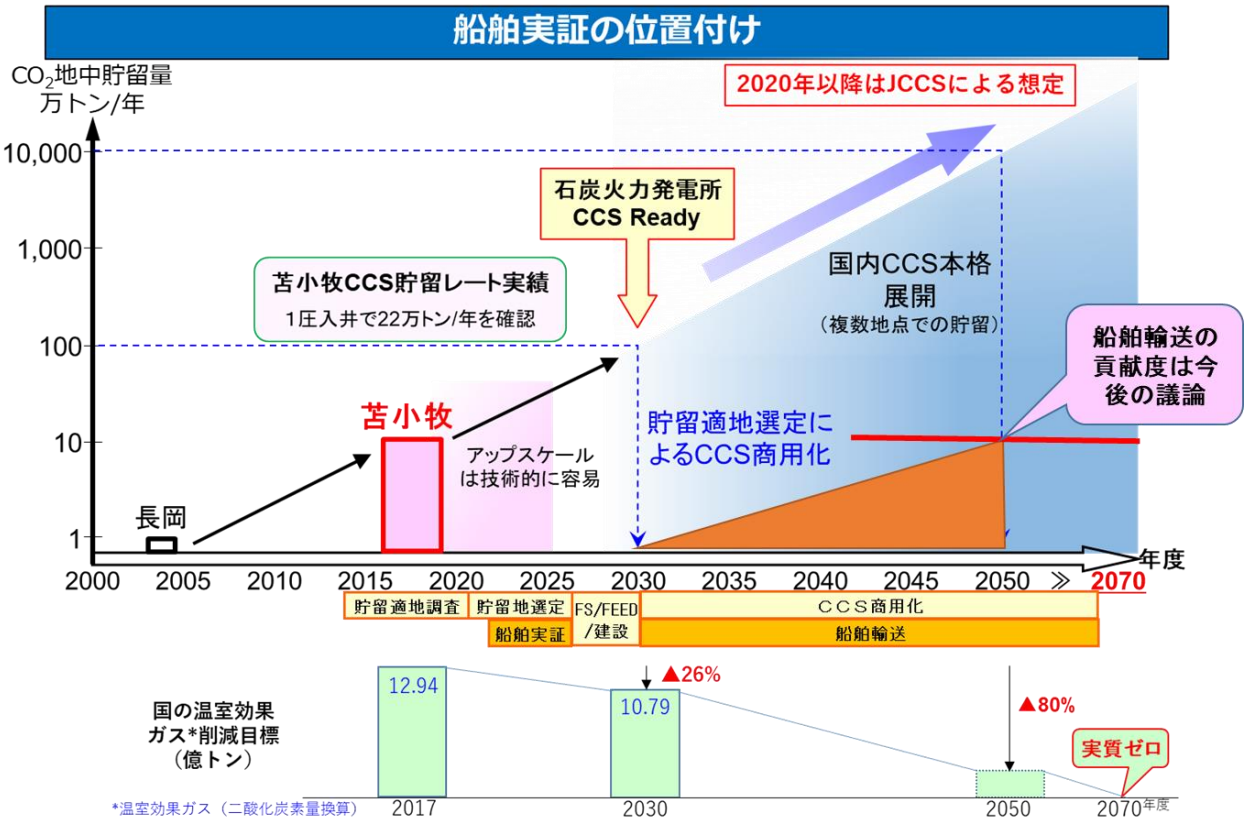
青函トンネルを通過して危険物である LCO_2 を輸送することはできず、フェリーではデッキ上でしか輸送できず輸送量は限られる。そこで、各 CO_2 排出源から貯留地である苫小牧へは船舶輸送に頼らざるをえない状況にある。

出典：経済産業省資料より

図 2.1-3　日本の貯留適地調査と CO_2 輸送

2.1.3　船舶実証の位置づけ

図 2.1-4 に示すように、2050 年に CCS で 1 億トン/年の貯留を想定し、そのうちの少なくとも 10～20%を船舶輸送すると考えると、2050 年には現状の LPG 内航船を超える船舶数、船員（含む危険物取扱者）が多数必要となる。そのためには、2030 年からは、CO_2 輸送船の建造や船員の確保・教育を始める必要がある。なお、この図では、2070 年に我が国の温室効果ガス削減目標が実質ゼロとなっているが、2020 年 10 月の菅首相の所信表明を受けて、現在では、削減目標実質ゼロは 2050 年になっている。



出典：経済産業省資料より

図 2.1-4　船舶実証の位置づけ

2.1.4　CO_2 船舶輸送調査の全体シナリオ

我が国の CCS においては、排出源・貯留地が共に国内の場合と排出源が国内で貯留地が海外の場合とに大別できる。前者は中小型サイズの内航船、後者は大型サイズの外航船が担うと予想される。小型の液化 CO_2（以下 LCO_2 と記す。）船に関しては、目的は異なるもののすでに建造・運航実績があるが、大型 LCO_2 船は未だない。LCO_2 を大量に船舶で輸送するには、運航上も経済性からも大型タンクを搭載した大型船の実用化が不可欠である。このためには貨物タンクの板厚を減じて軽量化を図ることが重要となる。そこで CO_2 の特性を利用して大型船の場合には低温・低圧で LCO_2 を輸送する。

我が国では CCS の市場は未だ存在せず、2030 年以降から芽生え始め 2050 年には LPG の市場並みになると予想される市場が成長するまでは運航採算を向上させるために LCO_2 専用船ではなく、液化ガス船としても運航可能な兼用船とすることが得策である。我が国において LNG、LPG 等を輸入する場合は共に往航は空荷であり、往航に LCO_2 を積載することが可能である。従って、兼用の対象となる液化ガスは我が国で多大な需要があり、サプライチェーンも整備されている LPG を中心に考えることが現実的と判断される。また、内航 LPG 船等は圧力式が主流であるため技術面でも中温・中圧 LCO_2 船に近い仕様となる。LPG 市場の歴史、すなわち海外からの一次輸送、国内の二次輸送が整備された過程は、これから発展する CCS 市場にとって非常に参考になると言える。将来

的にはLPGの他にメタン、アンモニアなどが兼用貨物の候補となり得る。

従って、実証船のタンクの仕様は、大型タンクを搭載した外航用の大型船を検証するために低温・低圧の仕様を満足し、併せて中温・中圧の下でも運航可能な仕様とする。実証船を運用する基本航路は、舞鶴-苫小牧の日本海なので冬季の海象は厳しくなる。このため運航上の定時性を確保するためには内航 LPG 船等の実績から判断して 999GT 以上の大きさの船舶とする。船舶に低温・低圧 LCO_2 を積載して輸送すれば世界初、中温・中圧 LCO_2 の場合も CCS の目的として運航すれば世界初となる。

2.1.5 船舶輸送の考え方

(1) LCO2 の船舶輸送

LCO_2 の船舶輸送は将来の海外輸送（大型・大量輸送）も考慮して検討する。その際に必要な開発は基礎要素試験・陸上試験・船舶輸送試験で確認して、将来の大型・大量輸送に向けた研究開発を行う。

(2) LCO_2/LPG 兼用船（実証船）

実証船での実証試験が終了予定時期には、CO_2 の船舶輸送の市場が確立していない可能性があり、まだ LCO_2 専用船は商業ベースには載らないことが想定される。従って、実証船は LCO_2 船および LPG 船等に適用される規則・能力等を満足する仕様とする。

(3) 999GT 船（実証船）

実証船を運航する際には、CO_2 の排出源並びに貯留地はいずれも国内とする。また、液化ガスの輸送も国内に限定する。内航の液化ガス船は、749GT と 999GT が主流で、このクラスの船舶は国内のほとんどの港湾も入港して、荷役を行っている。従って、航行区域は近海（非国際）で、船型は 999 GT で検討する。

LCO_2 船としては低温・低圧式および中温・中圧式、LPG 船等としては圧力式として計画する。

(4) LCO_2 の条件（実証船）:

国内陸上施設や欧州での食品用船舶輸送に使用されている LCO_2 は、中温・中圧（-20℃、2MPa abs）である。

今後の大量 LCO_2 を考えた場合には、低温・低圧（-50℃、0.7MPa abs）で輸送することは、蒸気圧が低くなるので、タンク重量を減らせて、LCO_2 をより多く輸送できる。

そこで、実証試験では、中温・中圧と低温・低圧の 2 ケースでの輸送実験を実施する。ただし、低温・低圧での船舶輸送はまだ世界で実施されていない。

2.2 船舶基本構造計画

2.2.1 コンセプト

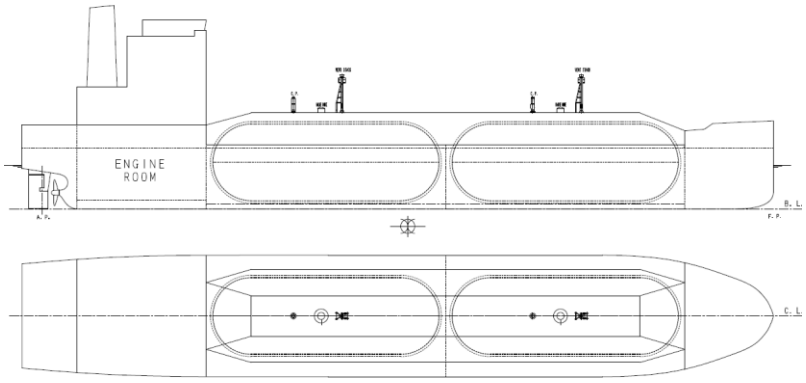
地球温暖化防止対策の一つとして、温室効果ガスの主要因である二酸化炭素（CO_2）の排出削減がうたわれている。この CO_2 の削減策として、化石燃料の消費から排出される CO_2 を回収し、地中等に貯留する技術（CCS : Carbon dioxide Capture and Storage）が注目されており、今後の CO_2 削減には欠くことのできない技術であることが確認されている。

将来、本格的な CCS を行うためには大型の LCO_2 船が必要とされることが想定される。将来大型の LCO_2 船を設計・建造・運航する際に生じると思われる諸問題・課題の解決に供するために小型の実証船を建造することが現実的と判断される。

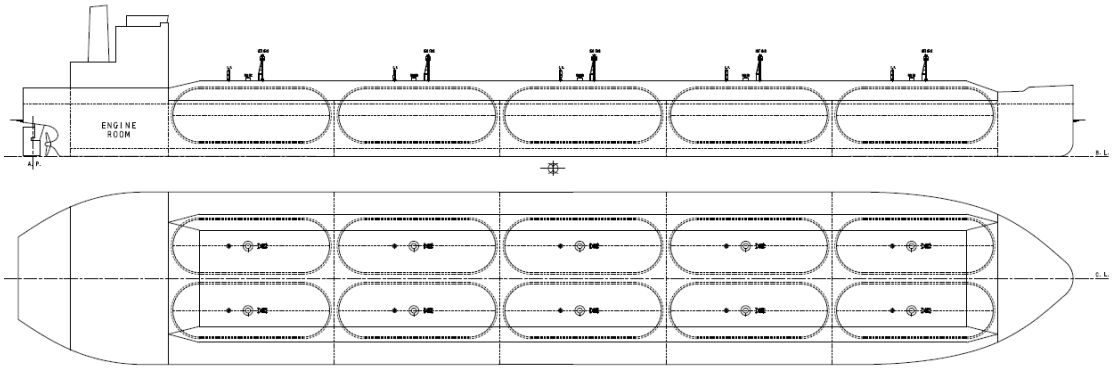
2.2.2 大型船

（1）船舶

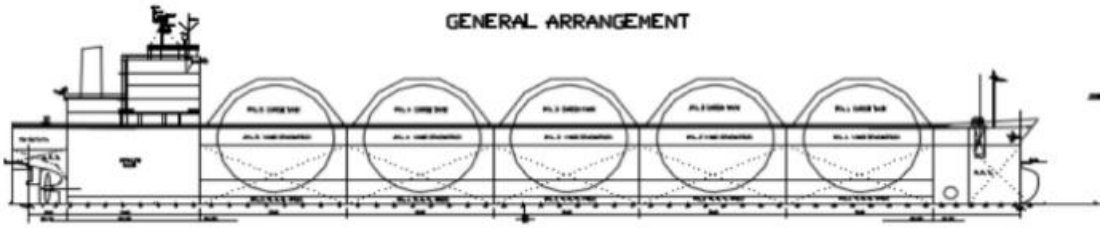
将来の CCS プロジェクトにおいては、LCO_2 を船舶で大量に輸送することが想定され、大量に輸送するには大型船が必要となる。図 2.2-1、表 2.2-1 に大型船の例を示す。従来 LCO_2 船の貨物タンクの設計条件については、主に低温低圧と中温中圧の 2 案が提案されている。大型化に際してはできるだけ大きな貨物タンクを船舶に搭載することがコスト削減に繋がる。



(a) 10,000t 型、円筒型 2 タンク案



(b) 51,000t 型、円筒型 10 タンク案



(c) 50,000t 型、球形 5 タンク案

図 2.2-1　大型船の例

表 2.2-1　搭載 CO_2 タンク

要目	仕様		
	円筒型		球形
船型	10,000t 型	51,000t 型	50,000t 型
タンク数	2	10	5
内径［m］	13.2	13.2	26.6
全長［m］	39.08	39.08	―
板厚［mm］	40.0	40.0	46.0
タンク材質	KL9N60 or KL7N60	KL9N60 or KL7N60	KL9N53
容積［m^3］	約 4,700	約 4,700	約 9,750
設計圧［MPaG］	1.0	1.0	1.0
設計温度［℃］	-50	-50	-50

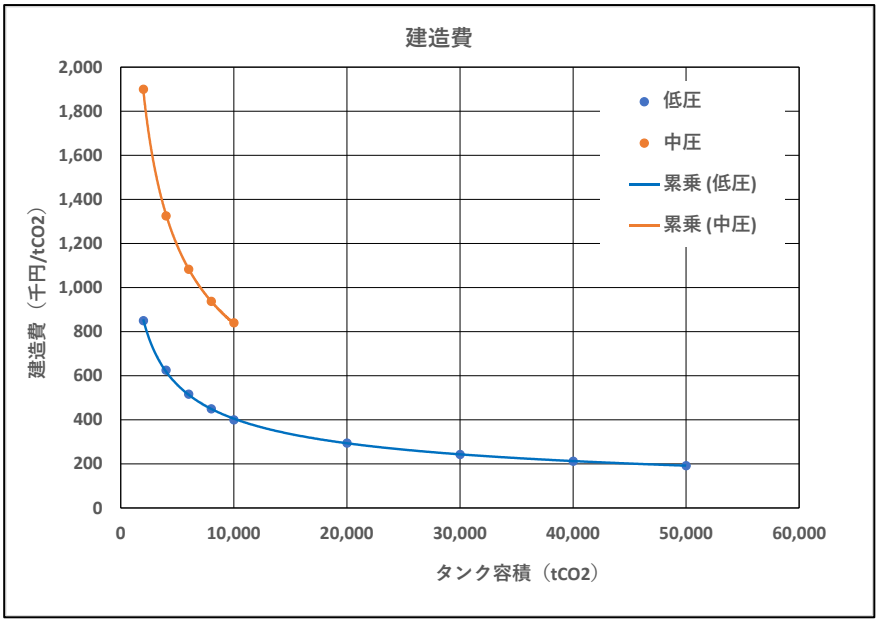
(2) 建造費

The Department for Business, Energy and Industrial Strategy (BEIS)による貨物タンク容積をパラメーターとして低圧および中圧各々の場合の建造費を試算した例を表 2.2-2、図 2.2-2 に示す。ここでは中圧については 10,000m^3 までのタンク容量を検討対象としている。中圧は低圧の 2 倍以上の建造費となっており、高めに推算されている。これを基にして tCO_2 あたりの建造費を算出したのが図 2.2-2 である。低圧と中圧いずれの場合も船体を大型化することでスケールメリットにより tCO_2 あたりの建造費が低減する。低圧の場合は 50,000m^3 を超えると余りスケールメリットが得られない結果となっている。

表 2.2-2　船舶の建造費

Capacity (tCO_2)	CAPEX low Pressure (£m)	CAPEX med Pressure (£m)	Capacity (tCO_2)	CAPEX low Pressure (£m)
2,000	12	26	20,000	42
4,000	17	37	30,000	53
6,000	21	45	40,000	61
8,000	25	52	50,000	69
10,000	28	58		

出典：Shipping CO_2 – UK Cost Estimation Study, 2018.11, BEIS



出典：表 2.2-2 の図化

図 2.2-2　船舶の建造費

(3) 復原性比較

表 2.2-3 に示した船舶の主要目から各船型の満載状態における横メタセンタ高さ GM（GM：大きいほど復原性が優れるパラメーター）を推定した。幅 B に対する GM のプロットを実績船と交えて図 2.2-3 に示す。

表 2.2-3　船舶の主要目

要目	単位	10,000 ton 型	51,000 ton 型
全長（Loa）	m	130.0	262.0
幅（B）	m	21.0	43.0
深さ（D）	m	10.5	13.0
喫水（d）	m	7.5	9.0
載貨重量	DWT	11,200	55,300
CO_2 タンク容量	m^3	9,400	47,000
CO_2 タンク容量×数	m^3×No.	4,700×2	4,700×10

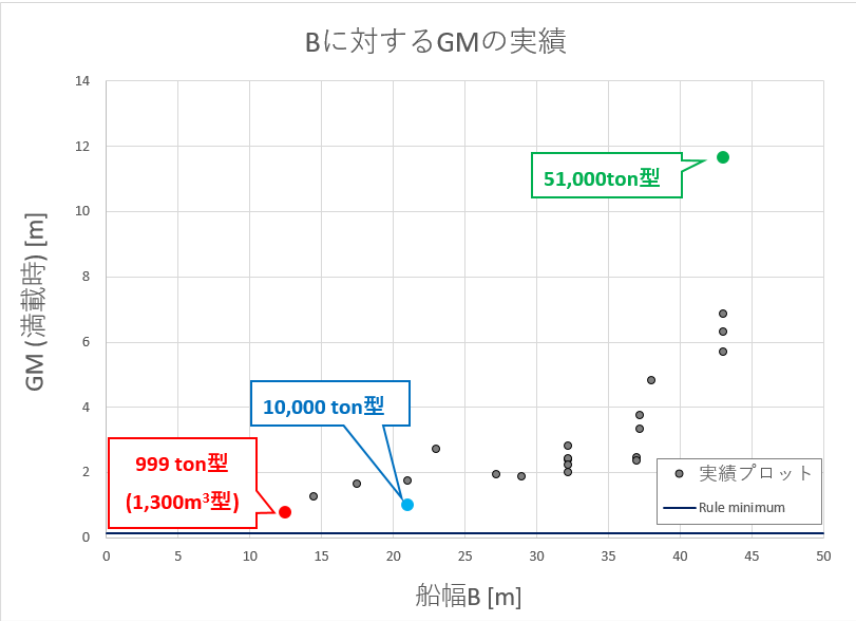


図 2.2-3　船幅 B に対する GM の実績プロット

図 2.2-3 より、実績に対し 999 ton 型（1,300m³型）は同程度、10,000 ton 型はわずかに悪く、51,000 ton 型は大きく優れることが分かる。10,000 ton 型は船体のサイズに対して CO_2 タンクの直径が大きく、CO_2 満載時に重心位置が高くなるため、実績をやや下回ると推測される。一方で 51,000 ton 型はタンクを 2 列に配置しているため、船体のサイズに対して幅が広く、かつ深さが低くて重心位置が低いため、復原力に優れるものと思われる。なお、各船型とも規則（2008 Intact Stability Code）で要求される復原性の基準値 GM≧0.15mはクリアしている。

(4) タンク

表 2.2-4 に示す設計条件の下で 1 タンク当りの容量をパラメーターとして円筒型と球形の板厚（円筒は胴板厚）を比較したものが図 2.2-4、重量を比較したものが図 2.2-5 である。鋼材は KL9N60（9%Ni 鋼、許容応力 230N/mm²）、円筒型タンクの長さと内径の比率を 3.0 としている。なお、板厚については日本海事協会の規則で 40mm を超えると特別承認が必要となる。低温低圧の方がより大きなタンクを製作できるので大量輸送に適するが、グレードの高い材質を使用することになる。タンク形式は円筒型と球形が基本であり、双胴型は俵型の亜流である。タンクの板厚は内径の大きさで決まり、円筒型の場合には胴板厚が曲面鏡板厚の 2 倍弱となる。同じタンク容積とした場合には、その板厚は円筒型の方が球形を上回る。

表 2.2-4　タンクの設計条件

LCO_2	低温低圧	中温中圧
温度（℃）	-50	-20
圧力（MPaG）	1.0	2.0

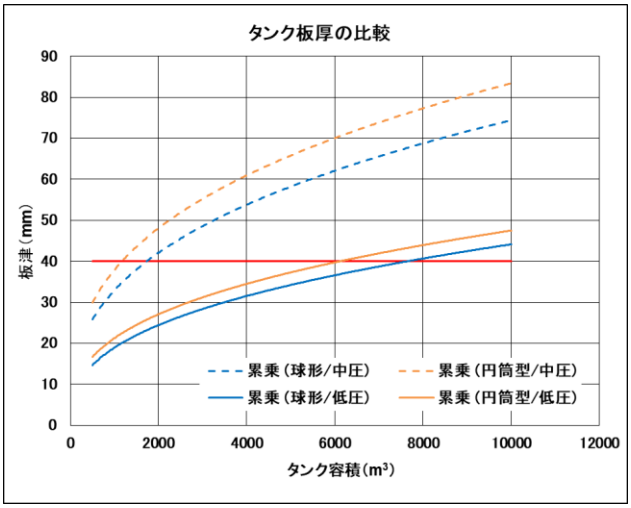


図 2.2-4　タンクの板厚比較

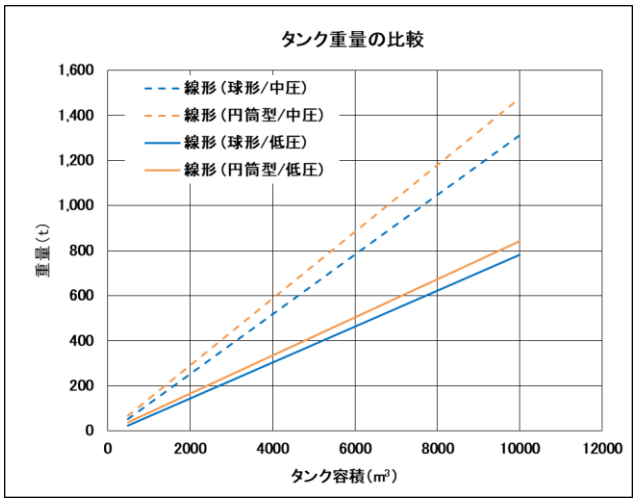


図 2.2-5　タンクの重量比較

(5) 体積効率比較

CO_2 の輸送効率の比較として、CO_2 タンクの体積効率を CO_2 タンク容積/（全長 Loa×幅 B×深さ D）の式で評価した。計算結果を表 2.2-5 に示す。1,300 m³ 型（999 ton 型）の CO_2 タンクは他 2 船型と比較して、船体に対して相対的にタンクサイズが小さいため、体積効率も小さくなったと思われる。即ち、タンクサイズが大きいほど、またはタンクを効率的に配置するほど体積効率が上昇することを示している。なお 51,000 ton 型は CO_2 タンクを並列に配置しているが、10,000 ton 型と比較しても体積効率に遜色はなく、配置上の問題（無駄なスペース）は特にないと考えられる。

表 2.2-5　体積効率計算結果

	1,300 m³ 型	10,000 ton 型	51,000 ton 型
体積効率 CO_2 タンク容積 / (全長 Loa×幅 B×深さ D)	0.26	0.33	0.32

(6) 低圧と中圧の比較

低圧と中圧のメリットとデメリットを表 2.2-6 に示す。大型船の建造コストは中圧より低圧の方が安価になるが、プロジェクトによっては必ずしも低圧を採用した船舶を運航することがサプライチェーン全体の最適化には結びつかない。排出源、貯留地、排出量等のプロジェクト全体の特性を把握した上で船舶の仕様を選定する必要がある。

中温中圧を採用した LCO_2 船はすでに運航された実績があるが、低温低圧の場合には未だ建造された実績はない。このため低温低圧を採用する大型船の設計・建造に際しては開発すべき項目がある。

第一に貨物タンクに使用する鋼材である。主な評価項目は、①低温脆性、②溶接後熱処理、③応力腐食割れである。各種の鋼材の候補を表 2.2-7 に示す。この中でニッケル鋼が有力であるが、LCO_2 の特性により適した高強度で安価な鋼材の開発が求められる。また、応力腐食割れについて

は検証が必要である。

第二にボイルオフガス（BOG）の処理方法である。輸送距離が短い場合は大気放出の案もあるが、海外へ大量に輸送する場合は、公海および外国の領海内において放出するのを避けるためにも BOG 処理装置が必要となる。温度および圧力を制御することで CO_2 を処理し、かつ船舶への搭載に適した装置を開発する。

第三にドライアイス化の防止策である。低温低圧にすればするほど三重点に近くなり、ドライアイス発生の可能性が高くなる。タンク内および配管内におけるドライアイスの防止策、あるいは発生しても即応できる設計にすることが重要である。このためドライアイス化のメカニズムを明らかにする。これらの課題は実験室レベル、モックアップの製作および実証船の運航を通して解決する。

表 2.2-6　低圧と中圧の比較

項　目	低　　圧	中　　圧
密　度	・1,153kg/m^3 ・固定容量に対して、タンクあたりの CO_2 輸送量が多い ・固定容積に対して小容量のタンクが必要	・1,060kg/m^3 ・固定容量に対して、タンクあたりの CO_2 輸送量が少ない ・固定容積に対して大容量のタンクが必要
液　化	・液化に要するエネルギーは多い（10%程度高い）	・液化に要するエネルギーは少ない（冷却と加圧）
輸送・貯蔵用タンクの設計	・タンクの板厚を薄くでき、重量とコストが減少 ・タンクサイズの増大が可能となり、操業・投資コストが低下 ・低温用（-50℃近傍）に高級鋼材が必要となり、材料費は増大するが、工費は変わらない	・タンクの板厚増が必要となり、重量とコストが増大 ・タンクの縮小化とタンク数の増加で投資・操業コストの増大 ・炭素鋼のような低価格鋼材の使用が可能（不純物のレベルによる）
船の設計と運転	・タンク数の減少で船の小型化が可能となり、コストが低下 ・タンク重量の減少で、投資・操業コストが低下	・タンク数の増加で船の大型化が必要となり、コストが増大 ・タンク重量の増加で、燃費が高くなる
残液	・ 輸送容量が 1.6%減少	・ 輸送容量が 4.0%増加
含水率の限度	・厳密な要求値低く 100 ppmv 以下	・低圧よりも含水物の生成を避けるための厳密な要求値が厳しい
ドライアイスの発生	・状態が三重点近傍にあり、安全弁を含めたドライアイス発生のための余裕が少ない	・圧力低下時のドライアイスの発生度合いは少ない
安全率	・三重点近傍ということによる安全性の関心事はあるが、適切な場所で安全処置（監視装置やバルブ）を講じることで安全性は期待できる	・危険性と安全への要求値はよく知られており、運用は三重点からはるかに離れている

出典：IEAGHG Technical Report：The Status and Challenges of CO_2 Shipping Infrastructures, 2020

表 2.2-7　タンク用鋼材一覧

鋼材種別	材料記号	シャルピー試験温度（℃）	A 降伏点（N/mm^2）	B 引張強さ（N/mm^2）	降伏比 A/B	NK承認	
① 低温用炭素鋼板						NK鋼船規則N編液化ばら積船（表K3.15）	
	KL33	-60	325	440～560	0.74～0.58	○	
	KL34M	-60	360	530	0.68	×	
	KL37	-60	360	490～690	0.73～0.52	○	
	KL37M	-60				×	
② 調質高張力鋼 （KF鋼はタンクタイプCとしての実績なし、IGCコード規定の成分値と相違）							
	KF420	-60	420	520	0.81	×	
	KF460	-60	460	540	0.85	×	
	KF500	-60	500	590	0.85	×	
	KF550	-60	550	640	0.86	×	
	KF620	-60	620	700	0.89	×	
	KF690	-60	690	770	0.90	×	
	KF780	-60	780	850(仮)	0.92	×	
③ 低温用Ni鋼板						NK鋼船規則N編液化ばら積船（表K3.15）	
	KL2N30	-70	295	420～570	0.70～0.52	○	
	KL3N32	-95	315	440～590	0.72～0.53	○	
	KL5N43	-110	420	540～690	0.78～0.61	○	焼鈍不要
	KL9N53	-196	520	690～830	0.75～0.63	○	焼鈍不要
	KL9N60	-196	590	690～830	0.86～0.71	○	焼鈍不要
	Super KL9N60	-196 +?	630(仮)	750(仮)	0.84	×	焼鈍不要
	P690QL2	-60	690	770～940	0.90～0.73	2.5% Ni 欧州規格	
	KL7N60	-196	590	690～830	0.86～0.71	△ 内航船のみ	

2.2.3　実証船

多くの内航の LPG 船等同様に国内総トン数が 999GT 以下になるように既存の LPG 船を参考として主要目を検討した。港湾の制限による船体サイズの制限、国内総トン数、防熱・タンクカバーの装備、冷却装置の設置等によりタンクサイズは一回り小さくなる。

実証船の主要目案を表 2.2-8 に、一般配置図案を図 2.2-6 に示す。ここでは、兼用船として、LPG との兼用を中心に検討した。

表 2.2-8　実証船の主要目案

		実証船案	
船種		LCO_2/LPG 輸送兼用船	
貨物		LCO_2	LPG
全長(Loa)	(m)	72.0 以下	
垂線間長(Lbp)	(m)	約 65.0	
幅(B)	(m)	約 12.5	
深さ(D)	(m)	約 5.5	
喫水(d)	(m)	約 4.5	
載貨重量	(DWT)	1,300 以上	
総トン数	(GT)	999（国内）	
タンク容量	(m^3)	1,300 以上	
基準温度貨物液密度	(k/L)	1.138	0.456
基準温度貨物体積	(m^3)	約 874	1,274
最大貨物重量	(t)	約 900	580

LCO_2 は-46℃、LPG は 45℃で算出
LCO_2 最大貨物重量は載貨重量から算出

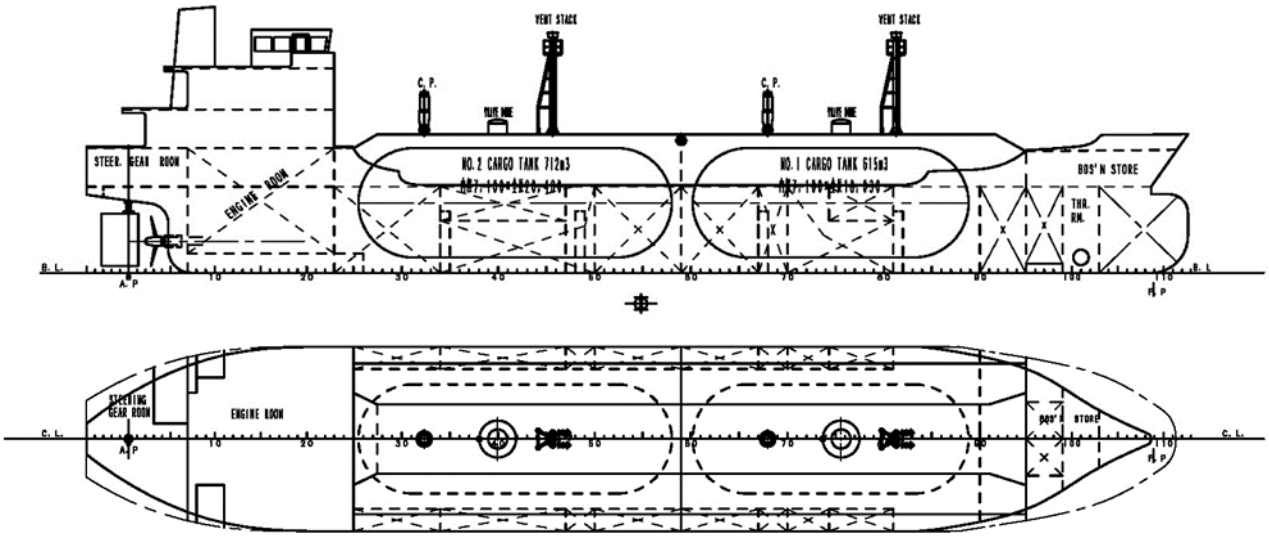


図 2.2-6　実証船の一般配置図案

(1) 船体サイズ

999GT 型船として、より多くの港湾の制限に適合し、港へ入れるよう、全長、幅、喫水、DWT を決定した。

(2) 総トン数

港湾の制限の一つである総トン数 999GT を満たすように計画する。既存の 999t 型圧力式 LPG 船の一般的な貨物タンク容積は 1,800m^3 (=900m^3 x 2)であるが、圧力式は防熱もタンクカバーもないため、これをベースとして船の容積に依存する総トン数を維持するとなると、1,800m^3 のタ

ンクと同じ容積の範囲内にタンクと防熱、タンクカバーを入れ込まなくてはならない。更にタンクカバーと防熱の間には規則で要求されるメンテナンススペースが必要となり、タンク容積が圧迫される。タンクカバーの防撓材を外側に配置する等の工夫をし、タンク容積を確保する設計とするが、限度がある。

(3) 積載貨物量

LCO_2/LPG 輸送兼用船のため、液密度が大きく異なる 2 種の貨物を積載することになる。貨物重量は船の載貨重量により決まり、貨物に関わらず決定するため、積載できる最大貨物重量は LCO_2 も LPG も同じである。従って、LCO_2（液密度約 1.0）と LPG（液密度約 0.5）の液密度の差により、LCO_2 は LPG の半分の積載容量となる。しかし、タンク容量の方も決まっており、積載貨物体積の上限もあるため、LCO_2 は最大貨物重量まで積載、LPG はタンク容量に対し満載になると考えられる。

(4) 貨物タンク及び荷役システム配置

LCO_2 輸送は LPG と異なり、追加としてタンク防熱、防熱メンテナンススペース、タンクカバー、LCO_2 冷却装置を船体のカーゴエリアに配置しなければならない。

総トン数に制限がある中、これらの追加項目をいかに効率良く配置し、タンク容積を確保できるかの検討が必要である。

(5) その他設備

実証船として運航するため、必要に応じて下記のような実証試験設備を船内に配置することが望ましい。

① 温度計、圧力計など規則で規定されている場所に装備する計器以外の計測器、センサーを必要個所に設置

② データ伝送システムの整備

③ 各種解析およびシミュレーションプログラムの整備

2.2.4 燃料消費量比較

表 2.2-8 に示した船舶の主要目を基にラフに性能推定を行った。性能比較表を表 2.2-9 に示す。

表 2.2-9 CO_2 輸送船推進性能比較

	999 ton 型	10,000 ton 型	51,000 ton 型
航行速度 [knot]	約 12.0	約 14.5	約 14.5
M.C.O. [kW×rpm]	4,500 × 195.0	5,460 × 146.0	11,280 ×105.0
C.S.O. [kW×rpm] (%M.C.O.)	3,825 × 184.7 (85.0%M.C.O.)	4,500 × 136.9 (82.4%M.C.O.)	9,480 × 99.1 (84.0%M.C.O.)
主機	MAN B&W 8S30ME-B9.5	MAN B&W 6S40ME-C9.5	MAN B&W 6S60ME-C10.5
主機燃料消費量 [mt/day]	約 15.7	約 18.0	約 35.7

M.C.O.：最大出力と最大回転数、C.S.O：常用出力と常用回転数

3 船型の推進性能を横並びで比較するために F.O.C./(Vs×Deadweight)の指標を用いて検討した。この指標は 1 トンの貨物を 1 マイル運ぶ際の燃費を示しており、数値が低いほど経済性に優れることを示す。計算結果を図 2.2-8 に示す。最も性能に優れる 51,000ton 級の値を 100（基準）とした際に、10,000ton 級は 249、1,300m³ 型は 1,619 となり、大型化するほど性能が改善している。

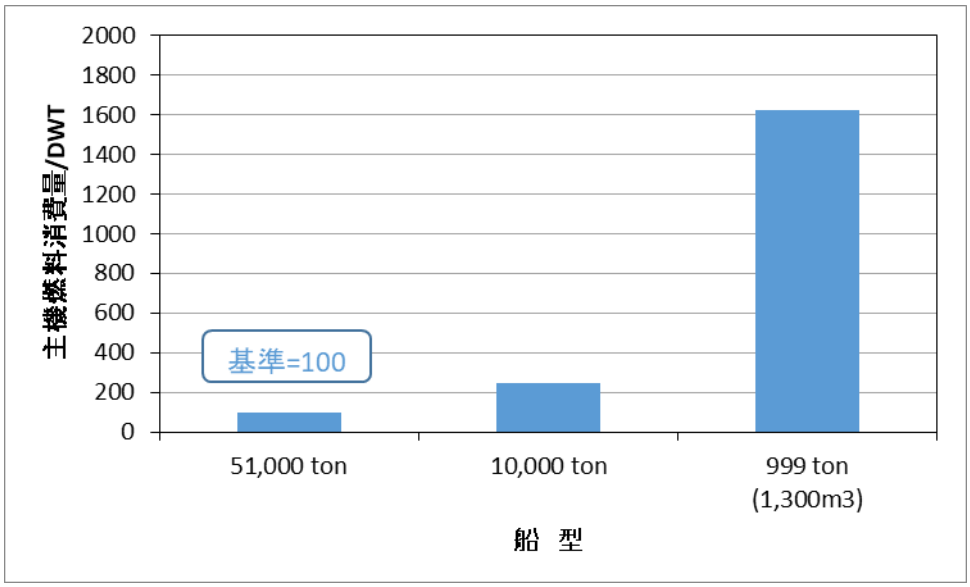


図 2.2-7　燃料消費量比較

2.2.5　総括

表 2.2-10 に低温・低圧と中温・中圧の輸送比較を示す。

船型（小型船・大型船）に関係なく、表 2.2-10 の特徴を有する。

低温・低圧、中温・中圧ともにメリット・デメリットがあるので、陸上試験や船舶実証試験で両方の条件での試験を行い、その可能性等を確認する必要がある。

表 2.2-10　低温･低圧と中温･中圧の輸送比較

項目	低温・低圧	中温・中圧
積荷条件	・温度：-50 ℃ ・圧力：0.581 MPaG ・液密度：1.155 kg/L（-50 ℃）	・温度：-20 ℃ ・圧力：1.97 MPaG ・液密度：1.032 kg/L（-20 ℃）
メリット	・液密度が高いので、LCO_2 積載量が多くなる。 ・タンクの厚みを薄くできる	・CO_2 の 3 重点から離れた温度・圧力のため、ドライアイス化しにくい。 ・陸上や欧州での食品用船舶 LCO_2 輸送では、この条件での取扱いがある。
デメリット	・CO_2 の 3 重点に近い条件のため、ドライアイス化を起こしやすい。 ・世界でも取扱いの実績がない。	・CO_2 の積載効率が低温・低圧に比べて小さい。 ・タンクの厚みが厚い。

これまでの比較検討項目を簡単に示したマトリクスを表 2.2-11 に示す。表より、船型を大型化す

るほど総合的に優れた船型となる傾向を示している。ただし、今回の検討では建造コストや港湾の制限等は考慮していないため、今後はより詳細な検討が必要になると思われる。

表 2.2-11　CO_2 輸送船比較マトリクス

	999 ton 型	10,000 ton 型	51,000 ton 型
復原性	○	○	◎
体積効率	△	○	○
経済性	×	○	◎

2.3 タンク基本構造計画

2.3.1 概要

本項では、LCO_2海上輸送用格納設備の基本計画を行うにあたり、適用される規則、CO_2の性状に適した格納方式について整理を行う。加えて実証船向け貨物格納設備の開発課題を抽出し取り組み内容について報告する。

2.3.2 貨物タンクの型式

(1) IGC CODE に規定されるタンク型式

液化ガス運搬船の貨物格納設備の型式は下記 4 種類があり、各々のタンク型式に対応する設計蒸気圧及び採用される運搬船の実績は表 2.3-1 のとおりである。タンクの形状を表 2.3-2 に示す

表 2.3-1 タンク型式

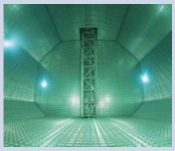
種類	独立型 Type A	独立型 Type B	独立型 Type C	メンブレン
形状				
設計蒸気圧	＜0.07MPa G	＜0.07MPa G	～2.0 MPa G	≦0.025MPa G
ガス運搬船 実績	中型～大型 LPG船	大型LNG船	小型LPG船 小型LNG船	大型LNG船
特徴	・タンク形状に自由度があり、船内スペースの有効な利用が可能(方形タンクのみ) ・完全二次防壁が必要	・タンク形状に自由度があり、船内スペースの有効な利用が可能(方形タンクのみ) ・設計で詳細な構造解析が必要 ・部分二次防壁が必要	・信頼性高い為二次防壁不要 ・タンク形状に自由度が少なく船内スペースの有効利用が難しい。	・タンク形状に自由度があり、船内スペースの有効な利用が可能(方形タンクのみ) ・完全二次防壁が必要

表 2.3-2 タンクの形状

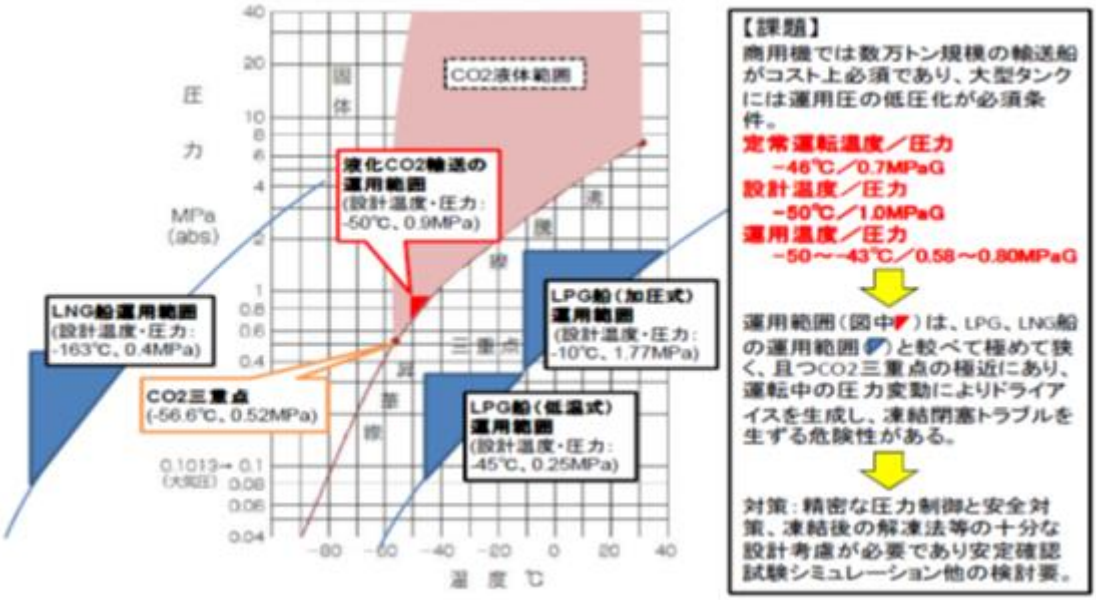
	概要	メリット	デメリット	
円筒型	加圧型/半冷却型タンク船において一般的なタンク形式	タンクホールドの数を少なくできるので、船型開発が容易	大型船ではタイプA,Bに比べてタイプCは容積効率が悪くなる	
ツインローブ型	双胴型のタンク形式	円筒型に比べてタンク容量を多く確保できる	構造が円筒型と比べて複雑。応力検討に時間がかかり製造難易度が高い	

球形	大型 LNG 船などのカーゴタンクに採用されている。タイプ C は初期の高圧式 LPG 船に使用されていた。	上記 2 方式と比較し、板厚低減を図れ、容積効率が良く大型船向けのカーゴタンクに適している。	直線部がなく、容積効率が悪く、小型船では、円筒型より載貨量が少なくなる。	

(2) CO_2 性状から考えられるタンク型式の考察

CO_2 の性状として、LPG と比し常温下で高い圧力を持っていること(10℃、4.55MPa abs)が挙げられる。図 2.3-1 に示すとおり、3 重点においても圧力値が 0.52MPa abs と高く Type C 以外のタンク型式では現状の技術・規則の中では LCO_2 貨物輸送に採用できる格納設備は存在しない。LPG や LNG といった液化ガスにおいては、貨物を大気圧レベルにまで冷却するので Type A、Type B、メンブレンといったタンク型式の採用が可能であり、大量輸送を行う LPG/LNG 船にはむしろ Type C タンク以外が経済性及び技術的な観点から採用されている。

低温・低圧の LCO_2 を輸送する船舶用タンクにおいては、長距離輸送での BOG（Boil off Gas）の発生対策としての LCO_2 冷却装置やタンク鋼材としては強度の高い低温鋼が必要となり、そのための新規開発・加工・溶接技術の確立が必要となる。

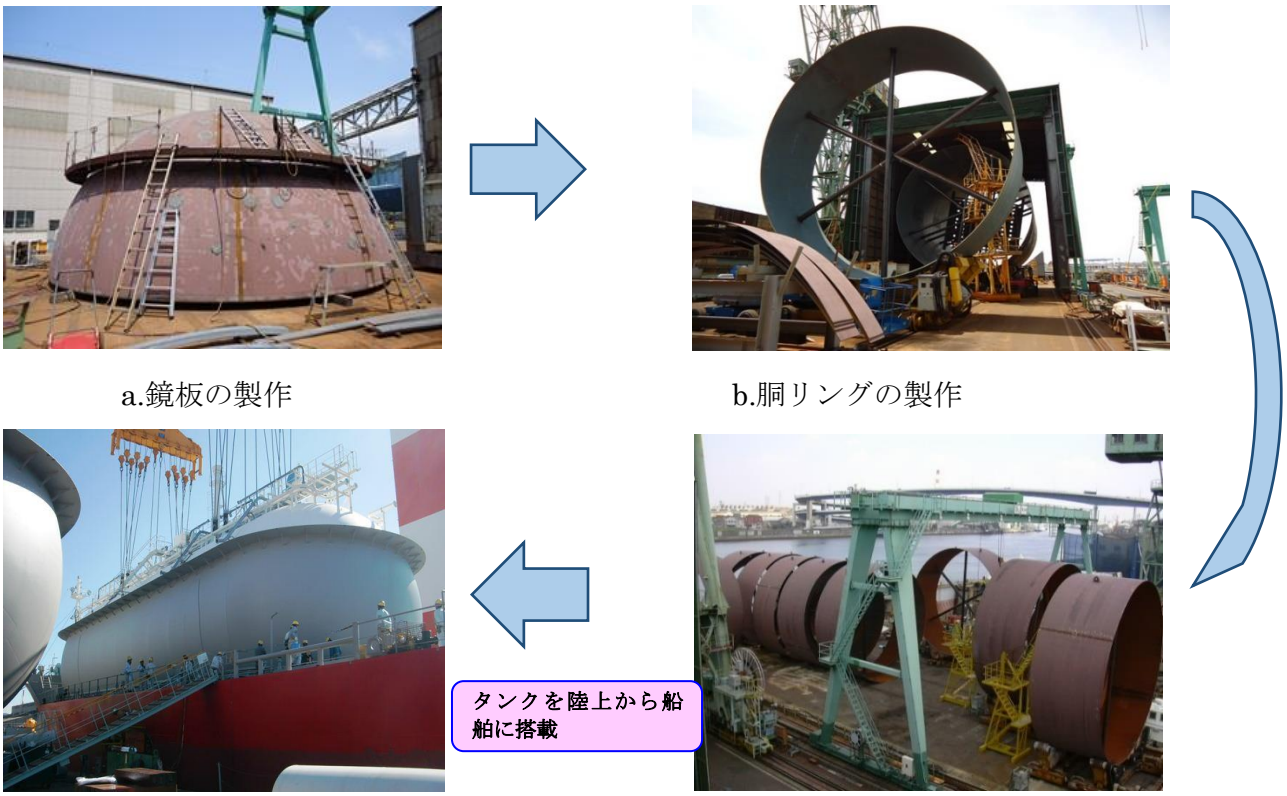


出典：CO2 輸送システムの概念設計　NEDO　平成 25 年 4 月

図 2.3-1　CO_2・LPG・LNG 輸送に係る設計温度・圧力の関係

(3) Type C タンクの製造工程について

LPG 船に使用される高圧タンクの製造を行っている会社は日本では 2 社であり、現在ではほぼ全てが円筒型である。一般的に貨物タンクの製造完了後に船体建造を行う造船所から船体をタンクメーカー工場に回航し、タンク搭載・艤装工事を行う工程が商習慣上通例である。



a.鏡板の製作　　b.胴リングの製作

d.搭載・艤装　　c.胴リング結成

図 2.3-2　タンクの製造過程

(4) 舶用タンクの板厚制限に係る規則

舶用タンクの製造においては積載貨物にかかわらず下記規則が適用され、Type C タンクの大型化の障壁の理由の一つとなっている。

NK 規則

- **炭素鋼及び炭素マンガン鋼製の独立型タンク Type C は，設計温度が-10℃より低い場合には熱処理が必要である(NK 鋼船規則 N 編 6.6.2 -2)**
- **タンクの胴板及び鏡板の板厚は 40mm を超えてはならない(NK 鋼船規 6.6.2-12)**

そのため、40mm 以上のタンク板厚の熱処理 ＝ 焼鈍処理については、貨物タンク一体で焼鈍可能な炉がなく、世界的に実績がない。

高圧 LPG 船向けタンクの大型化の需要への声に呼応し、鋼材メーカー/船級/タンク製造メーカーの種々の検証試験を経て、40mm 越えの板厚の舶用タンクの製造について焼鈍処理省略の特例承認を得ている（最大 60mm 迄の実績有）

(NK 鋼船規則 D 編 11.5.3 -4)

熱処理を行う代わりの溶接の応力除去の方法としては、機械的応力除去（溶接完了後のタンク内に水を張り込み、設計圧力の 1.5 倍まで加圧し一定時間圧力保持による応力除去）がある。

LPG の設計圧力 1.77MPa x 1.5 倍での試験　　水張り込み風景

図 2.3-3　機械適応力除去

2.3.3　温度･圧力制御による輸送形態について

加圧と冷却の組み合わせにより液化状態をどのように保持させるのかは液化ガス運搬船設計上の基本となる。液化状態の保持方法はタンク型式に因らないが、下記 3 種類となる。

(1) 完全圧力式

完全圧力式とは、温度制御なしに常温にて貨物を輸送させる方式である。貨物槽は貨物の輸送温度に応じた飽和蒸気圧力に耐えられるよう設計・製造されている。小型 LPG 船では、運搬される貨物の中で飽和蒸気圧力の最も高いプロピレンを基準として 1.77MPa G の設計圧力とされていることが多い。この方式は、一般的に搭載されるタンクが 2 基とすると 10,000m³ までの小型 LPG・LNG 船に採用されることが多い。常温化に於ける貨物の蒸気圧力を保持するため貨物タンクは分厚く、頑丈な構造とされる

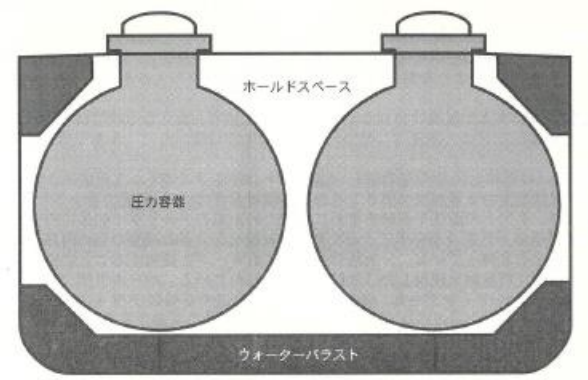


図 2.3-4　完全圧力式のタンクと船舶

(2) 半冷半圧式

半冷半圧式は完全加圧式に比し、冷却装置を装備し、積載貨物の沸点まで、冷却することができるため、設計圧力を低くでき、貨物タンクの板厚は薄くできる。LPG 船を例にとると一般的に大気圧下での沸点が最も低いプロピレン(-48℃)まで耐えられるよう設計されている。0.6MPa G

の設計圧が一般的であり、貨物を完全冷却せずとも輸送を可能とさせている。冷却装置は貨物槽の設計圧力にかかわらず、気体圧力がタンク付き安全弁の設定圧力を超えることが無い様制御する。半冷半圧式の船は板厚が薄く重量を軽減させることができるため、完全加圧式船に比し大型化し最大 30,000m³のものも存在する。

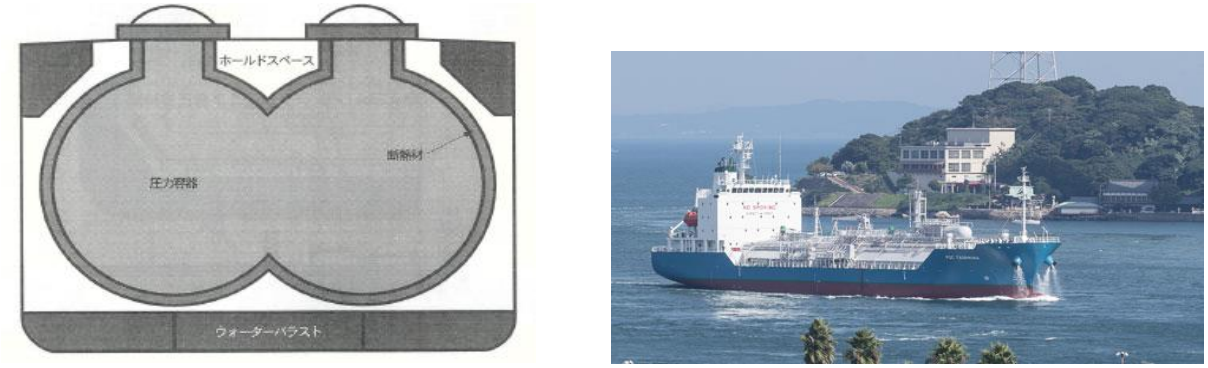


図 2.3-5　半冷半圧式のタンクと船舶

(3) 完全冷却式

沸点まで完全冷却された貨物を大気圧の設計圧力にて輸送するものである。大型 LPG 船に採用されることが多く 85,000m³～100,000m³のものもある。これらの船舶には通常 3 台から 6 台のカーゴタンクが装備されており、ほぼ船幅いっぱいに配置される。この種のタンクは通常、安定性を高め、スロッシングを低減するための内部中心線隔壁が設けられている。

図 2.3-6　完全冷却式のタンクと船舶

2.3.4　LCO_2 輸送船用タンクの過去実績についての考察

上述の中で、LCO_2 輸送船向け貨物タンクにて想定されるタンク型式は独立型タンク Type C のみである。本項では、現時点までに竣工した LCO_2 輸送に従事した船舶の要目・特徴につき検証を行い、本実証船向けのタンク計画立案に寄与させるものとする。

(1) 実績船要目比較

LCO_2 運搬船の竣工実績は限られているが、代表的な LCO_2 運搬船を表 2.3-3 に示す。国内造船所建造のあまぎ丸は国内用の船主・荷主向けに建造された船舶で、貨物タンクは日本のメーカー製である。海外では Coral Carbonic, Embra, Froya, Gerda 等がある。なお、あまぎ丸は現時点で廃船となっている。

Helle

Froya

出典：Marintraffic.com より

図 2.3-7　LCO_2 対応船舶

表 2.3-3　LCO_2 対応船舶のカーゴタンクシステム実績例

船名	あまぎ丸	Helle （旧 Coral Carbonic）	Embla, Froya, Gerda
竣工	1986 年	1999 年	2005 年
全長	49 m	79 m	82.5 m
型幅	9 m	13 m	12.6 m
タンク形式	独立型 Type C	独立型 Type C	－
タンク容量	365 m^3	1,250 m^3	1,800 m^3
載貨重量	353 ton	1,666 ton	3,486 ton
タンク寸法	4.5m×24.5m	6.45m×41m	－
タンク材質	HT-62LT	P460NL2	－
タンクカバー	有	有	－
設計温度	-30 ℃	-40 ℃	-30 ℃
設計圧力	18 barG	25 barG	19 barG
冷却装置	Nil	Nil	－
防熱厚み・材質	150 mm ポリウレタンフォーム	130 mm ポリウレタンフォーム	－

－は不明を示す。

2.3.5　大型 LCO_2 輸送船向けタンクシステム

LCO_2 のタンク形式として独立型 Type C しかないのは前述のとおりである。

大型化の検討にあたり、国内タンクメーカーの製造可能な最大タンクサイズである 5,500m^3 の大

きさにて 9%Ni 鋼または 7%Ni 鋼での製造を前提に検討を行った。

- 実証船と同じ LCO_2/LPG 兼用船とした場合(LPG は常温・常圧にて輸送)3,750m³ の時点でタンク胴厚が 63.5mm となり鋼材製造・タンク溶接の観点から非現実的な板厚となる。
- LCO_2 の専用船として、板厚 40mm、50mm、60mm と仮定し、設計圧力・設計温度がどのようになるかを示したのが表 2.4-6 である。
  各板厚における設計圧力を計算し、設計圧力値から飽和蒸気温度を逆算したのが表 2.4-6 である。言い換えれば、記載の温度以下での LCO_2 運用が要求される。
- 実証船においてニッケル鋼の加工性・溶接性・検査についての課題をクリアし大型化の Type C タンク製造の知識を獲得していく必要がある。

表 2.3-4　LCO_2 の専用船でのタンク検討案

ステータス	タンク容量	タンク材質	胴板厚 (mm)	鏡板厚 (mm)	設計圧 (MPaG)	温度(*2) (℃)	タンク重量 (ton)	内径 (m)	全長 (m)
大型化	5,500m³ 板厚 40mm 以下	KL9N60	39.5	23.0	0.87	-41.0	480	14.12	40.02
大型化	5,500 m³ 板厚 50mm 以下	KL9N60	49.5	27.5	1.19	-33.0	600	14.12	40.03
大型化	5,500 m³ 板厚 60mm 以下	KL9N60	59.5	33.0	1.53	-26.0	720	14.12	40.03

*1：LCO_2 の張込時の圧力・温度条件は、1.0MPa、-50℃とする。払出時の条件は同様に 1.0MPa、-50℃とする。
*2：設計圧における飽和蒸気温度
*3：記載容量は 1 タンクあたり

2.3.6　実証船向け LCO_2/LPG 格納タンクシステムの開発計画

(1) 格納設備に要求される仕様について

a) 各開発前提に対する要求される仕様・開発課題

① ：LCO_2/LPG 兼用船（実証船）

前述のとおり CO_2 の常温での蒸気圧力は LPG よりも高く(図 2.3-1 参照)、完全圧力式(20℃、5.7MPa abs)での輸送は鋼材厚みが製造上及び工作上困難な値となり不可能である。そのため、CO_2 輸送に当たってタンク鋼材厚みを減じることができる半冷半圧式となる。LCO_2 積地の舞鶴港の現時点での出荷条件を満足するものとする。

LPG の輸送に当たっては、内航 LPG 船は陸上基地のインフラに合わせタンクは完全圧力式となっており、実証船向けの計画に当たっても完全圧力式での計画となる(1.77MPa G)。

② ：999GT 船(実証船)

LPG の完全圧力式船ではタンク容量、1,780m³～1,820m³ (2 tanks)の容量確保としているが、LCO_2 を積載する場合は追加設備が必要となり、タンク容量が上記より減少する。

③ ：LCO_2 の条件（実証船）

将来の大規模 LCO_2 輸送を想定し、鋼材厚みを最大限低減させる試みを行うと同時に、長距離輸送の障害となる Boil off Gas 処理によるタンク内貨物温度の低温化の試みを行

う必要がある。具体的には世界に先んじて三重点近傍の-50℃近辺での荷役を可能とする冷却装置の開発である。従って、冷却装置の有用性・妥当性について検証するために別途、LCO_2荷役の検証を行うことを目的とした陸上実証試験を実施することが現実的と判断される（5.2 章 参照）。以上のタンク設計条件を表 2.4-5 に示す。

b) 低温・低圧コンセプトの課題

LCO_2用の低温・低圧タンクでのコンセプトへの課題は表 2.3-5 に示すとおりである。

表 2.3-5　低温・低圧タンクコンセプトへの課題

技術課題	内容
LCO_2タンクの製作技術	• 鋼材の選定 • 施工性の検証 溶接（厚板）、加工（曲げ）、試験（焼鈍）、検査（X線）等 • タンク構造/強度の適正化 スロッシング現象の解析精度の向上
BOG（Boil off Gas）制御技術	• 冷却方式の検討 • 貨物タンク内の温度と圧力の制御 再液化式、冷凍機方式などの設備の開発
ドライアイス化の防止技術	• 配管設計の適正化 管内流速の設定、ベント装置の開発等

(2) タンク設計条件

実証船はLCO_2/LPG 輸送兼用船で考えるため、タンクの要件は、表 2.3-6 に示すようにLCO_2と LPG の両方の要件を満たす必要がある。またはLCO_2出荷基地の設備の条件も考慮する必要がある。従って、実証船のタンク設計要件は、-50℃、2MPaG とする。

表 2.3-6　タンクの設計条件

LCO_2 船としてのタンク設計条件

項目	単位	最低	定常	最高	設計条件
温度	℃	-50	-46	-43	-50
圧力	MPaG	0.583	0.702	0.801	1
密度	kg/L	1.154	1.138	1.127	1.154

LPG 船としてのタンク設計条件

項目	単位	設計条件 (プロパン)	設計条件 (ブタン)	設計条件 (ブタジエン)
温度	℃	0	0	0
圧力	MPaG	1.77	1.77	1.77
密度	kg/L	0.528	0.601	0.644

LCO_2 出荷払い出し条件から 2MPaG とした。

項目	単位	設計条件
温　度	℃	-50
圧　力	MPaG	2
液密度	kg/L	1.154

a) 完全圧力式船と半冷半圧式船の融合

上述のとおり、実証船では LPG 完全圧力式と LCO2 の半冷半圧式のコンセプトを各々取り入れた仕様となる。

表 2.3-7　タンクの要件

	タンク形式	設計圧力	設計温度	タンク防熱	再液化装置	
完全圧力式 LPG タンク	独立型タンク Type-C	1.77MPa G	0℃～-10℃	なし	なし	
セミレフ式 LPG タンク	独立型タンク Type-C	0.4～ 0.85 MPa G	0℃～-10℃	あり	あり	
実証船向けタンク	独立型タンク Type-C	2.0MPa G	-50℃	あり	あり	

2.3.7　今年度実証船向けタンク取組内容について

以上のコンセプト及び要求される仕様から本仕様を満足させるための下記技術開発課題を抽出し、今後の取組みについて検討した。

(1)タンク鋼種選定について

(2)実証船向けタンク容量についての検証

(3)冷却装置について

(1) タンク鋼種選定について

実証船向けタンクに要求される主要要求項目は以下のとおりである。

LCO_2の試験帯である中温・中圧(-20℃、2MPaG)及び低温・低圧(-50℃、1MPaG)と高い圧力・低温に耐えられるものを採用する必要があり鋼材メーカー、船級と将来の大型化も見据え、要求される仕様に応える鋼材の検討を行う必要がある。

鋼材の選定にあたっては、表 2.3-8 に示す内容や項目を基準に実施した。

表 2.3-8　強度の高いしなやかな鋼材の選定

要求内容	項目
強度の高い	引張強度と低温脆性 （高張力鋼　衝撃試験値）
しなやかな	加工しやすい/溶接しやすい 耐溶接影響少ない
切り使い無し	広幅/長尺
長持ち	耐食性
安い	トンあたり単価低減

(2) 実証船向けタンク容量についての検討

LCO_2/LPG タンクの最適容量については、999GT の主要寸法からタンク配置場所の大きさを仮定し、下記 3 案の提案を抽出した。

① 900m^3 (450m^3 x 2 基)

タンクカバーを装備する前提で 1,800m^3 タンクのホールドスペース合わせた LCO_2 タンク容量

② 1,300m^3 (650m^3 x 2 基)

タンクカバーを装備する前提で 999GT のタンク配置場所の大きさに収まる最大寸法

③ 1,600m^3 (800m^3 x 2 基)

タンクカバーを装備しない前提で 999GT のタンク配置場所の大きさに収まる最大寸法

③については NK 鋼船規則 N 編 9.3.1 の規定により，低温（周囲温度以下）貨物を格納する液化ガス運搬船の Type C タンク（セミレフタンクを含む）はタンクカバー無しでの暴露の設置は認められていないため検討対象から除外した。①②案の何れかの選定について、①案では既存のタンク鋼で製作可能ではあるが、実証試験終了後の LPG 船への商用転換及び将来の大型化を見据え技術開発を行う観点から②を軸に開発を行うこととした。

図 2.3-8 は、各タンク寸法に対し、リストアップした各鋼材について板厚がどのようになるかを検討したものである。

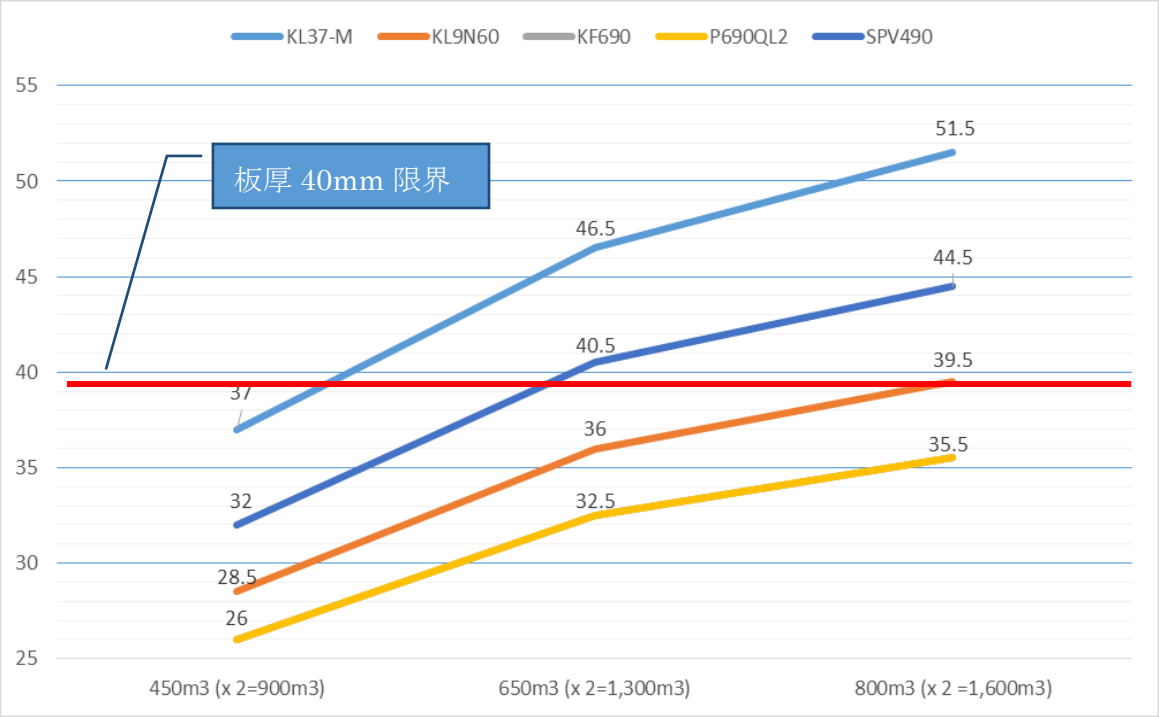


図 2.3-8　鋼材別のタンク容量と板厚

① セミレフタンクにて使用実績の豊富な KL37-M については焼鈍処理が必要となる板厚 40mm の規定を超える、かつ、強度が低く将来の大型化を考慮すると板厚が非現実的な値となるため検討鋼種から外した。

② 鋼材メーカーから提案を受けた SPV490 についても、強度が低く 650m³ の時点で板厚 40mm を超えるため検討鋼種から外した。

③ KF690 及び Northern Light 向けで検討されている P690QL2 は鋼材の降伏比(以下参照)が 0.8 を超えており、板厚 40mm 以下のタンクであっても機械的応力除去が認められない。

④ KL9N60(9%ニッケル鋼)・・・次項にて検証を行う。

*降伏比とは引っ張り強さに対する降伏点の比率の事。降伏比が高いという事は引っ張り強さと降伏点に差がないという事から、伸び始めるとすぐに破断してしまうことを意味する。

IGC CODE 6.6.2(10)

最終引っ張り強さと降伏応力の比が 0.8 を超える鋼については、原則として機械的応力除去を行ってはならない。

(3) ニッケル鋼について

Ni 鋼は、低温靭性に優れ、強度が高く、溶接性も良好で、熱膨張係数が小さいなど優れた特長を持っている。そのうえ多量に安定供給できるなどの利点を有することから、LNG タンク用鋼材として最も多く採用されている。

規則の観点からは、9%Ni 鋼、5%Ni 鋼は板厚焼鈍処理を免除されており実証船向けのみならず将来の大型化を見据え検討に適した材料である。

a) 鋼材メーカーとの協議

9%Ni、7%Ni 鋼の製造会社と協議の場を持ち、実証船の要求仕様について打合せを実施した結果、下記理由から 7%Ni 鋼も 9%Ni 鋼と同様に候補として検討することとした。IGC CODE に記載されているニッケル鋼の値と溶接性・加工性・コストの評価については下記のとおりである。

① 現時点、国内鋼材メーカーにて要求仕様に最適な材料が見当たらない。

② ニッケル含有量が低い鋼材程、応力腐食割れを発生させる可能性が低い。
⇒7%Ni 鋼

③ NK に確認したところ 7%Ni 鋼は IMO 未承認で使用にあたり、内航船にて使用実績を蓄積する必要がある。⇒7%Ni 鋼で世界初の実証船向けタンク建造。

④ LNG 用として 7%Ni は使用されてきた実績があり、LPG 及び LCO_2 実カーゴに対しどのような化学反応を起こすか、応力腐食割れを起こす可能性はないか事前実験で確認することが現実的と判断される。
⇒石炭火力発電由来の LCO_2 性状、LPG 性状データ、実カーゴ等手配する必要がある。LPG 性状については下記日本 LPG 協会のガイドライン入手、実カーゴを荷主より調達することが現実的と判断される。

⑤ 将来の大型化に当たっては 7%Ni 鋼の Ni 含有量を低減させ、焼鈍不要の特別承認を船級協会より得た新鋼材を日本発で開発していくことが肝要である。

表 2.3-9　低温用 Ni 鋼板

材料記号	試験温度 (℃)	降伏点･耐力 (N/mm²)	引張強さ (N/mm²)	降伏比	NK の認定	熱処理
KL2N30	-70	295	420～450	0.70～0.52	○	
KL3N32	-95	315	440～590	0.72～0.53	○	
KL5N43	-110	420	540～690	0.78～0.61	○	焼鈍不要
KL9N53	-196	520	690～830	0.75～0.63	○	焼鈍不要
KL9N60	-196	590	690～830	0.86～0.71	○	焼鈍不要
KL7N60	-196	590	690～830	0.86～0.71	△内航船のみ	焼鈍不要

出典：NK 鋼船規則 N 編　表 K3.15 他

表 2.3-10　船用 Ni 鋼板の比較

	引張強度 (N/mm²)	降伏点 (N/mm²)	降伏比	入手性	価格 (9% Ni を 100 として)
9% Ni	690～830	590	0.86～0.71	○	100
7% Ni	690～830	590	0.86～0.71	○	89
5% Ni	540～690	420	0.78～0.61	×（発注予定物量による）	80

	加工性	シャルピー衝撃試験温度	検査	溶接性	船級承認	熱処理	備考
9% Ni	△ スプリングバック強く塑性変形しにくい。切断切削性は一般炭素鋼より悪い。	-196 ℃	板厚20mm超え時のレントゲン検査には板厚補償マスク使用等が必要	× 低入熱かつ湯流れ悪い溶金のため欠陥率が高い	○	焼鈍不要	LNG 向け鋼材
7% Ni	△ スプリングバック強く塑性変形しにくい。切断切削性は一般炭素鋼より悪い。	-196 ℃	板厚20mm超え時のレントゲン検査には板厚補償マスク使用等が必要	× 低入熱かつ湯流れ悪い溶金のため欠陥率が高い	△ 内航船のみ	焼鈍不要	LNG 向け鋼材
5% Ni	△？ 加工実績なし	-110 ℃	板厚20mm超え時のレントゲン検査には板厚補償マスク使用等が必要	△ SUS 向け溶材使用可の可能性あり	○	焼鈍不要	エチレン向け鋼材

b) 極厚ニッケル鋼の溶接部検査についての調査結果

JIS 規格により 20mm を超える板厚のニッケル鋼検査においては特殊なレントゲン検査を要求される。検査要件の把握とニッケル鋼を用いたレントゲン検査につき解決策を非破壊検査会社と打合せを行った。その結果、9%Ni 鋼-40mm　RT 撮影には板厚保障マスクが必要であり、非破壊検査会社では在庫保有がある。

(4) 冷却装置について

a) 液化ガス船における冷却装置とは

完全冷却船・半冷半圧式において貨物は防熱を施された貨物槽の中で、低温状態を保持するが、タンクへの侵入熱及び貨液の動揺によりボイルオフガス(BOG)が発生する。BOG の発生によりタンク圧力が上昇するので BOG を安全に処理する必要がある。冷却装置はタンクの設計圧力に関わらずタンク安全弁の設定圧力を超えることがないように、貨物温度を維持できるよう設計し、装置の能力は、大気温度 45℃、海水温度 32℃という最も厳しい輸送条件を前提として設計することが望まれる。

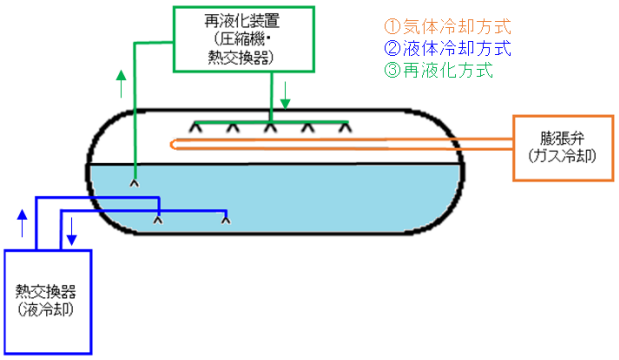


図 2.3-9　冷却装置の概要図

b) LPG 船における冷却装置

半冷半圧式の LPG 船においては、再液化方式が一般に用いられる。これはタンク内の BOG から過剰な熱量を除去し、それを凝縮して、液体をタンクへ戻す装置である。構造の仕組みとしては我々が生活の中で使用しているエアコンと全く同一である。

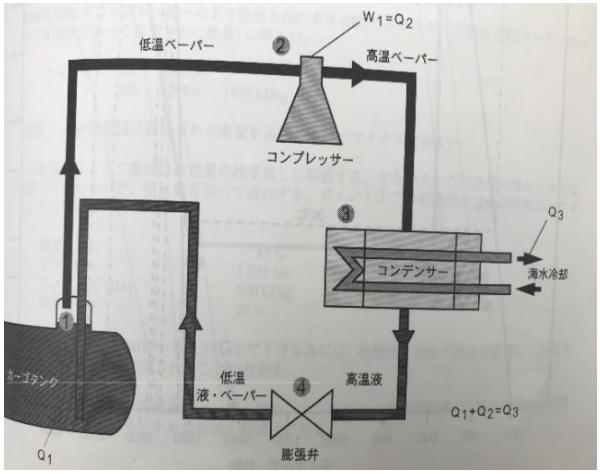


図 2.3-10　冷却装置(1)

c) 舶用 LCO_2 冷却装置

舶用の消火装置向けに炭酸ガスタンクが一般商船向けに納入されており冷却装置を装備している。タンク容量は 14～53ton と小型で設計温度・圧力は各々 -28℃/2.5MPa G である。冷却方式としては冷凍機方式で気相部に冷却コイルを装備、冷媒である R404A を冷却コイル内循環させ気相部の温度を冷却させている。タンク内の圧力をトリガーとして冷凍機を発停し温度保持している。貨物タンク向けの冷却装置の実績は現状迄 1 隻もない。

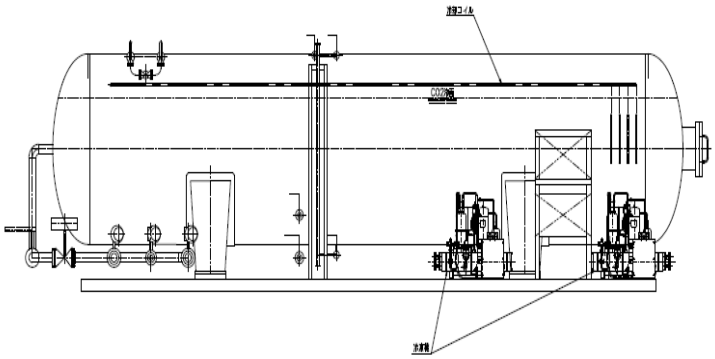


図 2.3-11　冷却装置(2)

d) 開発コンセプト

三重点近傍での LCO_2 長距離・大量輸送を可能とする冷却装置の技術確立を目標とし、実証船向けと陸上実証試験向けの冷却装置の概略検討を実施した。陸上実証試験向けについては別項にて詳細を記載するが、下記三方式が冷却方式として考えられる。実施計画の立案・費用の算定・各々の方式のメリット・デメリットの抽出を行う必要がある。

① 気体冷却方式

タンク上部（気相部）に冷却コイルを設置し冷媒を循環させ熱交換を行うことでガス

を冷却する。冷却システムがシンプルで上記消火装置向けにて実績もあるがガススペースを必要とする分、貨物積載量が減る。

② 液体冷却方式

タンク外の熱交換器で冷やした液体を再びタンク下部へ導く。
または、タンク上部（ガススペース）にスプレーラインを設置し冷却した
液をスプレーすることで①と同様の効果が得られる。
この場合、スプレーの際にドライアイス化しないか検証が必要。

③ 再液化（カスケード）方式

LPG 船と同様のシステム。タンク内の冷却コイルは不要となるが、
タンク外の系統・装置が上記 2 方式に比べ複雑となる。
舶用 CO2 圧縮機の新規開発が必要となる。

実証船向けにおいて液冷却方式を軸に下記仕様の検討を行った。本装備の目的としては世界初の舶用タンク向け LCO_2 冷却装置を搭載させ、得られたデータから装置の妥当性・有用性を検証し、将来の大規模・長距離輸送に繋げるためである。

- LPG は内航では常温・常圧で輸送されるため、冷却が必要なく対象貨物は LCO_2 のみとした。
- 航路は舞鶴港から苫小牧港の 3 日間から 4 日間、及び九州から太平洋航路の 8 日から 9 日間を想定とした。
- 航路が短いことから、液温の温度保持のみを目的とし温度制御範囲を-4℃～-8℃とした。
- 海水が冷媒として使用出来ないため、R404H を使用。温暖化係数の低いアンモニアを冷媒として使用するのは今後の議論とする。
- 実証船で、LPG 及び LCO_2 を別々のタンクにて同時積載の実証試験を行うことから本液冷却装置は耐圧防爆仕様とした。
- 冷媒用圧縮機・凝縮器ユニットの配置場所は No.1 タンク、No.2 タンク間とし熱交換器をタンクカバー上の配置とすることにて今後議論する。

(5) タンクカバー

内航の 999GT 型 LPG 船に搭載している貨物タンクは圧力式 LPG タンクのため、防熱とタンクカバーはない船型である。

LCO_2 は低温・低圧では-50℃、中温・中圧としても-20℃を保持して輸送することになるため、保冷のための防熱は必要となる。防熱は同温度帯で輸送する一般的なセミレフ式 LPG 船と同様、吹付の発泡ポリウレタン防熱で、厚みは約 150mm にて計画している。また、貨物を冷却して輸送する場合、貨物タンクとして搭載を計画している独立型タンク Type C は、規則上、周囲区画を乾燥イナートガスまたは乾燥空気で満たすことができ、不活性または乾燥状態を維持できるものとしなければならないため、タンクカバーが必要となる。

それらを考慮すると、一般的な内航の 999GT 型 LPG 船の LPG タンクは 1,800m^3(=900m^{3}x 2)のタンク容量であるが、総トン数を増加させない条件を守ると、タンク容量はより小さくなり、1,300m^3 (=650m^3 x 2)程度となる。

総トン数の制限を緩和するためには、港湾の整備や法の改正が必要である。
商用大型船で総トン数が制限されない場合は、この限りではない。

2.3.8　概括工程表

貨物タンクの概略の建造工程を検討した。

前提仕様：999GT 用実証船向けカーゴタンク

タンク容量　　：1,300m^3(650m^3 x 2 基) 以上
設計温度/設計圧力　：-50℃/　2MPa G
タンク内径　　：　7.15m x 18.85m
タンク鋼材　　：　KL9N60 / KL7N60
胴板厚/鏡板厚　　：36mm/ 21mm

表 2.3-11　概略工程表案

大項目	内容	2020年度				2021年度				2022度				2023年度			
		1Q	2Q	3Q	4Q	1Q	2Q	3Q	4Q	1Q	2Q	3Q	4Q	1Q	2Q	3Q	4Q
主要接点				★ 船台予約	★ 概略仕様 陸上試験 計画策定		★ タンク鋼 材決定/ 造船契約			★ タンク 鋼材発注					★ タンク 搭載	★ 竣工	
カーゴタンク	鋼種検討																
	試験計画立案																
	腐食・耐性試験																
	溶接施工承認																
	冷却装置設計																
	冷却装置設計																
	使用機器選定・試設計																
	タンク製造																
	タンク艤装																

2.4 実証船舶仕様書案

実証試験船の仕様書案の詳細は、参考-1 に示すので、ここではその概要を示す。

2.4.1 総則

将来大型の LCO_2 船を設計・建造・運航する際に生じると思われる諸問題・課題の解決に供するために建造する小型の実証船の概略仕様を記載する。

実証船はその目的を達成したあとは商用の LPG 船として活用する予定である。従って、本船は LCO_2 船および LPG 船の両方に適用される規則・能力等を満足する仕様とする。

実証船を運航する際には、CO_2 の排出源並びに貯留地はいずれも国内とする。また、LPG の輸送も国内に限定するものとする。従って、航行区域は近海（非国際）、船型は 999GT 型とし、LCO_2 船としては低温・低圧式、LPG 船としては圧力式として計画する。

2.4.2 設計条件

(1) タンク設計条件

実証試験船は LCO_2 と LPG の兼用船とし、低温・低圧と中温・中圧の LCO_2 の運搬に対応するタンクとするため、タンクの設計条件は表 2.4-1 のとおりとする必要がある。

表 2 4-1　タンクの設計条件

項目	単位	設計条件
温度	℃	-50
圧力	MPaG	2.0
液密度	Kg/L	1.154

(2) タンクの材質

将来の大型船の設計を考慮して、貨物タンクの板厚は前述の設計条件の下で規則によって決まる板厚で、低温用厚板鋼材の溶接性・加工性の検証を行う予定である。使用する鋼材は表 2.4-2 に示す低温用圧延鋼材（ニッケル鋼）の中から選定する必要がある。

表 2.4-2　低温用圧延鋼材（ニッケル鋼）

材料記号	降伏点 (N/mm²)	引張強さ (N/mm²)	試験温度 (℃)
KL7N60	590	690	-196
KL9N60	590	690	-196

タンク材質に関しては、本来は鋼材の開発まで進めたいと考えていたが、現在そこまで至っておらず、手に入る鋼材ということでイメージしている。鋼材の低温脆性というのは表 2.5-2 の右端の試験温度が-196℃においてシャルピーでの衝撃吸収エネルギーが決まっている。実証試験における鋼材条件（表 2.4-1）からすると、-196℃までは全く必要がない。設計温度 -50℃程度の鋼材が手に入れば、すなわち 9%Ni 鋼や 7%Ni 鋼ではなく、Ni%がもっと少ない 3%Ni 鋼のようなものでもよい。しかし、そのような材料は開発途上で入手できないということで、今は 9%Ni 鋼や 7%Ni 鋼が最適

な鋼材であると考える。

従って、低温脆性という意味では少し余裕のある材料を選定している。その点に関しては少し安全側になっており、十分に脆性耐性があるので、低温よりも圧力の方が支配的な条件になると考える。

2.4.3 主要要目

実証試験船の船型・主要寸法等の主要要目は表 2 4-3 のとおりとする必要がある。

表 2 4-3 実証試験船の主要要目

項目	仕様
① 船型等	
船　　種	液化ガスばら積船
船　　型	凹甲板型（船首楼/船尾楼有り）一層甲板、船尾機関/船橋
航行区域	近　海（非国際）
用　　途	LCO_2 および LPG の輸送
船　　級	NK（日本海事協会）
② 主要寸法等	
全　　長	約 72.0 m 以下
垂線間長さ	約 65.0 m
幅　（型）	約 12.5 m
深さ（型）	約　5.5 m
吃水（型）	約　4.5 m
パラレル長	マニホールドから前部 6.5m,　後部 13m
③ 重量等	
総トン数	999 トン
最大貨物量	約 900 トン（LCO_2）、580 トン(LPG)
④ 速力等	
航海速力	主機の常用出力、15%シーマージンにおいて約 12.5 ノット以上
航続距離	6,300 海里以上
⑤ 貨物タンク	
タイプ	独立型タンク - Type C
基数	2 基
内容積	1300m^3（650m^3×2）以上
タンク形状	半球鏡板付水平円筒形
⑥ 定員	• 本船の乗組員法律上 8 名必要、船員組合法上 9 名必要 ⇒ 実証試験では 10 部屋確保検討
⑦ 一般配置	• 船首楼および船尾楼を有する一層甲板の凹型船型とし、機関室および船橋は船尾に設ける。甲板上に居室を配する。 • 船首はバルバスバウ型とし、キールは平板型、船体はシングルハル構造とする。 • 船首前端より船首バラストタンク、第 1 貨物タンク室、第 2 貨物タンク室、機関室、船尾バラストタンクとする。 • 各貨物タンク室内には LCO_2 および LPG を積載するための単胴型貨物タンク 2 基を搭載する。 • 貨物タンク室の周囲にはバラストタンクを配置する。

2.5 液化バラ積み船

我が国で現在運航されている LPG 船の特徴や運航形態についての調査結果について記載する。特に LPG は CO_2 と物性が近く、世界的にも商取引が活発に行われているため、今後の CO_2 海上輸送の参考となる。

代表的な LPG 船舶と輸送概要を表 2.5-1 に示す。

内航船は総トン数が 749～999GT と小型船であるが、外航船では遠方への航路になるに従い総トン数も大きな船舶となっている。内航船やアジア圏内への外航船は冷却設備を装備しない高圧式のタンクが使用され、北米や中近東への外航船は冷却設備を有する冷凍式のタンクが使用されている。

表 2.5-1　代表的な LPG 船舶と輸送概要

項目	内航船	外航船	
隻数（エチレン除く）	78	約 300	約 300
タンク形式	圧力式	圧力式	冷凍式
総トン数（GT）	749～999	2,500～8,000	45,000～50,000
タンク容積（m^3）	1,400～1,800	3,500～11,000	80,000～84,000
輸送航路	国内全域	～7,500 m^3 アジア圏内 8,000～m^3 中東・北米・欧州域内	北米・中近東積～アジア圏
入港基地	LPG 関連基地 製油所 石油化学基地	LPG 関連基地 製油所 石油化学基地	LPG 関連基地 製油所 石油化学基地
輸送品目	プロパン・ブタン プロピレン・ブタジエン ※その他：VCM/C4 留分等。	プロパン・ブタン プロピレン・ブタジエン ※一部セミレフ。エチレン・アンモニア等 ※その他：VCM/C4 留分等。	プロパン・ブタン ※一部アンモニア兼用船あり

国内の液化ばら積船の主な仕様を表 2.5-2 に示す。液化ばら積船では、LPG 船の隻数が多く、セミレフ船は存在しない。LPG 船の主な船主はイイノガストランスポート・宮崎海運等で、主な運航者は田渕海運・イイノガストランスポート・日本ガスライン等で、それらの主な造船所は、三浦造船所(佐伯)・警固屋船渠・前畑造船等である。

表 2.5-2　液化ガスばら積船（内航船）の主な仕様

船型	LNG船	LPG船 （圧力式）	LPG船 （セミレフ）	エチレン船	アンモニア船	LCO2/LPG 兼用船	LCO2 専用船
【基本スペック】							
積荷	LNG船	LPG（プロパン・ブタン・プロピレン・ブタジエン等）	LPG（プロパン・ブタン・プロピレン・ブタジエン等）	エチレン	アンモニア		
運航隻数	6	78	0	8	14	0	0
総トン数（GT）	2,930～4,505	499～1,435		1,373～3,081	363～1,159	999M/T	
載貨重量（DWT）	1,781～2,523	703～1,449		1,289～2,890	565～1,405	約1,300M/T	
載貨容積（m3）	2,512～3,587	955～1,844		1,5173～3,036	409～1,860		
タンク様式	独立型TypeC	独立型TypeC		独立型TypeC	独立型TypeC	独立型TypeC	独立型Type C
タンク圧力	0.35 MPaG	1.77 MPaG		0.034～0.49 MPaG	0.69～1.77	2 MPaG	0.5～0.7 MPaG
貨物温度	−162 ℃	0～45 ℃		−104 ℃	−10～0 ℃	−50℃	−50～−40℃
貨物液密度	0.425 kg/L （−161 ℃）	0.530 kg/L（0 ℃） 0.583 kg/L（−42 ℃）		0.570 kg/L （−104 ℃）	0.6386 kg/L（0 ℃） 0.681 kg/L（−34 ℃）	LCO_2：1.138 kg/L（−46 ℃） LPG：0.530 kg/L（0 ℃）	1.138 kg/L （−46 ℃）
タンク素材	アルミ合金	KD鋼					
【市場情報】							
主要船主 （上位3位）	鶴見サンマリン(2) 中央海運(2) NSユナイテッドタンカー(1) 日本液化ガス輸送(1)	イイノガストランスポート(8) 宮崎海運(4) 3隻は6社		第一マリン(3)	恭海海運(3) 吉賀海運(3) 大一海運(2)		
主要運航者 （上位3位）	NSユナイテッドタンカー(3) 鶴見サンマリン(2) イイノガストランスポート(1)	田渕海運（17） イイノガストランスポート（12） 日本ガスライン(12)		第一タンカー(3) 東ソー物流(2)	大一海運(4) 恭海海運(3) センコー汽船(3)		

運航隻数は変更あり

出典：日本海運集会所　2021 年度版船舶明細書より

2.6 運航船舶の試算

ここでは、公益財団法人地球環境産業技術研究機構（以下、RITE と記す。）が平成 29 年度　地球温暖化・資源循環対策等に資する調査委託費（CCS の経済性評価事業）調査報告書でまとめた、船舶運航経費の試算方法と試算結果を示す。

2.6.1　船舶運航経費の試算方法

(1) 船舶経費の試算

船舶経費は以下の項目から成る。

年間船舶経費 ＝ 船員費+修繕費+船用品費+潤滑油費+保険料+固定資産税+雑費
+減価償却費+設備資金金利+船主店費

大まかな各費目の算定方法は以下のとおりである。

a) 船員費

船員費(年間) = 月間コスト(円/人/月) x 乗組員数 x 12 ヶ月

月間コストは乗船中賃金と付帯費の合計から成り、前者は基本給、職務加算給、乗船手当、家族手当、船長特別手当、時間外手当、航海日当など、後者は陸上休暇、予備船員費、船員保険料、退職引当金などから成る。乗組員数は船舶の種類、大きさに依る。

b) 修繕費

修繕費(年間) = 建造船価 x 2%

船体、機関、機器類の故障、破損を修繕する費用、部品代および定期検査、中間検査に要する入渠費、修繕費、検査費用を含む。

c) 船用品費

船用品費(年間) = 建造船価 x 0.5%

船内で使用する消耗品および備品などの費用。

d) 潤滑油費

潤滑油費(年間) = 貨物タンク容積 x 1.0（千円）

船舶の主機、補機に使用する潤滑油代。

e) 保険料

保険料(年間) = 取得金額 x 0.4%

取得金額 ＝ 建造船価 ＋ 乗出費用

乗出費用 ＝ 建造船価 x 3.0%

船体の海難事故などの損害に備えるための船舶保険、船主責任相互保険（P&I 保険[1]）の保険料。

f) 固定資産税

固定資産税(年間) = 課税標準価格 x1.4%

課税標準価格 ＝ 償却年央簿価 x 1/2

償却年央簿価 ＝ 取得金額 x (0.55+0.45/償却耐用年数)

Uttenn:[1] Protection & Indemnity Insurance :「油流出汚染」、「船舶の積荷」等の損害が対象

課税標準価格は耐用年数の中間における償却年央簿価の 2 分の 1 とし、税率は標準税率である 1.4%とした。

g) 雑費

雑費(年間) = 取得金額 x 0.5%

通信費、光熱費、交通費、事務用品費などの費用。

h) 減価償却費

減価償却費(年間) = 取得金額 x 0.9 x (1/償却耐用年数)

減価償却費は定額償却とし、残存価格は 10%とした。

償却耐用年数は船舶法「総トン数 2 千トン以上のその他の船舶」に該当するため 15 年とした。

i) 設備資金金利

設備資金金利(年間) = 償却年央簿価 x 年利

船舶取得資金に対する金利。

鉄道・運輸機構と船舶を共有して建造する場合の基準金利とした。

j) 船主店費

船主店費(年間) = 年間船舶経費合計(船主店費を除く) x 10%

経営に関わる一般管理費（役員報酬、従業員給与、福利厚生費、旅費交通費、通信費、光熱費、消耗品費、租税公課、交際費、会費寄付金、船舶以外の減価償却費などの費用)。

k) 月間船舶経費

月間船舶経費＝（年間船舶経費合計/稼働日数）x 365/12

(2) 運航経費の算定

a) 主機燃料費

主機年間燃料費 = 主機燃料消費量(t /日/24) x 平均航海時間 x 2 x 年間航海回数 x 重油単価(円/ t)

燃料は C 重油である。その価格（紙パルプ価格[2]）の推移を図 5.6-1 に示す。

b) 発電機燃料費

発電機年間燃料費 = 主機年間燃料費 x 10%

c) 港費

寄港地が未定のため算入せず。

[2] JX 日鉱日石㈱と王子製紙㈱との間で取り決められた価格

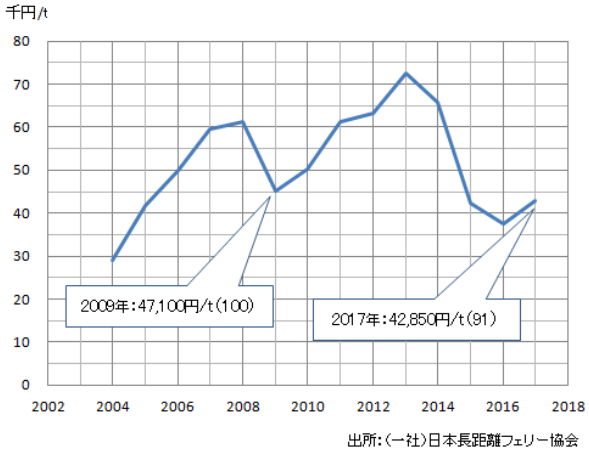


図 2.6-1　紙パルプ輸送用の C 重油価格の推移

(3) CO_2 排出量の算定

a) 主機 CO_2 排出量

主機年間 CO_2 排出量 ＝ 主機年間燃料使用量(t /年)x
C 重油排出係数(CO_2- t /C 重油- t)

C 重油の排出係数は 3.19 CO_2- t /C 重油- t とした。

b) 発電機 CO_2 排出量

主機 CO_2 排出量の 10%とした。

c) ボイルオフ

再液化装置を装備するため CO_2 の排出は考慮せず。

(4) 輸送単価の算定

輸送単価 ＝(船舶経費+燃料費)/ LCO_2 年間輸送量

2.6.2　船舶運航経費の算定結果

NEDO ゼロエミ事業時点から RITE が見直した船舶経費および燃料費の結果は、表 2.6-1、表 2.6-2 に示すとおりである。

表 2.6-1　船舶経費

項　目		単位	実証船（内航）	商用船（内航）	商用船（外航）
			3,200t 型	21,000t 型	50,000t 型
基礎項目	貨物タンク方式	-	単胴式	双胴式	球形式
	タンク容積(100%)	m^3	約 3,180	約 20,530	約 48,780
	貨物積載量	t	約 3,270	約 21,090	約 50,100
	乗組員数	人	16	18	24
	稼動日数	日	310	310	328
	稼働率	%	85%	85%	90%
	航海距離	海里	580	580	3,000
	平均船速	ノット	13.5	13.5	15.0
	平均航海時間	時間	43	43	200
	年間航海回数	回	51	51	15
	航海日数（往復）	日	6	6	21
	建造船価	百万円	3,000	6,300	9,500
	乗出費用		90	190	290
	取得価格		3,090	6,490	9,790
	法定耐用年数	年	15	15	15
船舶経費	船員費	千円	256,000	288,000	384,000
	修繕費		60,000	126,000	190,000
	船用品費		15,000	31,500	47,500
	潤滑油費		3,200	20,500	48,800
	保険料		12,400	26,000	39,200
	（償却年央簿価）	百万円	(1,790)	(3,760)	(5,680)
	固定資産税	千円	12,500	26,300	39,800
	雑　費		15,500	32,500	49,000
	減価償却費		185,400	389,400	587,400
	設備資金金利		26,900	56,400	85,200
	船主店費		58,700	99,700	147,100
	年間船舶経費合計	千円	645,600	1,096,300	1,618,000
	月間船舶経費	千円	63,300	107,600	150,000

出典：平成２９年度　地球温暖化・資源循環対策等に資する調査委託費（ＣＣＳの経済性評価事業）調査報告書、平成３０年３月、公益財団法人地球環境産業技術研究機構

表 2.6-2　燃料費、CO_2 排出量および輸送単価

項　目		単位	実証船（内航）	商用船（内航）	商用船（外航）
			3,200t 型	21,000t 型	50,000t 型
燃料費	主機燃料消費量	t /日	約 9.8	約 19.9	約 42.6
	主機年間燃料使用量	t /年	1,790	3,630	10,650
	主機年間燃料費	千円	77,000	156,000	456,000
	発電機年間燃料費	千円	7,700	15,600	45,600
	年間総燃料費	千円	84,700	171,600	501,600
CO_2 排出量	主機排出量	t/時間	1.30	2.65	5.66
	発電機排出量	t/時間	0.13	0.26	0.57
	年間排出量	t /年	6,300	12,800	37,400
輸送単価	年間船舶経費 +年間燃料費	千円	730,300	1,267,900	2,119,600
	LCO_2 年間輸送量*	t /年	120,000	750,000	750,000
			(166,000)	(1,075,000)	(751,000)
	輸送単価*	円/t	6,100	1,700	2,800
			(4,400)	(1,180)	(2,820)

注*：上段は NEDO ゼロエミ事業で設定された輸送量（CO_2 排出量）と単価
下段（　）内は毎航海を満載で輸送した場合の輸送量と単価

出典：平成２９年度　地球温暖化・資源循環対策等に資する調査委託費（ＣＣＳの経済性評価事業）調査報告書、平成３０年３月、公益財団法人地球環境産業技術研究機構

第3章 国際動向調査

CCS 輸送関連に関する海外文献として、表 3.-1 に示す文献を収集したので、以下では、船舶輸送に関する内容を中心に各文献の概要を示す。

表 3.-1　海外文献の収集一覧

文献番号	文献名
①	Feasibility study for full-scale CCS in Norway, Gassnova, 2016
②	Northern Lights Project Concept report RE-PM673-00001, 2019
③	Northern Lights FEED Project RE-PM673-00057,　2020
④	IEAGHG R&D Programme Ship Transport of CO_2, 2004
⑤	IEAGHG Technical Review：Feasibility Study for Ship Based Transport of Ethane to Europe and Back Hauling of CO_2 to the USA, 2017
⑥	IEAGHG Technical Report：The Status and Challenges of CO_2 Shipping Infrastructures, 2020
⑦	CO_2 Liquid Logistics Shipping Concept (LLSC) Overall Supply Chain Optimization,2011

3.1 ノルウェーでの取り組み

3.1.1　Northern Lights Project

ノルウェーでは「費用対効果の高い CCS 技術を開発するために幅広く投資を行い、2020 年までにフルスケールの炭素回収実証プラントを少なくとも一基建設することを目指す」という政府の方針のもとに、本格的な CCS プロジェクトが 2012 年から開始され、Northern Lights Project と呼ばれている。

ノルウェーの石油・エネルギー省（MPE）は 2014-2015 年に Pre feasibility study（プレ FS 調査）、2015-2016 年に Feasibility study（FS 調査）、Concept Study（概念研究）、FEED（front-end engineering and design）を実施した。2015 年 5 月に Gassnova がプレ FS 調査レポートを、2019 年 5 月に Equinor が Concept Study report (“DG2 report”)を、2020 年 3 月に Equinor が FEED レポートを公表した。これらの概要は 3.1.2～3.1.4 に概要を示す。

図 3.1-1 は、FS 調査での、ノルウェーの CCS でのマイルストーンとフェーズの工程を示す。

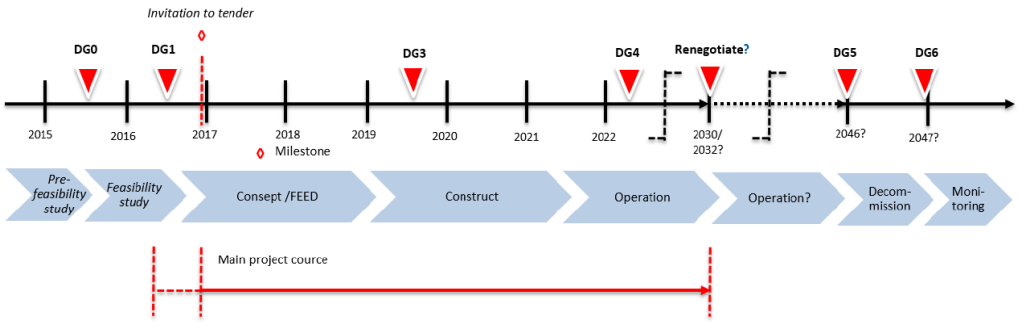


図 3.1-1　ノルウェーの CCS でのマイルストーンとフェーズの工程 （出典：文献①）

ノルウェーでは政府主導で Longship（CO_2回収・輸送・圧入）と Northern Lights（CO_2輸送・圧入）が推進されている。2020 年 12 月 15 日に正式に予算化が発表された。

Northern Lights Project の概要は以下のとおりである。

(1) 回収

ノルウェーでの CCS の Full-scale プロジェクトは 2012 年に開始され、政府が Gassnova に Mongstad での既存の作業を超えて、本格的な CCS プロジェクトの可能性を模索するように要請したときに開始された。開発の経緯は以下のとおりである。

- 2012 年 12 月に、Gassnova はステータスレポートを提出し、今後の調査に関連すると見なされた排出源を強調した。
- 2015 年 5 月に、Gassnova は CCS プロジェクトで技術的に実現可能ないくつかの排出源と貯留場所を特定し、Pre-FS レポート「ノルウェーでの潜在的なフルスケール CCS プロジェクトに関する研究レポートを提出した。それは、さらに参加することに興味があるかもしれない産業のプレイヤーを特定した。
- 2015 年秋、ノルウェー政府はこの作業を継続することを決定し、FS 調査を開始した。2016 年 11 月に、Gassnova は「ノルウェーでの本格的な CCS に関するフイージビリティスタディ」を完了した。
- 2017 年に、Fortum Oslo Varme. Norcem, Yara は、CO_2回収のコンセプト調査を終了した。
- 2019 年 11 月に、Fortum Oslo Varme と Norcem は FEED レポートを終了した。

(2) 輸送と貯留

ノルウェーの本格的な CCS プロジェクトは、政府が Gassnova に Mongstad での既存の作業を超えて、本格的な CCS プロジェクトの可能性を模索するように要請したときに開始された。開発の経緯は以下のとおりである。

- 2015 年 5 月に、Gassnova は CCS プロジェクトで技術的に実現可能である可能性のあるいくつかの排出源と貯留場所を特定した Pre-FS レポートを提出した。それは、さらに参加することに興味があるかもしれない産業のプレイヤーを特定した。
- 2015 年の秋、ノルウェー政府はこの作業を継続することを決定し、FS 調査を開始した。Gassnova はその研究を 2016 年 11 月に完了した。
- ノルウェーの本格的な CCS プロジェクトの初期段階では、Gassco はプロジェクトの輸送面に関する責任を負っていた。
- 2019 年春に、Northern Lights コンソーシアムは、コンセプトレポートを発表した。
- 2020 年の春に、Northern Lights コンソーシアムは、FEED レポートを終了した。

(3) Gassnova の CCS レポート

Gassnova では、CCS に関する以下のレポートを作成した。

- 2019 年に、DNV GL および Carbon Limits AS と協力して、Gassnova は、特定の CCS 操作中に排出される CO_2の量を計算するツールを開発し、ノルウェーのプロジェクトで代

替 CCS チェーンの CO_2 フットプリントを計算した。

- 2019 年に、Gassnova は Fortum Oslo Varme と Norcem の FEED レポートを評価した。
- 2020 年に、ノルウェーのプロジェクト目標を達成するために設定された作業プログラムは、「利益の実現」と呼ばれている。すべての産業パートナーがこのプログラムに関与しており、Gassnova が作業を調整した。
- 2020 年に、Gassnova は Northern Lights の FEED レポートを評価した。
- Gassnova の full chain CCS レポート（2020 年）では、さまざまな CCS チェーンの代替案とコストについて説明した。このレポートのコスト見積もりは最新の見積 もりではない。

(4) 社会経済分析

Gassnova は、石油エネルギー省を代表して、DNV GL と協力してノルウェーの CCS 実証プロジェクトに関連する社会経済的コストと利益を分析した。これの付録には以下のことが示されている。

- 付録 1 は、Northern Lights からのレポートである。レポートは、インフラストラクチヤの長期的な使用に関する計画である。
- 付録 2 は、Northern Lights からのレポートである。レポートは、利益実現作業への Northern Lights の貢献をまとめたものである。
- 付録 3 は Gassnova からのレポートである。レポートは、CCS テクノロジーのステー タスを示す。
- 付録 4 は、DNV GL からのレポートである。レポートでは、CCS のコスト削減の可能性を分析している。
- 付録 5 は、Norhern Lights に関連した同社の低炭素ソリューション戦略についての Equinor からのメモである。

3.1.2 Feasibility study for full-scale CCS in Norway（文献①）

(1) 概要

本文献は、CCS プロジェクトに技術的に実現可能ないくつかの排出源と貯留場所を特定し、さらなる研究への参加に関心を持つ可能性のある産業関係者も特定した、2015 年 5 月のプレ FS（feasibility study）「ノルウェーでの潜在的なフルスケール CCS プロジェクトに関する調査報告書」（Gassnova が実施）での作業継続として、ノルウェー政府が実施した FS 調査結果である。ノルウェー石油エネルギー省（MPE）が、FS 調査の全体的な責任を負い、Gassnova SF はプロジェクトコーディネーターで、調査の CO_2 回収および貯留コンポーネントを担当し、Gasco AS は CO_2 輸送コンポーネントを担当した。

Norcem AS 、Yara Norge AS 、オスロ自治体の廃棄物エネルギー庁（EGE）の 3 社は、自社の産業施設での CO_2 回収の実現可能性を調査した。

Norcem は、Brevik のセメント工場で煙道ガスから CO_2 を回収する可能性を評価し、Yara Norge は、Porsgrunn の Herøya にあるアンモニアプラントの 3 つの異なる排出ポイントからの CO_2 回収を評価し、EGE は、Klemetsrud（Klemetsrudanlegget AS）のエネルギー回収プラントからの CO_2 回収を評価した。

Gassco は、Larvik Shipping AS および Knutsen OAS Shipping AS の支援を得て、船舶輸送調査を実施した。Statoil ASA（現在は Equinor に社名変更）は、ノルウェー大陸棚の 3 つの異なるサイトで CO_2 地中貯留の可能性を評価した。

この FS 調査の目的は、技術的に実現可能な少なくとも 1 つの CCS チェーン（回収、輸送、貯留）とそれに対応するコスト見積もりを特定することであり、これは達成された。

この調査の結果は、複数のソースから単一の貯留ハブへの船による CO_2 輸送を利用する柔軟な CCS チェーンが実現可能であることを示している。つまり、CO_2 インフラストラクチャへの初期投資は、いくつかの CO_2 回収プロジェクトに利益をもたらす可能性がある。

(2) 技術的な実現可能性とコスト

CO_2 回収は、3 つの排出場所すべてで技術的に実現可能である。プロジェクトの目的を考えると、Statoil と Gassnova はどちらも、陸上施設と"Smeaheia"へのパイプラインを備えた解決策を CO_2 貯留のための最良の解決策と見なしている。「Smeaheia」エリアは、「Troll」フィールドの東、海岸から約 50 km の場所にある。この解決策は、実装リスクが最も低く、貯留容量が大きく、インフラストラクチャの容量を増やすことは比較的簡単である。CO_2 貯留サイトの開発はさまざまな方法で可能であるが、陸上施設を使用する以外の解決策では、技術的リスクが高くなる。

回収と貯留のための場所間の CO_2 の船輸送は、3 つの異なる圧力および温度条件で評価されている。Gassco は、研究された 3 つの輸送条件すべて（低圧、中圧、高圧）の解決策を技術的に実現可能であると見なしている。

このようなチェーンの計画と投資のコストは、72 から 126 億 NOK（VAT を除く）と推定される。計画と投資のコストは、CO_2 の回収量、回収場所、必要な輸送船の数によって異なる。運用コストは、さまざまな代替案の場合、年間約 3.5～8.9 億 NOK である。コストの見積もりは、産

業関係者からのレポートに基づいており、±40%以上の不確実性がある。

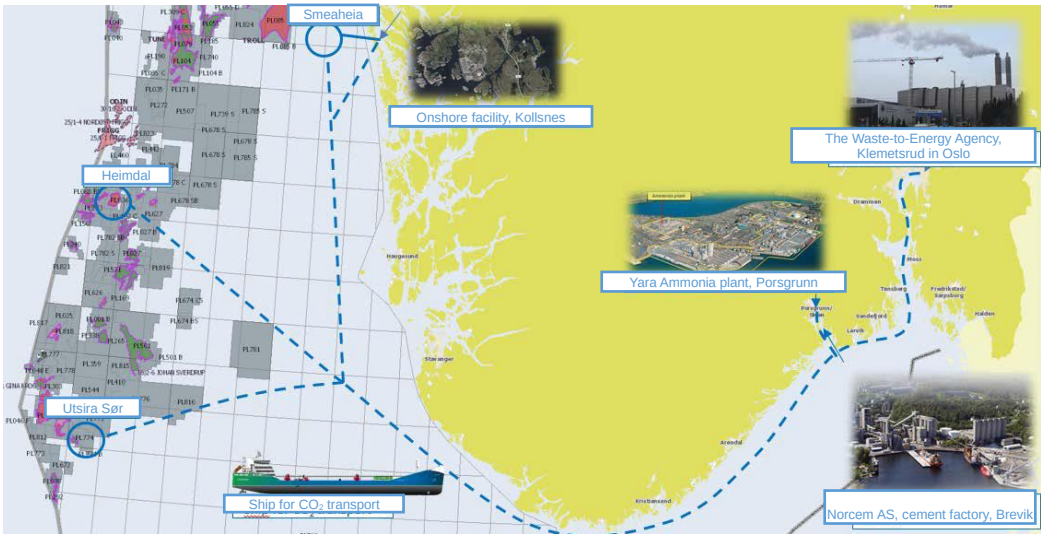


図 3.1-2　FS で評価された CO2 チェーン

(3) FS 調査の前提

1 つ目は、さまざまなサブプロジェクトの作業範囲を定義するために、回収、輸送、貯留間のインターフェースの定義を早い段階で明確にすることが重要であった。回収、輸送、貯留間のインターフェースは、以下の図 3.1.3 に示されている。船の輸送の前後の中間貯蔵の必要性が、それぞれ回収、貯留の研究に含まれることが重要な原則であった。

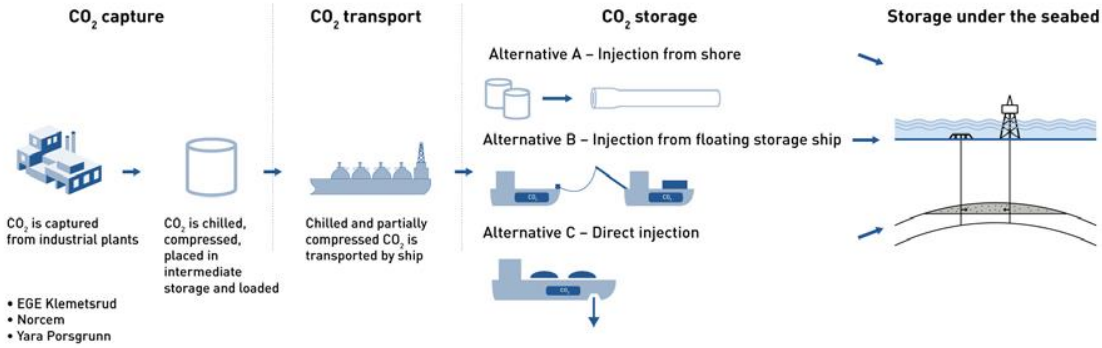


図 3.1-3　インターフェースを備えた CCS チェーンの概略図

もう 1 つの重要なパラメーターは、輸送および貯留されるボリュームのサイズとそのソースである。設計基準の出発点は、CCS チェーンが 3 つすべての産業プラントからの CO_2 の回収、輸送、および貯留を可能にするように設計することである。以下の代替ボリュームは、この FS 調査の基礎として定義された。

- 参考代替案：年間 60 万トンの CO_2（2 つの回収プラントからの CO_2）
- 感度 1：年間 130 万トンの CO_2（3 つの回収プラントからの CO_2）
- 感度 2：年間 40 万トンの CO_2（1 つの回収プラントからの CO_2）

Yara、Norcem、および EGE は、CO_2 を中間貯蔵庫に配置し、輸送ロジスティクスの設定され

た前提条件に従って輸送船にオフロードできる解決策を評価した。貯留調査は、年間 130 万トンの CO_2 の貯留に基づいており、CO_2 量を増減するオプションが用意されている。

CO_2 が船で輸送される温度と圧力の条件は、回収と貯留の研究のための CO_2 調整装置の設計に影響する。船の輸送に適した条件については複数の参照があるが、FS 調査では、CO_2 が 15bar の圧力と-25°C の温度で輸送されるという仮定に基づいて回収と貯留の調査を行う必要があると決定された（中圧）。CO_2 の最適な輸送を決定するために、低圧（6～8 bar）および高圧（45～60 bar）も調査された。

輸送および貯留される CO_2 の不純物の最大含有量に関する要件も、CCS チェーンの設計に影響を与える重要なパラメーターである。腐食に関して重要であると想定されるコンポーネントには、特定の要件が設定される。「定量化できない」値を持ついくつかのパラメーターも定義され、これらのパラメーターは存在することが予想されるが、重要な値を定義することは困難である。FS 調査の結果は、運用の最適化と十分な整合性を備えた CCS チェーンの確立を目的として、チェーンのさまざまな部分で CO_2 仕様を変更した場合のコスト結果を評価するための調査を実施する必要があることを示している。

CCS チェーンの技術設計の基礎として、25 年の運用期間が使用される。

(4) 回収

FS 調査の一環として、ノルウェーの 3 つの陸上排出場所で CO_2 回収が調査された。Norcem は Brevik のセメント工場での煙道ガスからの CO_2 回収の可能性を評価し、Yara は Herøya のアンモニア工場での 3 つの異なる排出地点からの CO_2 回収を評価し、オスロ自治体の廃棄物エネルギー庁（EGE）は Klemetsrud（Klemetsrudanlegget AS）のエネルギー回収プラントからの CO_2 回収を評価した。

FS 調査では、CO_2 の回収は 3 つの場所すべてで技術的に実現可能であり、合計で年間最大 150 万トンの CO_2 の回収が可能である可能性があることが示されている。すべての業界関係者が、既存の施設に CO_2 回収プラントを実装した場合の技術的、経済的、健康、安全、環境への影響の評価など、DG1 の意思決定基準について十分な成熟度と詳細を備えた FS 調査を実施した。コスト見積もりは、+/-40%以下の不確実性の範囲内で作成された。

(5) 輸送

a) 概要

船舶ベースの CO_2 輸送の FS 調査は、プロジェクト管理のための Gassco の統治文書に従って実施された。FS 調査では、2015 年の Gassco の FS 調査で特定された CO_2 の船輸送の実現可能性を維持することが強調された。

FS 調査の作業範囲は、船、技術設備、プロセス、ロジスティクス、運用、規制、投資、運用コスト、スケジュールなど、回収場所と貯留場所の間の CO_2 の船舶ベースの輸送に関連する要素をカバーした。

結果と評価の一部は、Larvik Shipping と Knutsen OAS Shipping が実施した調査に基づいている。回収プラントと貯留解決策とのインターフェースの明確化は、FS 調査の鍵であり、プ

ロジェクトの継続には特別な注意が必要である。

船の解決策は、FS レベルの定義された輸送条件である低、中、高圧向けにそれぞれ設計され、コストの見積もりは+/- 40%の不確実性の範囲内で確立され、実現可能性をサポートする実装計画が立てられた。Gassco は現在、CO_2 の船舶輸送について評価されたすべての解決策を実現可能であると見なしており、船舶輸送は、本格的なプロジェクトの実現における重要な要素とは見なされていない。

b) 輸送条件の評価

CO_2 の船輸送に関する 3 つの異なる輸送条件を評価した。それぞれの条件は、気相と液相の間で平衡状態にある CO_2 の輸送に関するさまざまな技術を表している。運用上、CO_2 が固体に切り替わらないようにすることが重要である。大気圧では、CO_2 は専ら気相状態でドライアイスとして存在する。評価された 3 つの解決策を表 3.1-1 に示す。

表 3.1-1　CO_2 の船舶輸送のための代替輸送条件の一般的な評価

	低圧	中圧	高圧
条件	6 -8 bar at -50°C	15 bar at -25°C	45 bar at +10°C
利点	高密度のCO_2。 LPG船に基づく既知の技術。 スケーラブルなタンクサイズと発送。	食品グレードの品質のCO2輸送の経験。 成熟したコンセプト。	エネルギー消費が最も少ない。 スケーラブルなタンク容量。 直接噴射によるエネルギー需要の最小化。
挑戦	CO_2のドライアイスへの凍結に対する運用マージンが小さい。 エネルギー集約的なプロセス。 高い絶縁要件。	タンクシステム内の比較的大量の鋼材量。 技術的に挑戦的なタンク構造。	タンクシステムは、多くのスペース、高い鋼重量、および困難な配管を必要。 あまり成熟していないコンセプト。 最も低いCO_2密度。

c) 船舶設計

評価された 3 つの輸送条件の船の設計を示す（図 3.1-4 参照）。

低圧で CO_2 を輸送する船は、大型の円筒形タンクを備えた一般的な LPG 船と同等の設計になり、これらの船は、液体の形で最高密度の CO_2 を輸送するため、最小サイズになる。

中圧での CO_2 の輸送について調査された船は、CO_2 の商業輸送に使用される船と同じタンク設計を持っていて、現在操業している船には 1 基のタンクしかないが、プロジェクトで調査された船には 4 基のタンクがある。

CO_2 を高圧で輸送する船は、LNG 船と同じタンク設計を持ち、エンドキャップ付きのパイプで作られた円筒形のボトルを持つ。これらのパイプは、天然ガスのパイプ輸送に使用されるパイプに匹敵し、船には通常 700～900 個のボトルが搭載されている。

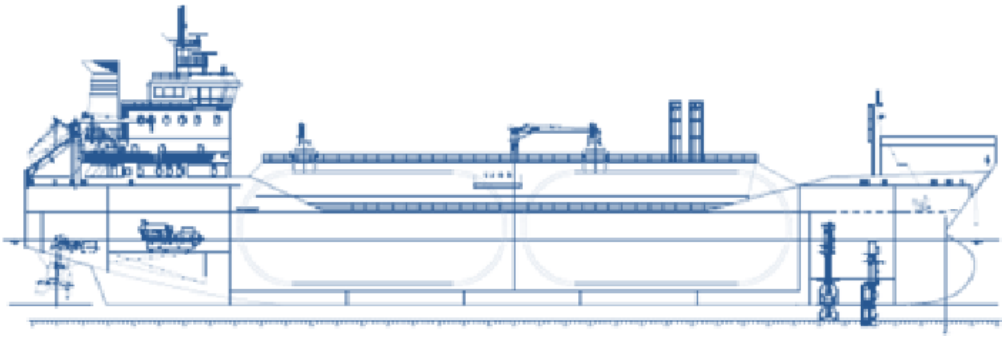


図 3.1-4(a)　低圧船 （輸送量:6,000 m^3～7,700m^3、船長:114m～150m）

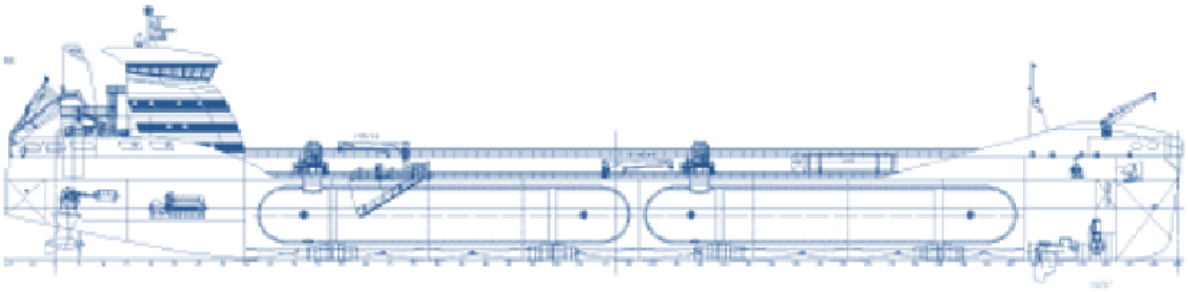


図 3.1-4(b)　中圧船 （輸送量:7,400 m^3～7,770m^3、船長:～160m）

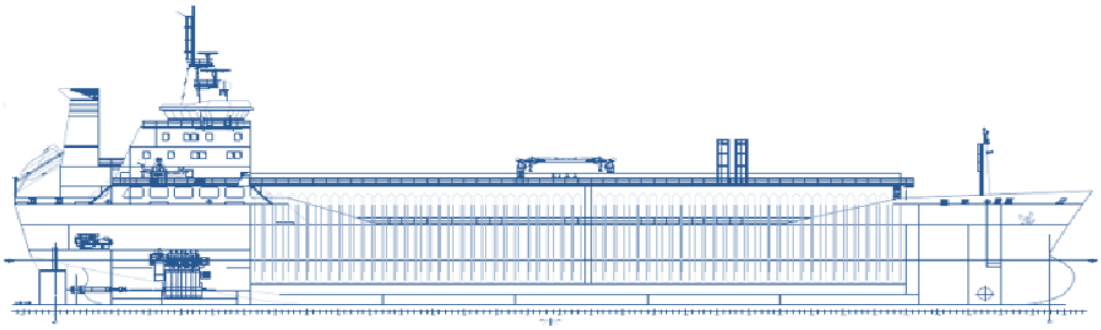


図 3.1-4(c)　高圧船 （輸送量:7,000 m^3～12,000m^3、船長:140m～160m）

d) 輸送ルート

輸送能力の必要性は、Smeaheia での貯留のための設計基準に記載されている開発代替案の基準で評価されている。輸送調査で調査された開発の代替案は、岸壁への輸送、浮体式中間貯留場所への輸送、またはブイソリューションを介した輸送船からの直接注入に基づいている。その後、貯留場所として Heimdal または Utsira を選択した場合、Smeaheia と比較して、輸送距離がやや短くなり、輸送段階での規則性がいくらか高くなる可能性がある。

さまざまな輸送手段で必要となる船の数と、各船が到着するまでの時間を表 3.1-2 に示す。回収量が増えると船の数が増えるため、港への船の到着は増加するが、各船の到着の間の時間は短くなる。船の到着頻度は、それぞれ回収場所と貯留場所での潜在的な中間貯留場所の設計にとって重要である。

なお、船舶燃料としての LNG の使用を想定している。

表 3.1-2　CO_2 の船舶輸送のための代替輸送条件の一般的な評価

	Offloading solution	低圧	中圧	高圧
Reference alternative 600 000 tonnes/year	No. of ships	1	1	1
	Quay to quay or to floating storage	3.3 days	3.6 days	3.3 days
	Direct injection	4.7 days	4.6 days	4.7 days
Sensitivities				
Three sources 1 300 000 tonnes/year	No. of ships	3	2/3 (with DI)	3
	Quay to quay or to floating storage	1.4 days	1.9 days	1.4 days
	Direct injection (DI)	1.7 days	1.4 days	1.7 days

e) 中間貯留場所への荷下ろし

陸上の中間貯留場所への荷下ろしは、輸送船に搭載された CO_2 の調整は必要ない。圧縮および加熱用のプロセス機器は海岸に配置され、CO_2 貯留の作業範囲に含まれる。貯留サイトのオペレーターは、パイプラインによる圧入ウェルへの CO_2 の輸送も担当する。

輸送船には、CO_2 を荷降ろしシステムを介して陸上の中間貯留サイトに移送するためのポンプが搭載される。これらのタイプのオフロードシステムは現在利用可能である。陸上の中間貯留サイトへの予想される荷降ろし率は、1 時間あたり 600 トンの CO_2 である。この貯留解決策は、船舶の輸送に関して技術的に最も簡単な解決策である。これは、特に、ダイナミックポジショニング（DP）を必要とするオフショアオフロード用に船を寸法設定/装備する必要がないためである。これにより、第三者が将来の CCS のボリュームに簡単にアクセスできるようになる。

中間貯留場所から海底の貯留地までは、海底パイプラインで輸送される。

(6) 貯留

Gassnova は FS 調査の CO_2 貯留コンポーネントの責任者であり、Statoil は、公共入札のプロセスに従ってこの作業を行うように契約された。Statoil は、利用可能なデータと以前の調査に基づいて、3 つの場所と異なる開発解決策を評価した。この研究は、石油産業の慣行によると、少なくとも DG1 レベルに相当する。CO_2 貯留作業は、プレ FS 調査、ノルウェー石油総局の貯留アトラス、および NPD、Gassnova、Statoil が実施した CO_2 貯留研究の結果に基づいている。

Gassnova はこれまでの研究の多くを実施した。Statoil はまた、技術的な作業を行い、地質データを解釈し、地下の CO_2 量の潜在的な移動を評価した。フロー分析が完了し、概念が開発および説明され、コストとスケジュールが準備された。リスクと追加の可能性が特定され、評価された。Statoil は、25 年間、年間 130 万トンの CO_2 の貯留能力に基づいてこの調査の場所を評価し、3,250 万トンの CO_2 の総貯留能力につながった。

Statoil は、調査した候補の貯留場所から、さらなる開発の最も有望な解決策として、港湾施設への海中パイプラインリンクと組み合わせて Smeaheia の場所を選択することを Gassnova に推奨している。Statoil の評価では、この解決策はリスクが最小で、運用の柔軟性が最大であり、将来の容量拡張の可能性が最も高いと結論付けている。Smeaheia と Heimdal の 2 つの直接注入代替案（沖合のウェルに接続された輸送船からの CO_2 注入）の場合、Statoil は、プロセス施設が 3

隻の船上に設置されることを想定しており、それらの見積もりによると、大幅な追加コストと技術的および運用上のリスクが伴う。これらの解決策の容量を拡張することも、比較的高コストになる。Statoil は、浮体式貯槽と注入船の使用は、まだ市販されていないオフロードシステムの開発に依存していることを指摘している。これには時間がかかり、技術的および運用（例：規則性）リスクが伴う。Statoil は、Utsira South のライセンスされていないエリアで評価された地質構造が、問題のボリュームの貯留に適しているとは考えていない。

Gassnova は、Statoil の貯留解決策の一般的な評価に同意し、次のプロジェクトフェーズで Smeaheia との作業を継続するという推奨をサポートしているが、港湾施設からオフショアフィールドまでのパイプラインの寸法は、利用可能な大きな貯留能力を活用するために、潜在的に 12 インチに増やす必要がある。船からウェルへの直接注入解決策は、少量の CO_2 の方がコスト効率が高いと予想されるが、Gasnova はこれにより実装リスクが高くなることに同意している。

結論として、Gasnova は、港湾施設や海中パイプラインと組み合わせた Smeaheia の貯留場所は、将来の本格的な CCS プロジェクトの一環として安全な気候変動緩和策として CO_2 貯留を実証するのに適していると考えている。

Smeaheia サイトの将来の開発に目を向けると、Statoil は、サイト開発者は概念選択フェーズの開始から投資決定まで 30 か月、プロジェクトの構築に 36 か月の期間を要すると予測している。計画は、CCS チェーンの他の部分との調整により、ある程度最適化できると想定されている

(7) 利益の評価

本格的なプロジェクトが社会経済的利益を得るためには、次の CCS プロジェクトの障壁とコストの削減に貢献する必要がある。FS 調査と並行して、ノルウェー石油エネルギー省（MPE）は、本格的な CCS が社会経済的に利益をもたらすかどうかを回答することを目的とした概念評価を実施した。概念評価では、これらの効果を達成するためにプロジェクトの要件を設定し、コンセプト評価では以下の側面で、CCS プロジェクトからの利益を評価するための基礎を形成する。

- 国やセクター間で共有できる知識を獲得する。
- 規模の経済に十分な容量を持つ貯留解決策を提供する。
- CCS が安全で効果的な気候対策であることを実証する。
- CCS の市場状況の改善に貢献する。

利益の評価は、すべての代替案が後続の CCS プロジェクトの障壁とコストの大幅な削減に貢献することを示している。これは特に、過剰な量の CO2 を貯留する能力を備えた貯留場所やその他のインフラストラクチャを確立して認定する代替案に有効である。

重要な学習は、代替案の 1 つを実現することによって達成される。それは、既存の産業施設と統合された CO_2 回収施設の建設と運用、CCS チェーンの規制、回収、輸送、貯留のビジネスモデルの確立、最新のコスト見積り、および回収技術のさらなる発展である。

CO_2 貯留の場合、陸上施設は、最初の実証プラントで必要とされるよりも多い量を受け入れる能力があるという意味で、規模の経済を提供するのに適している。複数の回収プロジェクトに投資する場合、CCS は、それが安全で効果的な気候対策であることをさらに証明し、これは、チェーンに CO_2 が不足するリスクが低くなること、およびユニット内の CO_2 削減コストが、チェーン

内の CO_2 量の増加に伴って低下するためである。

すべての代替案は、CCS 市場の状況の改善に貢献し、複数の CO_2 排出源からの回収が実現されれば強化され、CCS の市場の刺激は、他の将来のプロジェクトのさらなる技術開発とコスト削減を達成するために重要である。

(8) 次のフェーズ–概念と FEED フェーズ

次のフェーズでは、CCS チェーンに最適な解決策を特定するための概念を最適化し、チェーンの技術要件を明確にし、投資決定のための技術的および商業的基盤を構築する。建設フェーズの準備もタスクの一部である。この作業は、国と業界のプレイヤーの両方に投資決定の十分な基盤を提供するために必要である。

FS レポートによると、プロジェクトの次のステップは、2016 年秋に競争入札プロセスとして発表される可能性がある、コンセプトとフロントエンドエンジニアリングおよび設計（FEED）フェーズの組み合わせである必要がある。コンセプトと FEED フェーズの署名済み契約は、2017 年の第 1 四半期に取得でき、作業は 2018 年の秋の初めに終了する。この作業は、2019 年の春にこの計画に従って実施できる決定である、投資決定（決定ゲート 3）に関する国の品質保証および決定プロセスの基礎を形成する。もしそうであるなら、2022 年に本格的な CCS プロジェクトを開始することができる。業界関係者は独自の投資決定を行う必要があるため、独自のプロジェクト実行モデルと手順に従ってこれらの調査を実施する必要がある。

Gassnova は、FS の結果に基づいて、次のフェーズで CO_2 回収の研究を継続する機会を業界関係者に提供することを推奨している。より多くの参加者が競争を強化し、それによってプロジェクトの費用対効果の高い解決策の保証に貢献する。複数の排出源をさらに評価することで、1 つ以上の CO_2 排出源が CO2 の供給に失敗した場合でも、プロジェクトが完了しないリスクを軽減できる。

Gassnova は、コンセプトと FEED フェーズを通じてプロジェクトを管理する責任がある。Gassco は輸送に関連する作業を担当し、ノルウェー石油エネルギー省は、枠組みの条件とインセンティブの開発に対して全体的な責任を負う。

コンセプトと FEED フェーズを発表する前に、コンセプトと FEED フェーズのサポートを受けるプレイヤーの数と、必要に応じてこの選択を行うタイミングについて決定する必要がある。コンセプトと FEED フェーズを開始する前に、CCS チェーンの全体的な設計基準、CO_2 貯留サイトの船舶輸送および開発解決策の圧力と温度の条件を明確にする必要がある。これらの問題は業界関係者と徹底的に話し合う必要があり、決定は最適なものに基づいて行う必要があり、チェーン全体のコストと利益の最良のバランスが得られる。

CCS プロジェクトは、ノルウェーの大規模な公共投資に対する品質保証プロセス（「KS スキーム」）に基づく外部品質保証の対象である。品質保証プロセスには、KS1 と KS2 の 2 つの段階が含まれ、KS1 は現在進行中で、2016 年 8 月 31 日までに完了する予定である。KS2 は、ストーティングによる最終的な投資決定の前に完了する必要がある。

3.1.3　Northern Lights Project Concept report（文献②）

（1）概要

Northern Lights project は、ノルウェーの CCS 実証プロジェクトの一部であり、オスロフィヨルド地域の工業用発生源からの CO_2 の回収、回収サイトからノルウェー西海岸の陸上ターミナルへの液体 CO_2 の輸送、および北海の陸上から海上貯留複合体施設へのパイプライン輸送である。完全なチェーン図を図 3.1-5 に示す。 Northern Lights project には、船舶輸送、陸上貯蔵、海洋注入 well へのパイプライン輸送、および地下貯留複合施設での貯留のための CO_2 の注入が含まれる。

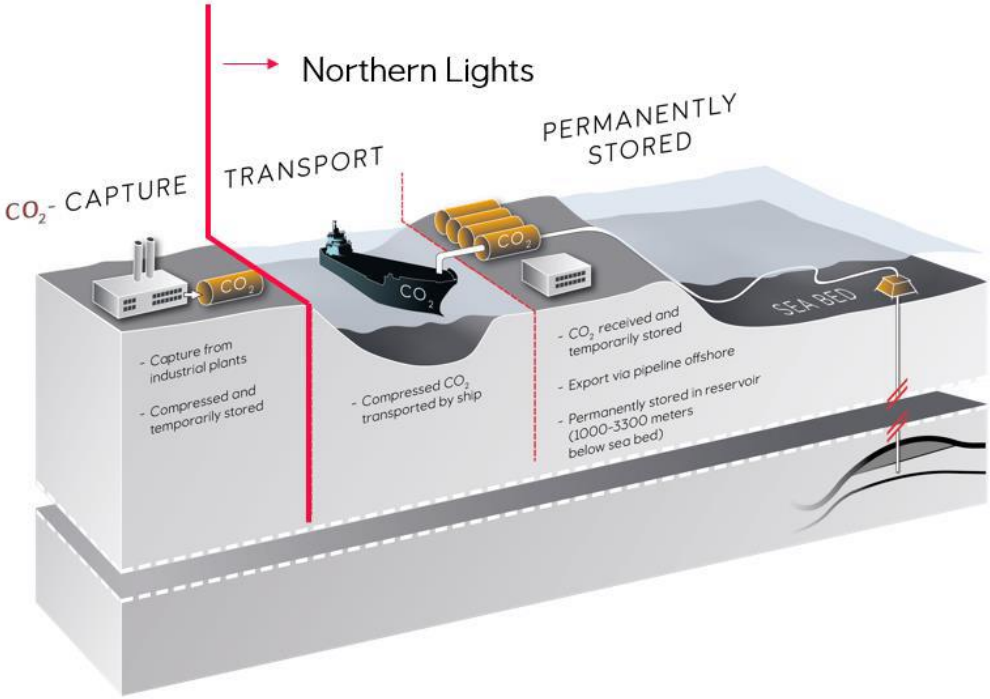


図 3.1−5　Northern Lights プロジェクト

Northern Lights のコンセプトは、実証プロジェクトの Gassnova の設計基準に基づいており、容量を増やすために追加投資を行うサードパーティの顧客からの追加ボリュームを含める柔軟性がある。追加の顧客を引き付ける商用ソリューションと技術ソリューションの両方を開発する能力は、プロジェクトの主要な成功要因である。これはまた、ノルウェーがヨーロッパからの CO_2 の安全な貯蔵庫として確立する実証プロジェクトで政府の野心を満たすためにも必要である。

図 3.1-6 に、設計能力と将来の拡張のための柔軟性を示す概念構成要素の概略図を示す。

「類のない」実証プロジェクトとして、陸上施設は、業界、NGO、当局の両方から相当数の訪問を受けることが期待される。ノルウェーの州とパートナー企業の両方が施設とその機能を紹介したいと考えるであろう。

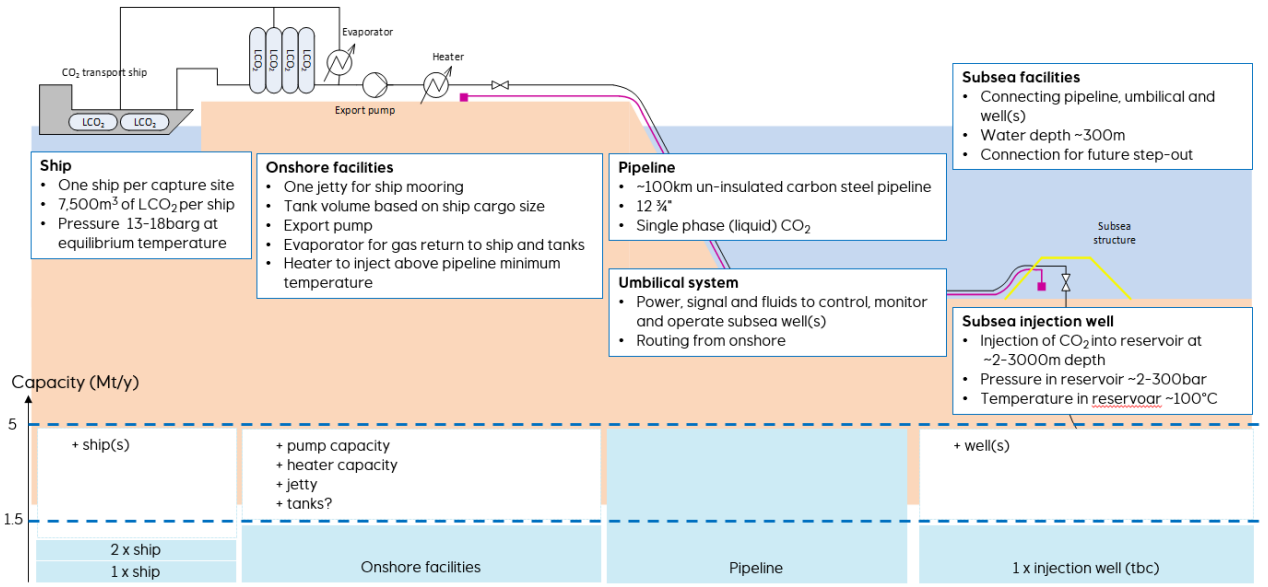


図 3.1-6　Northern Lights ビルディングブロックの概念図

(2) 契約締結からの展開

Equinor は 2017 年 6 月に研究契約締結され、契約以来の研究範囲の主な進展は以下のとおりである。

- 貯留複合施設が Smeaheia Alfa / Beta から Aurora に変更された。この変更の結果、地下の追加作業が必要になり、貯留層の存在と品質を文書化するための確認が必要になる。新しい場所は Naturgassparken から遠く離れているため（つまり、パイプラインが長いため）、施設の範囲が影響を受け、貯留層の深さが増したため、貯留層の圧力が高くなる。
- Equinor のベーススコープに船の輸送が追加された。これにより、船のサイズと保管容量、および必要な船の数を最適化できる。
- すべての参加者向けに調整された全体的な調査スケジュール（FEED 調査）では、回収と貯留の両方について 2019 年第 3 四半期が終了する。
- Yara がプロジェクト全体の一部ではなくなったため、回収施設の数が 3 から 2 に減少した。設計容量は 1,5Mt /年のままであることが合意されているため、これは施設の範囲への影響が限られている。最初に必要な船の数を 3 隻から 2 隻に減らす。
- 船の設計は、Gassco によって開発された「特別な設計」から、中圧の CO_2 に適したタンクソリューションを備えた標準の LPG 船の設計に変更された。
- 柔軟な海底構成が選択されており、貯留複合施設の不確実性を考慮している。
- 最初の確認ウェルは、注入ウェルとして掘削される。
- コストの見積りが確立され、オフショア施設の範囲が適度に増加している。すなわち、主に Aurora 貯留複合施設までの距離が長いためである。 陸上の施設と船のスコープは、最適化と 1 隻の船の排除の両方によって削減を示している。

(3) プロジェクトの主なマイルストーン

プロジェクトの主なマイルストーンは表 3.1-3 のとおりである。

表 3.1-3　主なマイルストーン

Milestone	Date
FEED report (M10)	August 2019
Draft PDO (M11)	August 2019
State FID	Q2 2020
DG4	Q4 2023

(4) 設計データ

a) CO_2 量と仕様

ノルウェーの実証プロジェクトの FEED（Front End Engineering and Design）フェーズには、2 つの回収プラントが含まれる。2 つのプラントの予想される CO_2 回収プロファイルを表 3.1-4 に示す。 どちらのプラントも、年間 2～3 週間の期間が示され、修正停止に応じてのみ変化するフラットな回収プロファイルを持つ予定である。

表 3.1-4　回収プラントからの生産

回収プラント	年間目標輸送量	最大生産率
Norcem	400,000t/y	56t/h
Fortum Oslo Varme	400,000t/y	56t/h

Northern Lights 施設の設計は、長期間にわたって 1 つの回収プラントからの供給のみを処理できなければならない。

1.5Mt /年のプラントの最大容量により、サードパーティの成果物はプロジェクトの第 1 フェーズで計画された容量を満たすことができる。

b) CO_2 船舶輸送の詳細

CO_2 は単相の液体で輸送され、CO_2 は、対応する平衡温度で、13 から 15barg の間の圧力で、船の貨物タンクの回収施設から移動される。

CO_2 は、船舶の貨物タンクから Northern Lights ターミナルの陸上貯蔵タンクに、対応する平衡温度で、陸上貯蔵タンクの上部で 13～18 barg の圧力で移送される。

c) LCO_2 の仕様

LCO_2 の仕様は表 3.1-5 に示すとおりである。

表 3.1-5　CO_2 の仕様

Component	Concentration, ppm (mol)
Water, H_2O	≤ 30

Oxygen, O_2	≤ 10
Sulphur oxides, SOx	≤ 10
Nitric oxide/Nitrogen dioxide, NOx	≤ 10
Hydrogen sulfide, H_2S	≤ 9
Carbon monoxide, CO	≤ 100
Amine	≤ 10
Ammonia, NH_3	≤ 10
Hydrogen, H_2	≤ 50
Formaldehyde	≤ 20
Acetaldehyde	≤ 20
Mercury, Hg	≤ 0.03
Cadmium, Cd Thallium, Tl	≤ 0.03 (sum)

d) 容量と柔軟性

チェーンの各部分について、設計基準の容量と将来の容量増加の戦略を以下に示す。

- 船：戦略は、最初の容量の船の数を最適化することである。 現在の初期容量には、ノルウェーの実証プロジェクトの 2 つの回収プラントからの容量が含まれている。回収工場ごとに貨物サイズ 7,500m^3 の 1 隻が計画されている。新しい容量には追加の船が必要になる場合がある。
- 陸上施設：陸上処理装置（ポンプ、ヒーター）は、1.5Mt /年の設計基準に基づいたサイズである。追加のスループットには、処理装置の追加容量が必要になる。新しい機器のスペースと接続ポイントは、初期設計で特定する必要がある。
- 陸上貯蔵量は、7,500m^3 の船の貨物サイズに基づいている。より大きな貨物サイズの船がチェーンに導入される場合、追加の貯蔵量が必要になる可能性がある。将来の貯蔵量用のスペースが特定された。
- 輸入桟橋は、プロジェクトによって決定された船のサイズと入港頻度を受け入れるように設計されている。将来の拡張のために、より多くの、場合によってはより大きな船またはより頻繁な船の到着を可能にするために、新しい輸入桟橋 No.2 が必要である。将来の輸入桟橋 No.2 の場所は確認された。
- パイプライン：パイプラインは、コスト対利益の評価に基づいて、将来の流量が最低 4Mt/年になるように設計されている（実際の容量は、選択した貯蔵複合体施設では 5Mt /年に近い場合がある）。
- 海底施設：サテライトウェルを使用して、追加のサテライトウェルに接続するための新しいパイプライン延長の将来の接続のための接続ポイントを使用する戦略である。
- ウェル：戦略は、CO_2 を注入するために最低数のウェルを掘削することである。将来の拡張では、貯留層の性能に応じて追加のウェルが必要になる場合がある。

- 海底下：戦略は、少なくとも 100Mt の潜在的な貯留を提供する貯留場所を選択することである。

(5) 材料の考え方

CO_2 は、乾燥している限り、非腐食性と見なされるが、CO_2 と組み合わせて自由水が存在するとすぐに、炭酸が生成され、炭素鋼に対して腐食性になる。回収プラントからの CO_2 は一般に純粋ではなく、不純物の一部は CO_2 の熱力学的特性に影響を与え、水の溶解度に悪影響を与える可能性がある。従って、CO_2 に存在する水の量は、 実際の CO_2 組成の高密度相 CO_2、または耐腐食性材料を選択するか、内部ライニングまたはクラッディングで炭素鋼を保護する必要がある。CO_2 の不純物は、水と組み合わせて腐食性化合物を形成する可能性もあるが、CO_2 腐食は炭素鋼に対する主な脅威であると考えられている。

濃厚相 CO_2 でのサービスは、輸送条件下で「sweet」ように計画されており、H_2S は腐食に役割を果たすとは考えられていないが、硫化物応力腐食割れ（SSC）が発生する可能性があるかどうかを検討することは必要である。パイプラインの場合、システム内の H_2S の等価分圧は、CS の従来の「NACE 制限」である 3 mbar を超えるので、sour サービスのパイプラインを設計する必要がある。

CO_2 ストリームの水、酸素、H_2S 含有量の制御に重点を置き、水と酸素の進入を防ぐための荷積みと荷降ろしの厳密な手順は、陸上施設とパイプラインの内部腐食による損傷を防ぐために不可欠である。CO_2 組成のモニタリングは、ガス組成の仕様からの危険な逸脱が発生しないことを確認するために実行する必要がある。さらに、ラボでのテストのために、一定の間隔でサンプルを採取する必要がある。濃度測定値が増加または許容できない状態を示している場合は、フローを停止し、安全なガス品質を回復するための措置を講じる必要がある。

含水量には厳しい制限があるが、非連続注入の場合、地層水が逆流する可能性のあるウェルの下部で腐食のリスクがある。従って、ウェルの水にさらされる部分には耐食性合金を選択する必要がある。

脆性破壊は、CO_2 の輸送および貯留中の温度に関して、適用される建設資材の重要な側面である。すべての機器は、シャットダウン、起動、または定常状態の操作とは条件が異なり、ある一時的な操作中に発生する可能性がある条件に耐えるように設計する必要がある。 さらに、CO_2 の減圧、放出、または漏れの間に到達する可能性のある温度を考慮することが重要である。

CO_2 パイプラインは、ガスの減圧特性のため、炭化水素ガスのパイプラインよりも長時間の破砕の影響を受けやすくなっている。延性破壊伝播では、流体の突然の減圧に起因する流体飽和圧力が亀裂推進力を提供する。延性破壊を停止するには、停止圧力を飽和圧力より大きくする必要がある。停止圧力を上げるか、飽和圧力を下げる必要がある。天然ガスパイプラインとは異なり、CO_2 パイプラインでは、壁の厚さを厚くしたり、パイプ材料の強度を高めたりすることで、アレスト圧力を上げることができる。

Northern Lights パイプラインのベースケースの計算と数値シミュレーションは、ISO 27913 または DNVGL RP-F104 による Battelle 2 曲線法（天然ガスパイプラインの高速き裂伝播評価式）の採用により、CO_2 のアレスト圧力補正が、重要な壁の厚さに対して大幅なマージンを持つ堅牢

なアレスト評価につながることを示している。

多くのポリマーは、濃厚相 CO_2 の吸収による膨潤および物理的特性の変化（劣化）の影響を受けやすくなっている。また、始動時のパイプライン脱水作業中に、メタノールまたは MEG（Monoethylene Glycol）（ほとんどの場合）に短期的にさらされる可能性があるので、非金属材料の使用は避ける必要がある。

非金属材料の使用を回避できない場合は、品質が必要である。そのような品質は、爆発的な減圧と膨張をカバーする必要があり、さらに、低温特性を考慮する必要がある。

認定は、NORSOK M-710 および NACE TM 0297-2008 に従って実施される。

さまざまなクラスのポリマーが液体 CO_2 サービスに適していると報告されている。同じ一般的なクラスの異なるエラストマー配合間では、性能に大きな違いがある場合がある。一般に、熱可塑性プラスチックは、エラストマーと比較して CO_2 に対する耐性が優れている。

化学的エージングは、H_2S などの CO_2 で化学的エージングを引き起こす可能性のある適度な温度と低レベルの種によるリスクとは見なされない。

(6) 計量の考え方

コンセプトの計量の考え方は、規制および商業的要件に関するプロジェクトの理解と実用的な前提に基づいている。規制当局との継続的な対話は、設計が規制の枠組みに準拠することを保証するために計画されている。

計量は次のように計画されている。

- 体積（または質量）は、CO_2 が船に積み込まれるときに回収サイトで測定される。
- 船のタンクレベルの測定は、Naturgassparken 基地で降ろされた量を測定するために行われる。
- 輸送中の損失/差異は、積み下ろし時のレベル測定に基づいて計算できる。
- O_2、H_2O、H_2S のオンライン分析に加えて、排出された CO_2 のサンプリングが、施設を保護し、注入量の構成を記録するために、Naturgassparken の入口で行われる。
- 排出量と一時的な排出量は、推定されるか、該当する場合はタンクレベルの測定値に基づく 。
- ウェルの流量を測定するために海底ベンチュリメーターが設置される。その後のウェルにもベンチュリメーターが装備され、貯留層の監視と管理が可能になる。

計画された計量に加えて、さらに 2 つの計量ステーション用のスペースが割り当てられている。

- サードパーティの商用ボリューム用の「fiscal」計量システムを設置するための、Naturgassparken 施設の入口に割り当てられたスペース。
- Naturgassparken の出口の計量用に割り当てられたスペース。

これらの追加メーターの要件は、FEED フェーズで確認される。これらのメーターの両方で、技術認定が必要になる。

(7) 施設

a) 陸上施設

Naturgassparken の陸上施設は次のとおりである。

- 船からのCO_2の荷下ろしと取り扱いの輸入桟橋
- 桟橋から陸上の貯蔵容器に液体CO_2を移送するための機器
- CO_2貯蔵用容器
- 液体CO_2を貯蔵状態からパイプライン注入状態まで処理するプロセスシステム
- CO_2の計量および品質測定システム
- ユーティリティシステム
- 変電所
- ビジターセンター、コントロールルーム、その他の機能を備えた管理棟、および研究所を含むワークショップの建物

陸上施設の能力は、1.5Mt /年の液体 CO_2 の輸出である。2 つの回収地点からの CO_2 の受け取りに基づくと、予想される年間量は、0.4 から 0.8Mt /年の範囲になる。

陸上施設の船のサイズは 7,500m^3 と想定され、CO_2 を受け取るために 4 日ごとに船が到着する頻度がある。桟橋の設計は、130 メートルの船の長さに基づいている。

陸上施設の設計寿命は次のとおりである。

- 陸上設備の設計寿命は最低25年
- 土木および構造物は、50年の寿命で設計されなければならない

CO_2 貯蔵船の輸送と設置に重点を置いて、構築可能性の考慮事項が配管とレイアウトの調査に組み込まれた。FEED 期間中はさらに評価が行われる予定である。

LCO_2 は、GasNova によって定義された所定の境界制限条件で輸送船に転送される。船内でも陸上中間貯蔵プラントでも冷却や再液化は行われない。これは、システムへのある程度の熱の侵入、およびその結果として平衡圧力のいくらかの増加を意味している。従って、システムには、回収サイトで指定されているものよりも高い設計圧力が適用される。

陸上貯蔵プラントの開発の主な前提は、人員が少なく、日中のみ労働力がいるという原則である。これにより高度な自動化が可能になり、監視の要件も決まる。管理棟にローカルコントロールルームがあり、24 時間年中無休の人員配置の中央コントロールルームは、他の Equinor オペレーションと同じ場所に配置される。

船から貯蔵タンクへの荷下ろしは、荷下ろし中に陸上から動力を供給される船内ポンプによって実行される。 荷下ろし設計率は 800t / h である。

荷下ろしの間、船のタンク内の圧力が低下する。同様に、存在するガスの圧縮により、陸上タンクが満杯になると、圧力が上昇し始める。陸上タンクファームと船の間の平衡ベントラインは、ガスが船に戻ることを保証するため、排出物はない。

輸送船と陸上配管システムの間の接続は、コンセプトとして、液体 CO_2 の荷下ろし用の 1 つのローディングアームと CO_2 ガスの返送用の 1 つのローディングアームを選択するという基本ケースになる。1 つの追加のローディングアームは、これら 2 つのサービスの共通のスペアになる。それらは、配管システムの起動と冷却による排出を最小限に抑えるために装備される。

陸上タンクファームの全体的なサイズは、次の要素によって決まる。

- タンクファームが移動可能な容量に対応できる容量を確保するための船のサイズ
- タンクファームの運用における柔軟性を定義する最大注入率と最小注入率の間の範囲。
- 桟橋の位置と天候の制約により予想される利用可能性。

熱の侵入を制限し、それによって圧力の増加を抑えるために、タンク内の保持時間を操作上の要件と一致させることが重要である。

システムのエクスポートには、ポンプとヒーターが含まれ、次の設計基準がある。

- エクスポートされる CO_2 は常に 1 相の液体でなければならない。
- エクスポート温度は 1°C 以上であること。この要件は、FEED 中にさらに調査される加熱を必要とするため、挑戦されている。
- フラッシングが発生しないように常に 45barg を超える移送圧力で、最大 171t / h のポンプ能力。

ユーティリティシステムの数は最小限に抑えられている。

- 圧縮空気と計装空気。
- 不活性ガスは、加熱されたCO_2として、または必要に応じて窒素発生装置で生成された窒素として供給される。FEEDで結論付けられるため、現在はコスト見積りに含まれている。

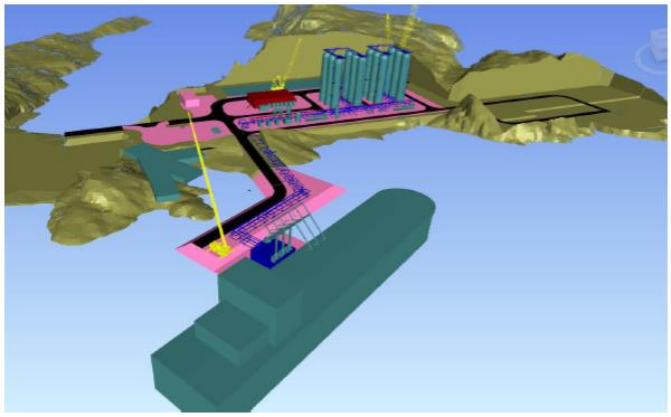


図 3.1-7　陸上施設のイメージ図

陸上タンクは、現在の設計は、内径 6.25 m、直筒高さ 25 m の 12 個の円筒形の縦型タンクで構成され、全体の容量は約 9,150 m^3 である。これにより、現在の船のサイズである 7,500m^3 と比較して、22%の超過容量が提供される。

貯蔵タンクの設計圧力は 22barg で、鋼材のグレードは EN 10028-3 に準拠している。貯蔵タンクのサイズと設計は、コード溶接後の熱処理を避けて（つまり、溶接継手の最大厚さを 35mm 未満にして厚い部分を保つ)、コストを削減し、可能なベンダーを最大化するように選択されている。

貯蔵タンクは、6 つのタンクの 2 つのクラスターにグループ化され、船から 1 つのクラスターを満たしながら、他のタンククラスターから同時に生成（注入）できるようになる。

貯蔵タンクのロードまたはアンロード中に圧力の平衡を維持するために、蒸気ヘッダーは、貯蔵タンクから船への CO_2 蒸気の逆流を可能にする。さらに、圧力を維持するために CO_2 ガスを供給して、注入中に貯蔵タンクを降ろすために、気化器が必要である。これは、KBR / Granherne によって開発されたプロセスフロー図の 1 つから取られている。

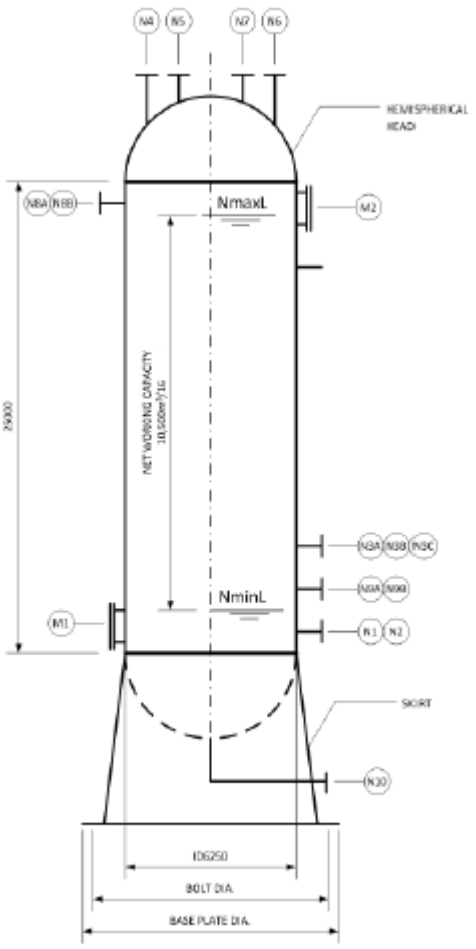


図 3.1-8　鉛直貯蔵タンクのイメージ図

輸入桟橋の長さは 38m で、スラブの上部の標高は+ 3.00m である。それは岩盤に打ち込まれたパイルシューを備えたコンクリート充填鋼杭上に設置されたコンクリートスラブ/梁構造として設計されている。桟橋の頭部の前部には 2 つのフェンダーがあり、停泊中の船からの衝撃を吸収し、停泊時のあらゆる状況で適切な動作を保証する。

係留地点への通路は、コンクリートで満たされた鋼杭に設置された、格子のある鋼トラス構造である。桟橋の頭と係留ドルフィンの間の通路のレイアウトは、タグボートのサポートなしで停泊を容易にするために作られている。

寄港船に最低限必要な水深は 10.5m（喫水 8.5m + 2.0m クリアランス）である。

輸入桟橋の場所は、必要な水深、海の条件に基づいて選択され、将来の桟橋 No.2 を容易にするために選択されている。Naturgassparken の既存の桟橋の運用についても十分な検討が行われている。

波や潮流などの気象条件は、輸入桟橋に有利であると想定されており、冬の期間を通しても規則性は非常に良好であると予想される。将来の No.2 桟橋は、規則性に影響を与える風、波、および潮流にさらにさらされる。

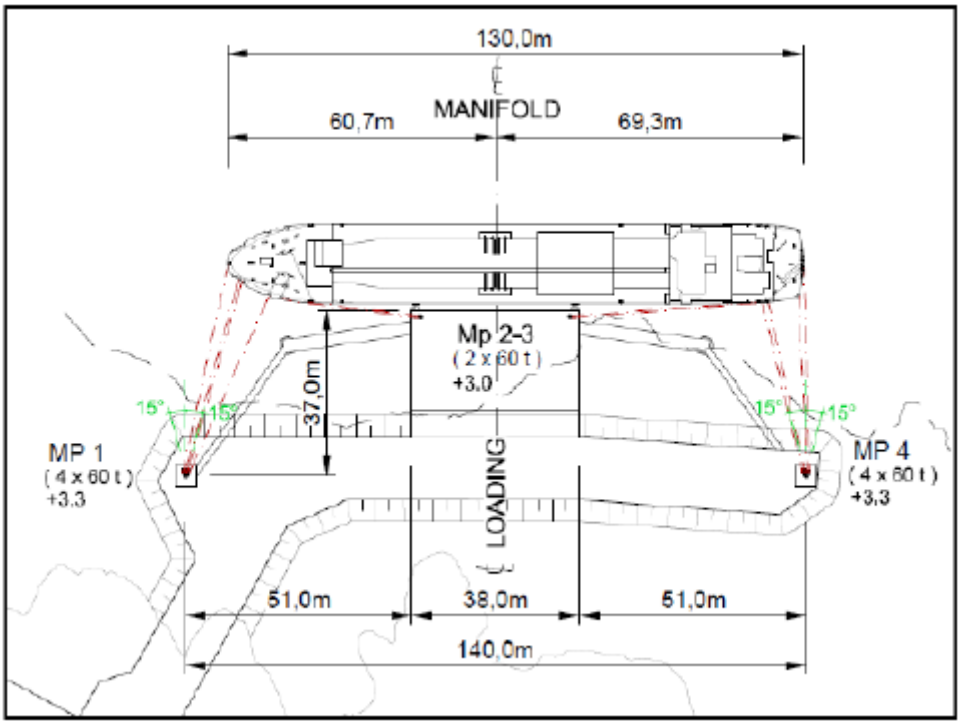


図 3.1-9　輸入桟橋のレイアウト

b) 船舶輸送施設

船舶輸送のコンセプトは、LPG 船によく似た船を使用する。輸送量が増加するか、7,500m³を超えることが予想される場合は、主に規模の経済性を高めるために、低圧の輸送条件をさらに考慮する必要がある。高張力鋼の C タイプタンクを使用しても、製造できるタンクの直径には制限がある。また、造船所の製造プロファイルを大幅に変更せずに利用可能な「標準」の船体には上限がある。

Northern Lights プロジェクトは、将来の容量のために低圧キャリッジ条件の使用を調査する研究への研究開発の貢献を続けている。このプロジェクトの規模で実証されたように、必要な船の量に明確なコスト要因がなかったため、就航中の小規模な食品業界の船舶の「標準」と見なされる条件に代わる輸送条件が必要になった。この調査では、デモンストレーションフェーズでの量と航行パターンについて、従来の LPG 輸送プロジェクトを評価する場合、完全加圧（FP）または半冷蔵（SR）のどちらのタイプを選択するかが明確に示された。

表 3.1-7　船舶の種類と運送条件

Typical LPG Vessel Type	Comparable Carriage Conditions
Fully pressurized	Medium pressure
Semi-refrigerated	Low pressure

図 3.1-10　LCO_2 船のイラスト

スクリーニングは、従来の完全に加圧された LPG 船が液体 CO_2 輸送を可能にするように構築できることを示した。これには、船のタンクの構造における材料の変更と、特殊材料（高張力鋼など）への配慮が含まれる。技術ファイルは、コンセプト選択フェーズで開発され、船級協会（DNVGL、LR、BV）との契約により、2.5%の Ni 鋼タンクを船体構造に使用するというコンセプトが信頼できることを示した。コンセプト選択フェーズの間に、IGC（International Gas Carrier Code）コードからの潜在的な逸脱、より厚いタンク壁で高張力鋼を使用することは、原理研究の DNVGL 承認を介してさらにリスクが取り除かれ、同等の規格（EN 10028-6）を使用できることを示し、IGC の署名者として旗国によって承認された。他の同等ルートの逸脱は設計に必要であるとは見なされないことに注意する必要がある。従って、IGC コード、IACS（International Association of Classification Societies）ルール、および船籍状態の要件からの他のすべての要件が遵守される。

さらに、FEED 中にこのマテリアルとコンセプトの使用を「認定」する必要がある。中国、韓国、および日本における造船市場のリーダーを事前に関与させる前に、資材サプライヤーおよび潜在的なタンク製造サイトの認定が含まれる。FEED レポートでは、建設方法論、溶接技術、制御、および許容基準の明確な評価も行われる。これらには、造船所以外のサイトでの監査と追加のテスト、およびそれらの追加サイトでの分類と造船所の QA チームに加えて、船主と傭船者の代表による適切な監督が必要になる可能性がある。

P690QL2（LCO_2 の特定されたタンク材料）を使用する場合の主な懸念事項は、再溶接、溶接後の処理、および耐疲労性を制御することである。FEED フェーズでは、プロジェクトチームは潜在的なサプライヤーからの材料データの収集に向けて取り組み、資格、要件、テスト範囲、HSQE（Health, Safety, Quality and Environment）分析（溶接、溶接認証、NDE（NonDestructive Testing）および PWHT（Post Weld Heat Treatment）手順を含む）を使用したタンク製造ヤードの事前認定を定義する承認済みの材料データシートを作成する。そして、動作圧力を確認するためのテストを通じて、破壊力学と疲労解析を検証する。

最大容量 7,500m^3 の CO_2 輸送用に 2 隻の新造船を建設することを選択することにより、輸送の建設および契約戦略に柔軟性を組み込むことを決定した（回収プラントの数と段階の不確実

性に関するリスクの不確実性を吸収)。オプションの「プラス 1」は、船の総数を 3 にすることができ、FEED 中に確認される。ロジスティクス調査では、2 つの大型船が優先として検証された。プロジェクトをできるだけ早く商業化し、スケーラブルにする必要がある。これには柔軟性が必要である。柔軟性がプロジェクトの主要なイネーブラー/差別化要因であり、容量の増加という形での出荷は、比較的低い認識された限界利益で、実証プロジェクトのみのニッチ最適化を制限するためのドライバーであるため、この決定プロセスにすべての重みが加わる。

FEED フェーズの技術作業の一般的なフローは、次のように説明できる。

- 船用高張力鋼タンクのコンセプトを証明し、概念設計承認（AIP）で特定されたギャップを閉じ、プロセスの次のステップである船級申請の一般承認（GASA）に船級を関与させる。
- Equinorシステム内で、タンク建設資材のTRL4テクノロジー認定を確認する。基本は7,000m³のLPG船「Oscar Niemeyer」で、C型タンクは18barおよび-10℃で使用するS690QL鋼で構築されている。
- コンセプト選択フェーズの重要な項目を検証するためにMini-FEED調査を実施する。この作業の主な対象領域には、従来とは異なるCO_2固有の操作項目（パージ、ドレン、ベント、サージ制御、サンプリング、充填限界、ガス検出）が含まれる。 LPG海事慣行、従来のLPGサービス（MLA、ホース、レーダーゲージ、充填限界、計測）とは異なるCO_2の主要な設計技術開発領域、およびバッテリー設計および特定のインターフェース要件（マニホールドのサイズ、陸上電力サイズおよび構成）を含むプロジェクト固有の項目 、保管/保管、廃棄物処理、係留、緊急サービス/システム、自律性、サージ制御など）。
- 分類協会による追加の調査（代替のリスクベースデザインまたはDNV-RP-A203を使用した特定の調査など）は、技術的関与プロセスの内部調査に重みを加える。
- 「グリーン」テクノロジーの開発への配慮は、CO_2削減の全体的な考え方（代替燃料供給、オンボードCO_2回収テクノロジー、空気潤滑など）の一部と見なすこともできる。
- 特定された仕様に基づいてType-Cタンクを製造するサプライヤーの能力を確認する。
- Northern Lightsに代わって船舶を操縦する能力を持つ船主を特定する。
- IT FEEDレポートと並行してITTドキュメントを作成する。

7,500m³ LCO_2 キャリアの現在の概念設計には、5,500 kW の定格出力と 404 EUR / kW のガイドコストの Wärtsilä 10V31DF エンジンシステムがありる。これにより、船の速度は 14 kt になり、最大連続定格の 85%、15%のシーマージン、シャフトオルタネーターへの 500kW の出力が得られる。

船の容量は、いくつかの回収プラント（およびそれ以上）のシナリオに基づいた概念フェーズのロジスティクス調査に基づいて開発された。現在の基準は、4 日ごとに 5,400m³ を積載する 2 つの回収プラントである。最初に提案された特別設計から船のコストを引き下げるために、選択された戦略は、既存の設計、すなわち完全に加圧された LPG タイプの船に非常に似ている船設計を採用することであった。

停泊前 30 分間と出発後 30 分間のバッテリー設置コストの高レベルのスクリーニングと、他の設計基準要件（陸上電力の充電、LNG 一次燃料、PTO / PTI（Power Take Off / Power Take In)、OPEX の考慮事項など）により、確かに、バッテリー付きのハイブリッドオプションシステムをインストールして操作することには、全体的なメリットがある。これは、ノルウェーの CO_2 税制の規定を含め、全体で 10%の燃料節約の領域にあるが、このオプションが選択されている場合は、潜在的な ENOVA の資金を除外している。従って、これは仕様のオプションとして進める必要があり、FEED フェーズでさらに詳細な分析を行い、さらなる最適化と資金調達の機会を探す必要がある。

このスクリーニング中に、OPEX と CO_2 の強度をさらに節約できることも明らかであり、FEED フェーズでさらに調査される。これらには、空気潤滑、CO_2 回収技術（現在の設計で少なくともスペースを確保して、船内の煙道ガスからの最新の CO_2 回収技術に対応するための連携)、および水素などの燃料源の将来の反復が含まれる。全体として、CO_2 輸送事業に関与する船に相乗効果をもたらす可能性がある。

3.1.4　Northern Lights FEED Project（文献③）

（1）概要

Northern Lights プロジェクトは、ノルウェーの CCS 実証プロジェクトの一部であり、オスロフィヨルド地域の産業資源からの CO_2 の回収、回収場所からノルウェー西海岸の陸上ターミナルへの液体 CO_2 の輸送、および北海の陸上から沖合貯留複合施設へのパイプライン輸送を行う。 オフショアの貯留場所は、水深約 300m の Aurora と呼ばれる地域の CO_2 ライセンス EL001 内にある。Northern Lights プロジェクトスコープ内のチェーンの一部を図 3.1-11 に示す。

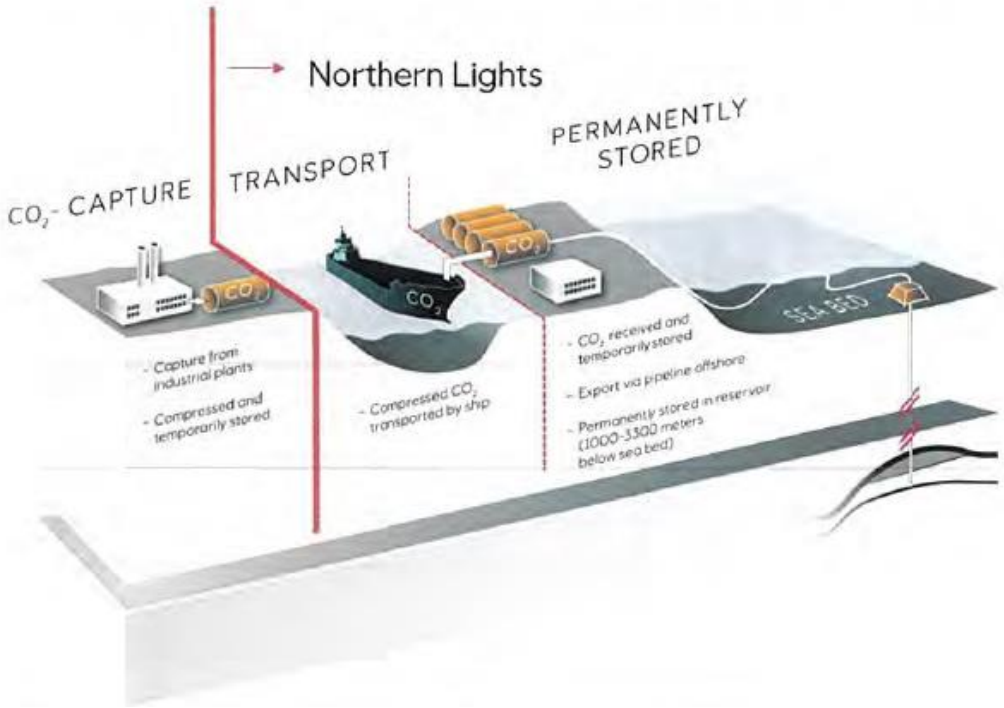


図 3.1-11　Northern Lights プロジェクト

Northern Lights のコンセプトは、実証プロジェクトのための Gassnova の設計基準に基づいている。陸上施設の 1.5 Mt/y の設計基準容量により、ノルウェーの実証プロジェクトに加えて、最初の開発でサードパーティの顧客からの量が可能になる。陸上サイトとプラントは、第 2 開発フェーズでさらに拡張できるように柔軟に開発さる。

パイプラインは、最初の開発でパイプラインの寸法を増やすという費用便益分析に基づいて、約 5 Mt/y の容量で設計される。CO_2 の輸送と注入を確実にするために、必要に応じて船とウェルの数を段階的に増やす。海底施設には、新しいウェルの場所に拡張するための接続ポイントがある。図 3.1-12 に、設計能力と将来の拡張のための柔軟性を示す概念構成要素の概略図を示す。

追加の顧客を引き付ける商用ソリューションと技術ソリューションの両方を開発する能力は、プロジェクトの重要な成功要因である。これは、実証プロジェクトで政府の野望を満たすためにも必要であり、ノルウェーをヨーロッパからの CO_2 の安全な貯留庫として確立した。

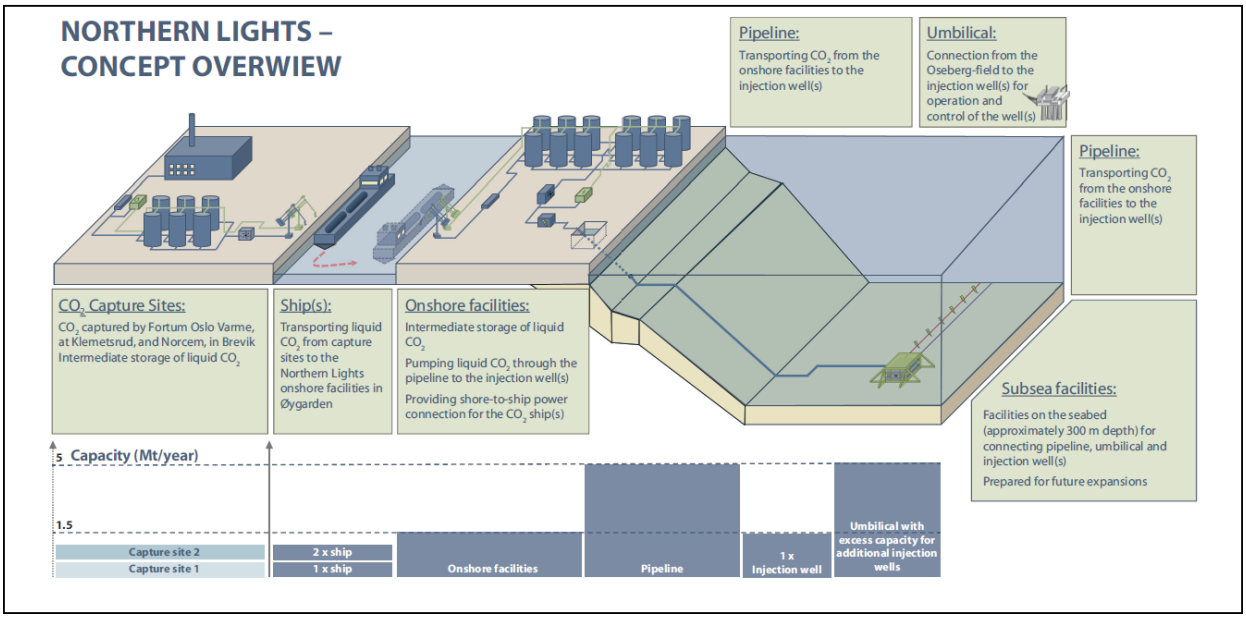


図 3.1-12　Northern Lights の概念ビリディングブロック図

(2) プロジェクトのマイルストーン

プロジェクトの主なマイルストーンを表 3.1-8 示す

表 3.1-8　主なマイルストーン

Milestone	Date
FEED report (M10a)	September 2019
Draft PDO (M16)	February 2020
State FID	Q4 2020
DG4 (system ready for CO_2 filling)	Q4 2023

(3) 設計データ

a) LCO_2 の仕様

LCO_2 の仕様は表 3.1-9 に示すとおりである。

表 3.1-9　CO_2 の仕様

Component	Concentration, ppm (mol)
Water, H_2O	≤ 30
Oxygen, O_2	≤ 10
Sulphur oxides, SOx	≤ 10
Nitric oxide/Nitrogen dioxide, NOx	≤ 10
Hydrogen sulfide, H_2S	≤ 9
Carbon monoxide, CO	≤ 100
Amine	≤ 10
Ammonia, NH_3	≤ 10
Hydrogen, H_2	≤ 50
Formaldehyde	≤ 20
Acetaldehyde	≤ 20
Mercury, Hg	≤ 0.03
Cadmium, Cd Thallium, Tl	≤ 0.03 (sum)

b) 船舶輸送条件

CO_2 は液体として回収地から陸上施設に輸送される。実証プロジェクトでは、対応する平衡温度で、13～15 barg の圧力で液体 CO_2 が回収施設から船の貨物タンクに移送される。CO_2 は、船舶の貨物タンクから Northern Lights ターミナルの陸上貯蔵タンクに、陸上貯蔵タンクの上部の圧力が 13～18 barg で対応する平衡温度で移送される。

c) 将来の拡張に備えた設計能力と柔軟性

チェーンの各部分について、設計ベースの CO_2 容量と将来の容量増加の戦略を以下に示す。

- 船：戦略は、最初の CO_2 容量の船の数を最適化することである。現在、初期の容量には、ノルウェーの実証プロジェクトの 2 つの回収プロジェクトの容量が含まれる。回収工場ごとに 7,500m^3 の貨物船 1 隻が計画されている。新しい容量には追加の船が必要になる場合がある。
- 陸上設備：陸上処理装置（ポンプ、ヒーター）は、1.5Mt/年の設計基準に基づいたサイズである。追加のスループットには、処理装置に追加の容量が必要になる。新しい機器の接続ポイントは、初期設計で特定される。
- 保管量：陸上保管量は 7,500m^3 の船の貨物サイズに基づいている。より大きな貨物サイズの船がチェーンに導入される場合、追加の保管容量が必要になる可能性がある。将来の保管ボリューム用のスペースが特定された。
- 桟橋：輸入桟橋は最大 130m の長さの船を受け入れるように設計されている。将来の拡張では、船の到着頻度が高くなり、船が大きくなる可能性があるため、追加の輸入桟橋が必要になる。将来の輸入突堤番号の No. 2 が確認された。

- パイプライン：パイプラインは、コスト対利益の評価に基づいて、将来のボリュームに対応できるように設計されている。予想される貯留層圧力に基づくフロー保証シミュレーションは、パイプライン容量が約 5Mt/年であることを示している。
- 海底施設：最初のウェルは、将来の拡張のために、接続ポイントを備えたサテライト構造に掘削された。
- ウェル：戦略は、利用可能な CO_2 量の注入に必要なウェルの数を掘削することである。将来の拡張では、貯留層の性能に応じて追加のウェルが必要になる場合がある。
- 地底下：戦略は、将来のサードパーティのビジネスに重要な潜在的貯留を提供する貯留ロケーションを選択することである。

d) 実証プロジェクトの CO_2 量

ノルウェーの実証プロジェクトにおける 2 つの回収プロジェクトの予想 CO_2 回収率を表 3.1-10 に示す。どちらのプラントも、プロジェクトごとに 2 週間から 3 週間の期間で毎年 1 回の改造を中止することを除いて、年間を通じて一定の回収率が見込まれる。

表 3.1-10　CO_2 の仕様

Capture plant	Annual target export volumes	CO_2 capture rate
Norcem	400,000 t/y	56 t/h
Fortum Oslo Varme	400,000 t/y	56 t/h

(4) 材料の考え方

乾燥している場合、CO_2 は炭素鋼に対して非腐食性と見なされるが、CO_2 と組み合わせて遊離水が存在するとすぐに、炭酸が生成され、炭素鋼に対して腐食性になる。回収プラントからの CO_2 は一般に純粋ではなく、不純物の一部は CO_2 の熱力学的特性に影響を与え、水の溶解度に悪影響を与える可能性がある。従って、CO_2 に含まれる水の量は、実際の CO_2 組成の高密度相 CO_2 の溶解度レベルを十分に下回る必要がある。または、耐食性材料を選択するか、内部クラッドで炭素鋼を保護する必要がある。CO_2 の不純物も水と組み合わせて腐食性化合物を形成する可能性があるが、CO_2 仕様では低レベルの不純物しか許容できないため、CO_2 腐食は炭素鋼の主な脅威と見なされている。

濃厚相 CO_2 でのサービスは輸送条件下で「sweet」ように計画されており、H_2S は腐食に役割を果たすとは考えられていないが、硫化物応力腐食割れ（SSC）が発生する可能性があるかどうかを検討することは賢明である。システム内の H_2S の等価分圧は、3 mbar の炭素鋼の従来の「NACE 制限」を超える可能性がある。そのため、ラインパイプの材料にはサフィックス S（サワーサービスプロパティ）が指定されている。

炭素鋼が選択されている陸上施設の貯蔵タンクとパイプラインへの内部腐食による損傷を防ぐには、CO_2 ストリームの水、酸素、H_2S 含有量の制御に重点を置き、水と酸素の進入を防ぐための荷積みと荷降ろしの厳密な手順が不可欠である。CO_2 組成のモニタリングは、ガス組成仕様からの危険な逸脱が発生しないことを確認するために実行する必要がある。さらに、ラボでのテストのために、一定の間隔でサンプルを採取する必要がある。濃度測定値が増加または許容できな

い状態を示している場合は、フローを停止し、安全な CO_2 品質を回復するための措置を講じる必要がある。

含水量には厳しい制限があるが、非連続的な注入の場合に地層水が逆流する可能性があるウェルの下部で腐食のリスクがある。従って、ウェルの水にさらされる部分には耐食性合金を選択する必要がある。テストは、最も適切で費用効果の高い材料を選択するために使用される。

脆性破壊は、CO_2 の輸送および貯留中の温度に関して、適用される建設資材の重要な側面である。すべての機器は、シャットダウン、起動、または定常状態の操作とは条件が異なり、ある一時的な操作中に発生する可能性がある条件に耐えるように設計する必要がある。 さらに、CO_2 の減圧、放出、または漏れの間に到達する可能性のある温度を考慮することが重要である。

CO_2 パイプラインは、ガスの減圧特性により、炭化水素ガスのパイプラインよりも長時間の破砕の影響を受けやすくなっている。延性破壊伝播では、流体の突然の減圧から生じる流体飽和圧力が、亀裂の推進力を提供する。延性破壊を停止するには、停止圧力を飽和圧力より大きくする必要がある。停止圧力を上げるか、飽和圧力を下げる必要がある。天然ガスパイプラインとは異なり、CO_2 パイプラインでは、壁の厚さを厚くしたり、パイプ材料の強度を高めたりすることで、回収圧力を上げることができる。Northern Lights パイプラインのベースケースの計算と数値シミュレーションは、CO_2 の ISO 27913 または DNVGL RP-F104 回収圧力補正を使用したバテル 2 曲線法の採用により、臨界壁厚に対する大幅なマージンを持つ堅牢な回収評価につながることを示している。

多くのポリマーは、濃厚相 CO_2 の吸収による膨潤および物性の変化（劣化）の影響を受けやすくなっている。起動時のパイプライン脱水作業中に、MEG に短期的にさらされる可能性もあるので、非金属材料の使用は避ける必要がある。

非金属材料の使用を避けられない場合は、資格が必要である。そのような資格は、爆発的な減圧と腫れをカバーする必要があり、低温特性を考慮する必要がある。資格認定は、NORSOK M-710 および NACE TM 0297-2008 に従って実施されるものとする。

さまざまなクラスのポリマーが液体 CO_2 サービスに適していると報告されている。同じ一般的なクラスの異なるエラストマー配合間では、性能に大きな違いがある場合がある。一般に、熱可塑性プラスチックは、エラストマーと比較して CO_2 に対する耐性が優れている。

化学的老化は、H_2S などの CO_2 で化学的老化を引き起こす可能性のある穏やかな温度と低レベルの種によるリスクとは見なされない。

(5) 計量の考え方

計量の考え方は、規制および商業的要件に基づいている。設計が規制の枠組みに準拠していることを確認するには、規制当局との継続的な対話が必要である。設計基準に影響を与えるフレームワークへの変更は、変更プロセスの管理の対象となる。

バリューチェーンに含まれる流量測定と分析の概要：

- CO_2 が船に積載されたときに回収サイトで測定された体積（または質量）。
- Naturgassparken で降ろされた容量を測定するために行われた船のタンクレベルの測定。
  ○輸送中の損失/差異は、積み下ろし時のレベル測定に基づいて計算できる。

- 陸上施設からパイプラインに送り込まれる CO_2 の流量測定。
- 陸上施設から船への蒸気の戻りの流量測定。
- ウェルでの流量測定（海底ベンチュリメーター）。その後のウェルにもベンチュリメーターが装備され、貯留層の監視と管理が可能になる。
- O_2、H_2O、H_2S のオンライン分析に加えて、排出された CO_2 のサンプリングが Naturgassparken の入口で行われ、施設を保護し、注入量の構成を文書化する。

環境規制に従って施設全体の総物質収支と施設から貯蔵庫に注入された総質量を記録して報告する測定システムは、上記の流量測定に基づいている。さらに、通気量と一時的な排出量は推定されるか、該当する場合はタンクレベルの測定値に基づく。

将来の商業段階では、陸上施設の入口での財政計量が必要になる可能性がある。液体 CO_2 のインライン財政計量のための技術は、技術資格を必要とする。初期の設計では、Naturgassparken 施設の入口にスペースが割り当てられ、将来は「会計」計量システムが設置さる。

(6) 施設

a) 陸上施設

CO_2 を積載した船を受け入れる陸上ターミナルは、Oygarden 自治体の Naturgassparken に配置される。Naturgassparken のエリアはすでに LNG プラントや養魚場としていくつかの既存の産業で開発されているため、CO_2 ターミナルはこれらの施設の延長になる。

陸上ターミナルの設備には以下が含まれる。

- 船からの CO_2 の荷下ろしと取り扱いのための輸入桟橋
- CO_2 の貯蔵タンク
- 船から貯蔵タンクに液体 CO_2 を輸送するためのローディングアームと機器、および貯蔵タンクから船への CO_2 蒸気リターン
- 液体 CO_2 を貯蔵タンクからパイプライン注入条件に調整するためのプロセスシステム
- CO_2 の品質管理
- 電気設備、電気通信、自動化および制御システムの設備、HVAC ルームを含む変電所
- 支援施設を備えた地元の制御室、オフィス、訪問者エリア、および実験施設を含むワークショップビルを備えた管理複合施設。

陸上プラントの処理能力は、液体 CO_2 あたり最大 1.5Mt である。柔軟性が設計に含まれており、ボリュームが減少している期間中の効率的な操作をカバーする。実証プロジェクトの回収サイトからの CO_2 の受け取りに基づくと、初期の量は 0.4～0.8Mt /年になると予想される。

船の総サイズは、7,500m^3 であり、2 つの回収場所を持つ物流計画に基づいて、2 日おきに船が到着する頻度が想定されている。桟橋は 130 メートルの船長のために設計されている。

Naturgassparken に工場があるため、貯蔵タンク、変電所、大型船用の 2 番目の桟橋を追加することで、将来的に容量を増やすことができる。

プラントへの電力供給は国のグリッドからのものであり、フェーズ 1 の現在の見積もりで最大 10MW を供給するには、このアップグレードが必要になる。

船が桟橋に停泊するときに電力が船に供給され、システムの想定容量は690 V、60 Hzで1MWである。

CO_2 貯蔵船の輸送と設置に重点を置いて、構築性の考慮事項が配管とレイアウトの調査に組込まれた。

貯蔵タンクはロングリードアイテム（LLI）として識別され、EPC 契約の最初の数か月間に発注書を発行する必要がある。調達の準備は、EPC を開始する前に行う必要がある。

Northern Lights 施設のローカルコントロールルームは、管理棟に計画されている。試運転が終了し、安定した運転ができるまでの起動期間は主制御室として機能する。運用レベルとコストを最適化するために、通常の運用が開始された後、できるだけ早く、Equinor が運営する Sture ターミナルの制御室の一部として、制御室の責任を通常の運用に移すことを勧める。これらのプラントにはさまざまな性質があり、そのため運用上のリスクがあるため、これらの側面をトレーニングプログラムで実施することが重要である。

図 3.1-13　Naturgassparken の陸上施設

船からの荷下ろし

ローディングアームは、船から陸上貯蔵への移動に使用される。船からの液体 CO_2 移送用の 1 つのローディングアーム、蒸気戻り用の 1 つのローディングアーム、および液体と蒸気の両方に使用できる 1 つの共通の予備ローディングアームがある。

船からの荷下ろしの間、液量の除去により、圧力が船のタンク内で低下する。同様に、存在するガスの圧縮により、充填されている陸上タンクの圧力が上昇し始める。陸上タンクファームと船の間のベントラインにより、船へのガスの戻りが確実になり、圧力が均等化され、排出がなくなる。

ローディングアームは、800 m^3/h の速度で設計された FEED にあり、800 t/h の必要な設計速度に関連して追加の容量を提供する（動作条件での CO_2 の密度は約 1,065kg / m^3 である）。ローディングアームのパージには蒸気 CO_2 が使用される。

中間貯蔵タンク

Northern Lights 陸上貯留複合施設は、1 つの CO_2 船の容積に加えて運用マージンを格納するように設計された総貯蔵容積が 8,250m^3 の総稼働容積に等しい 12 の垂直加圧円筒形貯蔵タンクで構成されている。

各タンクの内径は 6.1m で、接線から接線までの高さは 24.5m である。船は半球形の端を持ち、船自体の全体の高さは約 31m になる。これらのアイテムの正確な寸法は実行フェーズ中に決定されるため、この高さには、スカート、ノズル、安全バルブ、および血管上部の通路からの追加の高さが含まれていない。

図 3.1-14　陸上貯蔵像タンク

タンクは 6 つのタンクの 2 つのバンクに配置されるが、12 台のタンクすべてへの配管とルーティングは、12 台のタンクすべてが 1 つの貯蔵ジユニットとして効果的に動作するために必要な場合は対称である。つまり、6 つの貯蔵タンクの各グループは並列に接続される。1 つの共通の入口と出口のヘッダーを備え、タンクを均等に充填および空にすることができる。液体 CO_2 がタンクから充填または空にされる間、圧力は、スプリットレンジ圧力制御システムによって制御される蒸気スペースヘッダーを介して出入りする CO_2 蒸気によって調整および維持される。移送時の蒸気供給は、ブースターポンプの下流の分岐を介して、電気ヒーターとノックアウトドラムを含む気化器システムによって提供される。

メンテナンスが必要な場合、または各ストレージが混乱した場合は、個々の容器の液体の入口/出口および蒸気の入口/出口の電動バルブを介して、タンクを手動で制御室から隔離できる。

貯蔵容器の設計圧力は約 21.8barg で、設計温度は-46°C～+ 50°C である。動作範囲は、バリューチェーン全体に対する Gassnova の設計基準に基づいており、平衡温度で液体 CO_2 を使用して 13～18 barg になる。従って、動作温度は約-30.8～-20.8°C の範囲になる。

これらは大型のタンクであるため、材料費はかなり高くなる。その結果、2.5mm の腐食許容度を持つ低温炭素鋼（LTCS）が SS316 I 316L よりも選択され、より低い設計温度が可能になった。LTCS は、アップセットフェーズ中の動作条件の変動、および通常の動作中に蒸気を再循環する必要性と影響の不確実性を軽減するために選択されている。2.5mm の腐食許容値は、

貯蔵容器の内容を綿密に監視して、遊離水や腐食速度の増加につながる可能性のある腐食性化学物質の蓄積など、化学組成の大きな変動を検出することを前提としている。貯蔵タンクは外部の結露とそれに続く氷の蓄積を避けるために断熱される。建設の考え方は、タンクは断熱された状態で供給業者から配送されることである。

輸送システム

中間貯蔵の下流の輸送ポンプシステムには、輸送ポンプに正の吸引ヘッドを提供するブースターポンプと、可変速駆動の輸送ポンプが含まれている。ポンプ設備の運用範囲は、0.4Mt/y（45.6t/h）から 1.5Mt/y（171t/h）の流量範囲をカバーし、0.4Mt/y 未満の運用柔軟性を備えている。輸送システムは、パイプライン内の 1 相の液体がスラグを回避するように設計されている。つまり、45barg を超える圧力で輸送し、シャットダウン後の起動に最大 140barg を提供して、WHP の蓄積を克服する。

パイプライン HDD トンネルでの凍結を避けるため、液体 CO_2 は電気ヒーターで 1°C を超える輸出温度に加熱される。HDD トンネル内の海水循環は、トンネル内の凍結を回避する別の方法として研究されており、運用段階で熱需要を削減できる可能性がある。HDD トンネルに海水循環システムを導入することを決定した場合、変更プロセスの管理に従う。

ユーティリティ

ユーティリティシステムの数は最小限に抑えられ、提供されるユーティリティは次のとおりである。

- パージ要件では、蒸気 CO_2 が可能な限り利用され、必要に応じて窒素ボトルと一時的な装置によって補充される。
- 地方自治体の供給から管理棟、ワークショップ、桟橋、HDD エリアに真水が供給される。
- 変電所は通常有人ではないため、通常の使用のために配水されない。
- 下水は、Naturgassparken の既存の処理施設に接続する必要がある。
- バルブは電動式で、必要に応じて油圧ユニットが組み込まれている。従って、計器用空気、窒素、中央油圧システムはない。ローディングアームとバルブのための油圧のローカル提供はある。
- 管理棟とワークショップ棟をカバーするために、3 つの消防モニターが入口エリアに設置される。

地表水の外部汚染源が存在しないため、排水処理や積極的な排水/地表水処理は行われない。油冷、作動油、または潤滑用グリースを必要とする機器には、ドリップトレイが装備され、流出物を収集して現場外に輸送できるようにする。

メンテナンス排水システム

メンテナンス前に主要機器の排水を処理するメンテナンス排水システムが含まれている。これにより、局所的に排出される CO_2 の量が減り、メンテナンスの準備中に要員が CO_2 にさらされるのを減らすことができる。メンテナンスドレンシステムは、緊急の減圧用に設計されていない。

システムの容量は、一度に 1 つの主要機器を排出するように設計される。ドライアイスの形成が発生する可能性のある圧力/温度領域に液体 CO_2 が入るのを防ぐために、厳密な制御の下で排水操作を実行する必要がある。

排気と排出源

定常状態/通常の噴射ではベントは計画されていない。輸送中の CO_2 ガスの全体的なバランスは、陸上貯蔵タンクから輸送される液体 CO_2 の量を置き換えるために、気化器によって生成される CO_2 ガスによって維持される。

液体 CO_2 が船から降ろされると、陸上貯蔵タンクと船の間に蒸気戻りラインを介してバランスがとれ、計画的な排出はなくなる。荷下ろし作業中のフラッシングから生成される蒸気の追加容量は詳細設計で確立されるが、これは気化器の出力を減らすことで相殺することができる。

陸上プラントが数日間輸送なしでシャットダウンされている状況では、熱の侵入により貯蔵タンク内に圧力が蓄積され、継続時間が十分に長い場合はベントが必要になる。これは特殊なケースと見なされ、可能な限り回避される。

電源

電力は国の電力網（BKK）から 22kV で供給され、フェーズ 1 には約 10 MW が供給される。主な消費者は、輸送前に CO_2 を汲み上げて加熱することである。

CO_2 貨物船は、桟橋に停泊するときに岸から電力を供給される。負荷は次の消費に基づいて約 1 MW になる。

- 停泊後の最初の 30 分間、および停泊中の最後の 30 分間の船舶の運航のためのバッテリーの充電。
- 荷下ろしポンプの操作。
- 停泊時の必要に応じた船舶システムの運用。

桟橋

計画は、Ljosoyna の南岸に沿って 2 つの受入桟橋を配置することである。波の条件は、Ljosoyna の南端近くの最も適した場所を示している。この場所は、フェーズ 1 の受入桟橋として選択される。受入桟橋は、海岸線から約 70～100m にあり、建設用桟橋として機能する既存の桟橋の北東 200m にある。桟橋は ISPS の準備ができており、決定時にこれを実装できる。

桟橋は 130m までの長さで、喫水が 8.5m の船に対応するように設計されている。

Ljosoyna の南の海底の等高線は、露出した岩盤の広い領域のために大きく異なる。寄港船に最低限必要な水深は 10.5m である（喫水 8.5m +岩肌の上の 2.0m クリアランス）。

突堤の標高は+3.0 で、突堤の長さは 38m である。

桟橋と係留ポイントには、キャプスタン付きのクイックリリースフック、リモートおよびローカルリリース機能が装備されている。

桟橋には、次の安全装置を装備する必要がある。

- 最大 35m の間隔の岸壁救助用はしご。
- 桟橋の頭と各係留ポイントに救命浮輪
- 荷降ろしプラットフォームの横の海に向かってガードレール
- 係留ラインがガードレールの使用を妨げる突堤の端にあるホイールストッパー

桟橋の頭と係留ポイントの間の通路は、雇用船から引き寄せられた牽引ロープの受け取りエリアである。これらのラインは係留ポイントに運ばれ、メインの係留ラインが係留ポイントに巻き上げられる。

航路を文書化するために、橋全体の航法シミュレーションが実行された。シミュレーションは、ローカルのオンショアとオフショアの地形のモデル、および利用可能な気象解消データ（風、波、潮流）を使用して実行された。このシミュレーションでは、桟橋の適合性が文書化された。

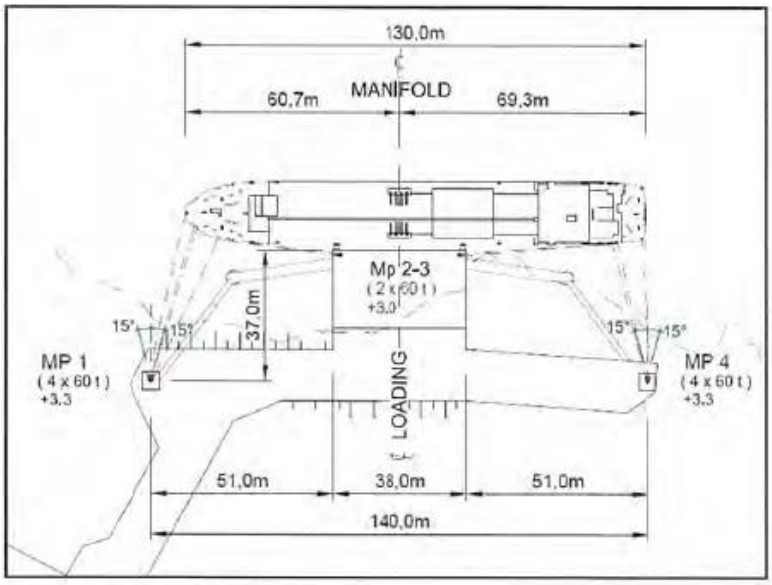


図 3.1-15　受入桟橋のレイアウト

b) 船舶輸送

圧力式 LPG 船に類似した船は、実物大の実証プロジェクトに適切であると FEED を通じて確認されている。これにより、プロジェクトは既存の造船市場を活用して、液体 CO_2 取引に適した比較的単純なガス運搬船の競争入札を獲得し、標準設計からの逸脱を最小限に抑えることができる。このセクションで示されている FEED 研究の説明は、選択された造船所によく知られている、船の機能仕様の改良につながる。プロジェクトの実証後の段階では、このアプローチは革新につながり、船の種類とスケーリングの開発を可能にすることが期待されている。

輸送ロジスティクス調査と市場評価に基づいて、7,500m³ の貨物容量を持つ船が選択された。このサイズにより、選択した動作条件で、このタイプの船の比較的標準的な設計が可能になる。貨物容量が 7,500m³ の船は、LPG 船の大きな市場セグメント内にあり、小さい貨物サイズの船よりも競争力のある価格になる可能性がある。

LPG の基本グレードを運ぶ能力を持つ船は、プロジェクトの開始からある程度のリスクを軽減するために使用され、LPG と LCO_2 グレードを定期的に切り替える意図はない。ニッチ領域での CO_2 と O_2 の検出のための追加のスコープといくつかの追加の貨物システムバルブのみを必要とするため、この軽減に大きな関連コストが伴うことはほとんどない。

比較的標準的な圧力式 LPG 運搬船を利用して、概念研究が行われた。これにより、Northern Lights プロジェクトは一般的な取り決めの基本的なインターフェースドキュメントを使用でき、CO_2 固有の要素に関するニッチな設計提案について、国際船級協会連合を通じて原則の承認が容易になる。

貨物および機械システムに関するさらなる FEED 研究により、タンク設計の詳細なメッシュ分析により、これらを船舶アプリケーションの一般承認（GASA）レベルに発展させ、HAZOP 入力用の基本的な貨物システムフロースキームを生成し、設計基準で提案されている比較的複雑な機械システムの仕様とオプションを開発することができた。

図 3.1-16　LCO_2 船のイラスト

参考のために、主な設計パラメーターと船のクラス表記を表 3.1-11 に示す。

表 3.1-11　主な設計パラメーター

Number of Ships:	2
Cargo Tank Volume:	7,500m^3 (2 x insulated type-c tanks ― min 150mm PUF)
Design Pressure:	19barg
Cargo Tank Minimum Design	-35°C
Cargo Tank Filling Limit (FL):	97%
Cargo Density:	ca.1100kg/m^3
Metering:	Level gauging via Radar
Cargo discharge rate:	CO_2 mode: 800m^3/hr (two tanks concurrently)
Cargo pump discharge pressure:	CO_2 mode: 25barg at ship manifold @ 800 m3/hr
Max LOA:	130m
Speed:	14kts with 15% sea margin
Fuel:	Primary Fuel LNG-2x c.290m^3 deck mounted type-c LNG tanks
Consumption:	Anticipate c.16t/d + pilot fuel (ULSMDO)-Tier III in gas mode with -30% EEDI
Battery:	Option +60mins manoeuvring in/out of port, and berthing requirements
Shore Power (Cold Ironing).	690V, 60Hz re in- port & battery charge (IEC 80005-3) - max.1 MW
Flag:	Norwegian
Design Life:	Minimum Operational life of 25 years
IACS Classification:	DNVGL; BV or LR
Typical Notation Reference (DNVGL):	1A Tanker for Liquefied Gas (incl. CO_2), Ship type 2PG (-35°C, 19barg,1100 kg/m3), lce(C), F (A, M), E0, GF, Clean Design, [Battery (power)]* Comf (V2, C2), BWT-T, NAUT(AW), TMON, COAT-PSPC(B), bis, RP (1, 20), Shore Power

タンクの材料と設計

圧力式 LPG 船タイプは、液体 CO_2 輸送を可能にするための小さな変更が加えられ、調査フェーズでベースデザインを使用して検証された。この経路により、国際船級協会連合（IACS）は、コンセプト（AiP）研究におけるコンセプトフェーズの承認のフォローアップとして、タンク材料と設計の提案された変更に対して船舶アプリケーションの一般承認（GASA）を提供することができた。最終的な GASA ステートメントには、最終的な詳細設計段階で IACS が承認および承認する必要のあるコメントが含まれる。

GASA は最終的に、液化ガスをバルクで運搬する船舶の建設および設備に関する国際コード（IGC コード）からの逸脱として、タイプ C タンクの建設に異なる引張強度と厚さの材料を使用すること、および DNVGL による詳細な分析を必要とすることとして要求された。これによ

り、サポートが変更されたタンクの予想される設計と、従来よりも剛性の高い設計が適切であることが確認された。最終的な承認は、プロジェクトの詳細な設計段階で、FEED の自然な拡張として行われる。

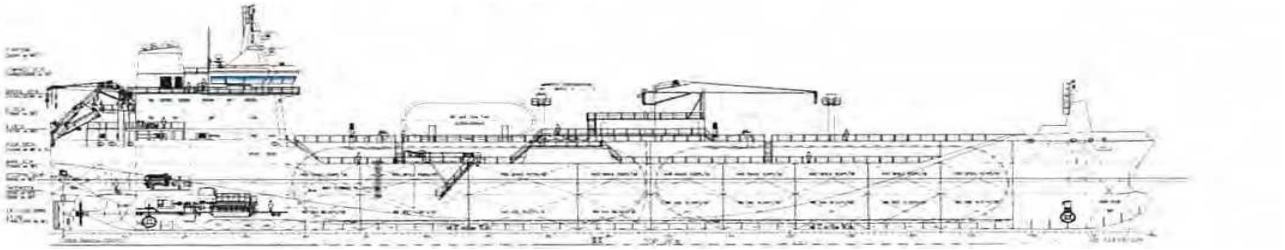


図 3.1-17　カーゴタンク位置を示す船舶設計

船のタンクに提案されている材料は、P690QL2 と呼ばれる専門材料である。IGC コードのベースラインで使用されているものと同等の規格（EN 10028-6）が IACS 分類学会によって、および IGC への署名者としての旗国によっても適切に確認および承認された。他の逸脱は必要ないと考えられている。そのため、IGC コード、IAC 規則、およびフラグの状態からの他のすべての要件に従う。

IGC コードは、タイプ C タンク構造の鋼材の許容降伏限界が 410N/mm² であることを示している。評価された材料 P690QL2 は 690N/mm² でより高い特性を持っているため、CO_2 タイプ C カーゴタンクでの P690 鋼の使用は IACS 規則および IGC コードに準拠しており、偏差が必要である。タンク材料の最大厚さも 40mm を超えるため、特別な配慮が必要である。タンク材料と製造技術は、低温用途の鋼材の通常の IACS 認定要件に従って認定され、タンクメーカーの承認プロセスは IACS プロトコルに従う。

FEED の実行中に処方計算が実行され、タンクサポートの領域の疲労応力レベルが決定された。通常の鋼材と比較して高強度鋼を使用した場合の疲労強度への影響は、同様の設計で数量化され、設計を少し変更するだけで適切であることがわかった。局部応力のさらに詳細な分析（有限要素解析）が実行され、動的応力範囲が決定され、IGC コードへの準拠の疲労を評価するために使用された。タンクの支持構造に若干の変更が加えられている。

資格と IACS 認定について調査し、最大 50mm の厚さの材料特性が適切であることが判明した。これを証明するために、さらに物質テストも実施され、さまざまなニッケル含有量が建設段階で検討できることを示した。適用可能なニッケル含有量は 0.85%から 1.5%の間であり、IACS 承認の材料サプライヤーとのサンプリングにより、これらの材料が利用可能であることが示されている。

造船所は、機能仕様を介して、疲労強度特性の高いタイプ C タンクの設計を求められる。疲労強度の利用が制御されていることを確認し、より高い強度の材料が設計の完全な承認を受けることを証明する。これは詳細設計フェーズでさらに評価する必要があり、完全な承認プロセスはプロジェクトの詳細設計フェーズで行われる。造船契約が署名された後船主は承認し、結果を受け入れる権利を有するこのプロセスは、従来の方法で、造船所が船級協会と旗国のプロセスを通過するときのプロセスである。

ドキュメント要件は、通常のタイプ C の貨物タンクのドキュメントに加えて、造船所に送信

される機能仕様でも次のように規定される。

- 極限強度と疲労強度の FEM 分析が必要になる。特に、高応力の場所（ホットスポット）でのタンク構造の動的たわみと（厚み応力による）タンクシェルのたわみの分析により、疲労強度を記録する必要がある。
- 溶接後の熱処理（応力緩和）を下請業者が実施する場合は、指定された船級協会によって別途指定および承認される必要がある。
- 鏡板の冷間成形後の熱処理（冷間変形の程度によって-3%以下）が指定され、指定された船級協会による承認が必要である。
- タンクノズルの材質は、所有者および船級協会による特別承認のための強度特性を含めて指定する必要がある。
- 承認された製造業者から選択された鋼材で実行される亀裂先端開口変位（CTOD）テストは、設計条件での母材と溶接/熱影響部（HAZ）の両方について、納入された溶接後熱処理（PWHT）条件を全厚でカバーする。テスト結果は、旗国、所有者、船級協会によって承認されている必要がある。

DNVGL からの声明は、GASA 要件への準拠を確認し、その後に、レビューで特定された重要な問題を含む結論を詳細に説明するレターが続く。これは FEED フェーズの終わりに予想され、承認された入札プロセスの前に必要である。

GASA の調査により、ニッケル含有量が 0.85%から 2.5%の P690QL2 鋼は、厚さが 50mm までのタイプ C の貨物タンクの建設に適しているという結論に達し、ノルウェーの旗国による IGC コードからの適切な逸脱として受け入れられている。これは、契約された造船所での最終設計プロセスを通じて完全な承認が得られた場合に提供される。

船舶カーゴシステム

船は、圧力式 LPG 船に似ており、LPG と LCO_2 の両方を輸送する能力があるが、CO_2 または LPG の使用のために貨物システムを操作する場合、いくつかの違いがある。FEED フェーズでは、CO_2 貨物運航の概要設計と手順が開発された。これは、造船所との契約が確立した後、詳細設計フェーズで微調整される。

主な荷役システムの設計理念は、次のように要約できる。

- 貨物処理システムは CO_2 サービス用に最適化されている必要があるが、加圧された容器での定義済み LPG グレードの輸送に必要な機器を提供する必要がある。
- 船は圧力式 LPG の設計になるが、CO_2 の熱力学的特性により、輸送条件は半加圧に似ており、タンクの断熱が必要である。
- 海上輸送に利用できる再液化プラントはなく、考え方は輸送中の圧力上昇を許容することである。これは、回収サイトでの受入温度をできるだけ低くする必要があることを意味する。
- ベントの考え方は重要なパラメーターであり、タンク内の蒸気空間圧力を制御できるように圧力制御バルブが設置される。

- CCS バリューチェーンの性質上、CO_2 排出を回避する必要がある。つまり、設計目標は、貨物運航中の CO_2 の放出を最小限に抑えることである。
- Jettison 機器が必要であり、仕様外の貨物が計画的に排出される場合は、マニホールドエリア周辺に特別な設計機能が必要になる場合があり、適切な分散分析を含む詳細設計フェーズ 1 で特別な注意が必要である。

「三重点」の近くで操作するリスクがあるため、液体 CO_2 を安全に処理するには特別な配慮が必要である。CO_2 カーゴハンドリングシステムの設計の重点領域を以下にまとめる。

- 偶発的な圧力損失（リーク）によるドライアイス形成のリスクの低減：
  - 漏れ点を可能な限り減らす、溶接接続とトップエントリーバルブの使用
  - 耐食性材料の使用
  - 実績のあるガスケット材料と CO_2 のシール（液体とガス）の使用
- 減圧前の液体排出によるドライアイス形成のリスクの軽減：
  - 液体 CO_2 が蓄積する可能性のあるカーゴラインのポケットや低い場所はない
  - すべての液体ラインは、減圧前のシステムの排水のために、貨物タンクに向かって傾斜している必要がある
  - タンクを減圧する前に、タンク内のすべての液体を空にできる必要がある
- 液体 CO_2 を充填する前にラインとタンクを加圧できるようにする：
  - 貨物運航前に CO_2 蒸気ですべてのラインを加圧することが可能でなければならない
- ドライアイスによる閉塞のリスクの軽減：
  - タンク PRV（4 x 50%）、リリースポイントに個別にルーティングされ、閉塞のリスクを最小限に抑え、PRV を安全に隔離することができる
  - PRV 遮断弁は、「安全」に加えて「アクセス」を考慮して配置し、承認されたロック構成を含める必要がある。メンテナンスプラットフォーム、特にドームと PRV は、機能仕様内で強調する重要な機能になる
  - 動作圧力での CO_2 蒸気の解放はドライアイスを引き起こさない
  - バルブの選択（キャビティのない設計、つまり液体サービス用の C タイプボールバルブまたはバタフライ）は、詳細設計フェーズで特別な注意が必要
- 圧力/温度の監視の強化：
  - 低圧/温度アラーム
  - 追加のタンク温度計装が想定されている
  - 低圧および低温でタンクを隔離してポンプを停止するために開始された ESD
- 圧力式 LPG 船と比較して、次の追加機能を実装する必要がある。
  - 液体および蒸気ラインの断熱により、人員を保護し、熱の侵入を低減

注意すべき重要な点は、液体 CO_2 と互換性のあるガスケットとシーリング材、および LPG であり、詳細な設計を通じて、意図された動作条件のメーカーテストレポートを検証する必要がある。さらに、CO_2 の PRV には特別な配置があり、LPG モードで従来のベントマストに別

の PRV を接続することを勧める。

船の基本的な提案されたシステムの更新された配管図を図 3.1-18 に示す。この場合は、従来の積載シナリオの流れを示している。

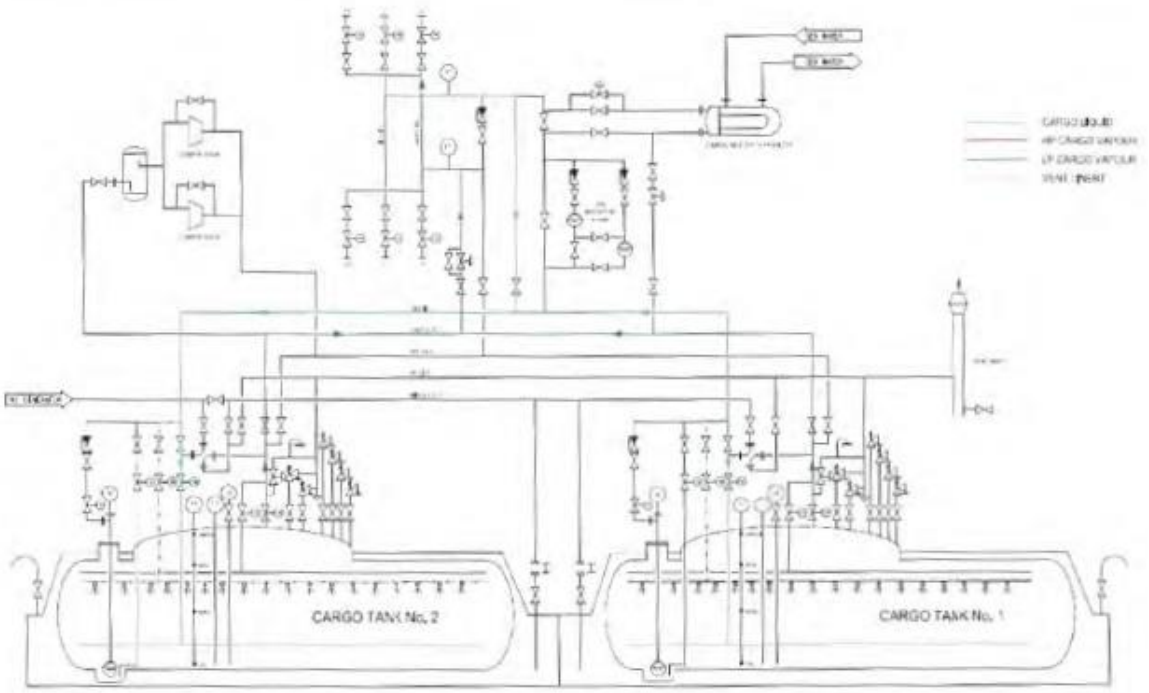


図 3.1-18　船舶のカーゴシステム

主要なカーゴ設備を図 3.1-18 に示し、一般的なデータを表 3.1-12 にまとめた。

表 3.1-12　主要なカーゴ設備、一般的なデータ

Cargo Manifold and piping	
Manifold Configuration	V-L-V
Manifold connection sii.es and spacing	SIGTTO/OCIMF - LPG A3 (Table 3: sizing and spacing of flanges)
Liquid Manifold	10" RF#300
Vapour Manifolds	8_ RF#300
Manifold Elevation	SIGTTO/OCIMF - LPG A2 (Table 4: Elevation of Manifold Above Sea Level for LPG Carriers)
Cargo piping material	Dual certified 316/316L stainless steel
Cargo piping Design Pi essure	Min 40 barg #300
Cargo piping insulatior	25mm Vapour lines / 50 mm liquid lines [PUF]
Isolation valves	Cavity free C-type ball valves (welded with top entry) for liquid
Cargo tank PRV's	Pilot operated for maximum operation margin on pressure
Cargo Tank Filling Limit (FL):	97%
Gaskets/seals	Metallic / Low temperature NBR / glass filled PTFE (compatibility should be confirmed by manufacturer)

Main Cargo Equipment	
Deepwell pumps rat n] point	CO_2 : 400m3/hr @ 120m (VSD ― c.240kW at rated point)
Compressors	For draining liquid lines, boosting tank vapor pressure (offloading without pumps) and heating of liquid in pump well in CO_2 mode
LPG Cargo Heater/Vaporiser	For increasing pressure in a cargo tanks in case of pump failure and general gassing-up/pressurization - sized for CO_2 service applications
Nitrogen/Dry air plant	Required for LPG mode inerting operations and dry air supply to holds
CTS system (radar based)	Based on tank measurements pressure and temperature, calibration tables for tank volume, ship trim and radar tank level gauges. Cargo composition will be acquired from shore for density calculation on the ship.
Coriolis flowmeters	Fitted on vapour and liquid lines to and from tanks. Vapour meters assail in verification of emerging custody transfer requirements for CO_2, liquid meters will give input to control of pumps flowrate

※現論文に一部不鮮明なところがあり判読できないところがある。

船舶と陸上のインターフェース

Northern Lights の船と陸上ターミナルの間のインターフェースについて、このセクションでは、基本的なデータと、考慮すべき関連コードと標準をまとめた。

基本データ

- 貨物タンクの正味容積：7,500m^3
- 貨物タンクの設計圧力：19barg
- 貨物タンクの設計温度：-35°C
- 貨物タンクの充填制限：97%-98%
- 貨物密度：～1079kg / m^3
- 計量：レーダーによるレベル測定
- 最大 LOA：130m
- 最大奥行き：8.5m（+ 1.0m UKC）（設計案 8m）（成形、設計ドラフト 7.5m）
- 速度：14kts（85%MCR）、および 4-7kts 操縦で最終的なポート配置
- 燃料：一次燃料 LNG
- バッテリー：60 分の操縦、出港、停泊要件
- ショア電力:690V。ポート内デューティおよびバッテリー充電用の 60Hz（IEC 80005-3）
- 最大貨物排出量：CO_2 モード：800m^3 / hr（2 つのタンクを同時に使用）
- 最大貨物ポンプ排出量：25barg（排出マニホールドで-40 barg 316L で設計されたライン）
- 旗国：ノルウェー語（NOR）
- 補足：13～18 名の常勤スタッフ
- マニホールドの配置：OCIMF / SIGTTO 標高 A2、サイズと間隔 A3、液体 10 "、蒸気 8"

•Ship Shore Link：SIGTTO Electric Link-5 ピン

関連するコードと規格

- SIGTTO の推奨事項と液化ガス貨物輸送システムのリンクされた船/ショアの緊急停止に関するガイドライン
- 液化ガス運搬船のための SIGTTO マニホールドの推奨事項 2011 年初版
- 1987 年の ESD に対する過度のサージ圧力の緩和に関する SIGTTO ガイドライン
- SIGTTO 情報ペーパー番号 15-液化ガスターミナルの設計ガイドラインのリスト（ポートと桟橋を参照）
- SIGTTO LNG マリンローディングアームとマニホールドの排出、パージ、切断手順
- 液化ガス運搬船用の船のマニホールドと関連機器の OCIMF 標準化
- OCIMF 係留設備ガイドライン（第 4 版、2018 年）
- OCIMF マリンターミナル情報ブックレットのガイドラインと推奨事項
- 1978 年の議定書によりこれに関連する 1973 年の船による汚染防止のための国際条約（MARPOL 73/78）付属書 I、IV、V および VI reg.13、その後のすべての改正が効力を持つ
- 修正を含む船舶および港湾施設の安全のための国際コード
- ホース移送システム（該当する場合）に準拠する EN 1474-2
- IEC 80005-3-注：コードは、電気船のショア接続の接続ポイントに適用される

ナビゲーション研究

ナビゲーションシミュレーションの研究は、Bergen のパイロットの助けを借りて、概念船舶デザインを使用して行われた。この調査は、船の停泊プロファイルを理解し、比較的過酷な条件で安全に操縦できることを証明し、必要なバッテリー、パワーテイクイン（PTI）、およびスラスタの仕様を理解する上で重要であることがわかった。

調査によると、1 年のほとんどの期間、船は安全に切り替えポイント（メインエンジンからゼロ rpm）で安全にホームポートに移動し、メインエンジンの電源からバッテリー電源（PTI）に切り替えることができた。 ポイントの切り替え位置の表示を図 3.1-19 に示す。

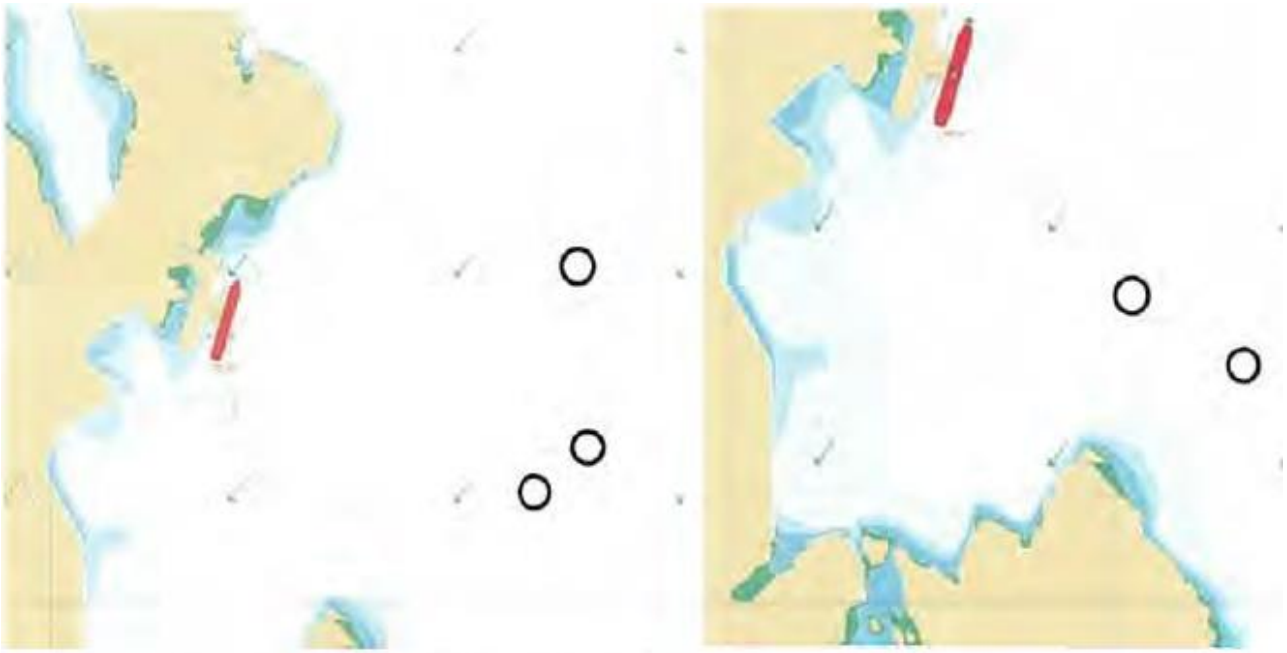


図 3.1-19　さまざまなアプローチでバッテリー電源に切り替える位置の表示

Naturgassparken の気象データが収集され、船の規則性調査にまとめられた。着岸時の風速制限は 15 m/s であり、必要な時間枠は 12 時間である。15 m/s 未満の風速で利用可能な 12 時間のウィンドウがない月間確率を表 3.1-13 にまとめる。

表 3.1-13　気象ウィンドウが利用できない確率

	Probability of no available window [%]											
Wind limit	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
<15 m/s	1.27	1.02	0.43	0.28	0	0.11	0	0.02	0.44	0.55	0.75	1.82

受入桟橋の可用性は高く、年間確率は 99.46%である。 最初の規則性の研究に基づくと、タグなしの船の停泊に関する 15 m/s の風速基準は合理的であると思われる。バッテリーのみのアプローチの場合、バッテリー容量への過剰投資を回避するために他の風および天候の制限を指定する必要があり、バッテリー電源の停泊の初期設計基準として 12 m/s が想定されている。

航海研究では、岸から船への風向（330 度）を使用したシミュレーションを維持するステーションが完成し、12m/s の条件では 1,000kW のスラスタが必要であることがわかった。提案された船のスラスタ容量要件の仕様は、15m/s の風に対して 1 kts の最小船体横速度を確保することであり、予測されるスラスタサイズは 1,000～1,500kW である。

シミュレーションのデータは、主推進エンジンが使用する出力が操縦中に最大 2.5MW であったことを示している。これは、電池推進用の 1 MW PTI / PTO の元のベースケース設計よりも高かった。PTO / PTI の重要な寸法係数は操縦性であることが確認されており、機能仕様は 12 m/s 風（バッテリー上）での安全な操縦を可能にするものでなければならない。

スラスタとメインプロペラから消費される電気エネルギーは、操縦中の推進力に必要なバッテリー容量の初期の見積もりを提供する。シミュレーションでは、バッテリーからの必要なエ

ネルギーの範囲が 150～500 kWh であり、15～30 分の持続時間を示している。居住区の負荷、係留作業、および陸上電力接続は、バッテリーのサイジングに含める必要がある。この入力に基づいて、バッテリー動作のより現実的なプロファイルが作成された。

調査はまた、操縦性が良好であることをパイロットに示し、船舶の性能が期待どおりのモデルである場合、国の規則に従えば、プロジェクト船に約 1 年の運用後にパイロット免除証明書が付与されることを期待する合理的な根拠を証明した。測定された気象条件での、フェンダーの積載および係留構成に関する基本的な桟橋の設計を含む、ミニ調査で証明された他の多くが示された。

図 3.1-20 の写真は、提案された陸上ターミナルにバッテリー電源で停泊しているモデル船を示す。

図 3.1-20　船舶の停泊

エンジン構成

Wartsila 31DF は船舶設計のベースケースエンジンであり、優れた性能を発揮する。最終的なエンジンの選択は、造船所が提案するために開かれたままになる。エンジンの選択とは関係なく、PTI を使用したバッテリー推進を可能にするメインエンジンのシャットダウンとクラッチ操作が日常の操作で実行可能であり、操縦機能が維持されていることを確認する必要がある。

メタンスリップは、LNG で実行するときのエンジンタイプと負荷によって異なり、エンジンの選択で注意深く対処する必要がある。

PTO とメインエンジンは、航海中のすべての居住区の負荷と補助消費をカバーするように設計されており、貨物運転中のショアパワーの使用は、補助エンジンの燃料としての LNG への投資の必要性に疑問を投げかける。PTO オプションは、居住区の負荷が発電機で完全にカバーされている場合と比較して、CO_2 排出量を 4～7%節約する。これは節約であり、PTO / PTI は基本ケースとして保持される。

バッテリー機能と陸上電力接続

港への進入/バッテリー電源からの離脱には、安全な航行と操縦を可能にするために相当量のバッテリパックが必要である。メインエンジンが LNG で稼働しているときのトリップのこの部

分の排出削減量は、実際には CO_2 の削減になるが、エンジンが稼働していない「サイレントアプローチ」の利点がある。過酷な気象操作プロファイルと輸送中の充電を想定した場合、バッテリーアプローチによる全体的な CO_2 削減は、総 CO_2 排出量の約 1.5%と推定される。バッテリー推進オプションの削減コストは比較的高く、そのオプションの価格がヤードからわかったときに再評価する必要がある。

ヤードの詳細な船の設計では、バッテリーの推進力について次のプロファイルを考慮する必要がある。

- 10 分間のバッテリー電力での 4 kt の蒸気と該当する居住区の負荷
- 20 分間の平均推進力 750kW での操縦+該当する居住区の負荷
- スラスタ負荷 40%で 15 分間の係留+該当する居住区の負荷
- ショア電源接続を 15 分間待機（居住区の負荷のみ）
- バースの離岸は、期間が短くなると想定される同様のプロファイルが含まれる。

現在の調査では、陸上電力に加えて、PTO とメインエンジンからの輸送中に 25～80%の SOC のバッテリーの利用と充電を考慮して、2.2 MWh の容量のバッテリーを取り付ける必要性が示されている。ベンダーが提案された充電サイクルで寿命を確認した場合、操縦中に居住区の負荷または推進力の負荷を削減できる場合、またはバッテリー推進力の使用に関する設計基準を下げることにより、バッテリー容量は減少する可能性がある。提案されているバッテリー運用プロファイルは、すべての停泊中の 90%以上をカバーする。

FEED 中にバッテリーの充電と陸上電力の計算を行ったところ、1 MW 定格の陸上電力接続は、充電に加えて貨物運航中の船の負荷をカバーするのに十分であることを示した。

(7) 休止

a) 概要

このセクションでは、CO_2 注入の終了後の設備について説明する。シェーピング、陸上保管、パイプライン、海中機器、アンビリカル、ケーブル、ウェルは廃止される。

用語：停止は、低温段階（または停止）、再利用（リサイクル）、廃棄を含む廃止措置活動の全サイクルを推測する。

停止はフェーズ 1 の実証プロジェクトの CO_2 注入（1.5 MT/年）に関連するが、活動の説明はフェーズ 2 の CO_2 注入（5 MT/年）にも同様に適用され、追加のウェルを収容するために、陸上貯蔵と海底インフラストラクチャの拡張とともに追加の船が必要になると想定される。12 インチのパイプラインは、5 MT/年の CO_2 注入というフェーズ 2 の容量に対応できるサイズになっている。

休止活動は、フェーズ 2 CO_2 注入の終了後に開始されると想定されている。

一般に、休止は関連するすべての国内および国際基準に従って実施される。

b) 船舶

配送の中止は香港条約に従って行われ、最終設計が指定された造船業者によって承認されるため、これを可能にする機能は建設中に対処される。

2009 年には、安全で環境に配慮した船舶のリサイクルに関する香港国際会議（香港会議）が

採用された。

香港条約は、船が運用寿命に達した後にリサイクルされる場合、人間の健康、安全、環境に不必要なリスクをもたらさないことを保証し、解体のために販売された船にはアスベスト、重金属、炭化水素、オゾン層破壊物質などの環境的に有害な物質、また、世界の多くの船舶リサイクル施設での労働条件や環境条件について提起された懸念にも対応している。

香港条約の文章は、IMO 加盟国および関連する非政府組織からの情報を基に作成され、国際労働機関およびバーゼル条約の締約国と協力して作成された。

条約の規定は、船舶の安全性と運用効率を損なうことなく、安全で環境に配慮したリサイクルを促進するための船舶の設計、建設、運用、準備をカバーしている。安全で環境に配慮した方法での船舶リサイクル施設の運営や船のリサイクルのための適切な実施メカニズムの確立、認証と報告要件の組み込みである。

香港条約では、リサイクルのために船を送ることを義務付けている。

船のリサイクルヤードは、船とその在庫に応じて、各船のリサイクル方法を指定する「船のリサイクル計画」を提供する必要がある。締約国は、管轄下の船舶リサイクル施設が条約に確実に準拠するように効果的な措置を講じる必要がある。

c) 陸上施設

プラントの在庫を最小限に抑えた後、残留液はプラントの排水/ベントシステムを通じて大気に排出される。その後、メインプロセスプラントを空気でパージして、解体を安全に行うことができる。施設の撤去を計画し実行する専門の解体業者が選ばれる。

メインのプロセスプラントと材料は、汚染を引き起こし、危険な廃棄物処理を必要とする環境にさらされていない。従って、可能な限りのプラントと材料を検査およびテストして、再利用の可能性を確認することを勧める。機器と材料の廃棄は、次の優先順位で行われる。

- 可能な限り再利用
- 廃棄物のリサイクルを最大化
- 専門家による処分
- 埋め立て

貯蔵船の再販または再利用を検討している場合、取り外し手順は、重量物運搬業者の利用を伴う取り付け手順の逆になる。この場合、船舶は建設用桟橋を介してサイトから一体的に取り出される。リフトラグとテーリングラグは、将来の取り外しを容易にするために保管容器に保持される。

貯蔵容器を廃棄する場合は、容器の殻を切断して部分的に持ち上げることができ、重量物運搬業者の必要性が減る。その後、道路や海上輸送に適するように、現場でさらに切断することがでる。

粉塵の迷惑を避けるため、専門の請負業者が容器の遅れを取り除き、処分する。変圧器、開閉装置、計装、HVAC 機器の除染と廃棄は、機器のタイプに応じた標準プロセスに従う。

サイトの修復は、廃止措置後の土地利用に依存する。一般に、土地は植物のデータムに復元され、再開発の機会に応じて桟橋施設を含むインフラストラクチャが除去される。ケーブルや配管などの地下サービスは撤去され、廃棄物リサイクルに送られる。

修復の程度は、解体の環境/リスク評価の対象となる場合があり、回収された材料はリサイクルにおいてほとんど価値がない。

3.2 その他の海外での取り組み

3.2.1 概要

IEA では、2004 年に三菱重工が CO_2 の船舶輸送についてまとめており、2017 年には船舶でアメリカからヨーロッパにエタンを輸送し、帰りに CO_2 を輸送する FS 調査をまとめている。また、2020 年には CO_2 輸送インフラの状況と課題をまとめている。

また、オランダでは 2011 年に Vopak と AnthonyVeder が、CO_2 液体ロジスティクス輸送コンセプト（LLSC）を開発した。

これらの概要を以下に示す。

3.2.2 IEAGHG R&D Programme Ship Transport of CO2（文献④）

(1) 背景と概要

CO_2 は、回収サイトと貯留サイトの間で輸送する必要がある。これまでパイプラインに最も注目が集まってきたが、状況によっては、船の輸送コストが低くなり、パイプラインで簡単にアクセスできない CO_2 貯留層を使用できるようになる可能性がある。この研究の目的は、CO_2 の船舶輸送システムの技術、コスト、温室効果ガス排出量を評価することである。この調査は、日本の三菱重工業株式会社によって実施される。

船で CO_2 を輸送する好ましい方法は、加圧された極低温液体である。CO_2 船舶輸送システムは、次のコンポーネントで構成される。

- CO_2 液化プラント
- 中間貯蔵タンク
- 港の荷積み施設
- 船
- 荷降ろし施設

この調査では、これらの各コンポーネントについて説明し、それらのコストと CO_2 排出量を評価する。全体的なコストは、パイプライン輸送システムおよびハイドレートを使用する代替の船舶輸送システムのコストと比較される。

次のパラメーターに対する感度が評価される。

- 輸送距離
- 船のサイズ
- 船速
- 液化プラントへの CO_2 入力の圧力

この研究では、同じ船で CO_2 と LNG を輸送する可能性も考慮している。これは、LNG が生産される地域に CO_2 を貯蔵する場合に興味深いかもしれない。

この調査は、20,000 トン/日の CO_2 の輸送に基づいている。これは、約 1,000MW の石炭火力発電所または 2,200MW の天然ガスコンバインドサイクル発電所からの出力に相当する。

(2) 結果と討議

a) 技術の状況

少量の液体 CO_2 はすでに船で輸送されており、船は液化石油ガス（LPG）や液化天然ガス（LNG）などの他のガスの大量輸送にも使用されている。LNG は通常、大気圧および-162°C で極低温液体として輸送される。LPG は通常、小型船では高圧、中型船では圧力と低温の組み合わせ、大型船では低温のみによって液相に保たれる。CO_2 は、大気圧では液体を形成せず、冷却されると気体から固体に直接通過するため、加圧された低温液体として輸送する必要がある。CO_2 の大規模な船舶輸送の推奨条件は、0.7MPa（7 bar）および-50°C である。

ほとんどの LNG 船の容量は 120,000～140,000m^3 で、船のサイズは大きくなっている。既存の最大の加圧冷凍ガス輸送船の容量は約 30,000m^3 である。この研究では、CO_2 船について、

10,000 トン、30,000 トン、および 50,000 トンの 3 つの容量が考慮されている（1 トンの液体 CO_2 は 1m³ よりわずかに少ない量を占める）。そのような船は今では大きな困難なしに建造することができた。必要に応じて、将来的に大型船を建造する可能性がある。

b) CO_2 の液化

ほとんどの CO_2 回収プロセスは、大気圧またはわずかに高い圧力でガス状の CO_2 を生成する。CO_2 回収プラントが港の近くに建設された場合、CO_2 は液化プラントに直接供給され、そこで圧縮され、外部の冷凍回路を使用して冷却され、次に部分的に減圧されて最終冷却が行われる。回収プラントが港から離れている場合、CO_2 は圧縮され、高圧パイプラインによって液化プラントに輸送される必要がある。この場合、液化プラントで CO_2 を圧縮する必要がないため、消費電力が大幅に削減される。

この研究では、2 つの液化プラントの入口圧力が評価された。

- 0.1MPa、燃焼後の回収プラントからの出力を表す
- 10MPa、高圧 CO_2 パイプラインからの出力を表す

公表されている CO_2 回収のコストには、通常、約 10MPa の圧力までの CO_2 圧縮が含まれる。このレポートに記載されている船舶輸送のコストを公表されている CO_2 回収のコストと組み合わせる場合は、10MPa の入口ガスのコストを使用する必要がある。

c) 中間貯蔵と荷役

この調査では、港湾料金を含む、港での CO_2 の荷降ろしのコストを考慮に入れている。実際には、CO_2 は、海底地質貯留または海洋貯留のいずれかのために、陸上施設で荷降ろしされる可能性がある。海上施設のコストはサイト固有であるため、この調査には含まれていない。これにより、コストが高くなる可能性があるが、通常、海上の荷降ろしには港湾料金は支払われない。

CO_2 回収は継続的なプロセスであるが、船の輸送サイクルは慎重であるため、荷積み港にバッファー貯蔵施設を設ける必要がある。この研究では、CO_2 は、それぞれ容量 20,000m³ の加圧球形タンクに極低温液体として貯蔵される。必要な貯蔵の量は、配送プランによって異なる。荷降ろし港にはバッファー貯蔵容量は必要ないと想定されていた。これは、最終的な CO_2 貯留施設が変動する CO_2 供給に対応できることを前提としている。

d) CO_2 輸送船

10,000、30,000、50,000 トンの CO_2 の 3 つの船のサイズが評価された。10,000 トンと 30,000 トンの船には 4 つの球形タンクが含まれ、50,000 トンの船には 5 つのそのようなタンクが含まれるこの研究では、15 ノットと 18 ノット（27.78 km / h と 33.34km / h）の 2 つの船速も評価した。

CO_2 輸送コストと排出量は、200km から 12,000km までのさまざまな距離で推定された。これらの距離を文脈に当てはめると、日本からペルシャ湾までは約 12,000 km、日本から北オーストラリアまでは約 6,000km になる。近い将来、CO_2 はそれほど長距離輸送されないだろうが、主要な石油およびガス生産地域における大きな潜在的な CO_2 貯留容量を十分に活用するには、長期的には必要になるかもしれない。LNG はすでにそのような距離を輸送されている。

e) 費用

3 つの異なる船のサイズ、2 つの液化プラントの入口圧力、および輸送距離の範囲に対する CO_2 輸送のコストを図 3.2-1 に示す。コストは、15 ノット（27.78 km/h）の船速に基づいている。短距離での曲線の不連続性は、船の積み下ろしのタイミングの制約によるものである。

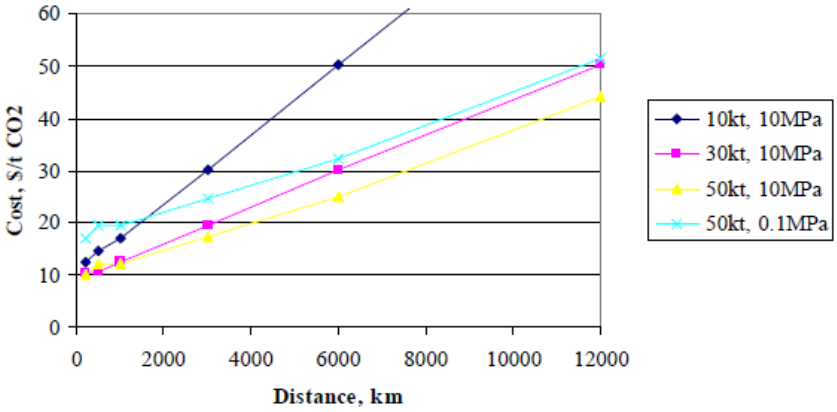


図 3.2-1　船のサイズと距離に対する CO2 輸送のコストの感度

船のサイズが 10,000 トンから 30,000 トンに増えると、全体的なコストは大幅に減少するが、30,000 トンから 50,000 トンの間のコストの減少ははるかに小さく、規模の経済がさらに制限される可能性がある。

ケースの 1 つ（50,000 トン、15 ノットの船、10 MPa の供給ガス）のコストは、図 3.2-2 の主要コンポーネントに分類される。

短距離輸送の場合、CO_2 貯留のコストと港湾コスト（港湾料金と荷積み/荷降ろしコスト）が最も重要であるが、長距離輸送の場合、船のコストが最も重要になることがわかる。図 3. 2-2 のように CO_2 が 10MPa で供給される場合、液化のコストは小さく、$ 1.5/t-CO_2 である。CO_2 が 0.1MPa で供給される場合、液化のコストは$ 8.7/t-CO2 に増加する。

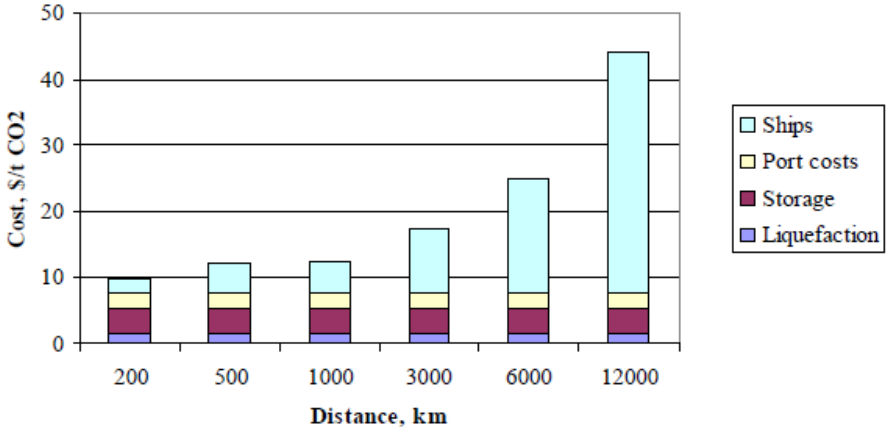


図 3.2-2　CO_2 輸送コストの内訳

船速を 15 ノットから 18 ノットに上げると、船の資本コストがわずかに増加するが、特定のサイズの船で年間より多くの CO_2 を輸送できるため、全体的な効果は、輸送される CO_2 1 トンあたりの固定費を削減する。ただし、この速度の増加により、1km あたりの船の燃料消費量が約 55%増加し、その結果、燃料費が高くなる。全体として、船速の違いは CO_2 輸送のコストに

7%未満しか影響しない。最適な船速は、輸送距離と船の運航スケジュールによって異なる。

f) CO_2 排出量

船舶輸送の全体的なシステムは、CO_2 の直接的および間接的な排出をもたらす。

- 船や陸上の貯蔵タンクからのボイルオフ
- 船のエンジン（燃料油）
- CO_2 液化（電気）

50,000 トンの船、10 MPa の供給ガス、15 ノットの船の場合の排出量は、図 3.2-3 に要約される。

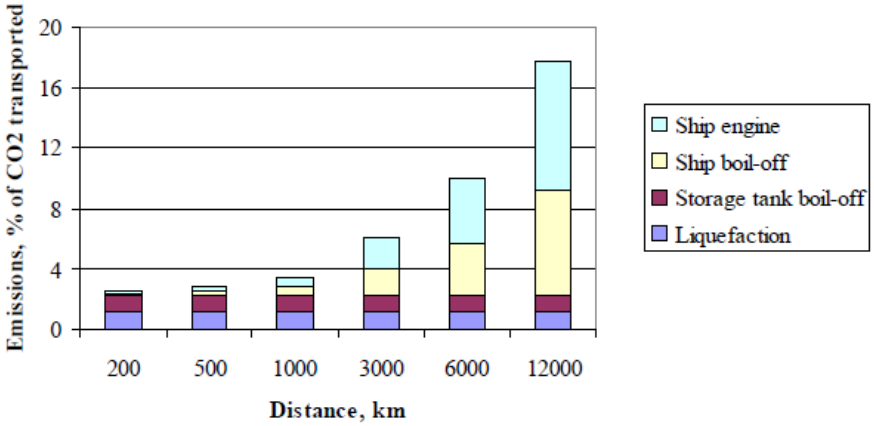


図 3.2–3　船舶輸送からの CO_2 排出量

図 3.2-3 に示す例では、消費電力に起因する間接排出を含む総 CO_2 排出量は、200 km で輸送される CO_2 の約 2.5%、12,000 km で約 18%である。輸送距離が短い場合は、陸上貯蔵タンクからの液化とボイルオフからの排出が最も重要であり、船からの長距離輸送排出（タンクからのボイルオフとエンジンからの排出）が最も重要である。

CO_2 が大気圧で供給された場合、液化からの排出量は大幅に増加する。全体の排出量は、図 3.2-3 に示すよりも 9%高くなる。船速を 15 ノットから 18 ノットに上げると、輸送される CO_2 1 トンあたりの船のエンジンからの排出量は約 55%増加するが、航海が速くなるため、船のタンクからのボイルオフは減少する。全体の排出量への影響は輸送距離とともに増加するが、例えば、3,000km で輸送される CO_2 の約 1%に相当する。

特定の CO_2 排出量は、小型船の方が高くなる。たとえば、10 MPa で供給される CO_2 の場合、10,000 トンの船で 1,000 km の CO_2 を輸送することによる全体的な排出量は、50,000 トンの船での輸送よりも 38%高くなる。船のエンジンからの排出量は 3.4 倍になる。

必要に応じて、船舶輸送からの CO_2 排出量の一部を回避することができる。陸上貯蔵タンクからの CO_2 のボイルオフは、比較的簡単に再圧縮および再液化でき、船からのボイルオフを再液化することは可能かもしれないが、これの実現可能性とコストは評価されない。輸送距離が長いことを除けば、量は少ない。船のエンジンから排出される CO_2 を回収して液化することは、比較的費用のかかる選択肢となる可能性がある。長期的には、水素などの低排出エネルギーキャリアを使用して船舶に電力を供給することもできる。

g) パイプライン輸送との比較

図 3.2-4 では、船による CO_2 輸送のコストを、陸上および沖合のパイプラインで同じ量の CO_2（20,000 t/d、6.2 Mt/y）を輸送するコストと比較している。液化、バッファー貯蔵、船の積み下ろしの固定費のため、短距離では船の輸送は比較的高価であるが、長距離では船の競争力が高まる。この量の CO_2 の場合、約 700 km を超える距離のオフショアパイプラインや約 1,500 km を超える距離のオンショアパイプラインよりも、船で CO_2 を輸送する方が安価である。

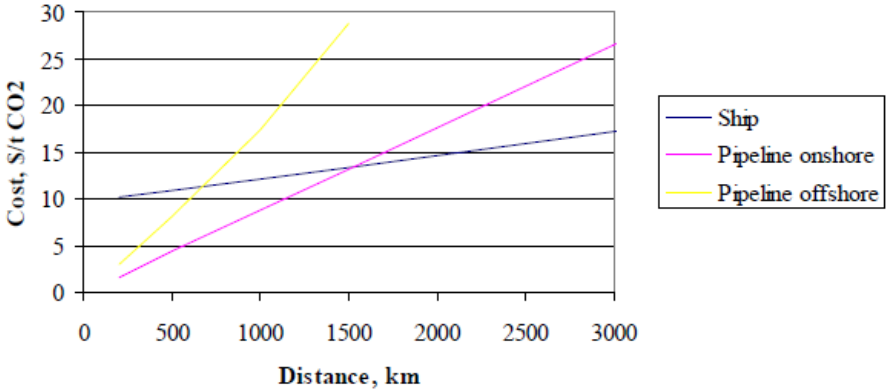


図 3.2-4　船舶とパイプラインのコストの比較

この研究では、輸送される CO_2 の量がコストに与える影響を評価していない。同じサイズの船が使用された場合、規模の経済は主にバッファー貯蔵と液化の節約に限定される可能性がある。対照的に、パイプラインにはかなりの規模の経済がある。輸送される CO_2 の量を 5 倍に増やして約 30 Mt/y にすると、パイプライン輸送の特定のコストは約半分になる。船舶輸送のコストの削減がなかったと仮定すると、損益分岐距離は、海上パイプラインで約 1,500 km、陸上パイプラインで 3,000km 以上になる。従って、船は長距離と少量の CO_2 に対してより競争力がある。

パイプラインと船を比較するときは、CO_2 を輸送しなければならない距離が必ずしも同じであるとは限らないことに留意する必要がある。船の輸送距離は、介在する陸塊の存在に依存する。パイプラインの距離は、山や人口密度が高く環境に敏感な地域を避ける必要性など、地理的特徴によって異なる。パイプラインが他の国を通過する必要がある場合は、政治的な考慮事項や料金も発生する可能性がある。図 3.2-4 のパイプライン費用には、輸送費は含まれていない。

船は、他のルートにリダイレクトできるため、運用の柔軟性が高いパイプラインよりも優れている。船舶輸送のこの側面は、この研究では検討されていない。詳細なサイト固有のケーススタディが必要になる。

h) 同じ船舶での CO_2 と LNG の輸送

将来的には、LNG が生産されている地域の枯渇したガス田に貯蔵するために船で CO_2 を輸送する必要があるかもしれない。兼用船を使用して、一方向に CO_2 を輸送し、他の方向に LNG を輸送することが可能かもしれない。調査請負業者は、そのような船の実現可能性についてコメントした。

LNG は通常、大気圧および-162°C で輸送される。CO_2 輸送に必要な、7 bar で動作する圧力船で輸送する場合、温度を約-130°C に下げることができる。ただし、これは CO_2 に必要な-50°C

よりもはるかに低温である。はるかに低い温度で動作する必要があると、CO_2 船のコストが増加する。LNG と CO_2 の汚染も重要な問題である。LNG を積み込む前に貨物タンクから CO_2 をパージするのに数日程度の時間がかかる場合があり、その逆の場合もある。これは、総移動時間のかなりの部分になる可能性がある。6,000km の片道旅行は 10 日未満かかる。特に輸送距離が短い場合は、港のすべての入り口で貨物を交換することは勧めない。

CO_2 を長距離輸送する明確な必要性が生じた場合、二重目的船に基づく完全な輸送システムの定量的評価を実施することは価値があるかもしれない。

i) 船による液体 CO_2 と CO_2 ハイドレート輸送の比較

船で CO_2 を輸送する別の方法は、CO_2 ハイドレートとしてである。理論的に純粋な CO_2 ハイドレートは、ほぼ 30 重量%の CO_2 を含み、残りは水である。このようなハイドレートは、大気圧およびわずかに氷点下の温度で準安定である。これは、加圧や深冷なしで大量に輸送できることを意味する。IEA GHG は最近、CO_2 ハイドレートの船舶輸送の実現可能性とコストの予備評価を含むレポートを公開した（レポート PH4/26）。その調査で輸送された CO_2 の量は、この調査と同じ 20,000 t/d である。ハイドレート調査で選択されたばら積み貨物船のサイズは 169,400 トンであり、これはこの調査で検討された最大の船サイズである約 50,000 トンの CO_2 に相当する。ハイドレート船は大きくなるが、CO_2 1 トンあたりの船のコストは、低温の加圧タンクが必要ないため、液体 CO_2 輸送船よりも低くなるが、船でハイドレートを取り扱うことのコストへの影響についてはかなりの不確実性がある。ただし、ハイドレートの製造コストは、CO_2 液化のコストの 10 倍以上になる。全体として、2 つの方法を一貫して評価すると、CO_2 をハイドレートとしてではなく液体として輸送する方が約 15 ドル/トン安くなる。

3.2.3 Feasibility Study for Ship Based Transport of Ethane to Europe and Back Hauling of CO2 to the USA（文献⑤）

（1）概要

この FS 調査は、USDOE に代わって IEA 温室効果ガス R&D プログラムから委託された。この調査は、米国の Fern Oil 社（Astrup-Fearnleys AS の一部門）が主導した。

この研究は、エタンを米国から海上専用船でヨーロッパに輸送するという新しい概念の第一段階評価である。これは標準設計から変更され、エタンと CO_2 の両方を運ぶように装備されているため、CO_2 を米国に輸送（バックホール）して、CO_2-EOR オペレーションで使用できる。

a) エタンのヨーロッパへの輸送

米国のシェールガスブームはまた、競争力のある価格でエタンのような液体製品の生産をもたらした。2016 年、米国は最初にパイプラインでエタンをカナダに輸出し、次に液化船で 2016 年 3 月にノルウェーに、英国に 2016 年 9 月に輸出を開始した。エタンは、プラスチック生産やその他の産業用途の主要原料として使用されており、北海からの供給が減少し始めるなど、英国およびノルウェーの製品の生産を後押しすることが期待されている。

石油化学製品、特殊化学品、石油製品のグローバルメーカーである INEOS は、米国からのエタンの購入、流通、出荷について 15 年間の契約を締結し、当面のヨーロッパにおける石油化学製品資産の経済性を支えた。INEOS は Evergas（デンマークの造船専門家）と提携して、大西洋を横断してエタンを輸送する新しいクラスの船、Dragon 級を建設した。これまでに 4 隻が建造されており、2017 年にはさらに 4 隻が建造される。Dragon 級船には、液化天然ガス（LNG）、エタン、液化エチレンガス（LEG）、液体石油ガス（LPG）などの 27,500m^3 のガスを貯蔵する自律型 C タイプのバイローブタンクが装備されている。

b) エタンキャリアの CO_2 のバックホールへの適合

この研究では、CO_2 を運ぶ新しいエタン船を設計する可能性を第一原理から検討した。最初の前提は、ノルウェーの LNG 船は LNG と CO_2 の両方を輸送するように設計されているということであった。ノルウェーの海運会社 IM Skaugen は、7 mbar、-104℃の定格で 6 隻の 10,000 m^3 の船を保有しており、液化 CO_2（LCO_2）の輸送に登録されているが、通常の貨物は LPG である。船がまだ CO_2 輸送に使用されているかどうかは文献から明らかではない。船は Dragon 級の船よりも規模が小さく、液化ガスを大西洋に輸送するのには適していない。

研究は、技術的には、LCO_2 や他のガスを輸送できる Dragon 級の船のような新しい多燃料船を建造することが可能であると結論付けている。調査で強調された課題の 1 つは、LCO_2 を輸送するために必要となる貨物タンクの最大許容作動圧力が、設計上の問題を引き起こす可能性がある LPG サービスの場合よりも高いことである。しかし、これらの問題は、上記で特定された小型のデュアル LNG / CO_2 船で解決されたと認められている。既存の船は LCO_2 を運ぶための改造に適していないかもしれないが、液化シェールガス製品の将来の輸出需要を満たすために新しい船の建設が計画されている場合、将来の新しい建造船はこの設計の適応を検討することができる。

c) 米国における CO_2 の市場需要

CO_2を米国に輸送する原動力は、米国における EOR のための CO_2需要の予測される増加である。この研究は、米国における CO_2-EOR の成長に対する単一の最大の制約は、米国自体における十分な経済的に実行可能な CO_2の供給源の欠如であると結論付けている。従って、米国での EOR の CO_2の将来の成長と需要を満たすために、米国への CO_2のオフショア供給を検討したいという願望がある。調査の時点では、石油の価格は 1 バレルあたり約 100 ドルであったが、それ以来、価格は大幅に下がっている。これにより、今後数年間、米国の国内 CO_2-EOR の成長が抑制される。米国における CO_2の予測需要は、従来の CO_2-EOR 運用で年間 90～260 億トンであった。残油再生需要を考慮すると、CO_2のこの需要予測は 75%増加する可能性がある。

この調査では、ヨーロッパから輸出された CO_2の価格がどのように見えるか、およびこれが米国の EOR の CO_2のコストモデルに適合するかどうかを検討する経済分析は行われなかった。

d) ヨーロッパで出荷するための CO_2の生産

ヨーロッパの大規模な点源排出量は、2005 年の 1.5Gt CO_2に相当し、そのうち 400 の排出源がこれらの排出量の 75%を占めていた。従って、米国の CO_2-EOR 需要を満たすのに十分以上の CO_2がある。しかし、ヨーロッパ大陸には CO_2を供給できるかなりの数の CO_2発生源があるが、米国に輸出するために CO_2を供給することができるヨーロッパで運用可能な CCS プロジェクトは現在ない。2018 年から 2020 年にかけてオランダで開始される可能性のある最初のプロジェクトは、温室効果とガス田への注入に使用される CO_2である。このプロジェクトは現在までに大幅に遅れており、実際の開始日は依然として不明である。現在のところ、3 年間の運用のみが計画されている。その後、計画中のプロジェクトはノルウェーのみであり、2022 年以降は稼働しない。現在、CO_2を輸出するために必要な量の CO_2を輸送するインフラストラクチャはない。このようなインフラストラクチャは、早くても 2025 年までに構築される可能性は低い。

米国の CO_2の現在の市場価値は、10～30 ドル/t である。そのような価格は、それだけではヨーロッパでの CCS プロジェクトの開発やパイプラインの構築を刺激して米国市場に供給することはないが、将来的にそのような開発を促進するのに役立つ可能性がある。

e) 結論

この報告書では、CO_2 を改良エタン船で米国に輸送するための概念的な考え方を検討している。引き出すことができる主な結論は次のとおりである。

1. エタンがヨーロッパに輸出されている間、同じ船が LCO_2船に改造されることはほとんどない。米国に CO_2を輸送する市場の需要を満たすために、新しい船を建造する必要がある。
2. 米国では EOR の CO_2に対する近い将来の需要がある可能性がある（石油プロセスが 100 ドル/バレルに回復する場合）が、近い将来、ヨーロッパから大量の輸送可能な CO_2が存在することはほとんどない。

要約すると、これは興味深い概念であり、すぐに却下されるべきではない。しかし、ジグソーパズルのすべての部分が現時点では定位置に配置されておらず、今後 5～10 年でそうなると

は考えられない。

また、米国湾岸から極東への LPG とエタンの貿易も現在始まっており、このタイプの将来の調査のためにこれらのルートについて同様の検討事項が存在する可能性があることにも注意しておく必要がある。

(2) 行政上の概要

CO_2 の船上輸送を使用することの実現可能性に関するこの予備的調査は、2014 年大統領メモで指示されているように、米国エネルギー省（DOE）の Quadrennial Energy Review（QER）の一部として行われた。2015 年 4 月に発行された QER は、米国のエネルギーインフラストラクチャの現在および将来の状況と、経済競争力、エネルギー安全保障、環境責任、特に気候変動の緩和を促進する能力に焦点を当てている。

この予備的な FS 調査で評価された CO_2 の船舶ベースの輸送、エタンと液体石油ガス（LPG）で構成される余剰の天然ガス液体（LNG）を米国から国際市場に輸送し、CO_2 を「バックホール」として米国市場に輸送する。米国に上陸した CO_2 は、国内の CO_2 原油増進回収（CO_2-EOR）産業で使用および保管される（図 3.2-5）。

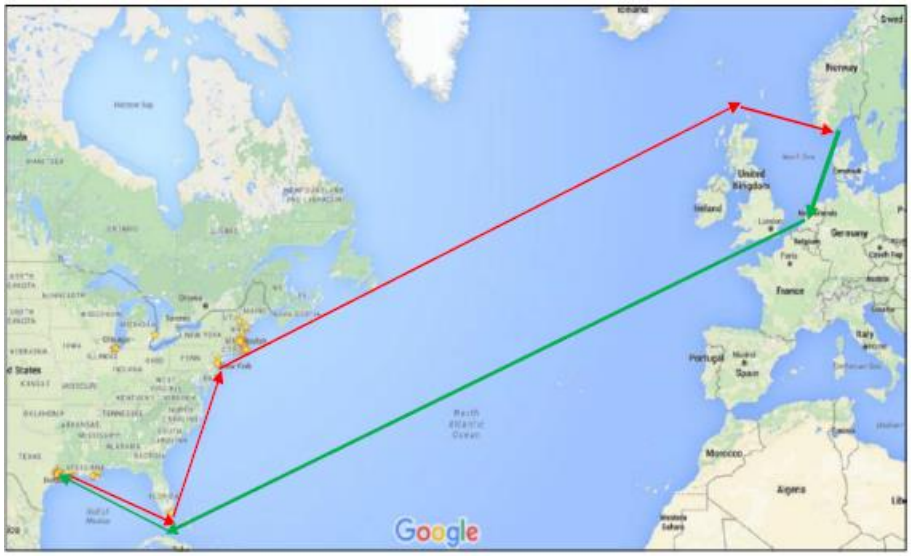


図 3.2-5　架空の航海：ニュージャージー州マーカスフックでのエタンの積み込み、北西ヨーロッパでのエタンの排出（赤線）、ロッテルダムでの CO2 の積み込み、米国ガルフコーストでの排出（緑の線）

この評価の一部として ABS コンサルティングが実施した、CO_2 の船上輸送の実現可能性に関する独立した評価では、「技術的な観点から、液体 CO_2 は適切な液化ガス船に搭載でき、承認、注意事項、および取り扱い手順と同様である。船に貨物として運ばれる他の液化ガス（LNG、LPG など）に使用される。」CO_2 の船上輸送の実現可能性と課題の詳細については、以下とこのレポートの残りの部分で説明する。

a) CO_2 の船舶輸送と米国のエネルギー安全保障。

CO_2 の船上輸送の使用の実現可能性と市場の可能性に関するフェーズ I の調査では、この革新的なインフラストラクチャオプションが、QER で DOE によって設定された米国のエネルギーと気候変動の目標を大幅にサポートすることがわかる。例えば：

- 船舶ベースのCO_2輸送、困難なCO_2貯留オプションがある国または地域から米国のCO_2-EOR市場へのCO_2の輸送は、米国のCO_2-EOR産業の経済競争力と実行可能性を高め、それにより国内のエネルギー安全保障を強化する。
- 米国には、信頼できる手頃な価格の人為的CO_2供給（CO_2排出）が産業施設や発電所から回収されるという大きな市場がある。残油地帯（ROZ）資源の最近の認識と評価は、CO_2の市場を大幅に拡大した。
- 米国には、すでに輸出されている大量の天然ガス液（エタンおよびLPG）の生産があり、輸出可能である可能性のある大きな追加の資源の可能性がある。LNGは天然ガス生産の副産物であり、この製品をパイプラインおよび市場の仕様に適合させるには、天然ガスから分離する必要がある。このように、天然ガスとLNG生産産業は、実行可能な国内産業を促進するために輸出市場の拡大を必要としている。

b) CO_2の船上輸送の技術的および経済的実現可能性。

CO_2パイプラインオペレーター、米国沿岸警備隊のエンジニアリングおよび危険物スタッフ、低温ポンプメーカー、LPG 船の経営幹部との話し合いに基づいて、技術的な観点から、液体CO2 は、承認、予防措置、および同様の取り扱い手順で適切な液化ガス船に搭載できる。 船上で貨物として運ばれる他の液化ガスに使用される。極低温液体ガスの輸送に長年の経験を持つ、定評のあるヨーロッパの液化ガス運搬船の上級幹部から受け取った電子メールメッセージを引用すると、「技術的にはCO_2の輸送はたいしたことではない。サプライチェーンを最適化するには、温度/圧力を選択する必要がある。」

液化CO_2（LCO_2）の輸送に既存の液化ガス運搬船を利用する際の最大の課題は、貨物タンクの最大許容使用圧力であり、通常の LPG サービスで使用される圧力よりも高くなる。LCO_2を運ぶことができる既存の液化ガス運搬船はあるが、圧力能力を高める必要があるため、一般に小型で長距離の大西洋横断輸送には適していない。LCO_2バックホールサービスに適した船は、「ハンディサイズ」のガス運搬船のカテゴリーに分類される。約 15,000m^3から 30,000 m^3の容量の船舶である。

「ハンディサイズ」の液化ガス運搬船の既存の設計は、LCO_2の輸送を可能にするために、新造設計段階で調整する必要がある。標準の液化ガス運搬船のコストよりわずかに高いコストでLCO_2対応の船を指定するために、増加した数の新規建造注文を利用する機会があるかもしれない。

c) 国内 LNG（エタン、LPG）生産の増加量。

米国の「シェールガス革命」により、国内の天然ガス生産は米国のニーズを完全に満たし、活気のある LNG 輸出産業をサポートすることも可能になった。さらに、「シェールガス革命」により、液化天然ガスの大量生産（エタンとプロパン、ブタン、ペンタン（LPG））にもつながった。この天然ガスおよび副産物の LNG 生産の増加は非常に大きく、急速であるため、国内需要を超えており、米国は LNG、特に NGL の大規模な純輸出国になることができる（図 3.2-6 を参照）。シェールガスの生産が成長し続けるにつれて、LNG の輸出も成長する必要があり、エタンやその他の LPG を世界市場に船上輸送するための輸出製品の強力な基盤を提供する。さ

らに、米国には、技術的に回復可能な重要な資源基盤があり、有利な需要と価格条件の下で、今後何年にもわたって LNG および LPG 供給のさらなる成長の基盤を提供する可能性がある。

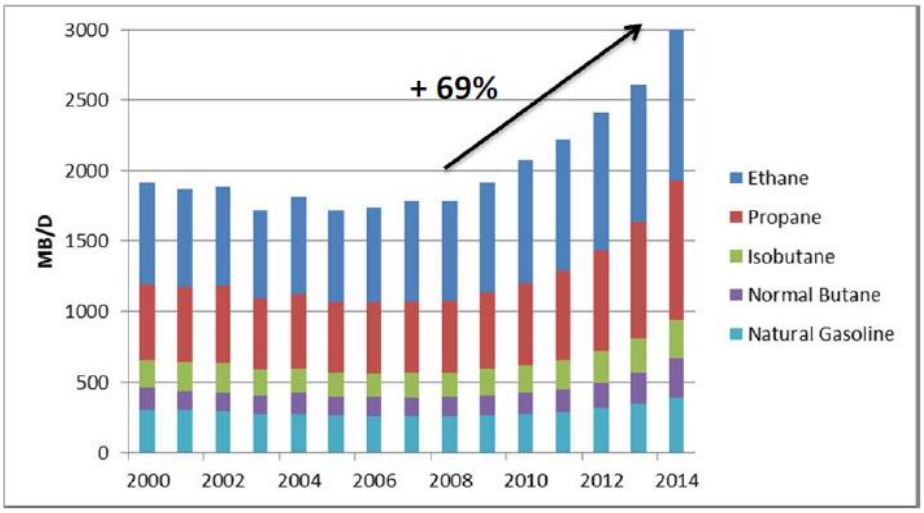


図 3.2-6　国内 LNG 供給の成長

d) 米国の CO_2-EOR 産業の CO_2 市場。

米国には、実績のある技術と数十年の成功したアプリケーションに基づいて構築された、活発で成長している CO_2-EOR 産業がある。今日、米国では 136 の異なる CO_2-EOR プロジェクトが進行中であり、購入した CO_2 を 1 日あたり 35 億 ft^3 使用し、さまざまな地質学的および地理的環境から 1 日あたり約 30 万バレルの原油を生産している。注目すべきは、米国の湾岸地域における主要な CO_2 輸送ネットワークの利用可能性である（図 3.2-7）。

CO_2-EOR ベースの石油生産は、過去 10 年間、着実に成長しており、天然および工業用の両方の CO2 供給の可用性に支えられている。最近、CO_2-EOR 業界は、CO_2 の産業供給を利用して、湾岸と中部大陸に新しい「足場」を確立した。しかし、CO_2-EOR を使用して国産油の生産を増やすことに対する唯一の最大の制約は、十分な、経済的に実行可能な CO_2 の供給がないことである。

CO_2-EOR の最初の目標は、既存の米国の油田の主な有料ゾーンに「置き去り」にされた 4,140 億バレルの石油である。このうち、2840 億バレルは CO_2 で強化された石油の回収に技術的に実現可能であり、90 から 260 億トンの CO_2 の需要を生み出している。

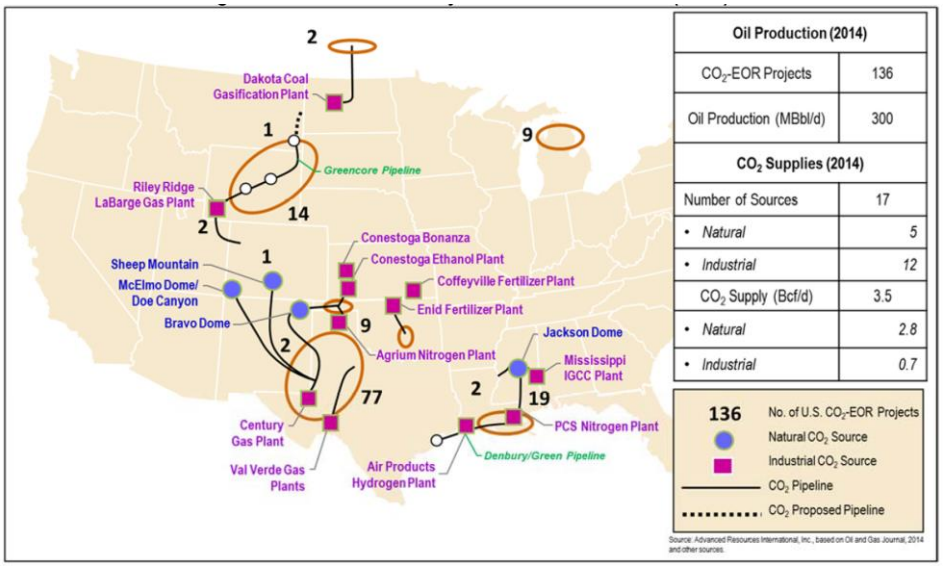


図 3.2-7　CO_2-EOR プロジェクトと CO_2 源（2014）

石油貯留層のメインペイ部分で一次および二次回収後に「取り残された」油に加えて、多くの残留油ターゲットが、残留油帯（ROZ）と呼ばれる油層の下部（油層の水と油の接触の下）に存在する。高度なリソースは、West Texas の Permian 紀盆地の 12 郡にある San Andres 層の ROZ の「fairways」に、1,192 億バレルの残油がさらに存在することを記録している。高度なリソースによる貯留層モデリングは、ROZ 内の原油のかなりの量が混和性 CO_2-EOR を使用して技術的に回収可能であることを示している。このリソースの「高品質」の部分は、適度な原油価格での商業的実行可能性を約束する。

e) CO_2 の船上輸送には多数の前例が存在。

LNG 産業の発展に伴い、液化ガスの米国への輸送と輸入（および輸出）が確立された。さらに、CO_2 の越境移動の先例は、CO_2-EOR で使用するために米国（Dakota ガス化施設）からカナダ（Weyburn 油田）に CO_2 を輸送することで確立された。

(3) 次のステップの提案

1. LCO_2 の輸送に関するシステムの変更と容器仕様の追加検査のための詳細な設計調査の実施。

ABS 調査では、CO_2 バックホールの概念は、適切な予防策を講じれば技術的に実現可能であることがわかった。この CO_2 輸送オプションの技術的実行可能性をさらに確立するには、特定の船舶、封じ込めシステムの変更要件、通商ルート、実際の CO_2 の売り手と買い手、ロードポートと排出ポート、インフラストラクチャ要件を識別する追加の調査を完了する必要がある。

2. CO_2 の船上輸送の経済的実現可能性の詳細な調査の提供。

特に興味深いのは、(1) LCO_2 を湾岸および米国西海岸の米国の港にバックホールするための追加の輸送距離と荷降ろし時間の要件を定義すること、(2) 処理する船舶と港湾施設を変更するための資本コストを確立すること、LCO_2 の輸送と積載、および (3) LNG 輸送のバックホールとしての LCO_2 の輸送の「限界」および「完全」コストの見積もることである。

3.米国のエタンおよび LPG の生産と輸出の長期市場調査の提供。

この市場調査は、将来の国内 NGL（エタンおよび LPG）生産の見通し、国内石油化学産業に

よる LNG の需要、および輸出市場を必要とする過剰 LNG 生産能力を定義する。

4. CO_2-EOR 業界による CO2 需要の長期市場調査の提供。

特に興味深いのは、米国の湾岸に沿った CO_2-EOR 産業によるサイズ、経済的実行可能性、および CO_2 需要である。

5. CO_2 船上輸送に関連する規制および法的問題をさらに定義。

米国への液化ガスの輸入と国境を越えた CO_2 の移動については特定の前例が存在するが、対処する必要のある潜在的な法的および規制上の問題が存在する。従って、これらの問題をさらに検討する必要がある。

3.2.4 Technical Report : The Status and Challenges of CO2 Shipping Infrastructures（文献⑥）

(1) キーメッセージ

- この調査の結果は、ヨーロッパ全体のいくつかの産業用 CCS クラスターからの国境を越えた輸送など、少量の CO_2（～1-2 Mtpa）の長距離輸送の場合、輸送が費用効果の高いオプションを提供できることを示している。
- この調査でモデル化された 4 つの異なるシナリオに基づいて、タンカーによるサイトへの直接配送と比較して、中間港に輸送し、パイプラインを介して CO_2 を貯留サイトに輸送することにより、より多くの CO_2 を毎年貯留できる。
- ここでモデル化された 4 つのシナリオのうち、1,000 km の輸送距離に基づくと、船のサイズを 10,000 tCO_2 以上に増やすことによるコスト上の利点はほとんどない。逆に、大型船を使用することによるコストのペナルティもほとんどない。ただし、最適な船のサイズは、流量（Mtpa）に大きく依存する。理想的には、サイズと容量は特定のロジスティクスチェーンごとにカスタマイズできる。
- この調査で実施された 4 つの異なるシナリオの均等化発電原価の比較は、船からの保管場所への直接注入が最も費用効果の高いソリューション（32€/ tCO_2）であることを示唆している。費用の利点はシナリオによって異なる場合がある。
- タンカーから浮体式貯蔵注入（FSI）ユニットへの CO_2 の移送は、連続注入（41€/ tCO_2）が可能であるにもかかわらず、最も費用効果の低いソリューションである。さらに、このシステムは実証されておらず、陸上施設と比較してあまり理解されていないため、直接比較は注意して扱う必要がある。
- CO_2 または二重目的のための LPG タンカーの改造は、さまざまなガスの流体密度のコントラストに影響される。その結果、LPG 用に設計されたタンク容量の 50～60%のみが CO_2 に使用できる。部分的に満たされた貨物タンクは、船とその動きにも構造的な影響を及ぼす。
- CO_2 輸送用に特別に設計されたタンカーは、最大容量と投資コストを最適化できる。
- 最小単価に基づいて、海上タンカーとパイプラインによって海上貯留サイトに供給される CO_2 を比較すると、パイプラインオプションは短距離で安価であることがわかる。損益分岐点の距離は、CO2 の量と、タンカーが予圧されているかどうかによって異なる。
- CO_2 の移動に関連する法的文書（国際条約、EU 法、ノルウェー法）のレビューは、CO_2 の国際化に明らかな目玉がないことを示している。
- 2019 年 10 月 7 日から 11 日にロンドン議定書の第 14 回締約国会議で下された決定は、貯留のために合法的に CO_2 を輸送することを選択した締約国ができることを意味する。
- CO_2 の 2 つの監視報告および検証（MRV）体制があることの不幸な結果は、船舶運航者が使用する燃料について 2 つの別々の報告スキームを管理する必要があるということである。欧州委員会は MRV 規制を検討し、国際海事機関のデータ収集システム（IMODCS）との潜在的な整合性を検討している。

(2) 調査の背景

大規模な CO_2 貯留は、点源またはハブ収集地点のいずれかから、数千トンの CO_2 を超臨界状態

で貯留できる地層への CO_2 の実質的な輸送を伴う。世界の多くの地域で、大容量に最適な貯蔵オプションは、北海などの沖合の地層にある。従って、陸上施設から沖合の貯留場所への CO_2 の積み替えに最も適した技術経済的解決策を理解することが重要である。この調査では、パイプラインを介して輸送する前に、海上タンカーで直接貯留場所に、または中間段階を経由して貯留場所に近接した陸上施設に CO_2 を輸送することのより詳細な比較を得るための一連のオプションを検討した。これらのオプションは、パイプラインを介した直接転送とも比較されている。

天然ガスとは対照的に、CO_2 は大気圧で固体または気体としてのみ存在するため、液体状態に達するには加圧が必要である。CO_2 パイプライン輸送は通常、高圧条件下（70～100 barg）で実行されるが、CO_2 輸送は、低圧/低温（Low P; -55～-40°C、5-10 barg）または中温/中圧（Medium P; -30～-20°C、15～20 barg）条件）のいずれかで最も費用効果が高い可能性がある。

圧力と温度の両方が、材料の選択、輸送量、安全性の考慮事項など、サプライチェーンの多数のコンポーネントに影響を与える。コストと運用の複雑さの間にはトレードオフがあり、最も適切な輸送条件を選択する際に考慮する必要がある。中圧条件は現在、小規模の CO_2 輸送に使用されており、初期の CCS プロジェクトに採用されている。ただし、低圧条件は、10,000 tCO_2 を超える船のサイズに対して最も費用効果が高く、実行可能な唯一のオプションであると考えられているため、提案されている。

純粋な CO_2 ストリームのプロセスとハントリングはよく理解されているが、CCS の CO_2 製品ストリームに不純物が含まれていると、輸送および貯留の用途に悪影響を与える可能性がある。水、酸素、その他の不純物の量の制限は、船舶の輸送および注入施設の材料要件、および CO2 ストリームの最終用途によって異なる。従って、CO_2 ストリームを浄化するプロセスは、出荷チェーンの不可欠な部分である。

(3) 作業範囲

この調査の目的は、CO_2 輸送の現状の概要を提供し、サプライチェーンにおける大規模な運用の影響の詳細な評価を実行することである。この調査には具体的に次のものが含まれる。

- CO_2 の積み替えに関するフェーズと処理の影響、および関連する制約
- LCO_2 の移送、出荷、配送のためのインフラストラクチャ要件
- CO_2 の海上輸送のために提案された船舶の設計、容量範囲、および革新。
- さまざまな海上輸送オプションの資本コストと運用コストの定量化、および陸上施設から沖合貯蔵サイトへの CO_2 移動の経済的実行可能性の評価。
- 国内（ノルウェー）および国際的な船舶輸送と CO_2 ロジスティクスに関連する現在の規制および法的枠組みのレビュー。
- 船を介した CO_2 輸送とその後の保管場所への移送に関連する、CO_2 の監視、報告、検証（MRV）に対するこれらの影響のレビュー。

この調査の範囲は、沿岸地域の陸上インフラ要件、CO_2 タンカー船、および荷降ろし要件を対象としている。陸上荷降ろし（パイプラインによるさらなる輸送のため）と海上荷降ろし（保管場所への直接）の両方が評価される。

考慮する必要のある CO_2 出荷チェーンのインフラストラクチャコンポーネント（図 3.2-8）は、

大まかに次のもので構成される。

- 液化：CO_2は、一連の冷却および圧縮ステップによって液体状態になる。
- 中間貯蔵：バッファー貯蔵は、継続的なCO_2回収と船による個別の（バッチ）輸送との間のギャップを埋めるために使用される。
- ロード/アンロード装置：ロード/アンロード装置は、従来の関節式ロードアームまたは柔軟な極低温ホースと、貯蔵庫からロードアームに移送するための極低温ポンプやパイプライン、ガスをボイルオフするためのリターンラインなどの補助装置で構成される。
- 船：専用の CO_2 タンカーまたは改造船のいずれかを使用できる。ただし、船が元々CO_2を運ぶように設計されていなかった場合、船の転用は影響を及ぼす。CO_2輸送用に特別に設計されたタンカーは、最大容量と投資コストを最適化できる。
- コンディショニング：CO_2は、通常は加熱とポンプで輸送した後、液体状態からさらに輸送または注入できる状態にする必要がある。

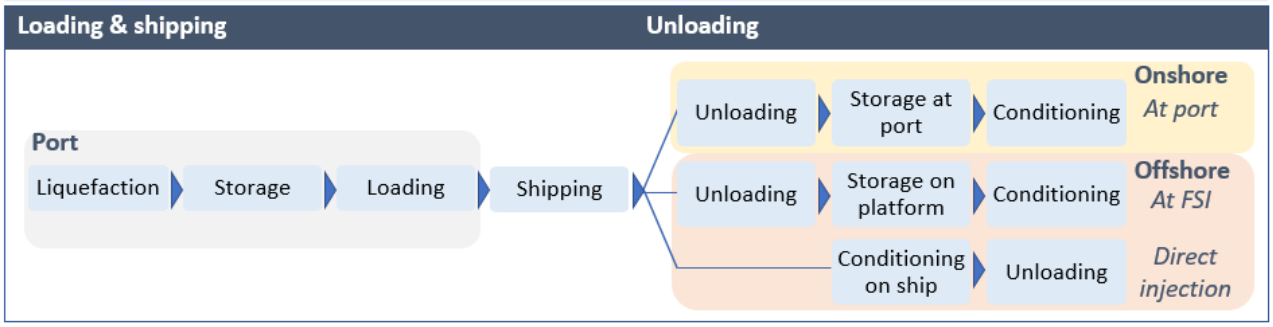


図 3.2-8　CO_2輸送チェーンのコンポーネントの概要

この調査には、CO_2 の移動と輸送に影響を与える国際、国内、地域レベルで最も関連性の高い手段である規制および法的枠組みの包括的なレビューも含まれている。国際規制がさまざまな国に影響を与える可能性のある範囲は大まかに検討されるが、各地域の法的枠組みの完全な比較はこの調査の範囲外である。

この調査は、SINTEF Industry、Brevik Engineering、IOMLaw と組み合わせた ElementEnergy が主導した。

(4) 調査結果

出荷チェーンの陸上コンポーネントとプロセスは、既存の（小規模な）オペレーションからよく理解されている。CCS の追加コンポーネント、および大規模な輸送用の追加コンポーネントも、実現可能性調査および文献レポートを通じて確立されている。中圧条件下で CO_2 を運ぶ船のために詳細なコンセプトデザインが用意されている。対照的に、低圧 CO_2輸送条件の船は、通常、より大きく、特定のコスト見積もりがはるかに少なくなる。

CO_2の海上アンロードは評価されているが、陸上プロセスと比較して、まだ証明されておらず、あまりよく理解されない。この段階に最も適切な解決策については、まだ明確なコンセンサスがない。CO_2は、坑井への直接注入によって、またはここでは浮体式貯留および注入ユニット（FSI）と呼ばれる中間プラットフォームでの一時的な貯留によってアンロードできる。

海上荷降ろしソリューションとインフラストラクチャの選択は、船舶の設計と運用コストに影

響を及ぼす。特に、アンロードソリューションは、搭載機器の要件、CO_2 注入率、および注入井への CO_2 供給の連続対バッチの性質に影響を与える。

少なくとも CO_2 輸送の初期段階では、1 つの潜在的なオプションは、LPG 船舶用タンカーを CO_2 用に再利用するか、またはタンカーを二重目的の操作用に変更することである。タンカーの転用の概念は、いくつかの研究の対象となる。ただし、液化および低圧ガス輸送を管理する考慮事項がいくつかあり、専用の CO_2 タンカーを理想的に支持する。流体密度のコントラストは、船の設計と運用に大きな影響を及ぼす。たとえば、LPG の密度は 550～700 kg / m^3 であるが、液体 CO_2 の密度は温度と圧力に応じて約 1,050～1,200 kg / m^3 である。この密度の違いにはいくつかの影響がある。

1. 船の排水量の違いにより、LPG と比較して CO_2 輸送に利用できるのはタンク容量の 50～60%のみである。タンクの部分的な充填は、タンク内のスロッシングを引き起こし、タンクおよび船の動きに構造的な影響を及ぼす。
2. スロッシングによる動的負荷が高く、拘束が必要なこともあり、LPG に比べて CO_2 輸送の許容圧力が低くなる。実際には、これは、最大 7.5 barg の圧力で LPG を収容できるガス運搬船が、約 7 barg の CO_2 を収容できることを意味するが、正確な圧力は各容器について計算する必要がある。

完全に加圧された LPG キャリアの大部分は、-48°C までの液化ガスと最大 7barg の圧力で動作するように設計される。特殊なエチレンキャリアは、液化ガスを-104°C まで輸送できるが、圧力は 7barg 未満である。最小の LPG 船の中には、17～18 barg の圧力で LPG を収容できるタンクを備えているものがある。高圧のため、タンクと船は小さい（3,000-4,000 m^3）。異なる密度の CO_2 を考慮に入れると、これらの船は中圧で 2,000～2,500tCO2 を運ぶ可能性がある。

-48°C で 10-11barg で LPG を運ぶことができるいくつかの船舶もある。このようなタンカーの場合、-47°C で 8.5 barg が CO_2 輸送のオプションになる可能性がある。容量の 50～60%しか使用できないため、5,500 m^3 の貨物倉を備えた船は、約 3,000 tCO_2 しか輸送できない。

実際には、貨物ガス間の変換は、単一の変換でのみ最も実行可能である可能性がある。このオプションは、短期間の CO_2 輸送作業の後に、船舶の 2 回目の使用を提供することにより、プロジェクトのリスクを軽減する手段を提供する可能性がある。

CO_2 専用タンカーの設計または改造の利点の 1 つは、陸上保管場所での直接出荷と荷降ろしのオプションである。CO_2 は、坑井への直接注入または FSI を介してアンロードできる。FSI ユニットは、リザーバーへの連続注入フローの操作上の利点を提供する。システムは一時的な保管バッファーを提供できる。これは、CO_2 のオフロードが厳しい気象条件による制約を受けにくいことを意味する。FSI ユニットの欠点は、より高い設備投資の要件である。中間の海上貯蔵オプションなしの直接注入は、初期の設備投資は少ないものの、バッチ単位の操作が必要であることを意味する。このオプションは、天候に制約のある運用ウィンドウと、貯水池内でのハイドレートの形成を回避するための保証された CO_2 温度と圧力の調整の必要性に対してより脆弱である。バッチ式の操作はまた、注入サイクル間の熱回復によって引き起こされるケーシングおよび坑井バリア材料への周期的な負荷のリスクを高める。石油およびガス産業から得られた海上荷降ろしにはかなりの経験がある。ただし、CO_2 の海上アンロードは現在証明されていない。タンカーは、

注入前の CO_2 調整に加えて、荷降ろし作業中に定義された位置に保持できるようにするための動的ポジショニングシステム（DP）を必要とする場合がある。その結果、燃料の使用と関連する排出量の観点から、エネルギーと環境へのペナルティが発生する。

井戸への直接注入には、船を井戸に接続するためのガス移送システムが必要である。 FSI に荷降ろしするには、2 つのガス移送システムが必要である。1 つは船と FSI の間、もう 1 つは FSI と井戸の間である。両方のオフショア荷降ろしオプションについて、位置保持用の機器が船と FSI に必要になる。

リスクの程度、従ってバッチ式注入の適合性は、各貯留層に固有であると予想され、サイト固有の基準で評価する必要がある。CO_2 注入のバッチワイズ注入の実現可能性は依然として不確実であるが、比較のためにこの研究に含まれている。

海上 CO_2 貯留の初期開発、および採用された輸送オプションも、CO_2 の供給と流通に依存する可能性がある。地理的に分散している比較的少量の CO_2 の供給と貯蔵の合意は、ある程度の柔軟性がなければ合意するのが難しいかもしれない。対照的に、保管場所にリンクできるいくつかの固定点からの大規模な CO_2 供給の確立は、最適化されたインフラストラクチャと出荷ソリューションの見通しを提供する。

(5) モデル化されたシナリオの基礎

3 つの可能な将来の北海 CCS プロジェクトの船舶ロジスティクスシナリオが定義され、コスト見積もりの基礎として使用されている（表 3.2-1）。これらのシナリオでは、陸上での荷降ろしの 2 つの異なる輸送条件（低圧と中圧）と、2 つの異なる沖合での荷降ろしオプションを比較している（図 3.2-9）。

シナリオごとに、ボトムアップのエンジニアリング設計が準備され、船舶の運用プロファイルが推定され、船舶のコスト見積もりの基礎として使用された陸上コンポーネントのコストモデリングは、詳細な要因推定方法を使用して実行され、船のコストと組み合わせて、完全な出荷チェーンの資本コストを推定した。

表 3.2-1　コスト評価の基礎として使用される船舶ロジスティックシナリオ

No.	Route	Unloading type	Condition before transport	Transport condition	Condition after transport	Ship capacity / tCO_2	No. of ships
1	Rotterdam-Kollsnes	Onshore	1 barg, 20°C	Low P	100 barg, 5°C	10,000	3
2	Rotterdam-Kollsnes	Onshore	1 barg, 20°C	Medium P	100 barg, 5°C	10,000	3
3A	Rotterdam-North Sea	Offshore to FSI	1 barg, 20°C	Low P	100 barg, 5°C	10,000	3
3B	Rotterdam-North Sea	Offshore, direct injection	1 barg, 20°C	Low P	100 barg, 5°C	10,000	3

Low P = 7 barg, -50°C; Medium P = 15 barg, -28°C

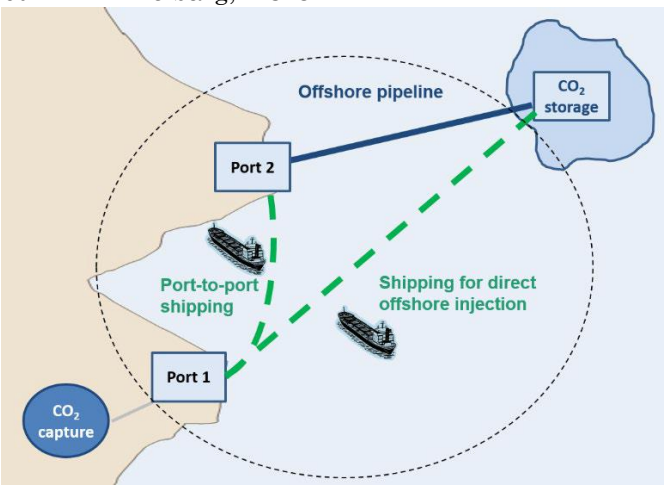


図 3.2-9　コスト見積もりと技術経済的比較のためにこのレビューで使用されたシナリオの説明的な要約

この調査でモデル化された 4 つの異なるシナリオ（1、2、3A、および 3B）は、資本（CAPEX）と運用（OPEX）のコスト、および CO_2 のトンあたりの輸送コストを含む各オプションの影響をテストするために設計された。いずれの場合も、使用する船舶の数、年間のシャトル配送、CO_2 の積み下ろしを含む各往復の時間、そして最終的には年間に貯蔵される CO_2 のトン数に関する運用条件である。これらの操作に対する気象条件の影響はさまざまである。船の数が固定されている場合、陸上オプションはパイプラインを介して海上貯留サイトに CO_2 を供給するため、海上アンロード（Scenarios 3A および 3B）の方が陸上アンロード（Scenarios 1 および 2）よりも 1 隻あたりの年間トリップ数が少なくなる。中圧シナリオ（2）では、低圧条件（1）と比較してパイプラインに注入される CO_2 の年間量が減少する。これは、積み下ろし中に圧力を維持するために船のタンクに残しておく必要のある CO_2 の量が多いためである。

技術経済モデリングは、これら 4 つの異なるシナリオに基づいており、長距離パイプラインによる CO_2 の直接供給との比較に使用された。

直接海上注入シナリオ（3B）では、オフロード速度はウェルへの注入速度によって制限されるため、継続的な調整された注入が可能な FSI ユニット（3A）へのオフロードと比較して、アンロード時間が大幅に長くなる。各シナリオの稼働時間と年間 CO_2 トン数の比較を図 3.2-10 に示す。

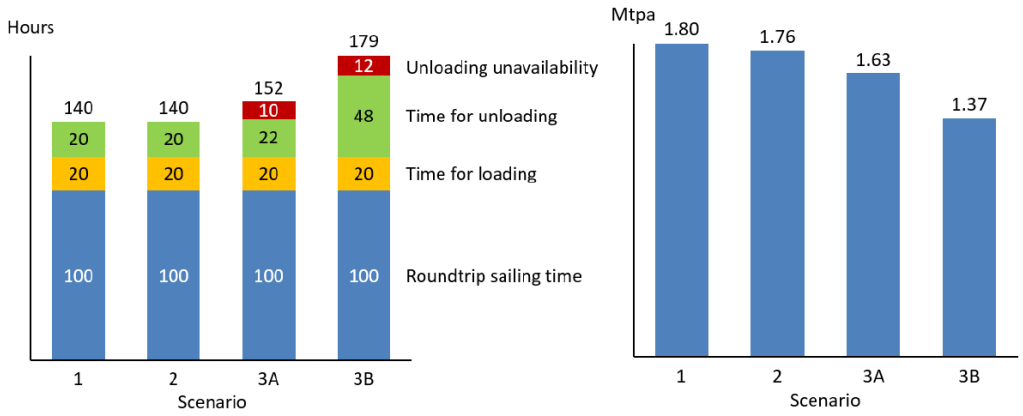


図 3.2-10　各出荷シナリオの合計往復時間（左）と合計注入 CO_2（右）

CAPEX は、シナリオごとに 3 隻の船を使用すること、陸上での積み下ろし施設、およびガス調整、特に与圧に基づいている。シナリオ 1 および 2 の場合、陸上ターミナルから貯留場所までのパイプラインコストが含まれる。OPEX は、各シナリオのロジスティクスに基づいていた。割引前のコストがまとめられ、図 3.2-11 に示されている。

船のコストは、これらのシナリオのために開発された詳細な船舶設計とロジスティクスプロファイルに基づいたボトムアップアプローチを使用して計算された。陸上インフラストラクチャのコストは、詳細な要因推定方法を使用して導き出された。液化プラント、中間貯蔵、荷積みと荷降ろし、船の輸送とさらなる輸送前の調整は、費用に含まれている。オフショアの場合、FSI ユニットが含まれるが、貯水池への注入の費用は含まれない。

陸上から陸上への輸送用の船は、陸上のステーションに荷降ろしするための機器のみを必要とするが、沖合の船舶は、船に荷降ろし装置を統合する必要がある。海上荷降ろしシナリオ 3A および 3B でも、荷降ろしシステム用に追加のスペースが必要になる。さらに、直接注入シナリオ 3B では、注入前に CO_2 の温度と圧力を上げるためのオンボードプロセスプラントが必要である。3A が恒久的な係留システムに接続されていないと仮定すると、船は荷降ろし中に位置を維持するために動的ポジショニングシステム（DP）を備えている。

利害関係者の関与からのフィードバックは、船のサイズについてこの研究で適用された運用上の制限に疑問を投げかけた。与えられた 4.5m の Hs（有義波高）制限は大型船には適切かもしれないが、小型船はこれらの条件下で荷降ろしシステムへの接続がより困難になる可能性がある。動作制限が低い場合（たとえば、Hs は 2.5 または 3m）、オフロード操作ウィンドウが小さくなり、より高い貯留容量が必要になる。この要因は非常に不確実であり、詳細な計算とオペレーターとの対話により、海上の場所ごとにさらに調査する必要がある。

これらのデータから、FSI ユニットが含まれているため、シナリオ 3A の CAPEX と OPEX が最も高いことがはっきりとわかる。このシナリオでは、割引前の単価が全体的に最も高くなる（41€/ tCO_2 の輸送、図 32-11）。直接噴射シナリオ（シナリオ 3B）は、CAPEX と OPEX のコストが最も低くなるが、年間の CO_2 の排出量は最も少なくなる（ユニットコスト€32 / tCO_2）。シナリオ 1 は、港を越えた輸送を除いて、全体的な単価が最も低くなっている（€26/ tCO_2）。陸上から海上へのパイプラインが含まれている場合、全体的なコストは（€34 / tCO_2）に上昇する。これ

らすべてのコスト見積もりには、ある程度の不確実性が伴うことを強調しておく必要がある。タンカーから海上貯留施設への CO_2 の直接移動は証明されておらず、サイト固有の条件の影響を受ける。従って、成熟した設計に基づく陸上施設との直接比較は、注意して扱う必要がある。

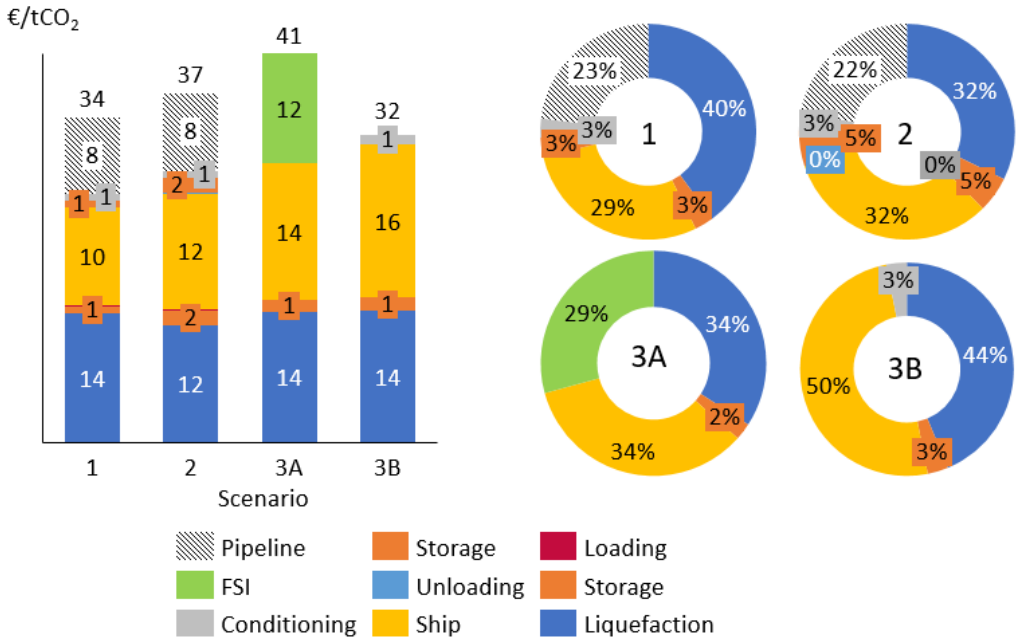


図 3.2-11　割引または資金調達を除く、20 年の寿命を想定した、各出荷シナリオの単価（€/ tCO_2）。これらのコストコンポーネントのサイズが比較的小さいため（コストの 0%）、ロードとアンロードはこれらのチャートに表示されないことに注意を要する。

出荷シナリオを完全に比較できるようにするには、陸上の荷降ろし場所と最終的な沖合の貯留場所の間にパイプラインを含める必要がある。このパイプラインを含めると、シナリオ 1 と 2 の全生涯コストにさらに€8 / tCO_2 が追加され、モデル化された一連の輸送条件の直接注入のコストを上回る陸上荷降ろしのコストがもたらされると推定される。ただし、陸上から海上へのパイプラインは複数のプロジェクトで利用される可能性が高く、このオプションの経済的実行可能性が向上することに注意を要する。

パイプライン輸送の費用を含めると、液状化はシナリオ 1 の全体の単価の 40%を占める。液化前に CO_2 が事前に加圧されている場合、出荷チェーンのコストを€17 / tCO_2 に削減できる。ただし、予圧によって出荷チェーンのコストは削減されるが、コストは CCS チェーンの初期段階で負担される可能性がある。

規模の経済により、CO_2 輸送コストを削減できる。パイプラインの配送速度を 1.8Mt /年から 10Mt /年に増やすと、オフショア貯蔵サイトへの CO_2 輸送のコストを約 15%削減できる可能性がある。これは図 3.2-12 から明らかである。

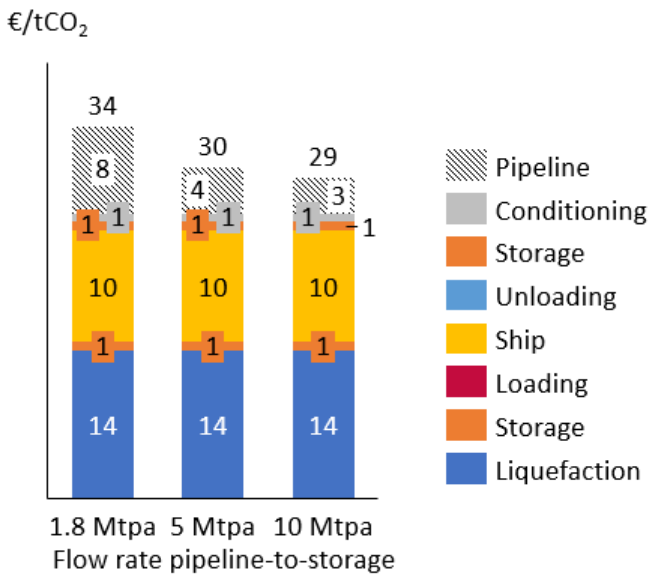


図 3.2-12　シナリオ 1（複数のプロジェクトで使用されるパイプラインを表す、船で輸送される 1.8 Mtpa）の下での個々の輸送チェーンのコストに対する海岸から沖合のパイプラインでのより高い利用率の影響

この調査から得られた CAPEX と OPEX の両方のコスト見積もりに基づく技術経済モデリングの結果を図 3.2-13 に示す。モデリングには、時間とコストのロードおよびオフロード操作に関する仮定を含める必要がある。実際には、すべてのコストは複雑な方法で相互に関連しているため、これらのモデルの結果は説明的な傾向を示すことを目的としている。

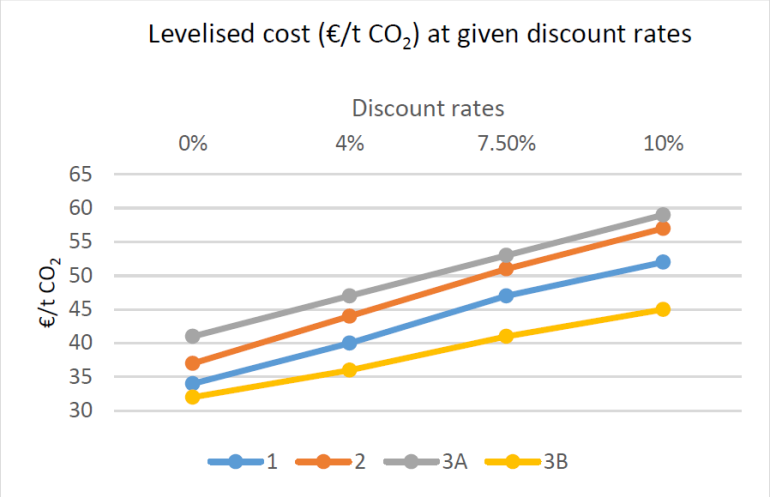


図 3.2-13　さまざまなシナリオでの輸送 CO_2 の均等化発電原価

船のサイズの影響は、洋上 CO_2 貯留の経済的実行可能性に影響を与える可能性がある。2,000 トンから 30,000 トンの範囲の貨物容量を持つ船は、さまざまな運用シナリオを想定してモデル化された。FSI ユニットを使用した海上荷降ろし 直接注入による海上荷降ろし、FSI への陸上と沖合の 2 つの異なるケース（600 t / h と 3,000t / h）をモデル化して、荷降ろし率の影響をテストした。

600 t/h の荷降ろし率の場合、船のサイズを大きくすると、必要な船の数が 20,000 tCO_2 まで減少し、全体的な船のコストが削減される（図 3.2-14）。ただし、10,000 tCO_2 と 20,000 tCO_2 の船

のコストの違いは、バッファーの保管容量とコンディショニングコスト（直接噴射の場合）の増加によって大幅に相殺されるため、全体的なユニットコストにほとんど変化はない。船の容量を30,000 tCO_2に増やすと、船の数が減らないため、単価が上がる。

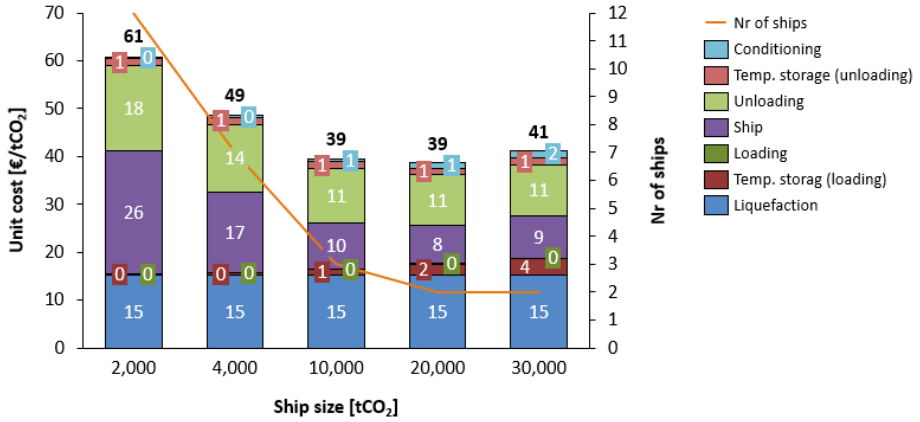


図 3.2-14　FSI への海上アンロードのベースケースアンロードレート（陸上および海上から FSI まで 600 t/h、直接注入 228 t/h）を使用したさまざまな船サイズの出荷単価（ケース 3A）

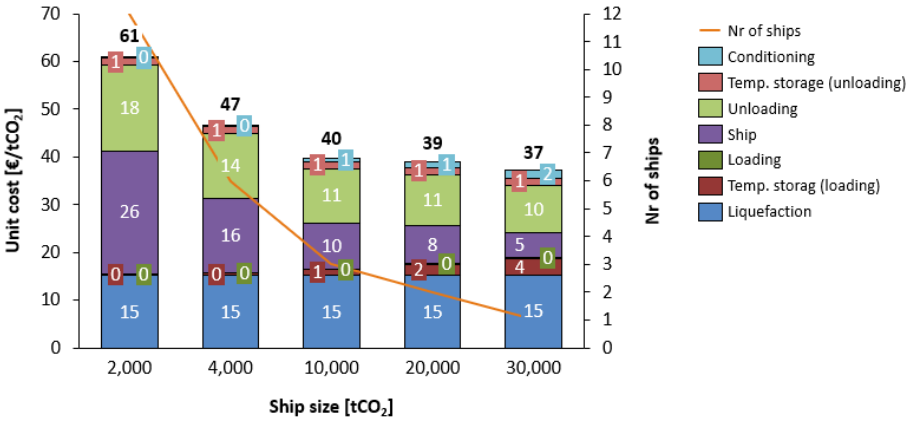


図 3.2-15　FSI ユニットへの海上荷降ろしに 3,000 t/h の荷降ろし速度を使用した、さまざまな船サイズの輸送単価（ケース 3A）

全体として、より高い荷積み/荷降ろし率は、それがより少ない数の船が必要とされる程度まで総航行時間を減らす場合にのみ、単価を下げる。10,000 tCO_2の船の容量の場合、荷積みと荷降ろしの速度を 3,000 t/h に増やしても（図 3.2-15）、陸上での荷降ろしと 3A（沖合から FSI）に必要な船の数は減らないため、単価はわずかに増加する（0.2€/ tCO2）。ただし、これらのシナリオでは、必要な船は 1 隻だけなので、船の容量を 30,000 tCO_2に増やすことで、コストを削減できる（41€/ tCO_2から 37€/ tCO_2）（図 3.2-15）。

荷降ろし時間がトリップ時間の特定のボトルネックであるシナリオ 3B（直接噴射）の場合、荷積みと荷降ろしの速度を上げると、10,000 tCO_2の船容量の往復時間が十分に短縮され、2 隻の船だけが必要になる。これにより、3 隻ではなく 2 隻の船が必要になるため、単価が 31€/ tCO_2から 28€/ tCO_2に削減される。船のサイズを 20,000 tCO_2に増やしても、船の数は減らないため、単価が上がる。30,000 tCO_2の容量に必要な船は 1 隻だけである。ただし、コストは 20,000 tCO_2の船に比べて削減されるが、それでも 10,000 tCO_2の船よりも高くなりる。ただし、直接注入の場合に高い荷降ろし速度を達成することは、注入速度が特定の貯留層条件によって制限されるため、

陸上での荷降ろしまたは FSI での液体貯蔵の場合よりも困難である。

全体として、船のサイズと荷降ろし率を増やすことで、船の数を減らすことができれば、コストを削減できる。ただし、実際には、冗長性を確保するために、本格的なプロジェクトでは 2 隻以上の船舶が望ましい場合がある。

ここでモデル化されたシナリオの場合、船のサイズを 10,000 tCO_2 以上に増やすことによるコスト上の利点はほとんどない。逆に、大型船を使用することによるコストのペナルティもほとんどない。ただし、最適な船のサイズは流量（Mtpa）に大きく依存するため、特定のロジスティクスチェーンごとに検討する必要がある。現地の条件下での海上資産への接続の容易さなどの運用上の制限も、適切な船のサイズを選択する上で重要であり、ケースバイケースで評価する必要がある。大型船の追加の利点には、チェーンごとに年間より多くの CO_2 を注入する可能性があり、トリップ数を減らしてよりゆっくりと移動できる場合は、燃料効率が向上する。これらの側面はモデリングに組み込まれていないが、チェーンの相対的な平準化されたコストに影響を与える可能性がある。

輸送コストとパイプライン輸送コストの比較は、流量と距離によって異なる。パイプライン輸送コストは CAPEX によって支配されているため、年間流量の増加に伴って大幅に減少する（図 3.2-16）。対照的に、輸送コストは OPEX と燃料コストが支配的であり、使用率が高くなっても削減されない（図 3.2-16）。

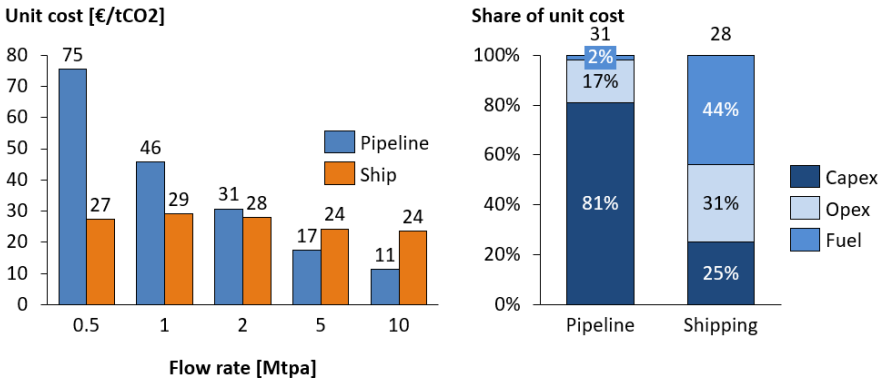


図 3.2-16　さまざまな流量でのパイプラインと船の輸送（陸上での荷降ろしを含む）の単価（左）。CAPEX、OPEX、および 1,000km の距離と 2Mtpa のフローでの輸送およびパイプライン輸送の燃料による単価のシェア

パイプラインのコストは、輸送コストよりも輸送距離の方がはるかに敏感である。これは、距離がパイプラインの寸法に直接影響するためである。輸送がパイプライン輸送よりも費用効果が高くなる距離（損益分岐距離）を比較するために、両方の輸送オプションについて最小単価を計算した。

陸上から陸上への輸送の場合、1Mtpa の流量で約 650km を超える距離でのパイプライン輸送よりも輸送の費用効果が高くなり、2Mtpa の流量で 920km に増加する。液化前にガスを予圧しておけば、輸送コストを十分に削減できるため、損益分岐点の距離をそれぞれ 320km と 520km に短縮できる。

損益分岐点の距離は、海岸から沖合への輸送でも同様であり、1Mtpa の流量では 660km を超

え、2Mtpa の流量では 990km を超える距離では、船からの直接噴射がパイプラインよりも費用効果が高くなる（図 3.2-17）。

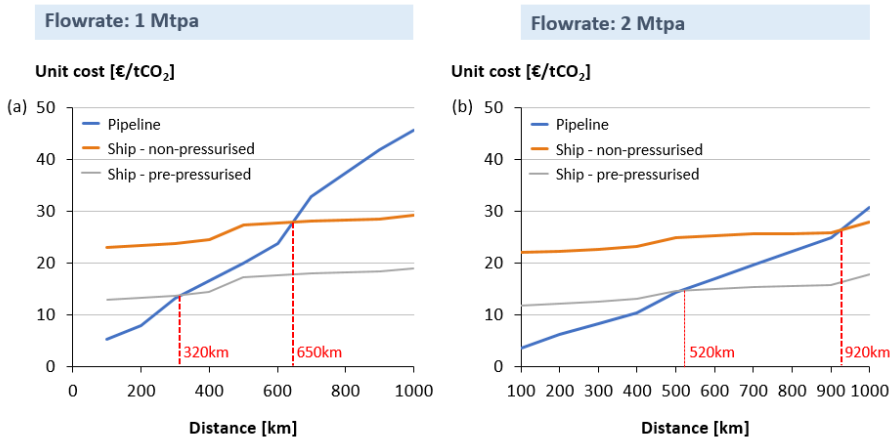


図 3.2-17　(a)1 Mtpa 流量（および(b)2 Mtpa 流量）の流量の範囲での陸上から陸上への輸送およびパイプライン輸送の単価

これらの結果は、ヨーロッパ中のいくつかの産業用 CCS クラスターからの国境を越えた輸送など、少量の CO_2 の長距離輸送の場合、輸送が費用効果の高いオプションを提供できることを示している。パイプラインのコストは CAPEX が支配的であるため、このオプションの費用対効果は、運用寿命の延長とともに向上する。従って、損益分岐距離は、20 年未満の運用寿命では短くなり、20 年を超える寿命では長くなる。

(6) 海上輸送の革新

この研究には、船舶輸送における潜在的に新しい革新的な概念の概要も含まれている。それら以下のことが含まれる：

- 自律型電力コンテナ船の開発には、リモートコントロールのロード、アンロード、およびナビゲーションが付属している。
- バッテリー電気推進の近海通過。ノルウェーの従来の化石燃料自動車フェリーは、急速にバッテリー式電気ドライブトレインを備えたフェリーに取って代わられている。水素とバイオ燃料の推進力も調査中である。
- プッシュバージ（複数のユニットが 1 つのユニットにリンクされている）ソリューションは、ガスロジスティクスへの応用と同様に確立されている。いくつかの水素 FOAK（初めての）船舶プロジェクトが 2021 年から 22 年に操業を開始する予定である。

(7) CO_2 の国際輸送に関連する法的および規制要件

海上で大量の CO_2 を輸送する開発へのより広い影響の一部として、この研究は公的な国際的な法的文書（法律および規制）をレビューした。これらの法的文書は表 2 に要約されている。

包括的な法的枠組みを開発および調整するためのグローバルな超国家的な法人はない。重複または矛盾する枠組みをもたらす可能性のある国際公法が急増しているが、CCUS の国際的発展を妨げるようなショートッパーは存在しないようである。

表 3.2-2　関連する公的国際法的文書の主な機能の要約

法的文書	主な機能
1982 年国連海洋法条約（**UNCLOS**）	•海上での活動を管理するための主な法的枠組み •州は天然資源を利用する権利を持っているが、環境を保護および保護する義務がある。 •UNCLOSは海中を参照していないため、貯留に関する解釈の余地がある。 •CO_2を輸送する船舶に関する特別な規定はない。
1972年 廃棄物およびその他の物質の投棄による海洋汚染の防止に関する**ロンドン条約**	•投棄に焦点を当てた •CO_2は附属書に記載されていないため、その処分は禁止されておらず、特別な許可が必要である。
1996年 廃棄物およびその他の物質の投棄による海洋汚染の防止に関するロンドン条約の議定書（**ロンドン議定書**）	•特にCO_2の沖合での荷降ろしと貯留を扱う世界的な合意のみ •CO_2は廃棄物と見なされ、海中での貯留は投棄と見なさるが、回収プロセスからのCO_2の貯留は、一般的な投棄禁止から除外される。 •「*廃棄物またはその他の物質を他国に投棄するために…*」の輸出を防止し、ほとんどの締約国が国境を越えた要素を含む**国際的なオフショア海上貯蔵ハブを設立するためのハードル**を提示する。
1992年 北東大西洋条約の海洋環境保護条約（**OSPAR**）	•海洋環境保護のための汚染を防止および排除する目的 •船舶およびパイプラインによるCO_2の輸送に適用される。 •貯留アクティビティに適用されるが、回収プロセスからのCO_2は、ダンピング禁止の例外としてリストされる。
1973年の船舶による汚染防止のための国際条約（**MARPOL**）	•運航上または偶発的な原因による船舶による海洋環境の汚染を防止する目的
1974年 海上における人命の安全のための国際条約（**SOLAS**）	•危険物（CO_2を含む）を運ぶ船舶の建造、設備、運航に関する最低基準を定めている。 •設計および運用規制の順守によるCO_2輸送のコストと実行可能性への影響
1976/1977 海事クレームの責任の制限に関する条約	•船主の責任を制限するシステムを確立 •環境損傷に対する責任の制限を設定しない。
2010年海上での有害物質および有害物質の輸送に関連する損害の責任と補償に関する国際条約	•有害物質および有害物質の輸送による損害の補償を確保することを目的としている。 •現在は有効ではないが、将来的に有効になる可能性がある。

a) ロンドン議定書-CO_2輸出の合法性

最も具体的な法律の 1 つは、ロンドン議定書である。この法的障壁を克服するために、ノルウェーは、貯蔵のための CO_2 の輸出を具体的に許可するために、第 6 条の第 2 パラグラフを採択する決議を提案した。勧告の公表後、ノルウェーとオランダの締約国は、10 月 7 日から 11 日の締約国の第 14 回会合に備えて、第 6 条の 2009 年改正の暫定適用に関する決議案を仲間の締約国に提出した。2019.この会議に続いて、選択した締約国は、保管のために CO_2 を合法的に輸送できるようになった。

b) OSPAR

第 5 条は、バリューチェーンのすべての部分に適用される。さらに、第 3 条（1）の投棄禁止は、特定の要件に準拠している限り、「*貯留蔵のための二酸化炭素回収プロセスからの二酸化炭素のストリーム*」には明示的に適用されない。OSPAR で設定されている貯留条件は、貯留場所の場所と CO_2 ストリームの内容に関して、ロンドン議定書の条件と同様である。ただし、これらの条件は、CCS または関連する輸送、オフロード、または CO_2 の貯留の展開のハードルと見なされるべきではない。ノルウェーは OSPAR の締約国の 1 つであり、Sleipner と Snøhvit でサイトを運営している。これらのプロジェクトでの CO_2 の輸送はパイプラインによって行われているが、輸送手段が輸送に変更された場合、OSPAR は追加の法的ハードルを提示ない。

その結果、OSPAR は、輸送および荷降ろしの手段として船舶を利用して、CO_2 の輸送、荷降ろし、および貯蔵を可能にする。

c) EU 法

ETS 指令は、特に「*CCS 指令で許可されている貯留場所での地質学的貯蔵のためのパイプラインによる温室効果ガスの輸送*」を付録 I に記載している。この声明の意味するところは、パイプラインが ETS スキームの下で CO_2 の唯一の許可された輸送手段であるということである。この表現は、CO_2 が ETS 指令の下で出荷から除外されていることを意味する可能性がある。ただし、加盟国は、附属書 I に記載されていない活動および温室効果ガスに排出枠取引を適用する可能性があるため、障壁は絶対的なものではない。

EU MRV 規則には、CO_2 を輸送する船舶に対処するための特定の規定は含まれておらず、操業から排出される CO_2 のみが含まれている。その結果、現在の体制の下で CO_2 を効果的かつ適切に監視および検証する方法は不明である。

EU MRV 規則と IMO（国際海事機関）DCS（データ収集システム）はどちらも海運からの CO_2 排出量を定量化することを目的としており、並行して適用される。ただし、各フレームワークの地理的な制限など、2 つのシステムには違いがない。EU スキームは EU および EEA 地域内でのみ適用されるが、IMO スキームは海運からの世界的な排出量を対象としている。

2 つの MRV 体制を持つことの不幸な結果は、船のオペレーターが使用する燃料について 2 つの別々の報告スキームを管理しなければならないということである。欧州委員会は、IMO DCS との潜在的な整合性を考慮して、MRV 規制を検討した。

(8) 専門家レビューコメント

- レポートは、潜在的な航路を調査するための優れた基盤を提供する。これらは、CO_2 の潜在的に重要な将来の供給があるが、近くの貯留オプションがない場所を特定することによって見つけることができる。これらの場所での船とパイプラインの輸送の選択は、詳細に検討することができる。
- 輸送コストとパイプラインによる輸送の比較は明確であり、以前に公開された結果を確認する。数百 km の距離にわたる 1Mtpa または 2Mtpa のパイプラインは、架空のものと見なされる。これらの距離では、圧力損失が大きくなる可能性があり、ブースターステーションが必要になる可能性がある。おそらく、これらの比較的低い流量の場合、長距離の輸

送は船でのみ実現可能である。

- バッチワイズ注入は、注入障害の予防を強化することができる。この動作モードに関連するリスクは、テキストに含まれている。レビューアは、最適な注入率を決定するために、ケース固有のシミュレーションを推奨した。バッチ単位のスキームは、リザーバーのプロパティにも依存する。
- 注入前の CO_2 の加熱にはエネルギーペナルティがあるが、たとえば船のエンジンや海水からの廃熱を使用して適用できる技術的な解決策がある。
- CO_2 を海上にオフロードするための技術の利用可能性に関する明確化。テキストは、同様の海上移送システムが石油とガスに利用可能であるが、CO_2 についてはまだ証明されないとコメントしている。
- 船の数と容量の根拠が問われた。モデリングと比較の目的で設計にコストがかかるように、仮定を立てる必要があった。代替案では、ケースごとに別々の船を設計するか、非常に不利な輸送速度でいくつかの船を運航する必要がある。
- あるレビューアは、毎年輸送される CO_2 のトン数を増やすことで、コストの広がりがどのように変化するかを見るのは興味深いだろうと考えた。これは興味深いアイデアであるが、輸送システムの主要コンポーネントの相互作用は、流量による船の数やサイズの変化が原因である可能性がある。この関係に対処するためのさらなる分析は、この研究の範囲を超えている。
- 契約上の取り決めに関するさらなる議論が提案された。これは複雑なテーマであり、将来の研究でさらに調査することができる。
- 球形タンクの利点が提案されたが、より厚い鋼が必要な場合でもスペースの利点があるため、著者は水平タンクを選択した。このオプションは、ベースケースの設計を開発してコストをかけることができるように選択された。
- LNG 船の転用、または世界最大の LNG 船と同様の設計を使用した新造 CO_2 船の建造については言及されていない。密度の異なる流体用にタンカーを転用することの課題は、CO_2 輸送用に最適化された設計の利点と同様にレポートで説明されている。
- CO_2 の海上での荷降ろしが不可能な場合、最大 19 日間のダウンタイムは控えめであると見なされた。著者らは、この仮定は理論上の最大値として正当化されると考えた。研究の範囲内でこれ以上の詳細は不可能であった。
- プロジェクトが本格的に開発されるまで実際の寸法は実現されないが、容量のサイズが疑問視された。容量の重要性をテストするために使用されるモデリングは、容量を増やすことが必ずしもより経済的ではないことを示唆している。

(9) 結論

- CO_2 の輸送条件は、材料の選択、貯蔵タンクの設計と操作、輸送量、安全性の考慮など、輸送チェーンの多数のコンポーネントに影響を与える。現在、CO_2 輸送には中圧条件が使用されているが、低圧条件の方が費用効果が高い場合がある。
- 純粋な CO_2 を処理するための陸上インフラストラクチャは十分に理解されているが、CCS の CO_2 製品ストリームに存在する追加の不純物は、輸送および貯留アプリケーションに悪

影響を与える可能性がある。CO_2ストリームを浄化するプロセスは、出荷チェーンの不可欠な部分である。

- CO_2の海上アンロードは現在証明されておらず、最も適切なソリューションについてのコンセンサスは存在しない。海上荷降ろしの主な課題には、注入のためのCO_2の海上処理のコストの増加と、気象条件のために利用できない可能性のある期間が含まれる。
- バッチ式注入は、直接注入による海上アンロードの課題を提示するが、連続的な流れを維持するには、主要なコスト要因である中間 FSI を使用する必要がある。
- ここでモデル化されたシナリオでは、船のサイズを 10,000 tCO_2以上に増やすことによるコスト上の利点はほとんどない。逆に、大型船を使用することによるコストのペナルティもほとんどないが、最適な船のサイズは流量（Mtpa）に大きく依存するため、特定のロジスティクスチェーンごとに考慮する必要がある。
- 輸送コストとパイプライン輸送コストの比較は、流量と距離によって異なる。パイプライン輸送コストは CAPEX によって支配されるため､増加した年間流量内で大幅に減少する。
- 陸上から陸上への輸送の場合、1Mtpa の流量で約 650km を超えるパイプライン輸送距離よりも輸送の費用効果が高くなる。2Mtpa の流量では 920km に増加する。液化前にガスを予圧しておけば、輸送コストを十分に削減できるため、損益分岐点の距離をそれぞれ 320km と 520km に短縮できる。
- 損益分岐点の距離は、海岸から沖合への輸送でも同様であり、1Mtpa の流量で 660km を超え、2Mtpa の流量で 990km を超える距離では、船からの直接注入がパイプラインよりも費用効果が高くなる。
- ヨーロッパの代表的な CCS 出荷チェーン（港から沖合の貯留場所）の場合、海岸から貯留までの最終輸送のための進行中のパイプラインが含まれる場合、割引なしの単価は 30～40€/tCO_2で、陸上での荷降ろしと直接注入に匹敵する費用が見込まれる。10%の割引率の場合、均等化発電原価は、出荷シナリオに応じて 46～60€/ tCO_2に増加する。このレポートのすべてのコスト見積もりは、不確実性の影響を受けることを強調しておく必要がある。タンカーから海上貯留施設へのCO_2の直接移動は証明されておらず、サイト固有の条件の影響を受ける。従って、成熟した設計に基づく陸上施設との直接比較は、注意して扱う必要がある。
- コストは重要な考慮事項であるが、規制上の制約や国の政策などの他の要因が輸送オプションに影響を与えたり、決定したりする可能性がある。
- 液化と船のコストが海運チェーンのコストの大部分を占めており、海岸から海へのパイプラインを除いて、それぞれ割引前の海岸輸送の単価の 52%と 37%を占めている。最初のCO_2ストリームが事前に加圧されている場合、液化コストを削減できるが、これは単にコストをチェーンのさらに上流（回収プラント）に転送するだけである。
- CO_2 の輸送と輸送を管理する国際的、地域的、および国内の法的枠組みは成熟しており、CCS の CO_2輸送に対するハードルはほとんどない。ロンドン議定書は、歴史的に CCS に対する主な障壁を提示したが､2019 年 10 月の IMO の進展は､修正を批准した。また CO_2の積み替えを希望する当事者にとって、この障壁を効果的に取り除くという画期的な出来

事である。ETS 指令は現在、EU および EEA EFTA 諸国における CCS 運用の主要なハードルであり続けているが、その障壁は絶対的なものではなく、改訂が予定されている。

- 契約上の取り決めは既存のフレームワークに基づいている場合があるが、特定の条項を含める必要がある。
- 船舶運航者は、燃料からの CO_2 排出量に関する 2 つの報告スキームを管理する必要があるが、これらのシステムは現在検討中である。

(10)推奨事項

CCS トランスポートチェーンを開発するための将来の技術的作業に関する推奨事項：

- 特に最適な船のサイズに関して、海上施設（関連する海況）の運用ウィンドウの、おそらくサイト固有のケーススタディに基づく、より詳細な調査。研究は、石油産業の海洋学の専門知識と関連するリスク評価に基づいて構築することができる。ただし、一般的な研究は必ずしも部位固有の状態に関連しているとは限らないため、注意して扱う必要がある。
- CO_2 輸送チェーンのコストと GHG の影響を削減するための、輸送における革新の可能性のモデリング。
- ヨーロッパおよび/または他の地域内での CO_2 の輸出入の市場潜在力の詳細な評価、および CO_2 の出荷が可能な場所の特定。
- 輸送コストに CO_2 貯留インフラストラクチャ（井戸など）を含めること、および CO_2 貯留コストに対するポートから貯留へのオプションの影響（たとえば、単射への潜在的な影響による）。
- さまざまな海況が、海上貯蔵サイトに CO_2 を供給するタンカーの運用ウィンドウに与える影響についてより確実にする必要がある。この要因は非常に不確実であるため、詳細な計算とオペレーターとの対話を伴う、さまざまなオフショアの場所についてのさらなる調査が推奨される。

CO_2 の取り扱い、出荷、輸送に関連する責任を調査するための推奨事項：

- 研究の著者は、目的に適さない既存の契約モデルを再利用するのではなく、貯留のために CO_2 を輸送するための特別な合意の使用を推奨している。このような契約では、たとえば次の要件を考慮に入れる必要がある。CCS バリューチェーンの一部として、排出源が手当の対象となり、出荷が対象となるための MRV（監視、報告、検証）。その取り決めの一部としての定量化と検証のために、開発中の ISO 規格を参照することができる。
- ETS コンプライアンスに関連する矛盾する規制および運用（コスト）要因を考慮した、契約メカニズムのより詳細な分析。
- CO_2 のバルク移動のための契約の取り決めの開発。
- CO_2 輸送を使用する可能性のある他の地域（日本や韓国など）におけるさまざまな法的枠組み、法的契約の伝統、コストへの影響、および港湾の詳細な調査。

3.2.5　CO2 Liquid Logistics Shipping Concept (LLSC) Overall Supply Chain Optimization（文献⑦）

（1）概要

オランダでは、Vopak、Anthony Veder、Air Liquide、Gasunie の各企業が 2010 年 3 月 17 日に、CO_2 排出削減に関する RCI の目標設定（1990 年のレベルと比較して 2025 年までに CO_2 排出量を 50%削減する）に共同で貢献するために、Rotterdam Climate Initiative（RCI）と契約を締結した。

201 1 年に Vopak と Anthony Veder が、LCO_2 ロジスティクス輸送コンセプト（LLSC）を開発した。これにより、排出者に、回収した CO_2 をサイトから海上貯留場所に輸送するための完全なロジスティクス輸送ソリューションを提供している。

LLSC は、回収された CO_2 を、バージ（液化相）またはパイプライン（ガス/高密度相）のいずれかを介して、発生源から中間貯蔵サイト（Rotterdam 港）に運ぶ。この中間貯蔵場所（CO_2 ハブまたはターミナル）から、LCO_2 は、輸送船によって恒久的な海上貯留サイトに輸送され、そこで船は注入プラットフォームまたは海中完成/テンプレートにリンクした海上インフラ（タレット、水中フレキシブルホース、ローディングタワーなど）を介してスタンドアロンで貯留層に注入される。さらに、圧縮された CO_2 は、海上パイプラインによってこの CO_2 ハブから貯留層に移送される。CO_2 ハブは、パイプラインシステムとバージ/船舶ルートを組み合わせてリンクし、必要に応じて、中間液体貯蔵、CO_2 の液化、液体 CO_2 の気化などの機能を含む。このコンセプトは、発生源と貯留地の両方に最大の柔軟性と信頼性を提供し、最終的には炭素回収貯留（CCS）のコストを削減する。

この研究では、図 3.2-18 に示されている 5 つの発生源と 3 つの貯留層のケースが考慮された。

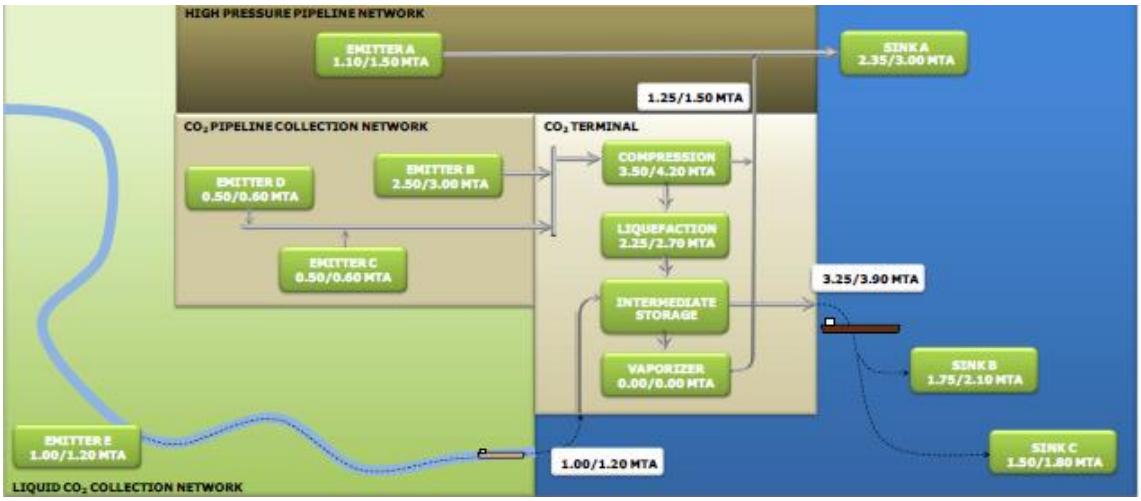


図 3.2-18　LLSC の概念図

（2）発生源

LLSC に検討された 5 つの発生源は、LLSC が提供しなければならないすべてのオプションに対応するように選択されており、Rotterdam 地域とその内陸発生源で CO_2 回収に利用できる典型的な発生源である。表 3.2-3 に発生源データの概要を示す。

発生源のサイトでは、輸送前に CO_2 の乾燥を行う必要があり、発生源での吸着技術による完全な脱水により、CO_2 ハブでの追加の脱水の必要性がなくなり、全体的な資本コストが削減される。

表 3.2-3　発生源データの概要

発生源	プラントタイプ	回収技術	ターミナルまでの直線距離	ターミナルへの接続	年間流量	最大年間流量
Emitter A	発電プラント、石炭・バイオマス発電	年燃焼	1 km	パイプライン	1.1 MTA	1.5 MTA
Emitter B	発電プラント、IGCC 石炭・バイオマス発電	予燃焼	0.5 km	パイプライン	2.5 MTA	3.0 MTA
Emitter C	水素製造プラント	予燃焼	20 km	パイプライン	0.5 MTA	0.6 MTA
Emitter D	水素製造プラン	予燃焼	25 km	パイプライン	0.5 MTA	0.6 MTA
Emitter E	発電プラント、IGCC 石炭発電	予燃焼	160 km	バージ	1.0 MTA	1.2 MTA
TOTAL					5.6 MTA	6.9 MTA

(3) CO_2 中間貯蔵サイト

発生源で回収した CO_2 を海上貯留層に輸送する際に、中間貯蔵サイト（Rotterdam 港を設け、そこに CO_2 を一時貯蔵する。ここでの LCO_2 の貯蔵温度・圧力として-50°C、7 bara で、貯蔵タンクは円筒型または球形を考えている。

(4) 海上輸送

海上輸送は、船または高圧パイプラインで検討しており、パイプラインシステムを介した輸送と注入の利点は、海上荷降ろしシステムを備えた船が経験するように、継続的な運用と海上の天候のダウンタイムに対する鈍感さである。ただし、船はパイプラインと比較して、貯留地の位置と輸送量に関してより柔軟性がある。パイプラインシステムは、注入場所までの距離が比較的短い場合（<約 150 km）、または容量が非常に大きい場合（5 MTA をはるかに超える場合）に適している。また、EOR の申請では、サービスに一定の CO_2 の流れが必要なため、海岸と沖合の貯留層間の距離が比較的短い場合にパイプラインを使用すると有益な場合がある。LLSC の挑戦的な部分は、運搬船の海上荷降ろしである。

(5) 輸送船タンク

輸送船タンクの貨物容量は 30,000m^3 とし、両方の貯留地（SinkB、SinkC）について、往復時間が推定し、LCO_2 輸送船と貯留の検討結果を表 3.2-4 に示す。

表 3.2-4　LCO_2輸送船貨物容量の決定とルートの構築

輸送船データ		
貨物容量 [m^3]	30,000	
積荷	CO_2、LPG	
貨物タンクとシステム	C 円筒形圧力容器、半加圧/完全冷蔵	
温度、圧力、密度	−55° C、9barg(min)、1.15 トン/ m^3(max)	
積荷レート [t/hr]	2,875	
荷降しレート [t/hr]	1,620	
航行速度 [kts]	15	
航行範囲 [NM]	15,000	
充填率 [%]	98	
貯留層と航行データ		
	Sink B	Sink C
貯留容量 [t/yr]	1,750,000	1,500,000
貯留層までの距離 [NM]	120	215
積荷時間 [days/call]	0.5	0.5
貯留地までの航行時間 [days]	0.3	0.6
荷降し時間 [dayss/call]	0.9	0.9
ターミナルまでの航行時間 [days]	0.3	0.6
航海関係 予備の時間 [days]	1.3	1.3
トータル時間 [days]	3.3	3.9
必要な往復 [−]	52	44
稼働日数 [days]	173	171
結果		
トータル稼働日数 [days]	344	
使用率(通年ベース)[%]	94	

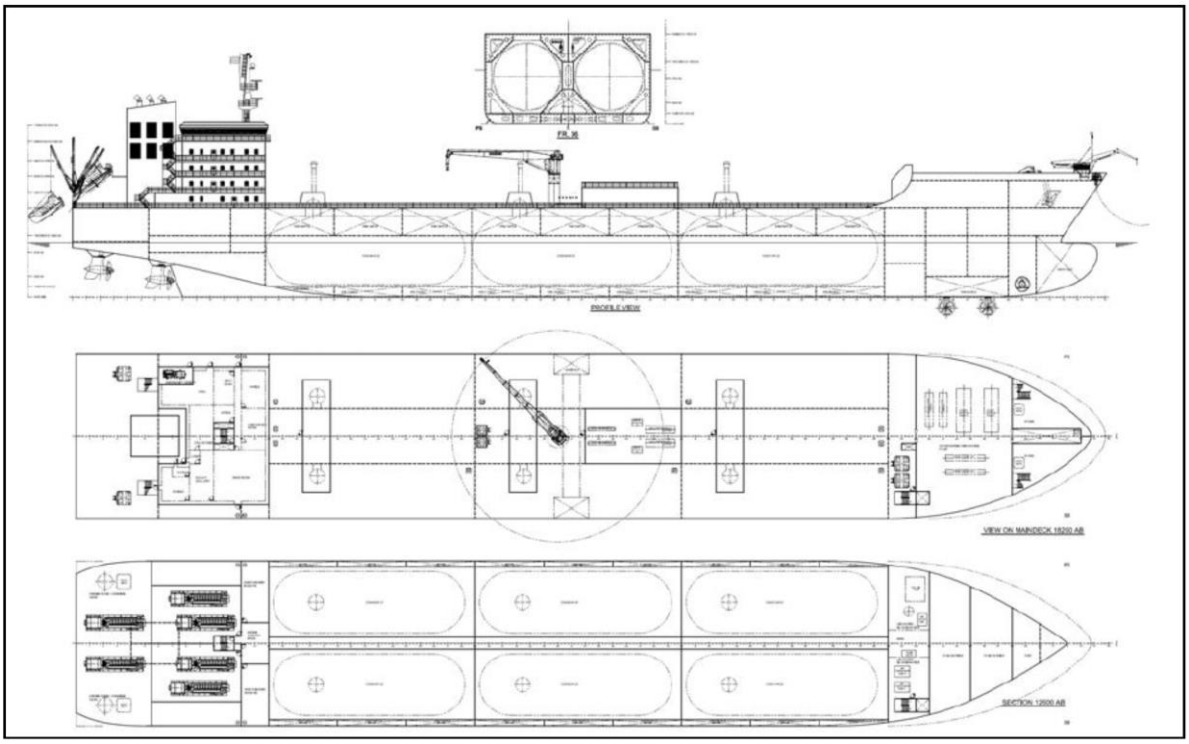
(6) 輸送船

Ulstein Sea of Solutions（USOS）は、GCCSI（Global CCS Institute）研究のために、特に既存の油田/ガス田への LCO_2 の輸送と海上荷降ろしのために、LCO_2 船の 2 つのコンセプトデザインを開発した。1 つは Ulstein X-bow®を使用した設計に基づいており、もう 1 つは従来の弓に基づいた設計に基づいている。

輸送船の主要目を表 3.2-5、一般配置図を図 3.2-19 に示す。

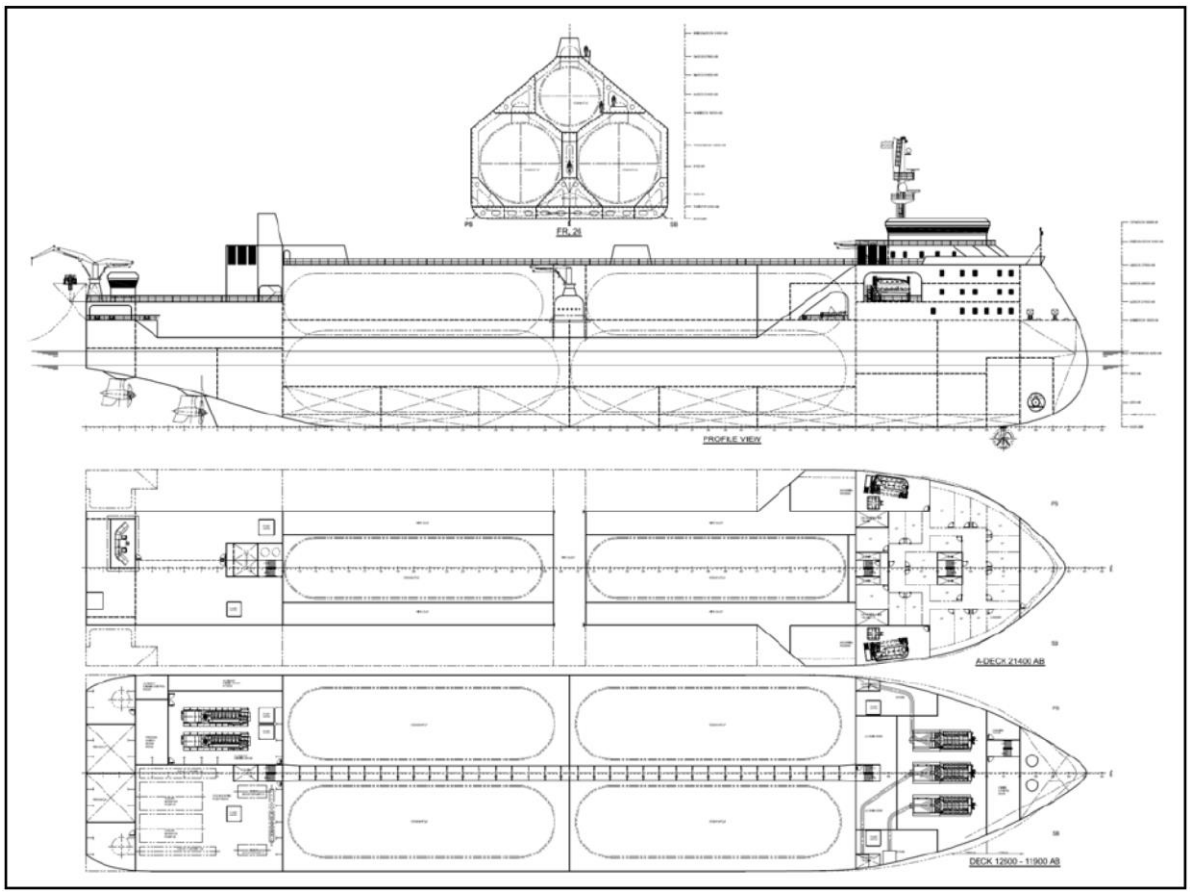
表 3.2-5　LCO_2輸送船の主要目

	従来型	X-bow®型
全長 L_{OA} [m]	210.37	174.05
垂線間長 L_{PP} [m]	195.84	164.24
幅 B [m]	33.60	33.60
深さ D [m]	18.20	18.20
喫水 T [m]	11.00	14.00
載貨重量 DW [重量トン]	37,000	39,000
貨物容量 V[m^3]	30,000	30,000
CO_2での航行速度 [knots]	16.54	16.54
LPG での航行速度 [knots]	17.53	16.22
構成	3 つのホールド、それぞれに 5000m^3 の 2 つの円筒形タンク	三角形の配置のタンクで 2 つのホールド：2 つの円筒形 6,000m^3 の貨物タンクと上部に 3,000m^3 の円筒形タンク
宿泊施設	後方	前方、X-Bow®に統合
荷役	船首	船尾



(conventional design)

図 3.2-19(1)　CO_2/LPG 輸送船の一般配置図



(X-bow® design)

図 3.2-19(2)　CO_2/LPG 輸送船の一般配置図

(7) 貯留層

異なるプロパティを持つ 3 つの貯留層が想定され、各貯留層へは高圧パイプラインまたは液体 CO_2 輸送船で輸送するとして検討している。各貯留層へは表 3.2-3 に示す 5 つの発生源によって生成されるのと同じ容量の CO_2 貯留容量を提供する。表 3.2-6 にその概要を示す。

表 3.2-6　貯留層データの概要

貯留層	貯留層／注入タイプ	ターミナルからの直線距離	航行距離 (NM:Nortical Nile)	有効 Well 数	ターミナルへの接続	年間流量	最大年間流量
Sink A	枯渇ガス貯留層	25 km	適用なし	6	パイプライン	2.35 MTA	3.0 MTA
Sink B	枯渇ガス貯留層	220 km	120 NM	3	船舶	1.75 MTA	2.1 MTA
Sink C	EOR	400 km	20 NM	—	船舶	1.5 MTA	1.8 MTA
TOTAL						5.6 MTA	6.9 MTA

3.3 まとめ

調査した海外文献では、LCO_2船舶輸送に関して、低温・低圧で輸送の必要性を計画段階で示唆している文献はあるが、Northern Lights の計画でも中温・中圧での実証計画が進められており、現状では低温・低圧用の船舶のスペックは示されていなかった。

第4章 安全環境法制度調査

4.1 関連法規・提出書類・検査

4.1.1 関連法規等

(1) 船舶法及び関連法令（日本船舶であることの証明書交付規則、小型船舶登録令・登録規則等）

日本船舶に対する行政的保護と取締りを目的として、日本船舶の国籍要件とその法的効果、船舶登記、船舶登録、船舶国籍証書などについて定めた法律。

(2) 船舶安全法及び関連法令（船舶構造規則、防火構造規則、機関規則、設備規則、消防設備規則等）

日本船舶の堪航性及び人命の安全を保持するための法律。船舶の安全を確保するために、必要な構造・設備要件等を定め、これらの要件を満たしているかの確認をするため、船舶検査を実施している。大量生産される船舶又は船舶用物件において、型式承認制度等を導入し船舶検査の合理化を実施している。

(3) 危険物船舶運送法及び貯蔵規則（液化ガスばら積船規則等）

日本船舶による危険物の運送及び貯蔵、並びに常用危険物の取扱いに関し施設しなければならない設備事項及びその標準について定めた法律。

(4) 日本海事協会鋼船規則（N 編含む）

船舶の安全性をある一定水準以上に維持させるための検査を行うことであり、このためにその基準となる技術規則を制定しこれを公表する必要がある。これらの規則としては、鋼船規則等の技術規則及び規則の実施に関する規則の解釈、取扱等を定めた要領がある。NK の技術規則は、一般に船級船や各種の装置、設備、材料、艤装品等が保持すべき要件を定めた技術基準と、その要件を満たしていることを確認する検査の基準を定めている。

(5) 満載喫水線規則

船舶の過積載による海難事故を十分な予備浮力確保により防止する目的で国際海事機関（IMO ）の海上安全委員会（MSC）において平成１５年６月に採択された国際満載喫水線条約を国内法令に取り入れたもの。

(6) 船舶のトン数の測度に関する法律

この法律は、1969 年の船舶のトン数の測度に関する国際条約を実施するとともに、海事に関する制度の適正な運営を確保するため、船舶のトン数の測度及び国際トン数証書の交付に関し必要な事項を定めたもの。

(7) 船員法及び関連法令（船員労働安全衛生規則等）

船員として日本船舶又は日本船舶以外の国土交通省令の定める船舶に乗り組む、船長及び海員並びに予備船員の雇入契約や給料、労働時間、有給休暇などを定めた法律。

労働者としての船員を保護すること、船舶乗組員（船舶運航共同体）として人的側面から船舶の安全航行を確保することを目的としている。

船員労働の特殊性から、労働一般について定めた労働基準法とは別個の個別の法律となってい

る。

⑻ 電波法及び関連法

電波の公平且つ能率的な利用を確保することによって、公共の福祉を増進することを目的とし、無線設備、免許等について定めている。船舶については船舶安全法により船舶局の開設が義務付けられている。

⑼ 海上衝突予防法

1972 年の海上における衝突の予防のための国際規則の規定に準拠して、船舶の遵守すべき航法、表示すべき灯火及び形象物並びに行うべき信号に関し必要な事項を定めている。

⑽海洋汚染防止法

海洋汚染の防止を目的とした MARPOL 条約の締結により、1970 年日本で海洋汚染防止法が定められた。正式名称は「海洋汚染等及び海上災害の防止に関する法律」。

船舶などから、油、有害液体物質、廃棄物、糞尿等を海洋に排出することや海底の下に 廃棄することを規制すること、大気中への排出ガスを放出する事を規制する事により、海洋の汚染、海洋災害を防止すること、海洋環境を保全することを目的としている。

⑾海上人命安全条約

海上人命安全条約（SOLAS 条約）とは、1912 年のタイタニック号海難事故を受けて制定された、船舶の安全確保を目的とする国際条約。船舶の構造、救命設備、無線設備等の船舶の安全確保を図る条約。日本も批准しており国内措置として多くの関連法律が制定されている。

上記に示した関連法規への具体的な対応は、今後検討する必要がある。

4.1.2 必要書類・証書類

⑴ 船舶国籍証書

日本船舶の所有者は、法務局に船舶の登記をした後に船籍港を管轄する管海官庁に登録の申請をし、船舶国籍証書の交付を受ける。 船舶国籍証書は、その船舶が日本の国籍を有すること及び船舶の同一性を証明する公文書であり、船舶国籍証書の交付がなければ船舶を航行させることは出来ない。

⑵ 船舶無線局免許状

電波法に基づき無線局が免許を与えられた時に交付される公文書である。無線局免許状は、無線局に備え付けておかねばならず、船舶局、船舶地球局は主たる送信装置のある場所の見やすい箇所に掲げておかなければならない。免許の申請は船舶の船籍港の都道府県を管轄する地方総合通信局へ行う。

⑶ 船舶検査証書

船舶安全法において、船舶の設計・製造段階から廃船に至るまでの間、船舶が航行するために必要な構造、設備などが技術基準に適合しているかを国など（日本海事協会：NK が非旅客船に

ついて行う検査は管海官庁が行ったものとみなされる。）が確認をしている。検査に合格した船舶に対しては、最大搭載人員などの航行上の条件を定めた「船舶検査証書」が交付される。

(4) 船舶検査手帳及び件名表

船舶安全法において、船舶の設計・製造段階から廃船に至るまでの間、船舶が航行するために必要な構造、設備などが技術基準に適合しているかを国など（日本海事協会：NK が非旅客船について行う検査は管海官庁が行ったものとみなされる。）が確認をしている。検査に合格した船舶に対しては、最大搭載人員などの航行上の条件を定めた「船舶検査証書」、船検の時期などが記載された「船舶検査手帳」が交付され、船舶検査証書の有効期限が 5 年である船舶には船舶検査手帳の別冊として件名表が追加で交付される。件名表には船体・機関・設備の要目・寸法等が記入されている。

(5) NK 船級証書、及び NK 船舶設備証書

『鋼船規則』などの ClassNK の技術規則に定められた登録検査を受け、規則に適合した船舶及び海洋構造物は、船級委員会の決議を経て、船級並びに設備符号が付与され、船級船として船級証書並びに設備証書が発行される。登録検査は新造船の場合には、設計図面の審査の後、検査員による工場や造船所での材料、機器、機関、船体構造及び艤装の現場検査から、海上試運転に至るまで、一貫したシステムで行われている。

(6) 海洋汚染防止証書、及び海洋汚染防止検査手帳

海洋汚染防止法に基づき、下記の船舶は海洋汚染防止証書、及び海洋汚染防止検査手帳の交付を受けなければならない。

a) 海洋汚染防止設備を設置すべき船舶のうち当該船舶からの油、有害液体物質又は糞尿等の排出があつた場合における海洋の汚染を最小限度にとどめるために国土交通大臣の検査を必要とするものとしてその用途、航行する海域、大きさ等の区分に応じ国土交通省令で定める船舶

b) 油濁防止緊急措置手引書若しくは有害液体汚染防止緊急措置手引書又は船舶間貨物油積替作業手引書を備え置き、又は掲示すべき船舶

c) 船舶から排出ガスの放出があつた場合における大気の汚染を最小限度にとどめるために国土交通大臣の検査を必要とするものとしてその用途，航行する海域，大きさ等の区分に応じ国土交通省令で定める船舶

d) 原油タンカー

(7) 満載喫水線証書

満載喫水線規則に基づき発給される、各海域における満載喫水線（貨物満載時に船体が水面下に沈むことのできる限界線）を指定する証明書。船級協会若しくは行政機関が計算・検証を行って、満載喫水線証書を発給する。

(8) タンク容積鑑定書

NKKK、SK 等の検定業者により計測・測量された貨物タンクの内容量の鑑定書

(9) 載貨重量鑑定書

満載喫水線のもと、船舶に積み込める物品（貨物、燃料、水、食料等）の最大重量を計測・測量した鑑定書。発行はNK、若しくは検定業者。

(10)小型船舶検査証書及び手帳（交通艇）

船舶安全法において、船舶の設計・製造段階から廃船に至るまでの間、船舶が航行するために必要な構造、設備などが技術基準に適合しているかを国などが確認をしている。

総トン数20トン未満の船舶を「小型船舶」といい、小型船舶の検査と登録は日本小型船舶検査機構（JCI）が国の代行機関として実施している。

検査に合格した小型船舶に対しては、最大搭載人員などの航行上の条件を定めた「船舶検査証書」、船検の時期などが記載された「船舶検査手帳」及び船舶の両舷に貼り付けて船検に合格したことを表示する「船舶検査済票」1組が交付される。

(11)その他艤装品に関する舶用証明書

艤装品は性能基準を満たしていることを要求され、国、船級協会等の試験を合格する必要がある。試験が合格した艤装品には型式承認を受けたことの証明書が発給される。

艤装品とは錨・錨鎖、航海計器、無線計器、主機、舵、発電機等の船舶に取付け設置される設備の総称。

(12)船舶安全管理認定書（SMC）

外航海運においては、大型海難事故原因に占める人的要因の比率が上昇しており、こうした事故を防止するため、1993年のIMO総会において、船舶安全管理体制を確立する目的でISMコードが策定され、1998年7月から国際航海に従事する旅客船及び総トン数500トン以上の油タンカー等に対し、同コードの内容が強制化された。

内航海運においても、外航海運の動向を踏まえ、荷主としての石油業界の一部が傭船するタンカーの安全性の確保及び海洋環境保護のための安全運航管理体制を確立させることを内航海運事業者に求めたため、任意により申請者が構築した安全管理システムを認証するスキームが制定されている。

上記に示した申請等の具体的な作成は、今後検討する必要がある。

4.1.3 検査

船舶安全法により船舶は陸上の交通機関と比較して一度に大量の人や物を輸送し、海上（水上）を航行するため、航行中における船内の人命と財産の保護を図るため必要な施設をすること、そして、その有効性を確認するために定期及び不定期の検査を受けることが、義務づけられている。

(1) 検査の種類

a) 年次検査：船体，機関，艤装及び消火設備等の一般現状について確認する検査

b) 中間検査：船体，機関，艤装及び消火設備等について行う簡易な検査

c) 定期検査：船体，機関，艤装及び消火設備等について行う詳細な検査

d) 船底検査：一般に入渠又は上架して行う船底部等の検査、一般的に定期検査時に行う。

e) プロペラ軸及び船尾管軸の検査：一般に開放して行うプロペラ軸及び船尾管軸等の検査、一般的に定期検査時に行う

f) 機関継続検査：機関及び装置を開放して行う検査について，計画的且つ継続的に定められた期間を超えない間隔で順次行う検査

また、船種類別に特別な検査が要求され、液化ガスばら積船の検査の特別要件がある。

(2) 検査の時期

a) 年次検査：就航日を基準日とし、基準日の前後 3 ヶ月以内のいずれかの日に行う。

b) 中間検査：基準日から 2 回目、または 3 回目の年次検査の時期に行う。

c) 定期検査：基準日から満 5 年目に受ける検査。（船舶検査証書の有効期限が 5 年のため）証書の有効期間が満了する日の 3 ヶ月前から当該期間が満了する日までの間。

上記に示した申請等の検査については、実証試験中に随時実施する必要がある。

4.2 海難防止対策

海難防止対策として、LCO_2運搬船の運航、カーゴハンドリングについて外部機関での評価を実施することが現実的と判断される。本項では水素輸送等、過去の危険物輸送での評価項目を参考に、CO_2独自の評価項目を策定し、その結果を表 4.2-1 に示す。なお、評価項目の内容は、今後検討する必要がある。

表 4.2-1　海難防止対策用資料の目次案

【第I編　事業の概要】			
1			背景
2			調査計画
	2.1		調査内容
【第 II 編　液化二酸化炭素運搬船の航行安全対策（一般）】			
1			液化二酸化炭素の特性
	1.1		液化二酸化炭素の位置づけ
	1.2		海上防災検討での取りまとめ
		1.2.1	二酸化炭素の特性
		1.2.2	二酸化炭素の性質
	1.3		液化二酸化炭素及び炭酸ガスの取り扱い
2			液化二酸化炭素基地及び液化二酸化炭素運搬船
	2.1		液化二酸化炭素基地の例
	2.2		液化二酸化炭素運搬船の例
	2.3		液化二酸化運搬船の特徴
		2.3.1	液化二酸化炭素運搬船の残存能力及び貨物タンクの位置
		2.3.2	蓄圧タンク方式の採用
		2.3.3	電気推進の採用
		2.3.4	操船性の向上
		2.3.5	安全航行に有効な機器の搭載
	2.4		貨物タンクの内圧上昇と蓄圧期間
		2.4.1	通常時
		2.4.2	座礁等による船舶停止状態（満載時）
		2.4.3	貨物タンクのまとめ
	2.5		船橋視界
	2.6		船員の資格・訓練
3			液化二酸化炭素荷役の概要
	3.1		液化二酸化炭素運搬船及び搭載設備の概要
		3.1.1	本船主要搭載設備の配置
		3.1.2	本船主要搭載設備の概要
		3.1.3	本船ガス検知設備
		3.1.4	陸上荷役設備
		3.1.5	緊急時対応設備
	3.2		液化二酸化炭素荷役の手順
		3.2.1	荷役手順の要点
		3.2.2	液化二酸化炭素荷役の手順

4			液化二酸化炭素運搬船の着桟・荷役中の周辺環境に対する安全性の検討
	4.1		検討の背景
	4.2		液化二酸化炭素運搬船からの二酸化炭素ガス放出
	4.3		船上ベントマストからの余剰二酸化炭素ガスの拡散シミュレーション
	4.4		カーゴチェンジ
		4.4.1	カーゴチェンジの概要
		4.4.2	カーゴチェンジの手順
	4.5		検討結果のまとめ
5			液化二酸化炭素運搬船の航行安全対策
	5.1		液化二酸化炭素運搬船の港内航行・着桟操船の安全性
		5.1.1	内航LPG船港内航行・着桟操船の安全性
		5.1.2	液化二酸化炭素運搬船と内航LPG船の相違点
		5.1.3	液化二酸化炭素運搬船の操船上の特徴
		5.1.4	液化二酸化炭素運搬船の港内航行・着桟操船の安全性
	5.2		液化二酸化炭素荷役時の安全性
		5.2.1	荷役安全管理体制
		5.2.2	荷役開始前の安全対策
		5.2.3	荷役中の安全対策
	5.3		液化二酸化炭素運搬船の航行安全対策（一般的に必要とされる安全対策）
	5.4		モデル港（舞鶴/苫小牧)における航行安全対策の結果
【第Ⅲ編　モデル港（舞鶴/苫小牧）における航行安全対策（結果概要）】			
2			舞鶴/苫小牧　岸壁の使用方法
3			舞鶴/苫小牧における検討内容・結果の概要
	3.3		荷役中止・係留限界の概要
	3.4		航行安全対策の概要
		3.4.1	入港着桟操船
		3.4.2	着桟舷
		3.4.3	荷役
		3.4.4	長期係留
		3.4.5	離岸出港操船
		3.4.7	周囲航行船舶との調整
【第Ⅳ編　参考資料】			
1			IGCコードにおける液化二酸化炭素の取り扱い及び暫定勧告での通知要件の概要
	1.1		IGCコードにおける液化二酸化炭素の取り扱い
	1.2		液化二酸化炭素運搬のための最低要件とIMOにおける審議状況
	1.4		暫定勧告における特別要件
2			日本のCCS事業
	2.1		CCSの概要
	2.2		液化二酸化炭素用ローディングシステム開発とルール整備事業の概要

第5章 実証試験計画案の策定

5.1 実証試験の概要

5.1.1 目的

本項では世界初となる低温・低圧 LCO_2 と常温 LPG の兼用輸送技術を確立するため、実証船を運航し、考えられる実証試験項目を提案する。

- 実証試験は、基礎的な要素開発のための陸上試験と、船舶運航による船舶実証試験とする。
- 船舶輸送のトータルシステムの徹底的な低コスト化・汎用化を目指し、着実な社会実装に向けての実証試験とする。
- ISO/TC265 等の標準化機関に提供する船舶設計・操業に関するデータを取得する。

5.1.2 実証試験への流れ（案）

実証試験への流れは図 5.1-1 に示すように、2019 年度に PreFS として、課題整理・関連技術調査・既存文献調査を、2020 年度にフェーズⅠFS 調査等として、基礎試験項目検討・船型の検討・実証試験の基礎的計画の検討を実施した。今後は、フェーズⅡ応用開発として、技術開発・安全性評価・経済性評価・関係手続・実証試験準備を、フェーズⅢ船舶実証開発として、船舶実証試験を実施する必要がある。

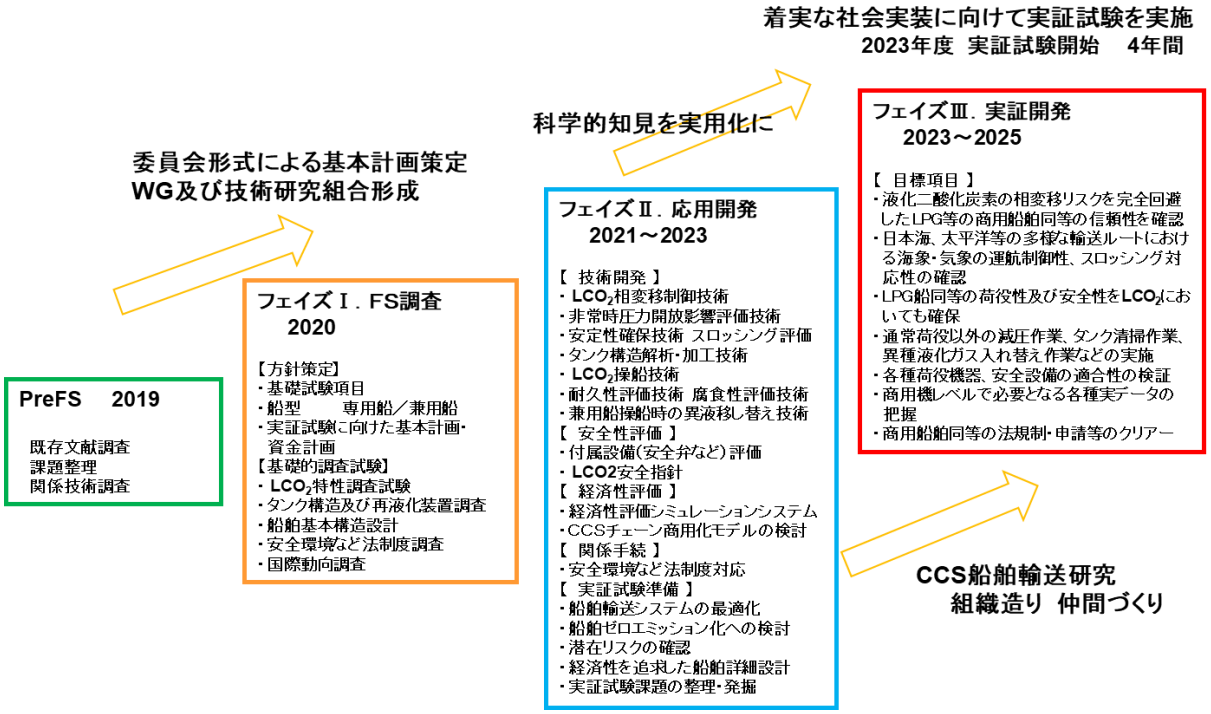


図 5.1-1 実証試験への流れ（案）

5.1.3　LCO_2 船舶輸送の課題

CO_2 船舶輸送の課題は、図 5.1-2 に示すように、①船舶の安定性に関する課題、②CO_2 三重点近傍の LCO_2 圧力制御・安定性に関する課題、③船舶航行及び荷役に関する課題がある。さらに、国際的なルール（ISO 等）形成への参画や関係法規制の調査対応も今後実施していく必要がある項目である。

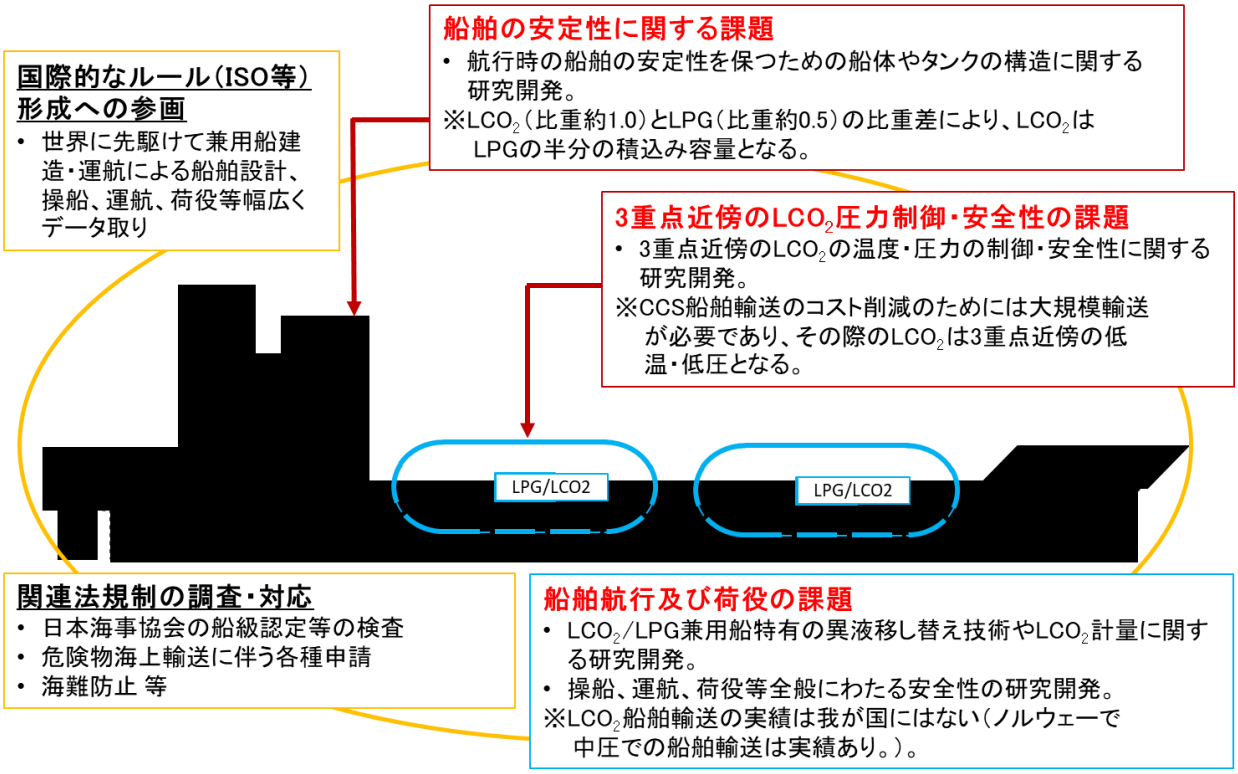


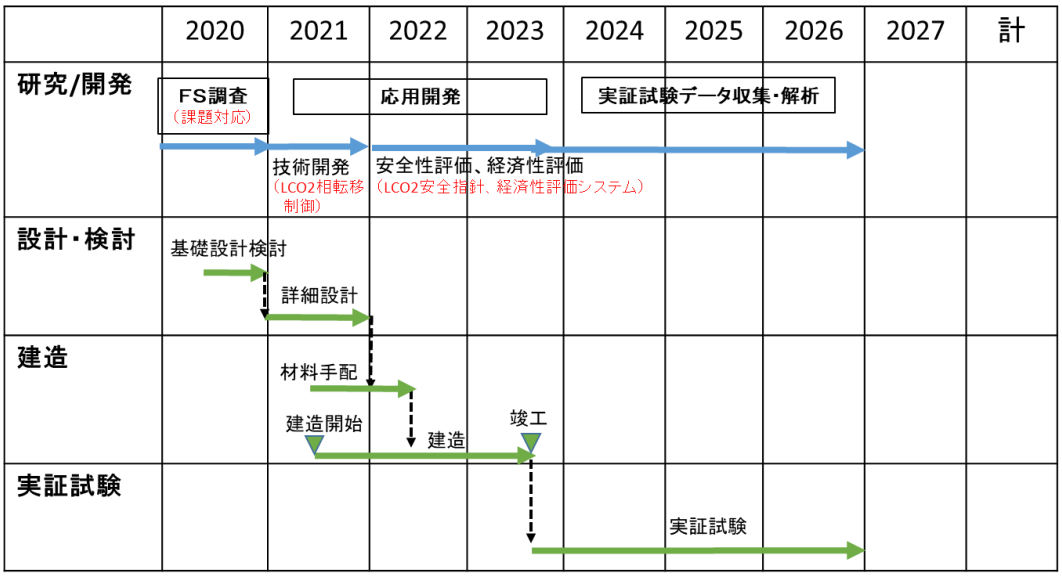
図 5.1−2　CO_2 船舶輸送の課題

2.2.5 節での低温・低圧や中温・中圧の比較や図 5.1-2 に示す課題に対応するために、以下の計画を実施して、検討する必要がある。

5.1.4　試験工程

CO_2 船舶輸送実証試験のスケジュール（案）を表 5.1-1 に示す。船舶の建造を 2023 年 12 月には完了し、その後、2027 年 3 月にかけて船舶実証試験を実施するという試みである。

表 5.1-1　CO_2 船舶輸送実証試験のスケジュール（案）



5.2 陸上試験計画（案）

本項では、陸上実証計画を行うべき試験目的・意義について検証を行い、LCO_2輸送船の大型化に向けて本実証試験が欠かせないものであることを提言する。併せて、本年度の取り組み内容についての報告もまとめる。

5.2.1 陸上試験実施の背景･目的

(1) 試験実施背景

世界的な CO_2削減の取組みの流れの中で、我々は船舶による LCO_2海上輸送インフラの提案により､新たな市場の創出を図る必要がある｡LCO_2大規模輸送を商用ベースに乗せるべく､1,000ton級以上の輸送船建造のための基礎技術の蓄積を行うことが重要である。大型化にあたっての障壁は、既存 CO_2輸送船の輸送形態が中温・中圧(-20℃、2MPa G)であり、低温・低圧による輸送技術のノウハウの実績がないということである

世界に先んじ、低温・低圧での LCO_2 の圧力・温度制御及び荷役に係る問題点を検証する実証試験を行い、技術を検証する必要がある。

(2) 陸上試験実施目的

本実証試験は下記 5 項目の技術を検証する。

a) 大型貨物タンク製造技術の確立

実証船向けに KL9N60 または KL7N60 をタンク鋼材として検討したが、CO_2性状に因っては応力腐食割れを起こす可能性がある。本実証試験にて KL9N60 または KL7N60 を用いた実証タンクを製造し、問題がない事を実証する必要がある。

加えて、前項記載の 5,500m^{3}クラスの大型貨物槽について、規則要求では 40mm 板厚までが規則における上限であるが、40mm 以上の板厚製造・加工・溶接についての承認を鋼材メーカーと協力し日本海事協会より取得、製造技術の確立を目指す必要がある。

b) Boil Off Gas 制御のための圧力・温度制御技術の確立

低温・低圧(-50℃、1MPa G)での LCO_2用の圧力・温度制御については世界的にも実績がない。LPG 船においては再液化方式にて、タンクの侵入熱により発生する Boil Off Gas を再液化処理し、タンク内雰囲気を低温・低圧に保持している。実証試験にて、考慮しうる複数の冷却方式について、検証を行い、大型輸送船に適した制御技術を確立する必要がある。

c) 冷却方式の確立

冷却式詳細については別項にて記載する。

d) 低温・低圧での CO_2荷役のための問題点抽出

CO_2 の三重点近傍である、-50℃でのオペレーションについて実証を行う必要がある。LCO_2受入、移送、貯蔵、払い出し、といった実際に考慮される荷役手順の過程を試験にて検証することにより、ドライアイス化の防止ノウハウ・配管流速の最適値の解析技術等を確立する必要がある。

e) その他技術課題の抽出

陸上試験において、その他の技術的課題を抽出する。陸上試験では、試験装置での試験のほかに、基礎要素試験（素材の加工性・腐食性等）も実施する。

5.2.2　実施スキーム

本実証試験は、費用を低減し、かつ安定的に検証を行う観点から陸上のスモールスケールプラントで実施することが現実的と判断される。試験場所については、本実証試験設備の設置場所に適用される法規則を高圧ガス保安協会に確認する必要がある。

(1) 陸上試験概略

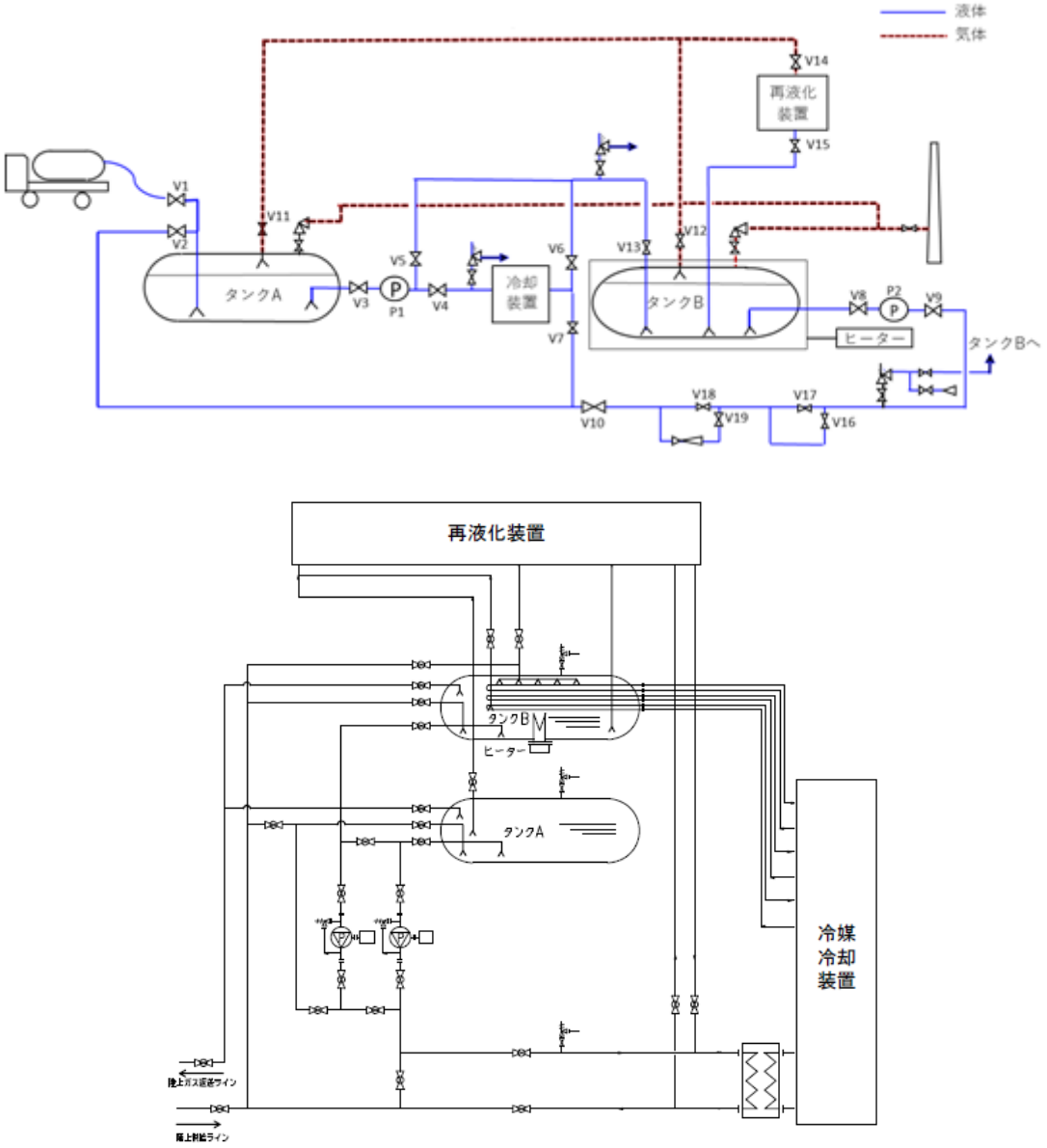


図 5.2-1　陸上試験装置概略図（案）

(2) 試験実施体制

表 5.2-1　陸上試験実施体制（案）

設 備	LCO_2 供給	タンクA	タンクB	ヒーター	再液化装置		安全弁	ベント装置	配 管
既成/新規	タンクローリー	新規製作	新規製作	既製品	新規製作		既製品	新規製作	新規製作
仕 様	10t	12m³	12m³	BOG量:要検討	BOG量:要検討			KLPB管/防熱	KLPB管/防熱
設計条件	-20℃/2MPaG	-50℃/2MPaG	-50℃/1MPaG				2MPaG/1MPaG	-50℃/2MPaG	-50℃/2MPaG
運転時					上限	下限			
温 度		-20℃	-46℃		-44℃	-48℃			
圧 力		1.87MPaG	0.70MPaG		0.76MPaG	0.64MPaG			
備 考		KL9or7N60で製作 含む;防熱	KL9or7N60で製作 含む;防熱	ヒーターは議論中	三重点:-56.6℃/0.518MPaG				

5.2.3　陸上試験装置概要

表 5.2-2 に陸上試験装置に使用する装備品の概要（案）について記す。

表 5.2-2　陸上試験装置概要（案）

品名	仕様	備考
タンク A	タンク容量及びサイズ：12 ㎥、 内径 2.0m x 全長 4.55m 設計圧力及び設計温度：-50℃、2.00MPa G 板厚：胴 15 mm、鏡 15 mm タンク鋼材：KL9N60(SL9N590) または KL7N60(SL7N590) 腐食予備厚　：1.0mm 液面計測装置：1 組装備 温度・圧力計：各 1 組装備 応力除去　　：機械的応力除去 耐圧試験　　：3.0MPa G 安全弁設定圧：2.00MPa G タンク防熱　：ウレタン吹付 約 150mm	*設計圧力・温度は実証船向けと同様。 *タンク製造の加工・溶接・検査を実証。 *LCO_2 受入及び初期冷却用のタンクとする。 *防熱性能を実証。
タンク B	タンク容量及びサイズ：12 ㎥、 内径 2.0m x 全長 4.55m 設計圧力及び設計温度：-50℃、1.00MPa G 板厚：胴 15 mm、鏡 15 mm タンク鋼材：KL9N60(SL9N590) または KL7N60(SL7N590) 腐食予備厚　：1.0mm 液面計測装置：1 組装備 温度・圧力計：各 1 組装備 応力除去　　：機械的応力除去 耐圧試験　　：3.0MPa G 安全弁設定圧：1.00MPa G タンク防熱　：ウレタン吹付 約 50～100mm ヒーター　　:再液化装置能力検証のため、2 ㎥/h の BOG 発生用として設ける	*設計圧力・温度は CO_2 専用船向けと同様。 *タンク製造の加工・溶接・検査を実証。 *気体冷却方式検証用にタンク内部に冷却コイル装備。 *冷却性能を実証。

液移送ポンプ	ポンプ：2 組装備。 容　量：12 ㎥/h	LCO2 移送用。
冷却装置 3 方式概要	①　気体冷却方式 タンク上部（気層部）に冷却コイルを設置し、冷媒を循環させ熱交換を行うことでガスを冷却する。冷却システムがシンプルで消火装置向けにて実績もあるが、ガススペースを必要とする分、貨物積載量が減る。また、大型タンクではコイルが長くなることの検討が必要である。 ②　液体冷却方式 タンク外の熱交換器にて冷却した液体を再びタンへ戻し、冷却する。再液化方式の再液化装置を冷却装置に代えたシステムにて、効果を検証する必要がある。 ③　再液化（カスケード）方式 LPG 船と同様のシステム。タンク外の系統・装置が上記の 2 方式に比べて複雑となり、制御も難しいと考えられる。舶用 CO_2 圧縮機の新規開発が必要となる。	

(1) **試験項目（案）**

試験項目とその目的、及び、計測項目・計測箇所等は十分議論して決める必要がある。
一例として以下のようなものがある。

a)　タンク製造技術の検証

- 実証船は LCO_2/LPG 兼用船で、設計条件が-50℃、2.0MPa G と設定した。
- 使用鋼材は厚板の低温用鋼材となるため、鋼材の加工性、及び、溶接性の検証を実施する。

b)　管内流速の適正値の確認

- 管内流速が速くなると直線部や曲り部等で圧力変動が生じ、ドライアイスが発生するため、LCO_2 の適正な管内流速は、1～1.5m/s と言われている。
- 管内流速を速くすることが可能なら、配管口径を小さくできるかまたは荷役時間を速くできる。
- 配管内各部にてドライアイスが発生する可能性のある流速を見極め、配管設計に使用する管内流速の適正値を求める。
- 本実証試験において、1.5m/s 以上の流速でもドライアイスの発生が認められないとしても、経験豊富なガス会社の意見も十分考慮し、最終的な設計流速を決める必要がある。

c)　冷却装置による温度・圧力の制御性能の確認

- LCO_2 運搬時はタンク内圧力を維持するために冷却装置が必要となる。
- LPG 用の再液化装置は十分実績があるが、LCO_2 用の実績はない。
- 温度と同時に圧力も制御する必要があるため、LCO_2 用の冷却装置の性能検証を実施し、三重点近傍の-48～-44℃付近での制御が可能であることを確認する。
- BOG を冷却すればそれに従って圧力も下がるはずだが、装置内でドライアイスの発生が

ないことの確認が必要である。

- 冷却方法、冷媒の種類、圧力維持方法等の検証も必要である。

d) 安全弁作動時のドライアイス発生状況の確認

- タンク内の圧力上昇により安全弁が作動しても、排気にはドライアイスは発生しないと思われるが、BOG の湿り度によっては粉末状のドライアイスが発生する可能性がある。この様な排気の適切な排気方法を検証し、安全弁の作動に影響しないことを確認する。
- 配管付き安全弁が作動すればドライアイスが発生する可能性がある。この場合のドライアイスがパウダー状かシャーベット状か固形かの確認をする。
- LNG 船の場合、配管付き安全弁からの排気はタンク内に戻すようであるが、LCO_2でも同様の処理が可能かどうかの検証を行う。
- 安全弁からの排気をベントポストに導き、CO_2ガスの挙動を調べる。排気ガスの適切な処理方法を検討する。

e) BOG 発生量のシミュレーションの検証

- LCO_2の温度やタンク周囲温度等を基にして、BOG 発生量のシミュレーションを実施する。
- 試験中にタンク内圧や温度等を計測し、シミュレーション結果との比較を行い、設計に使用できるシミュレーションプログラムの精度を向上する。
- 試験はタンク B で行う。タンク B は、ヒーターを使用してタンク内温度の調整が可能であるため、BOG 発生量を調整し、タンク内の温度・圧力制御の検証が可能である。
- タンク外壁の応力を計測し、タンク内温度・圧力と応力の関係を求め、構造解析結果と照合する。

f) 計測項目（参考）

- 温度 ： タンク内気層部・液層部（深さ方向数か所）、配管各部
- 圧力 ： タンク内部、配管各部（直線部、曲がり部）
- 流速 ： 配管各部（直線部、曲がり部）
- 応力 ： タンク外壁
- ドライアイス化状態 ： 配管内、安全弁吹出部
- CO_2拡散状況 ： 安全弁吹出部、ベント管

(2) 試験手順（案）

図 5.2-1 に基づいて概略の試験手順を以下に示す。

a) タンクローリーからタンク A/B に低温 CO_2（ガス）を注入し、タンク A/B の初期冷却をする。

b) タンクローリーからタンク A に LCO_2を注入する。（-20℃、2MPaG）

c) ポンプを作動させ、冷却装置を作動する。
タンク A の液温が-46℃、圧力が 0.7MPaG 程度になるまでタンク A→ポンプ→冷却装置→タンク A の循環運転を続ける。

d) タンク A の温度・圧力が安定すれば、タンク A の LCO_2をタンク B へゆっくりと移送し、タンク B を徐々に冷却する。

e) タンク B の温度がある程度低下すれば、タンク B に LCO_2 を移送し、タンク B を十分に冷却する。

f) この状態でしばらく放置した後、冷却装置を作動して、圧力を 0.7MPaG 程度に調整できることを確認する。（必要に応じてヒーターを作動させ、タンク内の温度を上昇させる）

g) ポンプを作動させタンク B の LCO_2 の約半分をタンク A に戻す。

h) 両タンクの液量がほぼ同程度になればポンプを 2 台共、作動させる。両タンクの液量がほぼ同一に維持されていることを確認しながら連続循環運転し、各種試験を実施する。

(3) 各冷却方式まとめ

各冷却方式のまとめを表 5.2-3 に示す。

表 5.2-3　各冷却方式のまとめ

項目 方式	概要	冷却装置 サイズ	実証船 電力	課題
気体冷却	カーゴタンク気層に冷却コイルを設置、冷媒をタンク内コイルへ導くことにより CO_2 との熱交換を行う方式。	小	約 100kW	タンク内冷却コイルが長距離になりカーゴスペースが他 2 方式に比べて、劣る。
液体冷却	カーゴタンク底部の液をポンプにより熱交換器まで導き、冷媒と熱交換してタンクへ戻し、タンク内温度を下げる方式。	中	約 100kW	再液化方式の再液化装置を冷却装置に代えたシステムで、効果を検証する必要がある。
再液化	カーゴタンク内ボイルオフガスを圧縮、冷媒との熱交換により CO_2 を凝縮させ、タンクへ戻し、タンク内温度を下げる方式。	大	約 100kW＋ カーゴ圧縮機分	装置が他 2 方式に比べて複雑。 圧縮機の新規開発を行う必要があり、実現までには時間を要する。

5.2.4　実施スケジュール

(1) 概括工程表

陸上試験の概括工程表を表 5.2-4 に示す。

表 5.2-4　概括工程表案

大項目	内容	2020年度				2021年度				2022度				2023年度			
		1Q	2Q	3Q	4Q	1Q	2Q	3Q	4Q	1Q	2Q	3Q	4Q	1Q	2Q	3Q	4Q
主要接点				★ 船台予約	★ 概略仕様 陸上試験 計画策定		★ タンク鋼 材決定/ 造船契約			★ タンク 鋼材発注					★ タンク 搭載	★ 竣工	
陸上実証試験	鋼種検討																
	試験計画立案																
	腐食・耐性試験																

(2) 今後の検討項目

今後必要な検討項目として、以下のことが考えられる。

- 陸上試験装置の設置場所
- 陸上適用規則の詳細確認、申請、等（高圧ガス保安法）
  NK 鋼船規則適用で代えることができるか。
- ドライアイス発生状況の検証方法
  管内流速増大時、冷却時、スプレー時、安全弁作動時、等
- タンク B 付きヒーターの取り付け方法
- 冷却装置ユニット（暴露配置不可）の建屋設置方法
- 設置場所に応じた冷却水、制御用エアー、電源の確保

5.3 船舶運用（案）

本項では、内航船での LPG の荷役、及びカーゴハンドリング方法を参考に、LCO_2輸送の現時点における課題について述べる。また、表 5.3-1 に示す CO_2排出源から CO_2貯留地点までの航路案、各航路の特徴、LCO_2荷役手順、カーゴチェンジ、並びに貨物積載方法について以下に述べる。

表 5.3-1　排出源及び貯留地点の概要

港湾	港湾の区分	事務所	排出源・貯留地
舞鶴港	重要港湾	舞鶴発電所	CO_2の排出源
苫小牧港	国際拠点港湾	苫小牧 CCS 実証センター （日本 CCS 調査）	CO_2の貯留地
大西港	地方港湾	大崎発電所（大崎クールジェン）	CO_2の排出源
三池鉱	重要港湾	三川発電所（シグマパワー有明）	CO_2の排出源

5.3.1　排出源と貯留地の主な港湾設備

(1) 舞鶴港

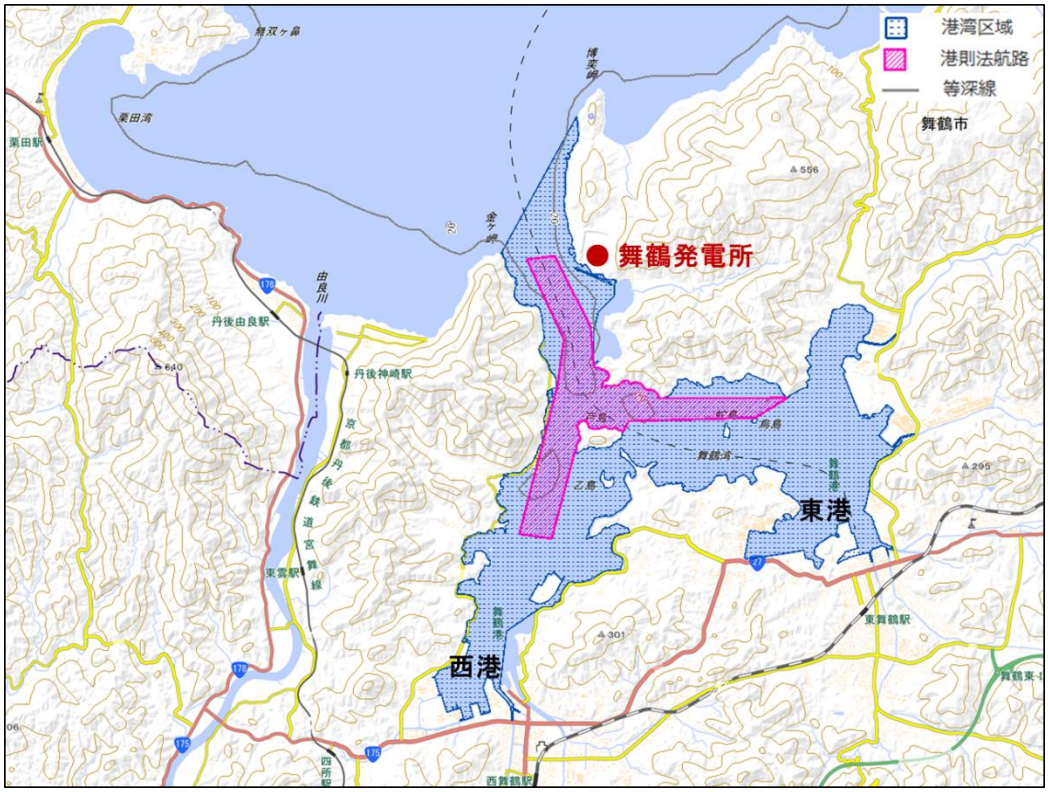
舞鶴港は港湾法上の重要港湾に指定されており、図 5.3-1 に示すように、舞鶴湾全体が港湾区域に指定されており、東港と西港の 2 つに大きく分かれている。湾口から東港や西港入口までは航路が指定されている。

東港は海上自衛隊舞鶴地方総監部がある軍港と近畿圏と北海道を結ぶ長距離フェリーを中心とする国内貿易港で、西港は対中国・韓国・ロシアなど対岸諸国への定期コンテナ航路をもつ国際貿易港として機能分担のもと発展している。

国際航路は韓国・中国・ロシアへのコンテナ貨物船とロシア（ウラジオストク）⇔韓国（東海）⇔日本（境港・舞鶴）の国際フェリー、国内航路は小樽への貨客フェリーが運航している。

港湾施設としては表 5.3-2 に示すように、東港に 3 埠頭（6 バース）、西港に 3 埠頭（10 バース）がある。

舞鶴発電所は図 5.3-2 に示すように、舞鶴湾の入口近くの湾口地区の千歳・大丹生地区にあり、舞鶴港の港湾区域に指定されている。発電所の対岸との間には航路が、桟橋の沖合には検疫錨地が設けられており、近くには定置網漁業権や区画漁業権が指定されている。共同漁業権は舞鶴湾全域が指定されている。また図 5.3-3 に示すように発電所近傍は 15～20m の水深になっている。



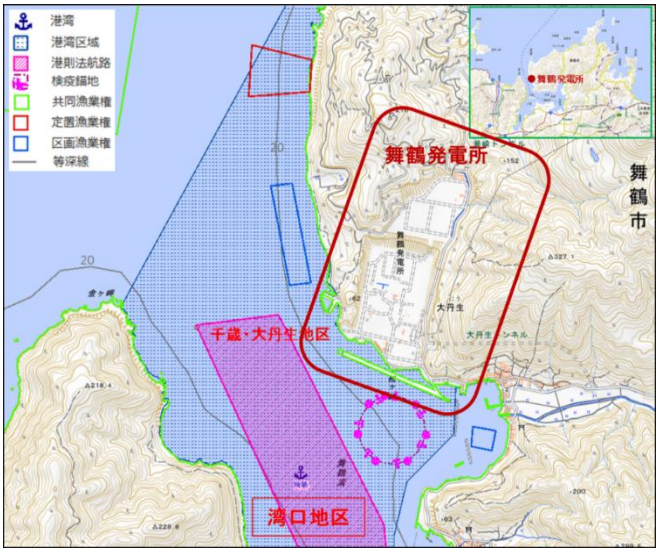
出典：海洋情報表示システムより

図 5.3-1　舞鶴港の港湾域

表 5.3-2　舞鶴港の港湾施設

	総延長	バース	水深	備考
東港				
喜多埠頭	130m	1	-7.5m	木材用、タワークレーン 2 基
	240m	1	-12.0m	
前島埠頭	130m	1	-7.5m	長距離フェリー用、多目的クレーン
	250m	1	-9.0m	
	180m	1	-5.5m	
舞鶴国際埠頭	350m	1	-14.0m	コンテナ船・ばら積み貨物船用、ガントリークレーン 2 基
西港				
第 2 埠頭	130m	1	-8.0m	自動車・ばら積み貨物船・国際クルーズ船用
	185m	1	-10.0m	
	165m	1	-9.0m	
	165m	1	-9.0m	
第 3 埠頭	370m	2	-10.0m	海上保安部用
第 4 埠頭	185m	1	-10.0m	不定期航路貨物、客船用
	300m	3	-5.5m	

出典：京都舞鶴港の HP より



出典：海洋情報表示システムより

図 5.3-2　舞鶴発電所付近の海域利用状況

出典：電子海図（newpec）より

図 5.3-3　舞鶴発電所付近の水深

(2) 苫小牧港

苫小牧港は港湾法上の国際拠点港湾に指定されており、図 5.3-4 に示すように西港区と東港区に分かれている。西港区は掘り込み式になっており、苫小牧 CCS 実証センター（日本 CCS 調査）は西港区の太平洋側にある。

西港区は 3 地区に、東港区は 2 地区に分かれており、各地区の港湾施設は表 5.3-3 のとおりである。

外航定期航路は北米・韓国・中国、内航定期航路は常陸那珂・京浜・東京・川崎・横浜・名古屋・敦賀・大阪、フェリー航路は八戸・仙台・大洗・名古屋・秋田・新潟へ運航している。

苫小牧西港は図 5.3-5 に示すように、港湾区域に指定されており、近くには漁業権は制定されていない。また図 5.3-6 に示すように発電所近傍は 10～15m の水深になっている。

出典：海洋情報表示システムより

図 5.3-4　苫小牧港の港湾域

表 5.3-3　苫小牧港の港湾施設

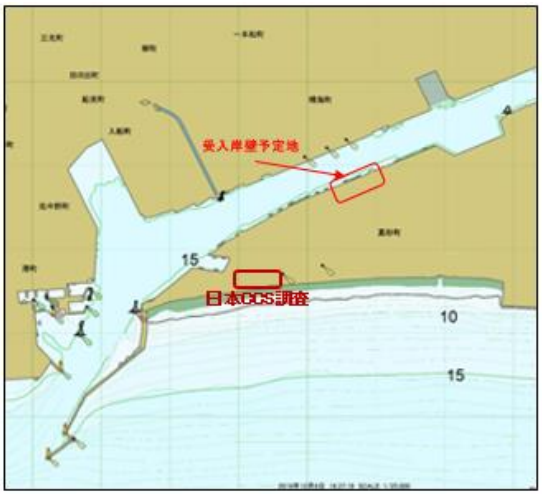
名称			延長	水深	主な取扱貨物
西港区本港地区	南埠頭	1 号岸壁	185.0m	-10.0m	木材チップ、パルプ
		2 号岸壁	185.0m	-10.0m	
		3 号岸壁	195.0m	-11.0m	
	西埠頭	1 号岸壁	220.0m	-9.0m	自動車、日用品雑貨
		2 号岸壁	220.0m	-9.0m	
		3 号岸壁	220.0m	-9.0m	
	北埠頭	1 号岸壁	130.0m	-7.5m	客船、貨物船等の補給休養
		2 号岸壁	130.0m	-7.5m	
		3 号岸壁	90.0m	-5.5m	
		4 号岸壁	90.0m	-5.5m	
	東埠頭	3 号岸壁	146.2m	-9.0m	セメント、雑貨
		4 号岸壁	165.0m	-9.0m	
		5 号岸壁	130.0m	-9.0m	
		6 号岸壁	130.0m	-9.0m	
	入船埠頭	岸壁	330.0m	-14.0m	雑貨
西港区真古舞地区	晴海埠頭	1 号岸壁	240.0m	-12.0m	石炭、日用雑貨
		2 号岸壁	240.0m	-12.0m	

		3 号岸壁	170.0m	-10.0m	
	中央北埠頭	1 号岸壁	182.8m	-10.0m	木材、鋼材
		1 号東岸壁	240.0m	-12.0m	
		2 号岸壁	130.0m	-7.5m	
		3 号岸壁	130.0m	-7.5m	
		4 号岸壁	69.4m	-7.5m	
	中央南埠頭	1 号岸壁	240.0m	-12.0m	飼料用穀物等
		2 号岸壁	240.0m	-12.0m	
		3 号岸壁	130.2m	-7.5m	
		4 号岸壁	165.2m	-9.0m	
西港区勇払地区	勇払埠頭	1 号岸壁	280.0m	-12.0m	木材チップ、 自動車、日用雑貨
		2 号岸壁	185.0m	-10.0m	
		3 号岸壁	130.0m	-7.5m	
		4 号岸壁	130.0m	-7.5m	
		5 号岸壁	240.0m	-12.0m	
		6 号岸壁	165.0m	-9.0m	
東港区弁天地区	中央埠頭	2 号岸壁	330.0m	-12.0m	外貿コンテナ、 国際フィーダーコンテナ
		3 号岸壁	330.0m	-14.0m	
東港区浜厚真地区	周文埠頭	2 号岸壁	240.0m	-12.0m	自動車、日用雑貨

出典：苫小牧港管理組合 HP より

出典：海洋情報表示システムより

図 5.3-5　苫小牧西港の海域利用状況付近



出典：電子海図（newpec）より

図 5.3-6　苫小牧西港付近の水深

(3) 大西港

大西港は広島県大崎上島の中野大西地区と大串地区と長島の南側を含む港湾で、港湾法上の地方港湾に指定されている。大崎発電所はこの長島の南側にある（図 5.3-7 参照）。

大崎上島と長島は長島大橋で繋がっているが、大崎上島は長島以外の島とは繋がっていない。

大崎上島の南の岡村島は大崎下島を経由して呉市内と繋がっており、東の大三島は西瀬戸自動車道で尾道市内や今治市内と繋がっている。このように、大崎上島や長島へは船やフェリーでのアクセスしかない島である。

大西港は地方港湾であり、国土交通省の港別集計表には記載していないので、大西港の港湾施設は割愛する。

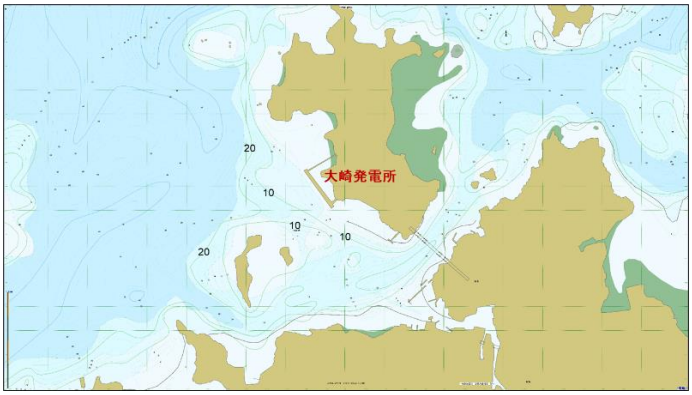
大崎発電所は図 5.3-8 に示すように、発電所周辺の海域は大西港湾域にあり、長島周辺は共同漁業権に指定されている。長島の東や西の港湾域・共同漁業権域には、区画漁業権が指定されている。また図 5.3-9 に示すように発電所近傍は 10～20m の水深になっている。

出典：海洋情報表示システムより

図 5.3-7　大西港の港湾域

出典：海洋情報表示システムより

図 5.3-8　大西港の海域利用状況付近



出典：電子海図（newpec）より

図 5.3-9　大西港付近の水深

(4) 三池港

三池港は港湾法上の重要港湾に指定されており、図 5.3-10 に示すように、三池港港湾域は有明海側、北防波堤で区切られた航路が三池港閘門まで繋がる海域と三池港閘門奥の渠内があり、周囲は大牟田港や荒尾港の港湾域に接している。

港湾施設としては表 5.3-4 に示すように、公共バースが 1 ヶ所（総延長 340m、水深 10.7m）、繋船岸壁が 4 ヶ所（6 バース）、桟橋が 6 ヶ所ある。

三川発電所は図 5.3-11 に示すように、三池港閘門奥の三池港内港の近くにあり、三池港の港湾区域にある。有明海から三池港閘門までは航路が設けられており、有明海の沿岸域には区画漁業権（のり養殖）が指定されている。共同漁業権は三池港のほとんどの海域が指定されている。また図 5.3-12 に示すように三池港は 5～10m の水深になっているが、岸壁の水深は 10m 程度である。

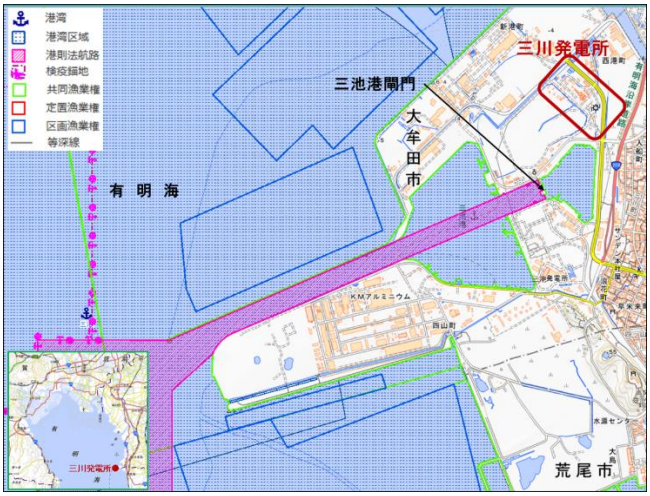
出典：海洋情報表示システムより

図 5.3-10　三池港の港湾域

表 5.3-4　　三池港の港湾施設

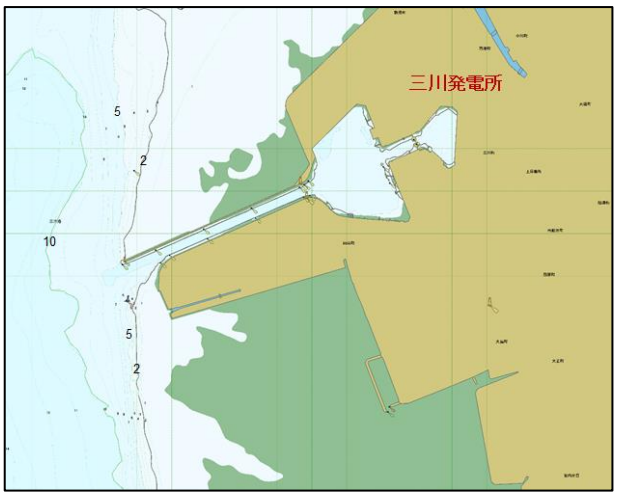
名称	延長	水深	繋船能力
内港北岸壁（公共バース）	340m	-10.7m	D/W20,000 トン級 1 隻
船渠繋船壁（1～3 番バース）	421m	-8.5m	D/W10,000 トン級 3 隻
船渠繋船壁（4 番バース）	117m	-8.5m	D/W10,000 トン級 1 隻
船渠石膏桟橋	31m	-7.0m	D/W1,500 トン級 1 隻
内港繋船壁（5 番バース）	91m	-7.5m	D/W10,000 トン級 1 隻
内港北岸壁（8 番バース）	210m	-10.7m	D/W20,000 トン級 1 隻 D/W5,000 トン級 1 隻
オイルタンカー桟橋（5 ヶ所）	23～44m	-5.5～-7.5m	D/W500～5,000 トン級各 1 隻

出典：三池港の HP より



出典：海洋情報表示システムより

図 5.3-11　三池港の海域利用状況付近



出典：電子海図（newpec）より

図 5.3-12　三池港付近の水深

5.3.2　基本と応用パターン

低温・低圧での LCO_2 船舶輸送において、最大の懸念事項は、三重点近傍での温度・圧力のコントロールである。特に、輸送中に発生する BOG や荷役時のタンク雰囲気、配管流速が管理できなければ、船上でドライアイス化してしまう恐れがある。また、輸送する船舶の課題においては、高比重貨物からなる高重心での操船コントロールが挙げられる。特に、一般的な内航船はタグボートを用いず、自力での着離桟を要求されるため、乗組員の操船技術が肝要となる。

関西電力舞鶴発電所、大崎クールジェン、並びにシグマパワー有明から苫小牧 CCS までそれぞれ航行した場合の実証試験船の航路（案）、及び航行距離を図 5.3-13、及び表 5.3-5 に示す。

また、船舶運航における航行及び荷役基準、並びに LCO_2 の荷役時間、各区間の距離、所要時間、航行スケジュール、及び各航路の気象海象の特徴について(1)～(4)において以下に述べる。

実証試験船の運航検討時の考え方は安全かつ円滑な運航を確保するために以下の項目を前提条件に検討する必要がある。

- 荷積開始時間は午前 8 時とする。
- 荷積および荷揚の作業開始は昼間とする。
- 離接岸は日中とする。
- 離接岸の時間は定時になるように運航する。

図 5.3-13　実証試験船の航路（案）

表 5.3-5　航路ごとの航行距離

排出地	貯留地	航行距離　(NM:Nautical Mile)					
舞鶴（日本海ルート）	苫小牧	近海	沿海				
		532	559				
舞鶴（太平洋ルート）	苫小牧	近海 四国沖	沿海 四国沖	近海瀬戸 内海鳴門	沿海瀬戸 内海鳴門	近海瀬戸 内海明石	沿海瀬戸 内海明石
		1239	1260	1258	1264	1296	1302
大崎（大西）	苫小牧	近海鳴門	沿海鳴門	近海明石	沿海明石		
		905	911	944	950		
三川（大牟田）	苫小牧	近海太平洋	沿海太平洋	近海日本海	沿海日本海		
		1187	1193	957			

出典：日本海運集会所、距離表より算出

(1) 航行及び荷役基準に関する一般論

a) 航行基準

航行基準は各海運会社が定めている安全管理規定において規定される。航行の可否は最終的

に船長の判断に委ねられるが、一般的に表 5.3-6 に示す基準を超過する場合は原則航行停止となる。

b) 荷役基準

荷役基準は各港、各基地で定められている。入港及び荷業の可否は一般的に表 5.3-7 に示す基準を超過した場合は、入港及び荷役作業に制限が課せられる。

表 5.3-6　航行基準

航行基準	
風速	20～30m
波高	3～4m
傾き	30°～40°

表 5.3-7　入港及び荷役基準

荷役基準	
風速	10～15m
波高	0.5m～1.0m
視界	濃霧等

c) 荷役時間

船上タンクのクールダウン、船舶の着離桟、荷役前ミーティング、荷役作業、荷役後協定の締結に要する時間の合計が荷役時間となる。

なお、クールダウンに要する時間はタンクコンディションにより大きく差が出る。例えば、3,500 ㎥の内航 LNG タンカーにおいては、前航揚切から次航積荷役まで短時間の場合はほとんどクールダウンが発生しないものの、常温から-163℃まで冷却する場合は 12 時間程度を要するケースもある。本実証実験船では約 1,300 ㎥と貨物タンクが内航 LNG 船と比較して小型であること、目標とする温度が-50℃と LNG と比較して高温であること、苫小牧揚切から舞鶴入港まで 44 時間程度の経過であることから、昇圧のみのクールダウン作業と設定した。

実証船での LCO_2 の荷役時間の推定結果を表 5.3-8 に示す。ただし、前述のとおり船上タンクのクールダウンはタンクコンディションにより適宜クールダウンを行うか否かを検討する必要がある。

また、荷役時間のうち荷役作業について、圧力変動によるドライアイス化を避けるため配管流速を 1.5m/s と想定して荷役作業を行った場合の所要時間の詳細を表 5.3-9 に示す。

表 5.3-8　荷役時間（案）

実証船での LCO_2 荷役時間（推定）	
項目	所要時間
クールダウン	0.5h
着離桟	それぞれ 0.5h
荷役前ミーティング	0.5h
荷役作業	5.5h
荷役後協定	1h
荷役時間	約 8h

表 5.3-9　配管流速 1.5m/s の場合の荷役作業時間の詳細

項目		数値		公式・備考
配管径	D＝	200	mm	200A
流速	v=	1.5	m/s	
流量	Q1=	169.56	㎥/h	Q1=π/4＊(D/1000)²＊v＊3600
液密度	ρ=	1.138	ton/㎥	-46℃
流量	Q2=	192.96	ton/h	Q2=Q1＊ρ
荷役数量	x=	1000	ton	
積荷時間	y=	5.18	h	y=x＊Q2

(2) 関西電力舞鶴発電所～苫小牧 CCS

a) 距離

沿海船の場合は 559NM、近海船の場合は 532NM

b) 航海スケジュール

１航海あたり５日を要する。従って、船員法第 60 条所定の労働時間を考慮すると、１か月で概ね５航海することが可能である。(表 5.3-10 参照)

よって、港則法第 6 条所定の「夜間着桟」に該当し、荷役が翌日に持ち越した場合や配管及び船上タンクのクールダウンの要否、並びに荒天遅延等の不確定要素を考慮すると、現時点では１か月に４～５航海で約 4,000～5,000 トンの LCO_2 の輸送が理論上可能である。

表 5.3-10　航海スケジュール(舞鶴発電所～苫小牧 CCS)

DAY1　舞鶴積	DAY 2　往路航海中	DAY3　苫小牧揚	DAY4　復路航海中	DAY 5　舞鶴帰着
0730～アップアンカー/	0230～猿山岬通過	1130～苫小牧入港	0030～大間埼通過	0600～猿山岬通過
シフト開始	2130～入道埼通過	1200～着桟完了/	1100～入道埼通過	1500～舞鶴港入港
0800～着桟完了/		荷役前ミーティング		
荷役前ミーティング		1230～揚荷役開始		
(昇圧＆クールダウン)		1800～揚荷役終了/		
0830～積荷役スタート		荷役後協定		
1400～荷役終了/		1830～離桟		
荷役後協定		1900～苫小牧港出港		
1500～離桟開始				
1530～出港				

c) 気象海象の特徴

5.3-14 が示すとおり、日本海航路は冬季の「西高東低」型気圧配置による影響を受け、周期的に荒天を繰り返す。また、航路全般において、強い北西風が吹き付けるが、遮蔽物がないため航行停止になりやすい。そのため、日本海航路においては避難港から避難港へのオペレーションが重要となる。また、冬季の津軽海峡通過も難所である。

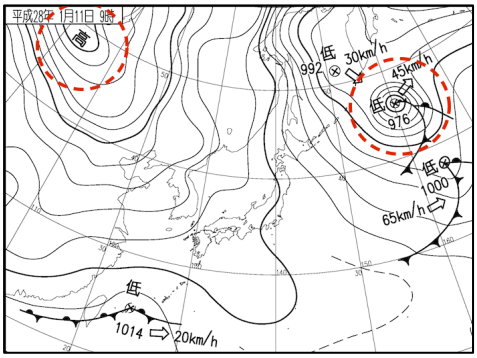


図 5.3-14　西高東低型気圧配置

(3) 大崎クールジェン～苫小牧 CCS

a) 距離

鳴門海峡を経由する場合、沿海船は 911NM、近海船は 905NM

明石海峡を経由する場合、沿海船は 950NM、近海船は 944NM

b) 航海スケジュール

1 航海あたり 7 日を要する。従って、船員法第 60 条所定の労働時間を考慮すると、1 か月で概ね 4 航海することが可能である。(表 5.3-11 参照)

また、鳴門海峡の潮汐状況に照らし、航行不可能と判断された場合は明石海峡を経由しなくてはならない。その場合は片道 3 時間が追加される。

よって、港則法第 6 条所定の「夜間着桟」に該当し、荷役が翌日に持ち越した場合や配管及び船上タンクのクールダウンの要否、並びに荒天遅延等の不確定要素を考慮すると、現時点では 1 か月に 3～4 航海で約 3,000～4,000 トンの LCO_2 の輸送が理論上可能である。

表 5.3-11　航海スケジュール(大崎クールジェン～苫小牧 CCS)

DAY1　大崎積	DAY 2　往路航海中	DAY3　往路航海中	DAY4　往路航海中	DAY 5　苫小牧揚	DAY6　復路航海中	DAY7　復路航海中	DAY8　復路航海中
0730～アップアンカー/	0000～鳴門海峡通過	0730～犬吠埼通過	0330～銚ヶ埼通過	0730～アップアンカー/	0700～銚ヶ埼通過	0300～犬吠埼通過	0400～潮岬通過
シフト開始	2100～神子元島通過	2030～金華山通過	1900～苫小牧入港	シフト開始	1400～金華山通過	1330～神子元島通過	1030～鳴門海峡通過
0800～着桟完了/				0800～着桟完了/			1900～大西入港
荷役前ミーティング				荷役前ミーティング			
(昇圧＆クールダウン)				0830～揚荷役スタート			
0830～積荷役スタート				1400～荷役終了/			
1400～荷役終了/				荷役後協定			
荷役後協定				1500～離桟開始			
1500～離桟開始				1530～出港			
1530～出港							

c) 気象海象の特徴

図 5.3-15 のとおり、太平洋航路は台風の影響を受けやすいため、台風の進路に注意しながらオペレーションを行うことが重要となる。

現状、運航会社では、台風の勢力及び進路を分析した上で、台風を回避するか、台風を追従するか適宜判断をしている。

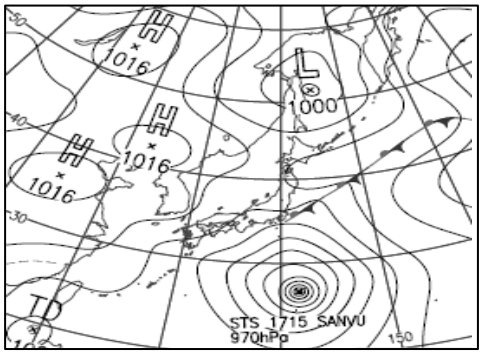


図 5.3-15　台風接近時の気象図

(4) シグマパワー有明～苫小牧 CCS

a) 距離

日本海を航行する場合は 957NM

太平洋を航行する場合、沿海船は 1193NM、近海船は 1187NM

b) 航海スケジュール

1 航海あたり 7 日を要する。従って、船員法第 60 条所定の労働時間を考慮すると、1 か月で概ね 4 航海することが可能である。(表 5.3-12 参照)

よって、港則法第 6 条所定の「夜間着桟」に該当し、荷役が翌日に持ち越した場合や配管及

び船上タンクのクールダウンの要否、並びに荒天遅延等の不確定要素を考慮すると、現時点では１か月に 3～4 航海で約 3,000～4,000 トンの LCO_2 の輸送が理論上可能である。

表 5.3-12　航海スケジュール(三川発電所～苫小牧 CCS)

DAY1　三川積	DAY 2　往路航海中	DAY3　往路航海中	DAY4　往路航海中	DAY 5　苫小牧揚	DAY6　復路航海中	DAY7　復路航海中	DAY8　復路航海中
0730～アップアンカー/		1330～猿山岬通過	0900～入道埼通過	0100～苫小牧入港	0730～入道埼通過	0100～猿山岬通過	1800～野母埼通過
シフト開始				0730～アップアンカー/			2330～大牟田入港
0800～着桟完了/				シフト開始			
荷役前ミーティング				0800～着桟完了/			
(昇圧＆クールダウン)				荷役前ミーティング			
0830～積荷役スタート				0830～揚荷役スタート			
1400～荷役終了/				1400～荷役終了/			
荷役後協定				荷役後協定			
1500～離桟開始				1500～離桟開始			
1530～出港				1530～出港			

c) 気象海象の特徴

日本海を航行する場合は 5.3.2(2)(c)、太平洋を航行する場合は 5.3.2(3)(c)に述べた気象海象の特徴のとおりである。

5.3.3　LCO_2における荷役手順及び貨物ハンドリング

(1) 積荷前タンクの準備

国内で海上輸送される LPG が全て常温高圧であるのに対して、LCO_2は積荷役をする際、船上タンク内の圧力及び温度が十分に昇圧及び低温化されていなければドライアイス化する危険性がある。そのため LCO_2を積荷役する際は、タンクのクールダウン作業が発生する。そのため、LCO_2海上輸送ではタンク内雰囲気を何℃、何 Mpa で次航積地に入港するのか海陸での共通認識が必要となる。なお、積載する CO_2の品質基準は純度 99%以上、水分、不純物無し、露点-70℃、三重点から 10℃程度余裕を持った、液温-46℃前後を仮条件とする。

(2) 積荷役手順

一般的な LPG 船の荷役手順を踏まえ、LCO_2の積荷役作業で想定される手順と注意点を以下に述べる。

a) ローディングアーム結着

リキッド用配管及びベーパーリターン用の配管を接続し、本船ベーパーにてリークチェックを行う。

内航 LPG は商習慣上、船員がローディングアームの結着作業を行っている。一方、我が国以外の国では陸上係員若しくは港湾荷役業者がこれを行う。なお、LPG の陸上荷役設備は基地別に配管規格や荷役マニュアルが異なっており、LCO_2の基地設計時に標準化ができれば、全体インフラコスト削減と海陸労務負担軽減に繋がる。

主な相違点として、配管規格は JIS、ANSI が混在しており、船舶側で各基地のレデューサーを保管している。配管径リキッド/ベーパーの配管径も基地により異なり、荷役マニュアル及び荷役手順も基地により異なる。

b) 荷役前ミーティング

当日の積載貨物、数量、温度、圧力、荷役手順、海陸コミュニケーション方法等を海陸関係者全員で打ち合わせを行う。

CO_2は不燃物であるため、荷役監視を自動化できれば、陸上係員、船員の労働環境の改善に繋がり、各基地の導入ハードルが低減されると考えられる。

c) 荷役前の昇圧、クールダウン

LCO_2の場合は、荷役開始直後のドライアイス化を避けるため、本船タンクの昇圧及びクールダウンが必要となる。圧力温度条件については 5.2 陸上実験で得られたデータを参照する。

d) 荷役開始

LCO_2の場合は圧力変動に起因するドライアイス化に注意した流速設定が必要となる。

積荷役では陸上ポンプを用いリキッドを流し込んでいく。なお、現在陸上で輸送されているCO_2はドライアイス化を懸念して配管流速 1m~1.5m/s 程度で移送している。荷役時間の長時間化はインフラコスト全体を上昇させるため、陸上実験及び海上実験でドライアイス化しない範囲を見極め、荷役時間短縮を狙う必要がある。

e) 荷役終了

規定の液面に接近するとともに陸上ポンプの流量を落とし、規定液面に達したことを確認してリキッド積荷終了となる。

f) リキッド配管パージ

荷役終了後のリキッド配管はリキッドで満たされており、脱着時の漏洩やローディングアームの重量から、本船ベーパー、陸上ベーパー、陸上N_2を用い、配管内のパージを行う。

g) 検量

CO_2の場合は、スリップチューブを使用するとドライアイス化の懸念が発生するため、タンク内の液面計で液面を算出することが現実的と判断される。

h) 協定

全ての計算が終了し、海陸の計算結果が合致することにより、荷役協定を行う。この際、荷役協定書を作成し、三者が押印することが現実的と判断される。一般的にはこの協定数量が貨物売買数量の基準となる。厳格に国際的なCO_2排出量を管理し、CO_2の削減量を測る場合、LPG 同様民間企業間の協定のみで問題がないか検討を要する。LPG の輸出入と同様、サーベイヤーを介入させることは容易だが、輸送コストは増加する。

(3) 輸送時の貨物管理

CO_2の場合、低温輸送となることから、雰囲気との温度差により BOG が発生する。陸上実験で BOG 発生量を見極めた上、本船の蓄圧期間を定めるか、再液化装置を搭載することを検討する。なお、様々な外気温及び周辺水温下でタンク内の温度、圧力のモニタリングを適宜行う必要があり、船上通信インフラを導入し、陸上からも各種データを取得できることが望ましい。

更に、LPG と同じく緊急放出方法を定め、安全弁がドライアイスで閉塞しないかも確認する必要がある。

(4) 揚荷役

基本的な手順は積荷役と同様となるが、荷役には本船のカーゴポンプとコンプレッサーを使用する。なお、残留ベーパーの取扱いについては LPG の場合、極力船上タンクから陸上設備へ押し込むが、CO_2の場合、本船タンク内において過剰に圧力が低下する可能性があり、ドライアイス化の危険性が伴う。

残留ベーパーを本船に残す場合、協定数量については積数量と揚げ数量の乖離が生じる可能性が高いため、商用化の際は取り決めが必要である。

(5) 荷揚後タンク

LPG と同様に LCO_2の場合、必要があればドライアイス化を考慮したうえで減圧作業（一部大気放出）を行い、次航の積載条件へタンクコンディションを合わせることについての可否を検討する必要がある。

5.3.4 船舶

(1) 操船

CO_2は LPG と比較して、約 2 倍の高比重となることから、半載状態での輸送が想定される。重心バランスの違いを理解し、既存 LPG 船との違い、設計上のデータと実際の動きの乖離を習得する必要がある。なお、半載状態でのスロッシングも重要な実証課題である。

(2) 入出港及び着離桟

2 章で述べたとおり、内航船はタグボートを用いず独自での着離桟が要求されるため、高度な操船技術が要求される。特に実証試験船は新たな船型であり、様々な気象海象下で着離桟を繰り返し、安全な着離桟方法を確立する必要がある。また、実証試験で想定される舞鶴、大崎、三川は現在内航 LPG 船が入港しておらず、桟橋も新設となるため、近隣停泊地の確立、着離桟手順、係船方法、食料・飲料水の調達場所の確立、燃料調達方法、船員交代方法、これらを網羅した入出港マニュアルの作成も必要となる。

なお、荒天時の着離桟基準は陸上基地においても重要項目であり、海陸双方の協力により入港マニュアルを作成する。

5.3.5 船員

２章で述べた実証試験船の最低人員は 9 名となるが、CO_2は我が国でも新規の輸送貨物であり、現時点では荷役マニュアルが存在しない。荷役方法の標準化、荷役マニュアルの作成、各種データ収集、船員のカーゴハンドリング技術蓄積といった観点から、通常より余裕を持たせた 10 名程度の乗船が必要と思われる。

5.3.6　気象海象

実証試験で想定され得る航路では特に冬季日本海エリアの航行が厳しい環境となる。特に 2 章で述べた西高東低の気圧配置下では、日本海沿岸部全域に渡り、強い北西風が吹き付け、海上も大時化となる。また、本州と北海道間の津軽海峡も大時化となる。実証試験では高比重貨物特有のスタビリティを荒天航海や避難時に確認する必要がある。なお、日本海航路を航行する上での代表的な避難箇所を図 5.3-17 に示す。

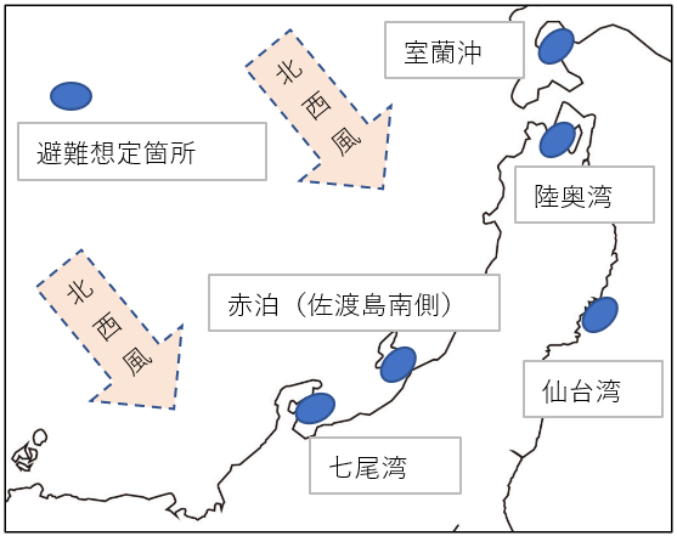


図 5.3-17　日本海航路での代表的な避難箇所

なお、実証試験では赤道に近い水温域においての BOG 発生量を確認するため、南西諸島方面の待機実験も行う必要がある。この場合、夏季の台風の状況を見ながら実験を行う必要がある。

5.3.7　船舶実証試験での運航工程表（案）

LCO_2／LPG 兼用船は我が国においてはじめて運航する船舶となる。

船舶安全法では、「堪航性（船舶の構造が、航海上通常生ずることの予想される気象･海象等の変化に耐え、安全に航行することができる性能をいう）を有し、及び人命の安全を保持するための必要な設備等が施設されていなければ、これを航行の用に供してはならない」と規定されている。

このため、航海上通常生ずることが予想される気象･海象等の船舶運航に与える影響を実証試験において確認する必要がある。各種データ収集から課題解決の手法を確立するには、幾度の航海を要する。また、貨物条件は気温や気象海象にも影響されるため、四季の変動を考慮し、4 年程度の実証試験期間を取ることが必要である。

我々は当初より大型もしくは大量輸送というところにおいては低温・低圧であると考えている。一方、ヨーロッパにおいては Northern Light Project や Carbon Collectors の動きなども注視している。彼らの動きは中温・中圧での実証で、2024 年の中頃もしくは秋口と聞いている。実証試験は研究開発であるので、できれば先行して低温・低圧の実証をやりたいと考えている。

低温・低圧で実施した方が、有利であるというのは、中温・中圧と低温・低圧ではタンクにかかる負荷が違ってくる。タンクの肉厚は圧力で決まるが、タンクの材質は鋼材の材質で決まるためである。そのため、肉厚と材質が重要と考えられる。

低温・低圧を先に実施し、船を動かしながら、発生応力や歪を実測し、その結果で先に安全性が確認でき、応力や歪が低いところが確認できるためである。

それと同時に、実証試験の中において色々な基地に立ち寄って、荷の受け取りをすることも考えている。場合によっては、半載状態で受け取ることも考えている。 今後必要となるハブ＆クラスターを考えた場合には、クラスターがバラついている中で、CO_2 をどのように集めていくかというところがポイントになろうかと思っている。その場合、必ず満載状態でスロッシング無しという条件だけではなく、半載状態でスロッシング有りという条件も考えざるを得ないことになる。この場合、中温・中圧での厳しい条件でスロッシング有りということになると、タンクにかかる負荷が非常に大きくなるということを考えている。そのため確認のためにも、中温・中圧での実証試験も実施する必要がある。

以上のように、中温・中圧は低温・低圧よりも圧力の方が支配的な条件になるので、条件的にはゆるい低温・低圧を先に実施する実証試験の工程案を表 5.3-13(1) に示す。参考として、中温・中圧を先に実施する実証試験の工程案を表 5.3-13(2)に示す。

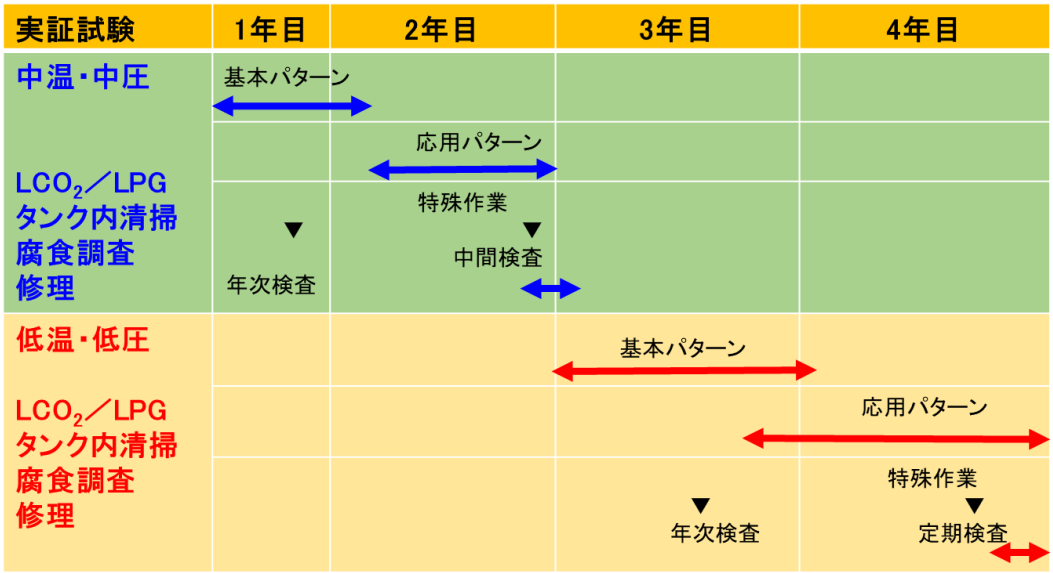
(1) 運航工程表案

2023 年 12 月～2027 年 3 月

表 5.3-13(1)　船舶実証試験での工提(案 1)

実証試験	1年目	2年目	3年目	4年目
低温・低圧	基本パターン			
		応用パターン		
LCO_2／LPG タンク内清掃 腐食調査 修理	▼ 年次検査	特殊作業 ▼ 中間検査		
中温・中圧			基本パターン	
LCO_2／LPG タンク内清掃 腐食調査 修理				応用パターン
			▼ 年次検査	特殊作業 ▼ 定期検査

表 5.3-13(2)　船舶実証試験での工提(案 2)



(2) 概要

前述のように、実証試験船のタンク鋼材の有力候補である Ni 鋼を念頭に置くと、低温脆性という意味では少し余裕のある材料を選定しているため、圧力の方が支配的な条件になる。従って、最初の 2 年間は世界初の低温・低圧輸送技術を確立するための実証試験期間とし、続く 2 年間は汎用性を考慮し中温・中圧輸送技術も確立することが望ましい。この中で、貨物の取り扱いをはじめ、高比重貨物積載下での荒天航行耐性や操船方法を確立することが必要である。また、本項の(4)で後述するように、4.1.3 で述べた法定検査を毎年受検し、船舶の長期損耗状況も確認することが望ましい。

(3) 実証試験/貨物

開始当初からの 2 年間は、基本パターンとして、低温低圧輸送技術を確立するため、舞鶴から苫小牧の輸送に特化し、温度・圧力や BOG 発生量等、各種データ蓄積を通じ、荷役マニュアルの作成から船員の技術浸透を目指すことが現実的と判断される。

その後、応用パターンとして、LPG へのカーゴチェンジ実施、将来のアジア圏での輸送を鑑み、南西諸島等の温暖地においての貨物状態の変化をモニタリングする必要がある。なお、他の CCS 適地があれば、該当海域での気象海象、貨物状態変化も確認することができる。

3 年目以降では、将来の LCO_2 海上輸送の汎用性を計るため、中温・中圧環境でも基本・応用パターンにて実証試験を行うことが現実的と判断される。

特に、CO_2 の海上輸送においては、世界的にも僅かな輸送実績しか存在しておらず、企業、国家間を跨いだ商取引がほぼ存在していないため、荷役手法や検量システムの標準化や船員の技術習得に相当の荷役回数を要することから、可能な限り長期の実証試験とする必要がある。

(4) 実証試験/船体

実証試験では我が国で初めての LCO_2/LPG 兼用船での法定検査を受検することとなり、今後の LCO_2 輸送船の最適化に重要な実証試験項目となる。

実証試験 1 年目及び 3 年目では年次検査を受検し、一般的な現状確認や機器校正を行う。以降、2 年目では中間検査を受検し、4 年目では定期検査を前倒して受検し、各部の損耗状況を確認する

ことが現実的と判断される。

特に、CO_2は水分の混入により酸性に振れる点と、微量ながらも硫黄分が混入する可能性があることから、タンクや配管の損耗状況を確認する必要がある。また、高比重貨物に対するカーゴポンプの損耗状況を確認するため、タンクを開放する必要がある。

5.3.8 カーゴチェンジ

一般的に内航 LPG 船のカーゴチェンジは積荷の品質維持、圧力調整の目的から荷主の要求において実施され、LPG から LPG の場合は本船での減圧作業が中心となる。また、入渠前には検査項目により、本船タンク内を不活性ガスである N_2若しくは大気に置換する必要があることから、民間のパージ会社に前荷のパージ作業を依頼する。出渠後は大気から LPG へ置換する。なお、一般的な内航 LPG 船には船上スペースの問題から N_2発生器等は装備していない。

5.3.9 まとめ

以上のことから、実証試験では特定地点から特定地点への輸送に固執することなく、様々な気象海象下で LCO_2カーゴハンドリング技術の確立や新たな船型での航海方法を確立する必要がある。将来、我が国初の技術として LCO_2の海上輸送方法を普及させ、社会実装が可能とするための実証試験を行うことが望ましい。

5.4 実証試験船の事後活用

実証試験終了後の試験船の事後活用の必要性、及び事後活用した場合の試験船に積載可能な品目に関しての考察を以下で行う。

5.4.1 試験船事後活用の必要性

LCO_2の海上輸送は実証試験の後、徐々に社会実装が深まってくるものであり、当面はLCO_2単体の輸送は発生しないものと推測される。この場合、物性及びトレードフローが近い貨物と兼用して運航できる船舶とすれば民間企業の輸送コストの低減に繋がり、LCO_2輸送船舶の社会実装の加速に寄与するものと思われる。

なお、一般的な内航タンカー運航会社は自社保有船ではなく、船主から船員付きで傭船した借船がほとんどである。しかしながら、実証試験においては各種データ取得、カーゴハンドリングマニュアルの作成、並びに情報統制等の観点から運航と船員の配乗が同一の企業であることが現実的と判断される。また、社船及び自社船員を有する内航タンカー運航会社は船員組合に加盟しており、組合に加盟している船員は非加盟船への配乗ができない。また、組合加盟会社は雇用船員が乗船できる船腹数を常に保有しなければならない。

つまり、実証船運航時に自社船員をあらたに確保した場合、実験終了後に船腹の減少が認められないため、事後活用の検討が必要と考えられる。

5.4.2 実証試験船に積載可能な品目

実証船のタンクは、-50℃付近の低温から 1.77Mpa 近辺の高圧条件で液化ガスを積載可能な仕様で検討している。

現状における液化ガスの内航輸送では、殆どの貨物が常温・高圧で取り扱われており、LCO2 以外の液化ガスを輸送する場合、仕様面でのハードルは低いと考えられる。

実証船には、プロパン、ブタン、プロピレン、 ブタジエン、アンモニアの 5 種の積載条件を満たすと見做されるため、本項の目的に照らし、実証にて輸送が確認できる機会があれば更に有意義である。

5.4.3 結論

輸送実証には、船舶の保有、船員の配乗、実証試験の実施、本船の実験後の事後活用まで、一貫して実施できる責任主体が求められる。

実証試験船の事後活用の用途としては、既存のトレードフロー（表 2.5-2 参照）、貨物物性との親和性から LPG 輸送に機会を求めやすいと考えられる。

付加設備追設コストにもよるが、将来の液化ガスのトレードが LPG 以外へ多様化した場合に備え、幅広い対応ができる船舶であれば望ましい。

5.5 海事手続き

5.5.1 日本海事協会（NK）（船自体）

(1) 船舶登録検査（製造中、製造後）

製造中登録検査では、船体構造、船体艤装、機関、防火構造、脱出設備、消火設備、電気設備、復原性及び満載喫水線、その他必要な事項について検査又は試験或いは調査を行い、それらが NK の規定に適合することを確認される。製造中登録検査を受けようとする船舶については、建造の着手に先立ち、必要な図面及びその他の書類を提出して、NK の承認を得なければならない。NK は承認された設計に基づいて、起工、進水、完成、引渡しのそれぞれの工程において行われる船体関係や機関関係の試験・検査の種類及び項目について規定し、確認している。この試験・検査には各構造材料の試験、溶接検査、耐圧試験、効力試験等が含まれる。

建造中の船級登録申請は建造者（造船所）によって行われる。

また、既に就航している船舶を NK に登録する場合は、その船舶の船齢に応じた定期検査相当の検査が行われることを規定しており、必要な図面等については製造中登録検査に準ずる。

(2) 船級維持検査

船級の登録を受けた船舶は、NK の規定に従って NK 検査員による船級維持検査を受けなければならず、都度船主（船舶管理会社）より検査申請を行う。

船級維持検査とは、定期的検査、機関計画検査、臨時検査及び不定期検査をいい、それぞれの検査において、必要な事項について検査又は試験あるいは調査を行い、NK の規程を満足する状態であることを確認する。

定期的検査及び機関計画検査は本報告書 4.1.3 (1) で述べた検査であり、臨時検査及び不定期検査は船体、機関及び艤装の現状、損傷、修理又は変更等について定期的検査及び機関計画検査とは別に行う検査である。

(3) 機関継続検査

機関継続検査は、船主（船舶管理会社）の申請により NK が定める検査を次の①～③により行う。

① NK により承認された検査計画に従い, すべての項目の検査間隔が 5 年を超えないように計画的、且つ、継続的に順次行う。

② 検査中に欠陥等が発見された場合は、検査員が必要と認めるその他の部分又は項目についても開放検査を行い、欠陥等の箇所は修理し検査員が満足する状態としなければならない。

③ NK が適当と認める機関等の検査については、船主（船舶管理会社）による自主開放点検に代えることができる。この場合、NK は当該機関等の開放点検記録を確認する。確認の結果、良好な保守が実施されていないと認められたものについては検査員立会による開放検査を要求されることがある。

(4) 船舶安全管理審査

海難事故防止のため人的要因の重要性が国際的に認識され、船舶の安全管理の強化が求められたことにより「国際安全管理コード（ISM コード）」が SOLAS 条約 IX 章に取り入れられた。これにより、現在、国際航海に従事する 500 総トン以上の船舶とそれらの運行管理を行う会社に対

し「ISM コード」が強制適用されている。

つまり、船舶管理会社は ISM コードに則った安全管理システム(SMS)を構築し、文書化し、実施、維持した上で、旗国政府の審査を受け、適合証書を取得し、船舶には安全管理証書(SMC)を備え置かなければ、外航運輸事業に従事出来ないことになっている。

SOLAS 条約を適用する必要のない船舶（内航船）及びその管理会社については、ISM コードの適用は求められていないが、近年国内荷主の一部が安全運航体制の確立を内航事業者に求め、用船の条件として ISM コードに準拠した認証の取得を求める動きが顕著になっている。

従来から内航船に対して、NK はボランタリーの ISM 認証を行っていたが、任意 ISM 規則制定のための検討を国土交通省とともに行ない、国土交通省と NK で「制度」、「ISM コード規定要求事項の解釈」及び「認証基準」について統一を図った。

内航船（NK 船）では、NK に対し、会社及び管理船舶の任意 IMS 審査を船主（管理会社）が申請している。

5.5.2 危険物船

充填限度斟酌規程申請（危険物船舶運送及び貯蔵規則第 235 条）

危険物船舶運送及び貯蔵規則（以下、危規則）第 235 条で、地方運輸局長による充填限度一覧書の承認と、その船内保管が規程されている。

充填限度は危規則第 234 条により貨物タンクに積み込む貨物容量の貨物タンク容積に対する比率が、「LL = FL × ρR / ρL」で積付制限率（LL）以下にするよう定められている。（LL=積付制限率、FL＝最大許容貨物率 0.98、ρR＝基準温度での貨物比重、ρL=積込時の圧力・温度における貨物比重）

この基準温度は旧規程では夏季 45℃、冬季 32 度となっていたが、法改正により危規則第 233 条及び NK 承認の貨物タンク通風装置を備える事により周辺設計温度条件下における積付け時、運送中及び荷揚げ時の貨物温度のうち最も高い温度を基準温度とすることができるようになった。

貨物充填限度斟酌規程申請では、運航船で実測した貨物温度を基に算定した各貨物の充填限度及び貨物通風装置の詳細（型式承認・仕様書）を一覧書として申請している。

5.5.3 船員組合関係

(1) 船員労働協約

多くの海運会社は船主団体に加盟しており、海員組合との労働協約は船主団体が締結しており、船員の賃金・労働時間・休暇・退職金など労働条件はじめ人事・争議条項などを包括的に定めている。海運会社と船主団体が締結した労働協約を基に船員の就業規則を定めており、労働協約の改定の度に船員就業規則も改訂し、本社所在地（保有船舶船籍港）管轄の国土交通省地方運輸局に提出している。

(2) 乗組員定員協定

船員法により、船舶運航上の安全最少定員が定められているが、労働協約で定められた労働時間、海上における人命、船舶の安全を守るために最少定員に増員して船員を乗船させている。

5.6 ISO の標準化

5.6.1 概要

CCS の実証及び調査事業の在り方に向けた有識者検討会（平成 30 年 6 月 11 日）の中で、経済産業省地球環境連携室は、LCO_2 船舶輸送の実施に向けた課題として①潜在的なリスクの確認、②トータルシステムの最適化に向けた技術的課題、③船舶輸送に係るステークホールダーの理解の獲得、を挙げている。

その中の、②トータルシステムの最適化に向けた技術的課題において、次の 2 点を記載している。

- CCS の実用化に向けて、経済的・操業的な観点から LCO_2 専用船の利用が想定される。輸送量や距離、地層圧に応じた、船舶輸送のトータルシステム（船本体、液化設備、貯留タンク等の材質や構造）の徹底的な低コスト化、汎用化を目指した開発。
- ISO/TC265 など標準化機関を主導し、船舶の設計・操業ガイドラインを整備。

このためここでは、CCS 船舶輸送実証試験における ISO の考え方をまとめる上で、次の 3 点について調査する。

- 我が国における CCS に関する ISO 活動
- 我が国における船舶技術に関する ISO 活動
- CO_2 船舶輸送に関連すると考えられる直近の ISO 活動

そして、これらの調査を基に、実証試験工程の中での ISO 活動の課題などを整理することとする。

5.6.2 我が国における CCS に関する ISO 活動

ISO/TC265 設立の背景は、公益財団法人地球環境産業技術研究機構（以下、RITE という）から、「CCS の普及に関する課題として、高コスト、CO2 排出削減を行うインセンティブの欠如、および住民合意に係わる不確実性などが挙げられます。近年、これらの課題の解決に加えて、CCS に係わる法規制と標準に関する枠組みが求められている。これまで CCS の推進者は、CCS プロジェクトの選定、設計、開発、操業、および閉鎖に対して、関連したガイドライン、ベストプラクティス、および標準を利用しているのが現状であり、CCS プロジェクトの固有の要件を扱う CCS に特化した標準が必要とされていました。CCS の国際標準化によって、CCS プロジェクトが安全と環境面で、国際的に合意された知見に沿っていることが保証されるため、事業者、規制当局、および国民にとって大きな利益が期待され、安全で適切な CCS の普及に貢献します。」と報告されている。

このため、2011 年 5 月にカナダから CCS（Carbon dioxide Capture and Storage）について、国際標準を策定する技術活動の新分野提案があり投票の結果、ISO の技術管理評議会（TMB）は CCS についての新規の専門委員会（ISO/TC265）を設立することが 2011 年 10 月に決定された。

RITE は、ISO/TC265 の国内審議団体として、日本工業標準調査会から 2011 年 12 月に承認され、CCS の国際標準策定に積極的に活動している。

その検討体制図として、RITE の HP に図 5.7-1 が示されている。

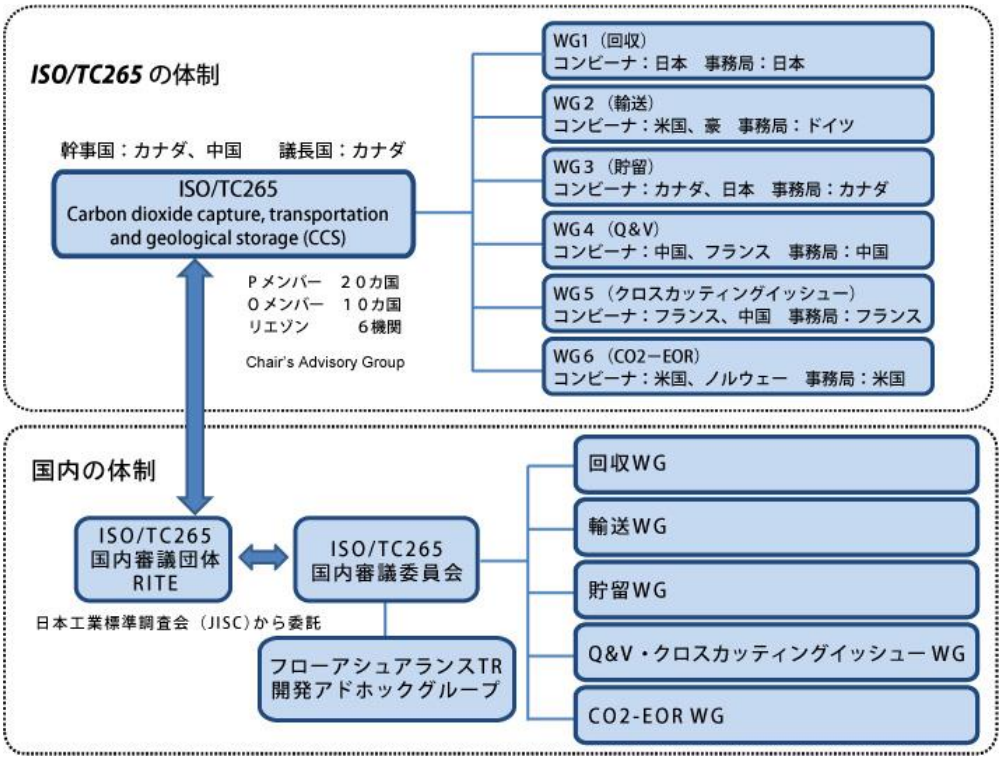


図 5.7-1　ISO/TC265 および国内の体制図

この中に、ISO/TC265 において WG2(輸送)、国内体制において輸送 WG の活動に、CCS 船舶実証試験の成果が織り込まれるものと考えられる。

具体的な輸送 WG の活動は、CCS 実証試験で平成 31 年度地球温暖化対策における国際機関等連携事業（CCS 国際連携事業（CCS 関連国際機関等との連携事業））の調査報告書（2020 年 3 月）の 3.1.3 ISO/TC265 に対応する国内審議委員会の活動報告として、輸送分野に関しては次のように記載されている。

<u>① パイプライン輸送に関する IS（ISO27913）の開発</u>

2013 年に NWIP 投票の結果承認され、開発がスタートした。2015 年 12 月の第 6 回 WG2 会合（オスロ、ノルウェー）で、DIS27913 投票における各 国コメント対応を行った。輸送 WG で議論し、取りまとめた日本提案を主張した結果、概ね 参加各国のエキスパートから同意を得ることができ、DIS27913 に反映されることになった。2016 年 9 月の FDIS 投票の結果承認され、2016 年 11 月に ISO27913 Carbon dioxide capture, transportation and geological storage -- Pipeline transportation systems として出版された。

<u>② CO2 船舶輸送に関する規格化検討</u>

2016 年、日本からの規格化提案に向けて、CO_2 船舶輸送に関する国交省事業関係者等と意見交換・打ち合わせを実施していたが、行政レビューにより規格化提案は中断した。 2017 年 11 月の Ad-hoc WG2 会合（シドニー、豪州）で LCO_2 船舶輸送に関する規格開発の検討を開始することで合意し、詳細は 2018 年の第 9 回 WG2 会合（パリ、フランス）で議論することとなった。

第 9 回 WG2 会合（パリ、フランス）において日本からも検討結果を提出して慎重な議論が行われたが、その時点で世界において具体的に進んでいるプロジェクトがないということで、当面検討はペンディングという結論に至った。

③ フローアシュアランスに関する TR 開発

2017 年 11 月の Ad-hoc WG2 会合（シドニー、豪州）において、フローアシュアランスに関する TR 開発の検討を開始することで合意され、詳細は 2018 年の第 9 回 WG2 会合（パリ、フランス）で議論することとなった。2018 年 7 月のパリ会合において、パイプラインフローアシュアランスの検討が行われたが、パイプライン輸送に関する範囲だけではなく、回収、輸送及び貯留まで含んだ CCS 全体のクロスカティングの問題として議論を進めていくべきとの結論となり、このテーマは WG5 で扱っていくことに変更された。

ここで、CO_2 船舶輸送に関する規格検討が述べられているが、第 9 回 WG2 会合（パリ、フランス）において具体的に進んでいるプロジェクトがないという判断で、当面の検討がペンディングになった由、報告されている。

しかし、Northern Lights Project や Carbon Collectors のような CCS 船舶輸送の動きは EU で明らかになり、脱炭素社会の構築の掛け声のもと、時々刻々と情勢は変化してきている。

ISO 等の標準化を考える上で、EU 等の動きをけん制するためには、わが国で行う CCS 船舶輸送の実証試験は、CCS の実証及び調査事業の在り方に向けた有識者検討会で述べられたように「ISO/TC265 など標準化機関を主導する」極めて大きなドライビングフォースなるものと考えられる。

5.6.3 船舶に係る ISO 活動

我が国において、船舶の重要規格等の提案検討や産業界への普及活動は、一般財団法人日本船舶技術研究協会が中心に行っている。

一般財団法人日本船舶技術研究協会の HP によれば、ISO/TC8（船舶及び海洋技術）の組織体を図 5.7-2 に示す。

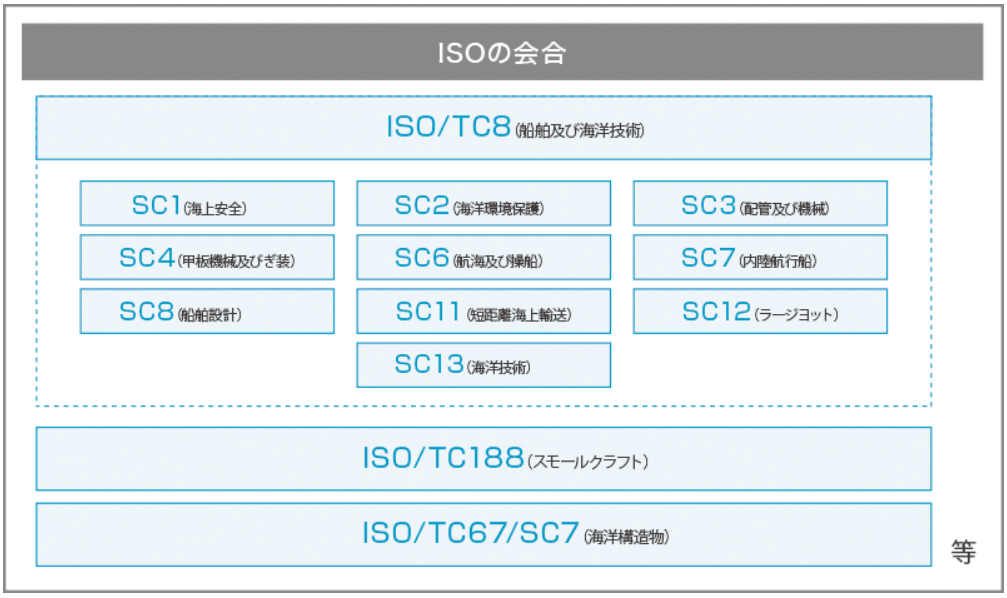


図 5.7-2　ISO の会合

そして、一般財団法人日本船舶技術研究協会の取り組みとして、ISO、IEC における船舶分野の国内審議団体として、国際標準化の審議に参画し、国際規格原案の提案、審議を行っており、船舶技術戦略委員会のもとに標準部会を設置し、さらに分野別に、11 の分科会と 1 の協議会を設置して対応していることが報告されている。その取り組み組織体を図 5.7-3 に示す。

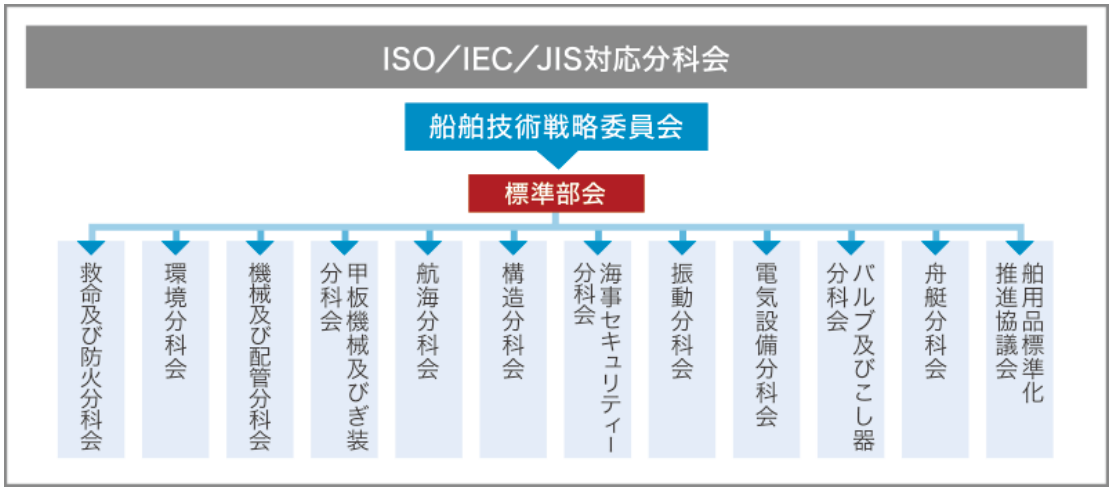


図 5.7-3　ISO/IEC/JIS 対応分科会

CCS の実証及び調査事業の在り方に向けた有識者検討会で述べられたように「船舶の設計・操業ガイドラインを整備」のためには、一般財団法人日本船舶技術研究協会等多くの関係機関の連携が必要になるものと考えられる。

5.6.4　関連する具体的な ISO 活動

ここでは、CCS 船舶輸送に関連すると考えられる次の情報を調査した。

- IEAGHG Technical Report　2020-10 July 2020

- LNG における計測の ISO
- 水素試験船の開発でのローディングアーム

(1) IEAGHG Technical Report　2020-10　July 2020

IEAGHGT は、CCS 船舶輸送の調査研究を行っており、この中で、EU に焦点を置き、CCS 船舶輸送における EU 関連法のリスクを洗い出している。

その概要を表 5.7-1 に示す。

表 5.7-1　EU 法における現状の制度概要

Legal instrument	Key features
Regulation (EC) No 1013/2006 on shipments of waste	• Aims to protect the environment • Limited current relevance as most Member States have ratified the London Protocol
Regulation (EU) No 1315/2013 on Union guidelines for the development of the trans-European transport network	• Focus on having a resource-effective transport network through optimisation of infrastructure and interconnection • Positive effect on CCS projects and objectives • Shipping of CO_2 falls under remit of Projects of Common Interest
Directive 2009/20/EC on the insurance of shipowners for maritime claims	• Implements a requirement to obtain insurance • Applies to large-scale shipping of CO_2 since applies to commercial ships over 300gt
Directive 2009/31/EC on geological storage of carbon dioxide (CCS Directive	• **Main legal instrument for CO_2 storage** • Does not specifically address transport other than by pipelines therefore is **not directly relevant** • **Specifies requirement to ensure 3rd party access**
Directive 2003/87/EC establishing a scheme for greenhouse gas emission allowance trading (ETS Directive)	• Establishes a **scheme for greenhouse gas emission allowance trading** • Maritime sector is not covered but CO_2　transport and storage are • **Presents a barrier to CO_2 shipping for storage since only CO_2 transported by pipeline is eligible under the scheme**
Directive 2004/35/EC on environmental liability with regard to the prevention and remedying of environmental damage (ELD)	• Establishes a **liability framework against environmental damage** • Liability for incidents caused by CO_2 storage activities included after the adoption of the CCS Directive and covers transport by ship, including offloading and storage

この中で、Directive 2009/31/EC on geological storage of carbon dioxide (CCS Directive) EU における CCS 指令において、「パイプラインで輸送された CO_2 のみがスキームの下で適格であるため、CO_2 船舶輸送に対する障壁となる」ことが指摘されている。

これは、CCS 指令は貯留に焦点を当てており、パイプラインによる以外の CO_2 の輸送には特に取り組んでいなかったことや、そもそも船舶輸送や越境輸送について制度策定当時には検討されていなかったことなどが挙げられている。そのため、国境を越えたコラボレーションとストレージハブの確立が妨げられるか、減速する可能性があるとの慎重な書き出しが見られる。

そして、EU-ETS 指令の改正または EU-ETS 指令第 4 条に基づく免除申請により EU-ETS の船

舶輸送を含めるためには、船舶輸送で排出され、配送され、受領される CO_2 量の定量化および検証の信頼できる標準化の必要性を述べており、このような標準化は ISO/TC265 において行われるのが自然な出発点であるとしている。

EU-EST という排出権取引の中で調査された内容であるが、わが国において CCS 船舶輸送の実証試験の中で検討すべき項目として、今後 CO の取引における計量法の標準化であると考えられる。このため、関連情報として、LNG における計量法に関して調査する。

CCS の実証及び調査事業の在り方に向けた有識者検討会で述べられたように「操業ガイドラインを整備」のためには、EU-ETS や ISO/TC265 の動向を把握しておく必要がある。

(2) LNG の計量

二か国間を海上輸送される商品の引き渡しに係る売買契約には、貨物の受け渡しが指定されている。積込み地において、貨物の受け渡しが行われる契約の代表例が FOB であり、揚げ地で貨物が受け渡しされる契約の代表例が DES である。

受け渡しされた数量を決定するために行われる LNG の計量（Custody Transfer Measurement）は、LNG の所有権が移転する地点において実施され、その結果は取引単位となる百万 BTU（British Thermal Unit）単位の熱量として示される。

熱量単位で示される取引数量を決めるため、LNG の計量には移送された LNG の容積の確定に加えて、サンプリング採取と分析が必要となる。

LNG 船が大型化し、その取引で計量誤差が 0.1%でも生じれば数百万円相当の差異を生じるとされ、長期にわたる取引で累計的な機会損失になるとされている。このため、厳しく管理されている。

LNG の船上計量、サンプリング、分析及び熱量計算は当事者間で締結された契約に基づき実施されている。また、船上計量機器やタンク容量表の要件も契約に定められている。

具体的な ISO 関連の規格を表 5.7-2 に示す。(*廃版)

表 5.7-2　ISO 関連の規格

【船上計量】

ISO 10976:2015	Refrigerated light hydrocarbon fluids — Measurement of cargoes on board LNG carriers
ISO 19970:2017	Refrigerated hydrocarbon and non-petroleum based liquefied gaseous fuels — Metering of gas as fuel on LNG carriers during cargo transfer operations
API MPMS3.5	Standard practice for level measurement light hydrocarbon liquids onboard marine vessels by automatic tank gauging
API MPMS 17.10.1	Measurement of cargoes onboard marine gas carriers — Part 1 Liquefied natural gas
ISO 10976:2012*	Refrigerated light hydrocarbon fluids - Measurement of cargoes on board LNG carriers
ISO 13398:1997*	Refrigerated light hydrocarbon fluids — Liquefied natural gas — Procedure for custody transfer on board ship

【タンク計測】

ISO 8311:2013	Refrigerated hydrocarbon and non-petroleum based liquefied gaseous fuels — Calibration of membrane tanks and independent prismatic tanks in ships — Manual and internal electro-optical distance-ranging methods
ISO 8311:1989*	Refrigerated light hydrocarbon fluids — Calibration of membrane tanks and independent prismatic tanks in ships — Physical measurement
ISO 9091-1:1991*	Refrigerated light-hydrocarbon fluids — Calibration of spherical tanks in ships — Part I: Stereo-photogrammetry
ISO 9091-2:1992*	Refrigerated light hydrocarbon fluids — Calibration of spherical tanks in ships — Part 2: Triangulation measurement
API MPMS 2.8A	Calibration of tanks on ships and oceangoing berges
API MPMS 2.8B	Recommended practice for the establishment of the location of the reference gauge point and the gauge height of tanks on marine tank vessels

【船上計量機器】

ISO 18132-1:2011	Refrigerated hydrocarbon and non-petroleum based, liquefied gaseous fuels — General requirements for automatic tank gauges — Part 1:Automatic tank gauges for liquefied natural gas on board marine carriers and floating storage
ISO 18132-2:2008	Refrigerated light hydrocarbon fluids — General requirements for automatic level gauges — Part 2: Gauges in refrigerated-type shore tanks
ISO 8310:2012	Refrigerated hydrocarbon and non-petroleum based liquefied gaseous fuels — General requirements for automatic tank thermometers on board marine carriers and floating storage
ISO/19636:2019	Ships and marine technology -- General requirements for inclinometers used for determination of trim and list of LNG carriers
IEC 60751 Ed. 2.0	Industrial platinum resistance thermometers and platinum temperature sensors
API MPMS7.5	Temperature determination — Automatic tank temperature measurement onboard marine vessels carrying refrigerated hydrocarbon and chemical gas fluids.
ISO 8309:1991*	Refrigerated light hydrocarbon fluids ~ Measurement of liquid levels in tanks containing liquefied gases — Electrical capacitance gauges
ISO 8310:1991*	Refrigerated light hydrocarbon fluids — Measurement of temperature in tanks containing liquefied gases — Resistance thermometers and thermocouples
ISO 10574:1993*	Refrigerated light-hydrocarbon fluids — Measurement of liquid levels in tanks containing liquefied gases — Float-type level gauges
ISO 13689:2001*	Refrigerated light hydrocarbon fluids — Measurement of liquid levels in tanks containing liquefied gases — Microwave-type level gauge
ISO 13689:2001*	Refrigerated light hydrocarbon fluids —General requirements for automatic level gauges — Part 1:Gauges onboard ships carrying liquefied gases

【サンプリング】

ISO 8943:2007	Refrigerated light hydrocarbon fluids — Sampling df liquefied natural' gas — Continuous and intermittent methods
ISO 10715:1997	Natural gas — Sampling guidelines
ISO 8943:1991*	Refrigerated light hydrocarbon fluids — Sampling of liquefied natural gas — Continuous method

【分析(主成分)】

ISO 6142-1:2015	Gas analysis —Preparation of calibration gas mixtures — Part 1:Gravimetric method for Class I mixtures
ISO 6974-1:2012	Natural gas ~Determination of composition and associated uncertainty by gas chromatography — Part 1:General guidelines and calculation of composition
ISO 6974-2:2012	Natural gas —Determination of composition and associated uncertainty by gas chromatography — Part 2: Uncertainty calculations
ISO 6974-3:2000	Natural gas —Determination of composition with defined uncertainty by gas chromatography —Part 3: Determination of hydrogen, helium, oxygen, nitrogen, carbon dioxide and hydrocarbons up to C8 using two packed columns
ISO 6974-4:2000	Natural gas —Determination of composition with defined uncertainty by gas chromatography --Part 4: Determination of nitrogen, carbon dioxide and Cl to C5 and C6+hydrocarbons for a laboratory and on-line measuring system using two columns
ISO 6974-5:2014	Natural gas —Determination of composition and associated uncertainty by gas chromatography — Part 5: Isothermal method for nitrogen, carbon dioxide. Cl to C5hydrocarbons and C6+ hydrocarbons
ISO 6974-6:2002	Natural gas —Determination of composition with defined uncertainty by gas chromatography —Part 6: Determination of hydrogen, helium, oxygen, nitrogen, carbon dioxide and Cl to C8 hydrocarbons using three capillary columns
ISO 6975:1997	Natural gas —Extended analysis — Gas-chromatographic method
GPA 2177-13	Analysis of natural gas liquid mixtures containing nitrogen and carbon dioxide by gas chromatography
GPA 2186-14	Method for extended analysis of natural gas liquid mixtures containing nitrogen and carbon dioxide by temperature programmed gas chromatography
GPA 2198-16	Selection, preparation, validation, care and storage of natural gas and natural gas liquids reference standard blends
GPA 2261-13	Analysis for natural gas and similar gaseous mixtures by gas chromatography
GPA 2286-14	Method for extended analysis of natural gas and similar gaseous mixtures by temperature programmed gas chromatography
ASTM D7940-14	Standard practice for analysis of liquefied natural gas (LNG) by fiber-coupled raman spectroscopy
JIS K 2301:2011	燃料ガス及び天然ガスー分析・試験方法
ISO 6142:1981*	Gas analysis — Preparation of calibration gas mixtures — Weighing methods

ISO 6142:2001*	Gas analysis — Preparation of calibration gas mixtures — Gravimetric method
ISO 6974:1984*	Natural gas — Determination of hydrogen, inert gases and hydrocarbons up to C8 —Gas chromatographic method
ISO 6974-1:2000*	Natural gas — Determination of composition with defined uncertainty by gas chromatography — Part 1:Guidelines for tailored analysis
ISO 6974-2:2001*	Natural gas — Determination of composition with defined uncertainty by gas chromatography — Part 2: Measuring-system characteristics and statistics for processing of data
ISO 6974-5:2000*	Natural gas — Determination of composition with defined uncertainty by gas chromatography — Part 5: Determination of nitrogen, carbon dioxide and Cl to C5 and C6+ hydrocarbons for a laboratory and on-line process application using three columns
ISO 6975:1986*	Natural gas — Determination of hydrocarbons from butane (C4) to hexadecane (C16) — Gas chromatographic method
NGPA 2261-72*	Method of analysis for natural gas and similar gaseous mixtures by gas chromatography
GPA 2261-86*	Analysis for natural gas and similar gaseous mixtures by gas chromatography
GPA 2261-90*	Analysis for natural gas and similar gaseous mixtures by gas chromatography
JIS K 2301:1992*	燃料ガス没び天然ガスー分析･試験方法

【分析（不純物）】

ISO 6326-1:2007	Natural gas —Determination of sulfur compounds ~ Part 1:General introduction
ISO 6326-3:1989	Natural gas —Determination of sulfur compounds — Part 3: Determination of hydrogen sulfide, mercaptan sulfur and carbonyl sulfide sulfur by potentiometry
ISO 6326-5:1989	Natural gas —Determination of sulfur compounds ~ Part 5: Lingener combustion method
ISO 6978-1:2003	Natural gas --Determination of mercury — Part 1:Sampling of mercury by chemisorption on iodine
ISO 6978-2:2003	Natural gas —Determination of mercury — Part 2: Sampling of mercury by amalgamation on gold/platinum alloy
ISO 16960:2014	Natural gas — Determination of sulfur compounds — Determination of total sulfur by oxidative microcoulometry method
ISO 19739:2004	Natural gas — Determination of sulfur compounds using gas chromatography
ISO 20729:2017	Natural gas — Determination of sulfur compounds — Determination of total sulfur content by ultraviolet fluorescence method
GPA 2199-99	The determination of specific sulfur compounds by capillary gas chromatography and sulfur chemiluminescence detection
ASTM D3246-15	Standard test method for sulfur in petroleum gas by oxidative microcoulometry

ASTM D4084-07	Standard test method for analysis of hydrogen sulfide in gaseous fuels (Lead acetate reaction rate method)
ASTM D4468-85	Standard test method for total sulfur in gaseous fuels by hydrogenolysis and rateometric colorimetry
ASTM D5504-12	Standard test method for determination of sulfur compounds in natural gas and gaseous fuels by gas chromatography and chemiluminescence
ASTM D7551-10	Standard test method for determination of total volatile sulfur in gaseous hydrocarbons and liquefied petroleum gases and natural gas by ultraviolet fluorescence
JIS K 2301:2011	燃料ガス及び天然ガス－分析･試験方法
JIS K 2541-1:2003*	原油及び石油製品一硫黄分試験方法第 1 部 : 酸水素炎燃焼式ジメチルスルホナゾ Ⅲ滴定法
JIS K 2541-2:1992	原油及び石油製品一硫黄分試験方法第 2 部：微量電量滴定式酸化法
JIS K 2541-3:2003	原油及び石油製品一硫黄分試験方法第 3 部：燃焼管式空気法
JIS K 2541-4:2003	原油及び石油製品一硫黄分試験方法第 4 部：放射線式励起法
JIS K 2541-5:2003	原油及び石油製品一硫黄分試験方法第 5 部：ボンベ式質量法
JIS K 2541-6:2013	原油及び石油製品一硫黄分試験方法第 6 部：紫外蛍光法
JIS K 2541-7:2003	原油及び石油製品一硫黄分試験方法第 7 部：波長分散蛍光 X 線法（検量線祛）
ISO 6326-1:1989*	Natural gas — Determination of sulfur compounds — Part 1:General introduction
ISO 6326-2:1981*	Gas analysis — Determination of sulphur compounds in natural gas — Part 2: Gas chromatographic method using an electrochemical detector for the determination of odoriferous sulphur compounds
ISO 6326-4:1994*	Natural gas — Determination of sulfur compounds — Part 4: Gas chromatographic method using a flame photometric detector for the determination of hydrogen sulfide, carbonyl sulfide and sulfur-containing odorants
JIS K 2301:1992*	燃料ガス及び天然ガス－分析
JIS K 2541:1996*	原油没び石油製品一硫黄分試験方法

【熱量計算】

ISO 6578:2017	Refrigerated hydrocarbon liquids -- Static measurement — Calculation procedure
ISO 6976:2016	Natural gas —Calculation of calorific values, density, relative density and Wobbe indices from composition
ISO 12213-1:2006	Natural gas — Calculation of compression factor — Part I: Introduction and guidelines
ISO 12213-2:2006	Natural gas — Calculation of compression factor — Part 2: Calculation using molar-composition analysis
ISO 12213-3:2006	Natural gas — Calculation of compression factor — Part 3: Calculation using physical properties
ISO 13443:1996	Natural gas — Standard reference conditions

IP HM 21	Calculation procedures for static and dynamic measurement of light hydrocarbon liquids (LNG, LPG, ethylene, propylene and butadienes)
GPA 2145-16	Table of physical properties for hydrocarbons and other compounds of interest to the natural gas and natural gas liquids industries
GPA 2172-14	Calculation of gross heating value, relative density, compressibility factor and theoretical hydrocarbon liquid content for natural gas mixtures for custody transfer
ASTM D4784-93	Standard specification for LNG density calculation models
API MPMS 14.5	Calculation of gross heating value, relative density, compressibility factor and theoretical hydrocarbon liquid content for natural gas mixtures for custody transfer
ISO 6578:1991*	Refrigerated hydrocarbon liquids -- Static measurement — Calculation procedure
IP 251/76*	Petroleum measurement manual, Part XII Static measurement of refrigerated hydrocarbon liquids, Section I Calculation procedures
GPA 2145-09*	Table of physical properties for hydrocarbons and other compounds of interest to the natural gas industry
GPA 2145-03*	Table of physical constants for hydrocarbons and other compounds of interest to the natural gas industry
GPA 2145-00*	Table of physical constants for hydrocarbons and other compounds of interest to the natural gas industry
GPA 2145-86*	Table of physical constants of paraffin hydrocarbons and other components of natural gas
GPA 2145-77*	Standard table of physical constants of paraffin hydrocarbons and other components of natural gas
GPA 2145-75*	Standard table of physical constants of paraffin hydrocarbons and other components of natural gas
GPA 2172-09*	Calculation of gross heating value, relative density, compressibility and theoretical hydrocarbon liquid content for natural gas mixtures for custody transfer
GPA 2172-96*	Calculation of gross heating value, relative density, compressibility factor for natural gas mixtures from compositional analysis

LNG の計量においても多くの ISO 規格が存在する。今後、CCS の実証及び調査事業の在り方に向けた有識者検討会で述べられたように「操業ガイドラインを整備」の一つの方向として「液化二酸化炭素の計量」は、一つのテーマになるのではないかと考えられる。

(3) 水素船の開発でのローディングアーム

SIP（戦略的イノベーション創造プログラム）の中で、エネルギーキャリアの液化水素用ローディングアーム開発とルール整備が報告されている。

この研究開発の目的は、液化水素用ローディングアームの実用化レベルの開発を行い、荷役手順を検討するとともにその運用上の安全対策を策定し、開発技術の国際規格化を推進するとしている。

具体的には、2 件の国際規格原案を作成し、ISO/TC8 に新規作業項目として提案している。

- Design and testing of marine transfer arms for liquefied hydrogen

- Ship-to-shore interface and　operations for liquefied hydrogen

図 5.7-4 に開発された、ローディングアームの概要を示す。

アーム長さ		11.5m
ベースライザー高さ		5.5m
管部	材質	SUS316L
	構造	真空二重構造。外力は外管で受け、内圧は内管で保持
主要要素		アーム駆動装置、スイベルジョイント、緊急離脱機構

図 5.7-4　ローディングアームの概要

5.6.5　研究開発工程の中での ISO 活動の考え方の整理

CCS 船舶輸送実証試験の中で取り組む ISO 活動は、ISO/TC265 など標準化機関を主導し、船舶の設計・操業ガイドラインを整備することを目的とするものとし、企画段階、研究開発段階、実証段階とで以下の考え方で取り組むこととすべきである。

- 関係機関との連携を強化すること
- そして、まずは、企画や戦略の議論とともに、体制を整理すること
- ISO 等の活動は重点化すべきであり、関係者と協議の上テーマ建てすること
- 同時に、持ち場立場で個々のテーマの棲み分けを明確化すること
- 具体的な課題のもとで、研究開発に取り組み、その成果を ISO 化するため実証試験段階では、データ取り及び知財化を進めること
- 関係者全員で、ISO 等の提案を行うこと

これらを工程表上で整理すれば、以下のとおりである。

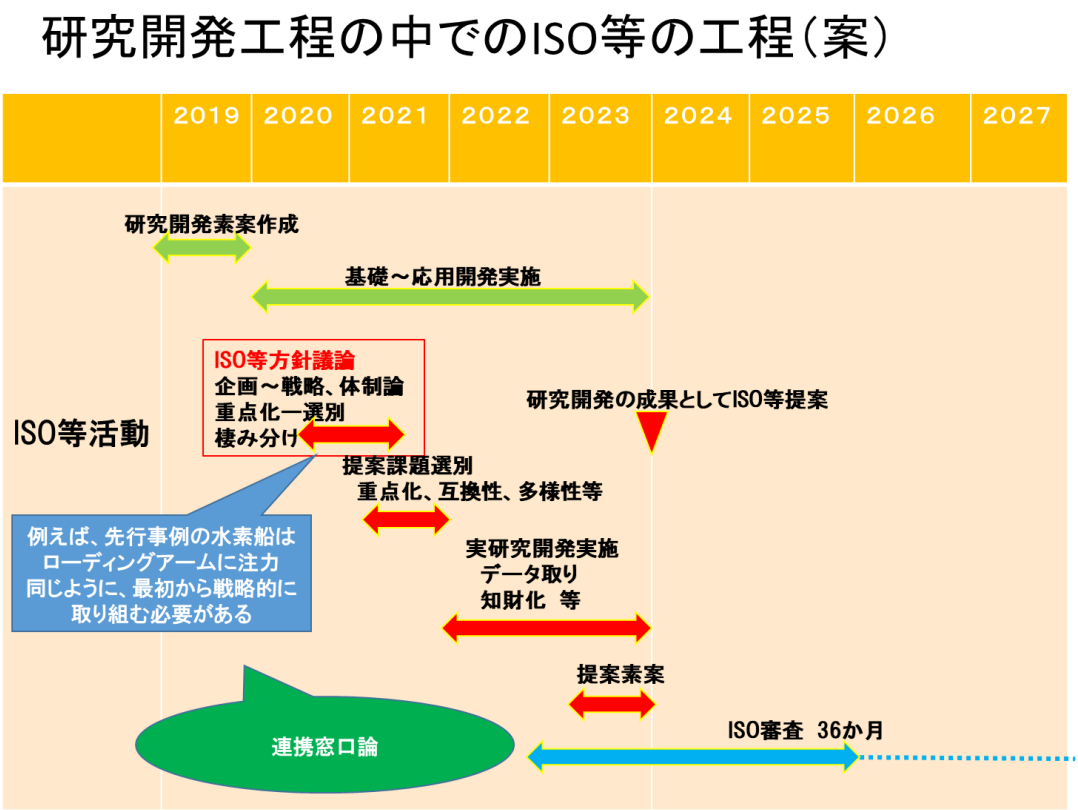


図 5.7-5　ISO 等の工程案

第6章 まとめ

6.1 本年度のまとめ

(1) 船舶基本設計計画と運航計画

- LCO_2船の基本仕様を検討するとともに、LCO_2輸送に必要となる実証試験用の船舶建造に必要となる基本設計仕様書案を作成した。
- 船舶基本設計計画では、船体とタンクを主体に、基本仕様（主要寸法・材質・船内設備等）を検討し、それらに関連する補機類に関しても検討した。
- タンクに関しては、低温・低圧（-約 50℃ 、1MPa 以下）と中温・中圧（-20℃ 、2MPa）に関して検討した。
- 陸上試験での実施項目を検討し、陸上試験計画（案）を作成した。
- 運航計画では、舞鶴発電所と苫小牧間について検討したが、他の石炭火力発電所からの輸送も検討した。

(2) 国際動向調査

- 欧州を主体とした LCO_2輸送船の実態調査として、建造、タンク、運航、荷役等を調査した。
- 調査した海外文献では、LCO_2 船舶輸送に関して、低温・低圧で輸送の必要性を計画段階で示唆している文献はあるが、Northern Lights の計画でも中温・中圧での実証計画が進められており、現状では低温・低圧用の船舶のスペックは示されていない。

(3) 安全環境法制度調査

- LPG 船や LNG 船のような液化ガス運搬船について、既存内航船に関する関連法規制、提出書類、検査（船舶、タンク）等を調査し、今後の LCO_2船に必要と考えられる法制度等を取りまとめた。
- 日本海難防止協会等とも相談しながら調査を行った。

(4) 実証試験計画案の策定

- 実証試験における実証船舶の仕様案、船舶運用案、海事手続き等をとりまとめ、実証試験計画案の策定を行った。
- 999t 型 LCO_2船の船体基本仕様を検討し、実証船の設計条件を検討した。
- 999t 型 LCO_2船のタンク基本仕様を検討し、実証船の設計条件を検討した。
- 船舶実証試験費用の試算を行った。
- 実証船の事後活用の可能性調査を実施した。

6.2 今後の取組む必要のある項目

今回の調査研究支援等の業務で得た知見を基に、今後 CO_2 長距離輸送実証で取り込む必要がある船舶関連での項目を以下に示す。

(1) 船舶

- 「実証船」の詳細設計の実施。
- 船舶航行時の船舶の安定性（復原性等）の詳細な検討の実施。
- 推進性能の詳細な検討の実施。
- 構造部材の検討や強度計算の実施。
- 船舶からの排出 CO_2 量の削減の検討。

(2) タンク

- タンク材質と LCO_2/LPG の化学反応・応力腐食の検証を行うための基礎試験。
- タンクの詳細設計を実施し、低温・低圧と中温・中圧に対応できる LCO_2 の舶用タンクの製造。
- BOG 発生量、長距離輸送時の温度・圧力管理方法の検討。

(3) 陸上試験

- 関係省庁に適用法令等の確認を行い、詳細設計の実施と試験装置の製作。
- 基礎要素試験や陸上試験を実施し、その結果を海域実証試験に反映。
- ドライアイス化の防止手段の検討。

(4) 海域実証試験

- 詳細運航計画の検討。
- 荷役方法のマニュアルを作成し、船員の教育。
- LCO_2 と LPG のカーゴハンドリングの技術の習得。

参考資料

参考資料１　実証船に関連する主な用語説明

1. 液化ガス運搬船

(1)　液化ガス運搬船とは

LPG/LNG に代表される「常温・常圧では気体の性状を持ち、圧力をかける、もしくは、温度制御により液化した性状を持つ」物体を輸送する船舶を液化ガス運搬船と呼称する。

IMO（国際海事機関：International Maritime Organization）にて規定されている液化ガスのグループは下記のとおりである。

- LPG：液化石油ガス
- LNG：液化天然ガス
- ケミカルガス
- CO_2　：二酸化炭素

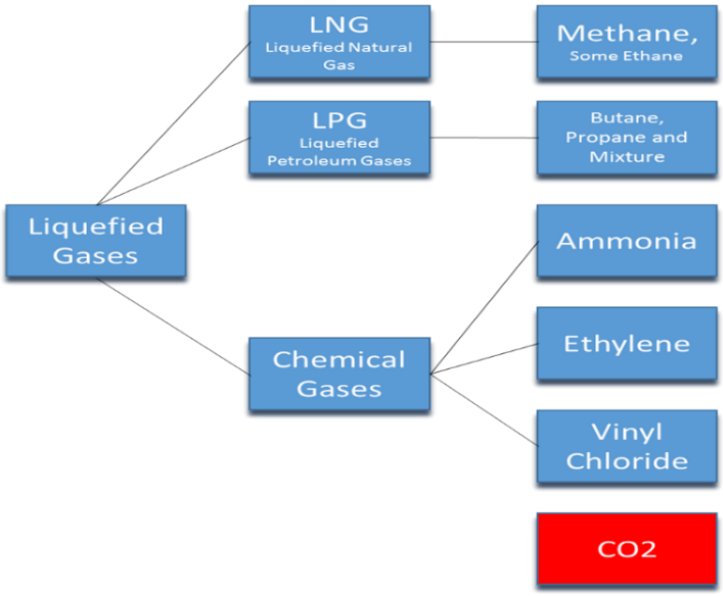


図 参 1-1　液化ガスの分類

IMO は液化ガスを温度 37.8℃ で蒸気圧が 2.8bar を超えるガスと定義づけている。

”液化”と記載されているとおり、気体は液化すると容積が最高 1/650 となるので、液化状態で輸送することにより経済的海上輸送が可能となる。液化ガスのほとんどは液密度が水の約半分と軽いので、液化ガス運搬船の載貨能力には TON よりもカーゴタンクの容積(m^3)で表したものが使用される。

(2) 液化ガス運搬の歴史

液化ガスの海上輸送は 1920 年代後半に始まり、初期の船は、常温のブタン及びプロパンを圧力容器で輸送した。その後の冷却技術と低温貯蔵に適する材質の発達が大気温度以下の輸送を可能にした。1950 年代後半には低温鋼製の圧力容器を搭載した船で一部冷却状態のガスの商業輸送が始まった。1960 年代中頃には完全冷却式 LPG 船が大気圧下の輸送に従事し、エチレン及び LNG 船も加わった。

(3) 適用規則について

液化ガス運搬船建造にあたり適用される国際規則については、IMO が策定している「液化ガスのばら積み運送のための船舶の構造及び設備に関する国際規則」 （IGC CODE）である。IGC CODE 内の代表的な思想として下記のものがある。

① 貨物の安全な格納
貨物の漏洩を防ぐための貨物格納設備の適用要件

② 貨物・座礁に対する安全確保
岸壁や他船との事故時の貨物の漏洩を防ぐための適用要件

③ 貨物漏洩時の影響度の最小化
万が一、貨物が漏洩した場合、影響最小化のための船体配置の適用要件

CO_2 は LPG/LNG/エチレンと同じく常温・常圧下では気体性状の高圧ガスであり、海上輸送における船体・貨物格納設備の計画に当たっては、IGC CODE の規則（NK 鋼船規則 N 編とほぼ同等）が適用される。表 参 1-1 に CO_2 に関する最低要件の概要を示す。

表 参 1-1 CO_2 に関する最低要件概要

製品名	船型	独立型タンク type C の要求	貨物タンク内気相部の制御	要求される蒸気検知	計測	特別要件
二酸化炭素（純度の高いもの）	3G	－	－	A（窒息）	R	17.21
二酸化炭素（純度の低いもの）	3G	－	－	A（窒息）	R	17.22

3G：プロダクトの漏洩を防止するために中程度の予防措置が要求されるプロダクトを運送しようとする船舶
R ：NK鋼船規則N編の13.2.3に定める間接式，密閉式又は制限式
17.21：NK鋼船規則N編の17.21参照、 17.22：NK鋼船規則N編の17.22参照

出典：NK 鋼船規則 N 編 19 章より

2. 総トン数

船舶の総トン数は海事諸法規の適用上の基準であり、また船舶に賦課される諸手数料、税金の基準として船舶の大きさや稼働能力を表す重要な指標である。

◆総トン数 G.T.（Gross Tonnage）

船舶の全閉囲場所の型容積に基づいており、次式で計算される。

$$GT = K_1 \times V$$

V：船舶すべての閉囲場所の合計容積（m^3）
GK_1：係数 $K_1 = 0.2 + 0.02 \log_{10} V$

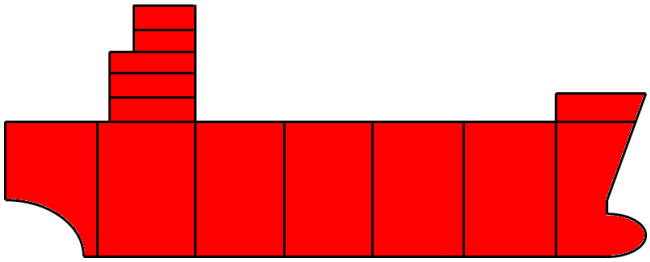


図 参 1-2　全閉囲場所（総トン数）

内航の液化ガス船は、749GT と 999GT が主流で、このクラスの船舶は国内のほとんどの港湾も入港して、荷役を行うことができる。

表 参 1-2　内航船の総トン数別隻数

単位:隻

総トン数 （t）	LPG船	液化ガス船	ケミカルタンカー	LNG船	不明	計
	88	32	2	6	5	133
200-299		3				3
300-399		1				1
400-499	1	3	2			6
500-699	11	3			3	17
700-749	42	5			1	48
750-999	28	5			1	34
1,000-1,999	1	6				7
2,000-3,999		6		5		11
4,000-9,999				1		1
不明	5					2

3. 載貨重量

計画満載喫水で船が排除する海水の重量（海水液密度は 1.025 とする）を満載排水量Δと呼ぶ。アルキメデスの原理により、排除する海水重量はその喫水における船の全重量に等しい。

また、船そのものの自重を軽荷重量 (Light weight)という。

最終的に船舶に積載できる貨物の量である載貨重量（Dead Weight）は、満載排水量から軽荷重量を差し引いた数値となる。

$$\Delta = Lbp \times B \times d \times Cb \times 1.025$$

$$D.W. = \Delta - L.W.$$

また、載貨重量は下記の内訳から成る。

① 貨物
② 燃料油、潤滑油、海水および清水（タンク、管、機器内のものを含む。）
③ 乗員および所持品
④ 糧食および消耗品
⑤ 法定外の備品、予備品および倉庫品
⑥ 寝具 その他被服類、厨房および調理用器具、掛布類、食器類、日用雑貨品類、等

以上より、船舶に積載できる貨物重量は船型により決まっている。

4. 復原性

船舶には図 参 1-3 に示すように、浮心と重心があり、船舶が傾くと右図のように浮心位置が移動するため、元の安定な状態にも戻ろうとする力（復源力）が働き、船舶が安定な状態に戻ろうとする。

また、図 参 1-4 に示すように、船体の浮心位置は、痩型船では後方に、大型船では前方になる。

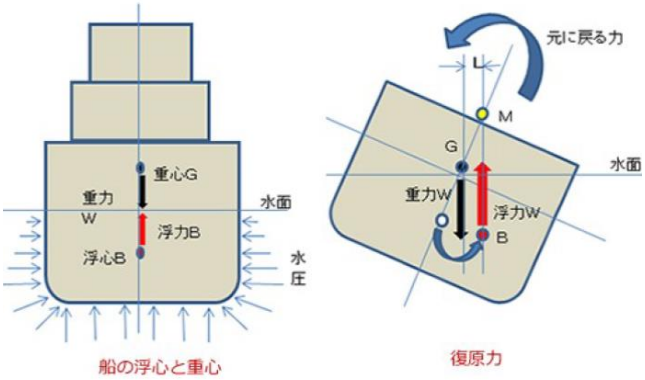
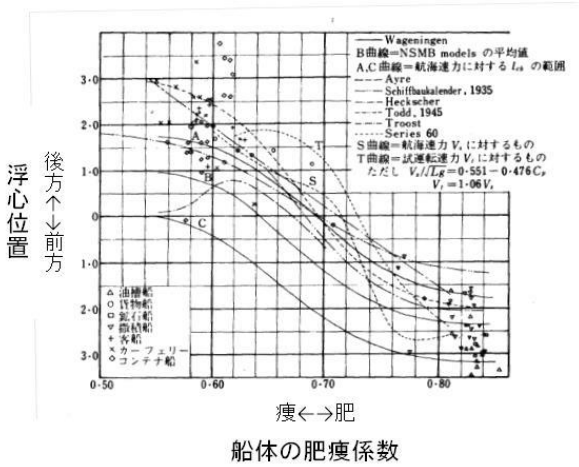


図 参 1-3　浮心と重心の関係



肥瘦係数とは船体を直方体とみなした場合からの削除割合である。

出典：造船設計便覧

図 参 1-4　復元性

5. スロッシング

船体の揺れ等の比較的長周期の振動により、タンク内の液化ガスが揺動することをスロッシングという。この揺動により、タンクが破壊したり、液化ガスがタンクから漏れ出る可能性がある。

そのために、各部がスロッシング圧力に耐え得るか評価を行う。場合により、防波板を付けて、自由液面長さを減らし、スロッシング発生の確率を減らし、スロッシング圧力を下げることが行われる。

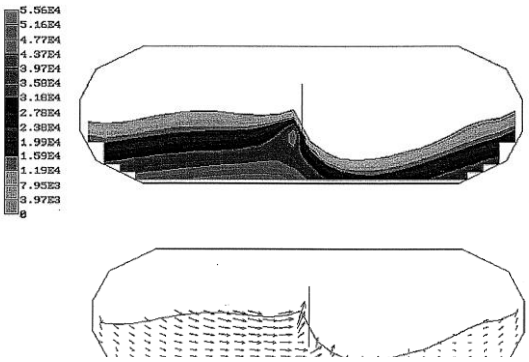


図 参 1-5　スロッシング（防波板あり）

下記はスロッシングのリスクの有無を推定する計算例である。リスクがあるとの結果となった場

合、防波板を増やして自由液面長さを減らし、リスクを無くすか、スロッシング圧力を計算し、各部がその圧力に耐え得るような強度設計をする必要がある。

BV Rule Pt B, Ch 5, Sec 6, 2.2　計算例

2.1 Application

2.1.1 Membrane tanks of liquefied gas carriers

Sloshing pressure in membrane tanks of ships having the service notation **liquefied gas carrier** or **LNG bunkering ship** is defined in Pt D, Ch 9, App 1, [2].

2.1.2 Other tanks

Sloshing assessment in tanks other than membrane tanks of ships having the service notation **liquefied gas carrier** or **LNG bunkering ship** is to be carried out as specified in [2.2] to [2.5].

2.2 Evaluation of the risk of resonance

2.2.1 Where tanks are partly filled at a level d_F such as $0{,}1H \le d_F \le 0{,}95H$, the risk of resonance between:

- the ship pitch motion and the longitudinal motion of the liquid inside the tank, for upright ship condition
- the ship roll motion and the transverse motion of the liquid inside the tank, for inclined ship condition

is to be evaluated on the basis of the criteria specified in Tab 4.

Table 4 : Criteria for the evaluation of the risk of resonance

Ship condition	Risk of resonance if:	Resonance due to:
Upright	$0{,}6 < \frac{T_X}{T_P} < 1{,}3$ and $\frac{d_F}{\ell_C} > 0{,}1$	Pitch
Inclined	$0{,}8 < \frac{T_Y}{T_R} < 1{,}2$ and $\frac{d_F}{b_C} > 0{,}1$	Roll

Evaluation of the risk of resonance
(BV Rule, Pt B,Ch 5, Sec 6, 2.2)

Ship data

L	B	T_P	δ	GM			T_R		
				Full load	Normal ballast (Arr.)	Normal ballast (Dep.)	Full load	Normal ballast (Arr.)	Normal ballast (Dep.)
(m)	(m)	(s)	(m)	(m)	(m)	(m)	(s)	(s)	(s)
113.500	20.000	6.126	7.000	1.920	3.053	3.199	11.114	8.814	8.610

Tank data

H　12.800 m
Limit of liquid level (No.1 Tank, 98% Vol.)　12.110 m　(= 0.946H)
Limit of liquid level (No.2 Tank, 98% Vol.)　12.125 m　(= 0.947H)

1. Ship condition : Upright

1.1 No.1 Tank

d_F		ℓ_S	ℓ_C	T_X	T_X / T_P	d_F / ℓ_C	Judge
(H)	(m)	(m)	(m)	(s)			
0.100	1.280	34.516	34.516	19.525	3.187	0.037	OK
0.200	2.560	36.418	36.418	14.651	2.392	0.070	OK
0.300	3.840	37.585	37.585	12.455	2.033	0.102	OK
0.400	5.120	38.234	38.234	11.100	1.812	0.134	OK
0.500	6.400	38.500	38.500	10.142	1.656	0.166	OK
0.600	7.680	38.234	38.234	9.362	1.528	0.201	OK
0.700	8.960	37.585	37.585	8.711	1.422	0.238	OK
0.800	10.240	36.418	36.418	8.117	1.325	0.281	OK
0.826	10.573	36.009	36.009	7.965	1.300	0.294	OK
0.827	10.586	35.992	35.992	7.959	1.299	0.294	NG
0.900	11.520	34.516	34.516	7.523	1.228	0.334	NG
0.946	12.110	33.101	33.101	7.202	1.176	0.366	NG

1.2 No.2 Tank

d_F		ℓ_S	ℓ_C	T_X	T_X / T_P	d_F / ℓ_C	Judge
(H)	(m)	(m)	(m)	(s)			
0.100	1.280	35.684	35.684	20.183	3.295	0.036	OK
0.200	2.560	36.943	36.943	14.860	2.426	0.069	OK
0.300	3.840	37.788	37.788	12.519	2.044	0.102	OK
0.400	5.120	38.277	38.277	11.112	1.814	0.134	OK
0.500	6.400	38.500	38.500	10.142	1.656	0.166	OK
0.600	7.680	38.277	38.277	9.372	1.530	0.201	OK
0.700	8.960	37.788	37.788	8.751	1.429	0.237	OK
0.800	10.240	36.943	36.943	8.212	1.341	0.277	OK
0.849	10.867	36.377	36.377	7.965	1.300	0.299	OK
0.850	10.880	36.364	36.364	7.960	1.299	0.299	NG
0.900	11.520	35.684	35.684	7.717	1.260	0.323	NG
0.947	12.125	34.714	34.714	7.458	1.217	0.349	NG

2. Ship condition : Inclined

2.1 No.1 Tank & No.2 Tank

d_F		b_S	b_C	T_Y	T_Y / T_R			d_F / b_C	Judge		
					Full load	Normal ballast (Arr.)	Normal ballast (Dep.)		Full load	Normal ballast (Arr.)	Normal ballast (Dep.)
(H)	(m)	(m)	(m)	(s)							
0.100	1.280	7.680	7.680	4.525	0.407	0.513	0.526	0.167	OK	OK	OK
0.200	2.560	10.240	10.240	4.472	0.402	0.507	0.519	0.250	OK	OK	OK
0.300	3.840	11.731	11.731	4.408	0.397	0.500	0.512	0.327	OK	OK	OK
0.400	5.120	12.541	12.541	4.329	0.390	0.491	0.503	0.408	OK	OK	OK
0.500	6.400	12.800	12.800	4.228	0.380	0.480	0.491	0.500	OK	OK	OK
0.600	7.680	12.541	12.541	4.095	0.368	0.465	0.476	0.612	OK	OK	OK
0.700	8.960	11.731	11.731	3.909	0.352	0.443	0.454	0.764	OK	OK	OK
0.800	10.240	10.240	10.240	3.629	0.326	0.412	0.421	1.000	OK	OK	OK
0.900	11.520	7.680	7.680	3.137	0.282	0.356	0.364	1.500	OK	OK	OK
0.946	12.110	5.781	5.781	2.721	0.245	0.309	0.316	2.095	OK	OK	OK
0.947	12.125	5.722	5.722	2.707	0.244	0.307	0.314	2.119	OK	OK	OK

共振リスクがあるためスロッシングによる作用圧力がタンクの設計圧より低いことを確認する必要あり

6. 居住区定員・騒音

- 実証船の乗組員は法律上 8 名必要で、船員組合法上 9 名必要である。実証試験にて 10 部屋確保を検討する。
- 2006 年の海上の労働に関する条約（Maritime Labor Convention,2006）に準拠して以下を適用する。

① 居住設備の天井高さ　：2.03m以上
② 船員室の低床面積　：職員 7.5m^2、部員 4.5m^{2}以上
③ 事務室　：設置
④ 浴室またはシャワー、便所　：6 人に 1 つ設置

SOLAS 第Ⅱ-1 章 第 3-12 規則　騒音に対する保護（IMO 決議 MSC.337(91)　船内騒音コード）では、船員の健康の保持及び操船時における指示伝達等の作業環境の向上を図るため，船内の騒音について規定しており、その騒音値に抑える必要がある。また、居住区域内の隔壁及び甲板の空気音遮断性能を満足する材料を使用することも規定されている。

表 参 1-3 に船内騒音の評価基準値を示す。

以上の規則を満足させるためには、従来の 999GT 型 LPG 船の居住区の大きさに収めることは厳しく、居住の容積増加分、貨物スペースを圧迫することになり、貨物タンク容量が減少する要因になる可能性がある。

商用大型船で総トン数が制限されない場合は、この限りではない。

表 参 1-3　船内騒音の評価基準（最大許容音圧レベル）

区域	1,600～10,000GT	10,000GT 以上
1. 作業区域		
機関区域	110 dB(A)	
機関制御室	75 dB(A)	
機関区域外の工作室	85 dB(A)	
特定されない作業区域（その他の作業場所）	85 dB(A)	
2. 航海業務に充当する区域		
船橋及び海図室	65 dB(A)	
船橋ウィング及び窓を含む監視場所	70 dB(A)	
無線室（無線機器は作動状態であるが、音が発生していない状態）	60 dB(A)	
レーダー室	65 dB(A)	
3. 居住区域		
居室及び病院	60 dB(A)	55 dB(A)
食堂・娯楽室		65 dB(A)
娯楽用の開放区域	75 dB(A)	
事務室	65 dB(A)	60 dB(A)

4. 業務区域	
調理室（調理器具が使用されていない状態）	75 dB(A)
配膳室	75 dB(A)
5. 通常無人状態の区域	
通常人員がいない区域	90 dB(A)

7. 船体タンクサドル部鋼材の選定

タンクには断熱材が巻かれ、その外部を鋼材のカバーで囲ってある。タンクの温度と外気が一定である条件下において、各点の温度を熱伝導・熱伝達を考慮した熱通過率を使った熱量計算にてシミュレーションする。計算する点はタンク表面、断熱材表面、カバー内空気温度、カバー内側温度、カバー外側温度、木ライナー表面温度とする。熱量[W]は単位面積あたりの熱量である熱流束[W/m^2]にて計算する。

木ライナー表面温度の計算結果により、タンクサドル部の使用鋼材を選定しなければならない。

使用鋼材は下記の規則に従い、温度と板厚により選定する。

NK 鋼船規則 N 編（IGC コード）

4.19.1-2. 船の外板及び甲板並びにこれらに取付けられるすべての防撓材の材料は，C 編の規定に従わなければならない。ただし，設計条件におけるこれらの材料の計算温度が貨物温度の影響によって-5℃より低くなる場合，この材料は，表N6.5の規定に従わなければならない。

4.19.1-3. その他すべての船体構造の材料で，設計条件における計算温度が貨物温度の影響によって0℃より低くなり，かつ，二次防壁を構成しないものは，表N6.5 の規定に従わなければならない。これには，貨物タンクの支持構造，内底板，縦通隔壁板，横隔壁板，肋板，ウェブ，ストリンガー及びこれらの部材に取付けられる防撓材が含まれる。

表 参 1-4　4.19.1-2.及び 4.19.1-3.により要求される船体構造用の板及び形材

船体構造の設計温度	鋼板の等級の最大厚（mm）							
	A	B	D	E	AH	DH	EH	FH
0℃以上(1) -5℃以下(2)	NK 鋼船規則 C 編による							
-5℃まで	15	25	30	50	25	45	50	50
-10℃まで	×	20	25	50	20	40	50	50
-20℃まで	×	×	20	50	×	30	50	50
-30℃まで	×	×	×	40	×	20	40	50
-30℃より低い	NK 鋼船規則 N 編の表 N6.2 による。ただし、表 N6.2 及び同表の注(2)の厚さの制限は適用しない。							

注　×　：使用してはならない鋼材の等級を示す。
(1)：4.19.1-3 の規程に対して適用される。　(2)：4.19.1-2 の規程に対して適用される。
NK 船級材料記号：A＝KA，B＝KB，D＝KD，E＝KE，AH＝KA32/36/40，DH＝KD32/36/40，
EH＝KE32/36/40，FH＝KF32/36/40

出典：NK 鋼船規則 N 編の表 N6.5

参考資料２　液化 CO_2 輸送船に係る実証船の概略仕様書（案）

資料　参考１に「液化 CO_2 輸送船に係る実証船の概略仕様書（案）」を示す。

参考資料２

液化 CO_2 輸送船に係る実証船の
概略仕様書（案）

令和3年1月

一般社団法人　エンジニアリング協会

１．総則

地球温暖化防止対策の一つとして、温室効果ガスの主要因である二酸化炭素（CO_2）の排出削減がうたわれている。この CO_2 の削減策として、化石燃料の消費から排出される CO_2 を回収し、地中等に貯留する技術（CCS ; Carbon dioxide Capture and Storage）が注目されており、今後の CO_2 削減には欠くことのできない技術であることが確認されている。

将来、本格的な CCS を行うためには大型の液化 CO_2（以下 LCO_2 と記す。）が必要とされることが想定される。本書は将来大型の LCO_2 船を設計・建造・運航する際に生じると思われる諸問題・課題の解決に供するために建造する小型の実証船の概略仕様を記載するものである。

本船の目的が CO_2 の処分に関することであるため、本船自体も環境に優しい仕様、すなわち少なくとも現況の環境規制に適合する仕様とする必要がある。

実証船はその目的を達成したあとは商用の LPG 船として活用する予定である。従って、本船は LCO_2 船および LPG 船の両方に適用される規則・能力等を満足する仕様とする。

実証船を運航する際には、CO_2 の排出源並びに貯留地はいずれも国内とする。また、LPG の輸送も国内に限定するものとする。従って、航行区域は沿海、船型は 999GT 型とし、LCO_2 船としては低温・低圧式および中温・中圧式、LPG 船としては圧力式として計画する。

２．設計条件

2.1　積載貨物

実証船は液化バラ積船とし、想定積載貨物を下記に示す。

二酸化炭素、プロパン、プロピレン、ブタン・プロパン混合体、N-ブタン、イソブタン、ブタジエン、ブチレン、VCM、イソプレン、ペンタン、ペンテン、コマーシャルプロパン(2.5mol% エタン)

2.2　液化 CO_2 船としての設計条件

液化 CO_2 船としての設計条件は、ドライアイス化を防ぐため三重点（-56.6℃、0.417MPaG）を避けて以下の通りとする。

(1)　設計温度

- 設計温度は-50℃とし、通常時を-46℃とする。
- 運用時の温度は-50℃～-46℃～-42℃の範囲で変動するものとする。

(2) 設計圧力

- 設計圧力は 2.000MPaG とする。
- 運用時のタンク内圧力は

  低温・低圧　0.581MPaG (-50℃)～0.699MPaG (-46℃)～0.832MPaG (-42℃)

  中温・中圧　1.869MPaG (-20℃)

  の範囲で制御するものとする。
- 安全弁作動圧力は 2.000MPaG とする。

(3) 設計液密度

- 設計液密度は-50℃において 1.155kg/L とする。
- 液密度は 1.155kg/L (-50℃)～1.140 kg/L (-46℃)～1.124kg/L (-42℃)～1.032 (-20℃)の範囲で変動するものとする。

表 2.2 LCO_2 船としての設計条件

項目	単位	最低	定常	～	最高	設計条件
温度	℃	-50	-46	-42	-20	-50
圧力	MPaG	0.581	0.699	0.832	1.869	2.000
密度	kg/L	1.155	1.140	1.124	1.032	1.155

2.3 圧力式 LPG 船としての設計条件

(1) 設計温度

- 一般的な圧力式 LPG 船の設計条件として、設計温度は 0℃とする。

(2) 設計圧力

- 一般的な圧力式 LPG 船の設計条件として、設計圧力は 1.77MPaG とする。

(3) 設計液密度

- LPG の 0℃における液密度を 0.544 kg/L(プロピレン)とする。

表 2.3 圧力式 LPG 船としての設計条件

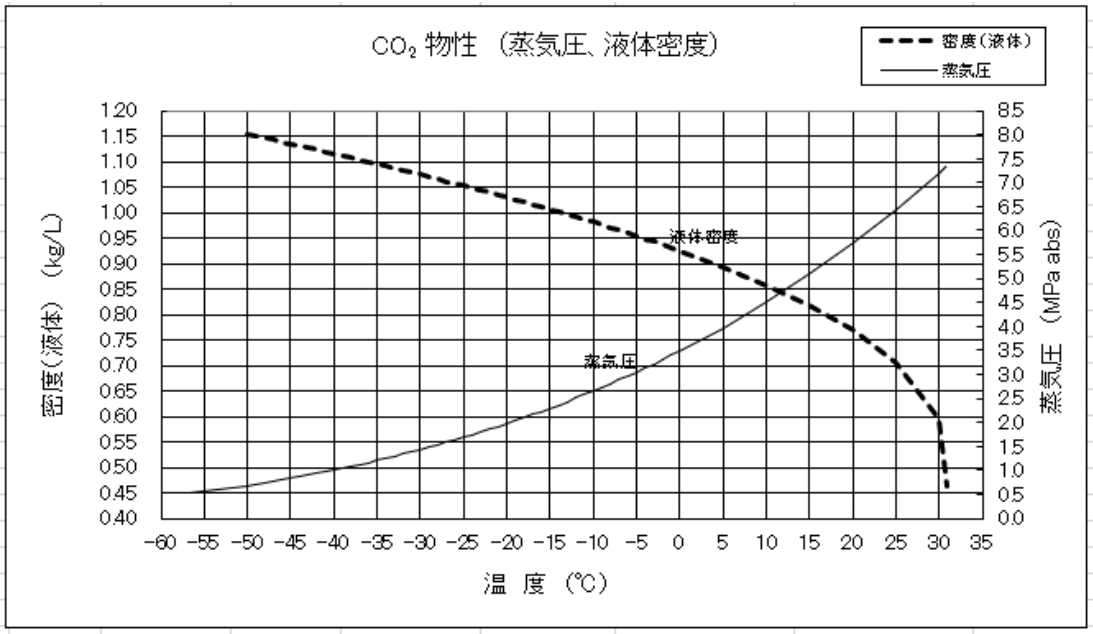
項目	単位	プロパン		N-ブタン		ブタジエン		プロピレン		設計条件
温度	℃	0	45	0	45	0	45	0	45	0
圧力	MPaG	0.377	1.436	0.005	0.337	0.022	0.401	0.487	1.745	1.770
密度	kg/L	0.526	0.456	0.602	0.549	0.645	0.588	0.544	0.467	0.544

参考資料

- 設計に使用する LCO_2 と LPG の物性値を表 2.4 に示す。
- CO_2 の温度と蒸気圧・液密度の関係曲線を図 2. 1 に示す。

表 2.4 LCO_2 と LPG の物性値

項　目	単位	LCO_2				LPG	
		下限	通常	～	上限	-	-
温　度	℃	-50	-46	-42	-20	0	45
蒸気圧	MPaG	0.581	0.699	0.832	1.869	0.487	1.745
液密度	kg/L	1.155	1.140	1.124	1.032	0.544	0.467



ゲージ圧（MPa G）＝絶対圧（MPa abs）－大気圧（0.1013MPa abs）

図 2.1　CO_2 の温度と蒸気圧･液密度の関係曲線

2.4　貨物タンクの設計条件

以上より、本実証船の貨物タンクの設計条件は表 2.5 に示す温度・圧力・液密度とする。

表 2.5　実証船の貨物タンクの設計条件

項目	単位	設計条件
温　度	℃	-50
圧　力	MPaG	2.00
液密度	kg/L	1.155

2.5　貨物タンクの板厚・材質

- 貨物タンクの材質は KL7N60 を軸とするが、LCO_2 および LPG と左記鋼材との化学反応を確認する基礎試験を行い使用に供することを事前に確認するものとする。
- 使用する鋼材は表 2.6 に示す低温用圧延鋼材（ニッケル鋼）の中から選定する。

表 2.6　低温用圧延鋼材（ニッケル鋼）

材料記号	降伏点 (N/mm²)	引張強さ (N/mm²)	試験温度 (℃)
KL7N60	590	690	-196
KL9N60	590	690	-196

出典：NK 鋼船規則 K 編表 K3.15 より

３．要目

3.1　船型等

船　　型　：凹甲板型（船首楼/船尾楼有り）一層甲板、船尾機関/船橋
航行区域　：沿　海（非国際）
用　　途　：LCO_2および LPG の輸送
船　　級　：NK（日本海事協会）
NS*　（船級規則に基づき計画を承認し，製造中から検査員による検査を受け，製造された船舶の船級符号）
MNS*（上記に相当する主推進機関に対する船級符号）
M0　（機関区域無人化設備を装備）

3.2　主要寸法等

以下に主要寸法を参考値として示す。

全　　長	約　72.0 m 以下
垂線間長さ	約　65.0 m
幅　（型）	約　12.5 m
深さ（型）	約　 5.5 m
吃水（型）	約　 4.5 m
パラレル長	マニホールドから前部　6.5 m
	マニホールドから後部 13.0 m

3.3　載貨重量および総トン数

- 載貨重量は約 1,300 トンとする。
- トン数は 999 トン以下で、999 トンに近い数値とする。

3.4　速力および航続距離

- 航海速力は主機の常用出力、15%シーマージンにおいて約 12.5 ノット以上とする。
- 航続距離は 6,300 海里以上とする。

3.5　一般配置

- 船首楼および船尾楼を有する一層甲板の凹型船型とし、機関室および船橋は船尾に設ける。甲板上に居室を配する。
- 船首はバルバスバウ型とし、キールは平板型、船体はシングルハル船側構造とする。
- 船首前端より船首バラストタンク、第１貨物タンク室、第２貨物タンク室、機関室、船尾バラストタンクとする。
- 各貨物タンク艙内には LCO_2 および LPG を積載するための単胴型貨物タンク 2 基を搭載する。実証のため、CO_2 と LPG の兼用タンクとし、積載を行うものとする。
- 貨物タンク室の周囲にはバラストタンクを配置する。

3.6　荷役装置

(1)　貨物タンク

以下、設計条件にて製作されるものとする。

表 3.1　貨物タンクの仕様

タンクタイプ		独立型タンク - タイプ C
タンク基数		2
内容積	No.1 タンク	650 ㎥
	No.2 タンク	650 ㎥
	合計	1,300 ㎥
タンク形状		半球鏡板付水平円筒形
設計条件	設計圧力	2.00 MPaG
	設計温度 （貨物密度）	-50℃ （1.155 t/㎥）
	溶接継手効率	1.0
材質	胴板	KL7N60 or KL9N60
	鏡板	KL7N60 or KL9N60

(2) 保冷

インシュレーションは、タンク本体と荷役配管に施工する。

表 3.2　インシュレーションの仕様

材質	タンク本体	発泡ポリウレタン
厚さ	タンク本体	約 150mm
カバー	タンク本体	ベーパーシール ＋ 防火コート

(3) タンク付着品

下記の付着品を各貨物タンクに装備する。

・LPG検量用として、スリップチューブノズルを装備する。

表 3.3　タンク付属品の仕様

マンホール	1
バルブドーム	1
荷役ポンプ据付台	1
梯子（タンク内）	1
安全弁ノズル	2
液入口ノズル	1
ガス入口ノズル	1
ドレン抜きノズル	1

サンプリングチューブノズル	3
電磁フロート式液面計ノズル	1
高高位液面および高位液面計警報ノズル	1
温度計ノズル（上・中・下）	3
温度計テストノズル	-
圧力計ノズル	1
スプレーノズル	1
エアー供給ノズル	1
スリップチューブノズル	4

(4) 防爆装置

- 荷役装置に使用する計器類・装置類等は、規則要求に従い、LPG の輸送を考慮して、防爆タイプとする。

(5) 荷役ポンプ

- 各貨物タンクに電動ディープウエル型ポンプ１台を装備する。
- LCO_2 の管内流速はドライアイスが発生しないように考慮し、適当な時間（３～４時間）内に荷揚を可能とする容量および水頭高さを有するものとする。
  必要な水頭高さは、陸上設備にもよるため、今後の協議を要する。

表 3.4 荷役ポンプの仕様

<1> ポンプ

型式	ディープウェルポンプ
最低貨物温度	-50℃
台数	2 台（各タンク１台）
流量	500 ㎥/h x 120mlc
液密度	最大 1.155

<2> 電動機

型式	竪型屋外三相誘導電動機
電源電圧	AC440V, 60Hz
定格	300 kW, 4P

(6) カーゴ圧縮機

- 下記３項の主要使用用途のため CO_2/LPG 共用のカーゴ圧縮機を装備する。
  ① 荷役終了後のカーゴ配管に残留した実液の液移送。
  ② 貨物ガスの移送。
  ③ カーゴポンプ故障時、貨物を他方のタンクへの移送と荷揚げ。

表 3.5 カーゴ圧縮機の仕様

<1> 圧縮機

型式	2 気筒、竪型、往復動、無給油式
最低貨物温度	-50℃
台数	2 台

<2> 電動機

型式	全閉外扇形
電源電圧	AC440V, 60Hz
定格出力	170 kW

<3> タンク

サクションタンク	基数	1 基
クッションタンク	基数	1 基

<4> フライホイールカバー

台数	2 セット

(7) タンク付き安全弁(圧力逃し弁)

- 各タンクには、規則で要求される能力を有する適切な容量の安全弁（圧力逃し弁）を２組装備する。
- 安全弁(圧力逃し弁)は、LCO_2 用と LPG 用の 2 つの設定値を持ったパイロット式とする。
- 安全弁からのベント装置は、CO_2 および LPG を考慮したものとする。さらに、LCO_2 輸送時に安全弁が作動し、ドライアイスが発生した場合を考慮した目詰まり防止策を考慮する。
- ベントポストは各タンクに１本、タンクカバー上に設置する。

(8) 冷却装置

- 陸上実証試験において、将来の LCO_2 大規模輸送に備え、LCO_2 荷役、輸送時にタンクへの侵入熱によりタンク内温度が上昇しないよう貨物の温度保持を目的とした冷却装置を実験する。
- 実証船において、冷却装置を搭載装備するかどうかは今後の議論とする。

(9) 除湿器

- タンク、配管およびホールド部等の除湿乾燥のための装置を設ける。
- 主たる機器として、ブロワー、冷却式除湿器（空気冷却器)、ドライヤー（シリカゲル）等とする。

(10)配管装置

- LCO_2 の管内流速はドライアイスが発生しないように考慮し、それに見合った配管口径とする。LPG の管内流速は通常の LPG 船に倣うこととする。
  （管内流速については「１２.実証試験」で確認する）
- ガス管系統は通常の LPG 船としての管内流速をベースとする。
- 配管材料は、海水による腐食および LCO_2 や LPG の影響を受けない材料とする。
- 配管装置には LCO_2 と LPG の搬送を考慮した適切な能力と数量の安全弁（圧力逃し弁)、遮断弁、計器類等を装備する。
- 配管付安全弁（圧力逃し弁）からの排気は適切な方法でタンクに戻す、または、ベント装置から排出するものとする。
- カーゴポンプ故障時、カーゴ圧縮機を使用して貨物を他方のタンクへ移送し、荷揚げできるようバイパスを設けること。
- マニホールド規格は ANSI300LB 口径：液　：200A 8B
  口径：ガス：150A (配管 125A とする)

(11)監視・計測装置

- 貨物タンクや配管等には以下のような監視・計測装置を設ける。
  これらの計器類は、LPG の搬送を考慮した防爆仕様とする。
  ① 液面指示・警報装置
  ② 圧力計測・警報装置
  ③ 温度指示・警報装置
  ④ 緊急遮断装置

3.7 主機

- 主機の種類、使用燃料および構成は、GHG（Green House Gas)、NO_X、SO_X および PM（Particulate Matter ）に関する環境規制に適合するものとする。
- 各規制に対する対策例を表- 6 に示すが、対策の選定については本船の設計時点における技術開発状況、実績を勘案して決定する。
- 主機の最大出力は 2,200ps（1,600kw）以下とし、3.4 に示す航海速力を達成できるものとする。
- 推進方式は油焚き or 電気推進何れかとする。
  ① 油焚き　：赤坂 AX33B 2,200PS を直近 2 隻でガスライン殿採用。
  ② 電気推進：発電機 2 台(600PS)、停泊用発電機(150～160PS)
  or　　発電機 2 台(600PS)、軸発 1 台

表 3.6 環境規制対策

項　目	低硫黄燃料	スクラバー*1	二元燃料*2	SCR*3
CO_2	△	△	○	－
NO_X	－	－	○	○
SO_X	○	○	○	－
PM	△	△	○	－

＊1：排ガス洗浄装置
＊2：LNG
＊3：Selective catalytic reduction（選択式還元触媒脱硝装置）

3.8 発電機

- 主発電機は航海中、入出港時および荷役時の必要電力を供給できる能力とし、かつ予備機1台を装備する。
- 非常用発電機を1台装備する。
- 発電機用ディーゼル機関の性能は主機と同様の環境規制に準拠する。

3.9 その他

- 以下に示すような適切な能力を有する甲板機械・航海装置等を必要数設ける。
  ① 揚錨機兼用係船機
  ② 係船機
  ③ 操舵機
  ④ ホースハンドリングクレーン ⇒ 陸上の設備使用の可能性あり
  ⑤ バウスラスター ⇒ 3ton スタンスラスターなし
  ⑥ バラストポンプ
  ⑦ 消火設備
  ⑧ 航海計器

４．タンク容量

4.1 燃料タンク

- 燃料油タンクは、採用された主機の形式に合致する燃料の種類に応じてタンク数を決定する。
- 各タンクは、主機および発電機の燃料消費量に基づき、３.４に示す航続距離を確保できる容量とする。

(参考値：A 重油 70～90 ㎥ 適合油 160～170 ㎥)

4.2 清水タンク

- 清水タンクは、造水装置は不要、乗員数および航海日数に見合う容量とする。

（参考値：75～100m³）

4.3 バラストタンク

- バラストタンクは、適正な喫水、トリムおよび縦強度を確保できる容量とする。
- LCO_2 搭載時および LPG 搭載時の両方を考慮して、適切な喫水・トリム調整ができるようにする。

（参考値：350～400m^3）

５．船級および適用法規

5.1　船級

- 本船は船体、機関、電気の各部とも日本国籍船として建造する。
- 設計・建造に際しては、日本海事協会（NK）の鋼船規則に適合し、同協会の製造中検査を受ける。
- 本船完成時には、NK に入級し、3.1 に示す NS*（Tanker, Liquefied Gas Carrier -Maximum Pressure 1.77MPaG and Minimum Temperature -50degree C Type 2PG, Coasting Service）および MNS*、M0 の船級を取得する。

5.2　適用法規

- 本船は、契約時に有効な下記規則を適用して建造するものとする。
  ① 日本海事協会鋼船規則
  ② 日本国海事法令および関係国内法規
    a）船舶安全法
    b）海上衝突予防法
    c）海洋汚染防止法
    d）その他の国内法
  ③ IGC コード(2016 年 7 月 1 日以降起工船に適用される改正 IGC コードを含む)

６．規格・標準

- 本船に使用する材料、艤装品および装備品等は、船舶安全法又は日本海事協会の定める規則・規格に合格したものを採用する。
- その他については JIS 標示製品または同等品を採用する。

７．証書類

- 本船の完成時に表 3.6 の証書類を取得する。

表 3.6 証書書類一覧

書類名	発行者
(1) 船舶国籍証書	日本政府
(2) 船舶件名表	日本政府
(3) 船舶検査証書	日本政府
(4) 船舶検査手帳	日本政府
(5) 船級証書	日本海事協会
(6) 検査報告書	日本海事協会
(7) 無線局免許状	日本政府
(8) 海洋汚染防止検査手帳	日本政府
(9) 海洋汚染防止証書	日本政府
(10) 荷役設備検査記録簿	日本海事協会
(11) 揚貨装置制限荷重等指定書	日本海事協会
(12) 載貨重量鑑定書	日本海事協会
(13) 設備証書	日本海事協会
(14) 航海計器証明書	メーカー/造船所

８．載貨重量

- 本船は 3.3 に示す載貨重量を確保するものとする。
- 載貨重量は下記の内訳から成る。

① 貨物

② 燃料油、潤滑油、海水および清水（タンク、管、機器内のものを含む。）

③ 乗員および所持品

④ 糧食および消耗品

⑤ 法定外の備品、予備品および倉庫品

⑥ 寝具 その他被服類、厨房および調理用器具、掛布類、食器類、日用雑貨品類、等

９．定員

- 本船の乗組員法律上 8 名必要、船員組合法上 9 名必要

⇒ 実証船にて 10 部屋確保検討

- 2006 年の海上の労働に関する条約（Maritime Labor Convention,2006）に準拠して以下を適用する。

① 居住設備の天井高さ　　: 2.03m以上

② 船員室の低床面積　　: 職員 7.5m^2、部員 4.5m^{2}以上

③ 事務室　　: 設置

④ 浴室またはシャワー、便所　　: 6 人に 1 つ設置

１０．船型、プロペラ、トリムおよび復原性

10.1　船型およびプロペラ

- 通常の海上状態、かつ、計画満載吃水において 3.4 に示す航海速力を確保するに足る推進効率に優れた船型を採用する。
- 推進効率に優れた舵・プロペラ等の推進・操舵装置を採用する。
- 必要に応じて電気推進装置を検討する。

  ①　油焚き　：CPP

  ②　電気推進：二重反転プロペラ

10.2　トリムおよび復原性

- 本船は就航状態において十分な静的および動的復原力を維持できるものとし、貨物積載状態およびバラスト状態にて合理的なトリムをもつように計画する。
- 特に、LCO_2 または LPG 積載状態において貨物タンク内の液面が合理的な位置を維持するように配慮する。

１１．試運転および諸試験

11.1　海上試運転

- 本船が実質上完成した時期に下記の海上試運転を行う。

  ①　速力試験にて航海速力の確認

  ②　続航試験にて消費燃料計測および主機の状態の確認

  ③　その他以下の試験を実施する。

  a)操舵試験

  b)旋回試験

  c)投揚錨試験

  d)捩り振動試験

  e)前後進試験

  f)惰力試験

11.2　主機・補機の陸上運転

- 主機・補機類は、各製造所において船内装置に先だって陸上運転により性能を確認する。
- 主機の燃料消費率は陸上運転にて確認する。

11.3　騒音および振動計測

- 海上試運転時に騒音（居住区画・機関室）および局部振動計測（ローカル）を実施する。

11.4　傾斜試験

- 船舶復原性規則に従って実施し、軽荷状態における本船の重心位置を測定する。

１２．実証試験

- 将来の大型 LCO_2 船計画の資料に供するために、通常の完成時試験とは別に実証試験を実施する。
- 実証船の設計に併せて作成する「実証試験実施計画書」に基づいて計測、試験、解析などを実施する。
- 試験は、工場または海上で行うこととし、以下に主たる項目を示す。

12.1　工場での試験

① 低温用鋼材の加工性および溶接性試験
② 安全弁作動時のドライアイス発生状況確認のためのベンチテスト
③ 管内流速を増加させた時、どの程度の流速でドライアイスが発生するかのベンチテスト
④ ディープウェルポンプの吸込口/吐出口付近およびポンプシャフト内における圧力変動によるドライアイス発生の有無を確認するベンチテスト

12.2　海上での試験

① 荷役試験（液化 LCO_2 と LPG との交互荷役）
② 貨物タンクのスロッシング計測
③ 貨物タンク、管内の温度、圧力、応力の計測
④ GHG、NO_X、SO_X、PM などの計測
⑤ 気象、海象データの計測

- 上記の試験を実施するために、必要に応じて以下のようなハードおよびソフトウエアを船内に設置・整備する。

① 温度計、圧力計など規則で規定されている場所に装備する計器以外の計測器、センサーを必要個所に設置
② データ伝送システムの整備
③ 各種解析およびシミュレーションプログラムの整備

参考資料３　CO_2 特性

1. 液化二酸化炭素の位置づけ

危険物・危険品に国連が番号をつけ、その物品が何であるか、どのような危険性があるか、またどのように取り扱うべきかをルール化したものが国連番号である。UN NO.や UN 番号とも呼ばれる。こうした性質上、国連番号の一覧は危険物リストの一覧でもある。現在、UN0004 から UN3526 までのおおよそ 3000 種類もの危険物に国連番号が付与され、リスト化されており、定期的に改定されている。

IMDG コード（国際海上危険物規程）でのクラスや危険物船舶運送及び貯蔵規則、船舶による危険物の運送基準等を定める告示、航空機による爆発物等の輸送基準等を定める告示等で規定されている容器・包装の方法や品名、分類、積載方法、危険性等について規定がある。

炭酸ガス（CO_2）に関しては、国連番号 1013 と 2187 で、危険物扱いになっている。その比較を表 参 3-1 に示す。

表 参 3-1　海上輸送における国連番号 1013、2187 の比較

	国連番号 1013｜UN NO.｜ 炭酸ガス［二酸化炭素］［無水炭酸］【海上輸送】	国連番号 2187｜UN NO.｜ 炭酸ガス［二酸化炭素又は無水炭酸］（深冷液化されているもの） 【海上輸送】
国連番号｜ UN NO.	1013	2187
日本語品名	炭酸ガス［二酸化炭素］［無水炭酸］	炭酸ガス［二酸化炭素又は無水炭酸］（深冷液化されているもの）
英語品名	CARBON DIOXIDE	CARBON DIOXIDE, REFRIGERATED LIQUID
分類	高圧ガス	高圧ガス
項目	非引火性非毒性高圧ガス	非引火性非毒性高圧ガス
クラス｜等級	2.2	2.2
隔離区分	－	－
副次危険性等級	－	－
容器等級｜ パッキングループ	－	－
少量危険物の許容容量、許容質量	120mL	120mL
微量危険物の許容容量、許容質量	E1	E1
容器及び包装に関する規定	小型容器又は高圧容器（容器：P200、追加規定：-） 大型容器（容器：-、追加規定：-） ＩＢＣ容器（容器：-、追加規定：-） ポータブルタンク（タンク：-、追加規定：-） フレキシブルバルクコンテナ：- 特別規定：-	小型容器又は高圧容器（容器：P203、追加規定：-） 大型容器（容器：-、追加規定：-） ＩＢＣ容器（容器：-、追加規定：-） ポータブルタンク（タンク：T75、追加規定：-） フレキシブルバルクコンテナ：- 特別規定：-
積載方法	A（甲板上積載又は甲板下積載）	D（甲板上積載），1（居住区域から離れた場所に積載）
隔離	－	－

2. 二酸化炭素の特性

(12) 二酸化炭素の一般的性質

a) 気　体

- 無色、無臭であるが水分と作用して弱い酸味と刺激臭気を呈する。
- 水に溶け込むと弱酸性になり、金属を腐食する。
- 空気より重く(空気の約 1.5 倍)作業室の床に溜まる。
- 炭酸ガスは不燃性であり、かつ燃焼を助けないので消火作用がある。

b) 液　体

- 無色透明で、貯槽では通常 2.0 MPaG、-20℃で貯えられている。
- 圧力が 0.518MPa abs 以下に下がると、液体は気体と固体(ドライアイススノー)に変わる。
- バルブを開けて液体を大気放出すると白く見えるのは、液化炭酸ガスがドライアイススノーと気体炭酸ガスに変わるからである。

c) 固　体

- 一般にドライアイスと言われているものは、ドライアイススノーを押し固めたものである。
- 半透明乳白色であり、大気圧下では-78.5℃と低温であり、素手で触れると凍傷になる危険性がある。
- ドライアイスは三重点より低い圧力では、(液化することなく)昇華して気体になる。

(13)二酸化炭素の物性

- 化学名； 二酸化炭素(資源用語として「炭酸ガス」)　Carbon Dioxide
- 分子式； CO_2
- 分子量； 44.01
- 密　度； 気体・・・ 1.977 kg/m^3 (0℃、0.1013 MPa [1 atm])
  液体・・・ 1.030 kg/L (-20℃、1.967 MPa abs　[20.06 kg/cm^2 abs])
  固体・・・ 1.566 kg/L (-80℃)
- 三重点　; -56.6℃、0.518 MPa abs [5.28 kg/cm^2 abs]
- 臨界温度； 31.1℃
- 臨界圧力； 7.382 MPa abs [75.28kg/cm^2 abs]
- 1.967 MPa abs [20.06kg/cm^2 abs] (-20℃)
- 蒸気圧；　3.485 MPa abs [35.54kg/cm^2 abs] (0℃)
- 5.733 MPa abs [58.46kg/cm^2 abs] (20℃)
- 1.713 液化 CO_2/液化 H_2O (0℃、0.1013 MPa)
- 溶解度；　1.194 液化 CO_2 /液化 H_2O (0℃、0.1013 MPa)
- 0.878 液化 CO_2 /液化 H_2O (20℃、0.1013 MPa)
- pH 値；　3.7 (25℃、0.1013 MPa、飽和水)
- 0℃、0.1013MPa(1 気圧)で炭酸ガスの密度 1.977 kg/m^3、空気の密度が 1.293 kg/m^3 であり、炭酸 ガスが空気より約 1.5 倍重い。
- 逆の見方をすれば、1m^3 の炭酸ガスが約 2kg であり、1kg の炭酸ガスが 0.5 m^3 となる。
- 液体の密度は、-20℃で 1.0299kg/ﾘｯﾄﾙ であることから、通常供給されている状態では、液

化炭酸ガスの密度は水とほとんど同じである。できる(資料-1)

- ドライアイススノーを固めた市販の角ドライアイスは、下表の -80℃ の密度にほぼ一致する。しかし、氷と雪の関係と同じように、ドライアイススノーやペレット状ドライアイスの見掛密度はもっと小さい。

表 参 3-2　ドライアイス(固体)の密度

温度 ℃	-56.6	-65	-80	-100	-130	-183
密度 kg/L	1.512	1.535	1.566	1.596	1.625	1.669

- 炭酸ガスは水によく溶ける。下表は大気圧における溶解度を示しているが、圧力が高くなると一層よく溶ける性質がある。

表 参 3-3　水に対する溶解度(圧力 0.1013MPa)　CO_2m^3/水 m^3

温度℃	0	10	20	30	40	50	60	100
溶解度	1.713	1.194	0.878	0.665	0.530	0.436	0.359	0.260

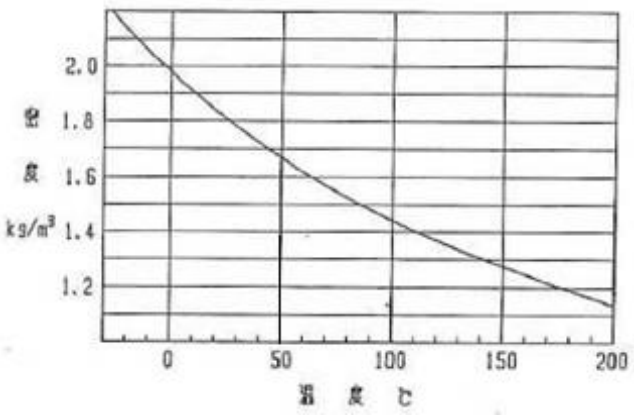


図 参 3-1　常圧における炭酸ガスの密度

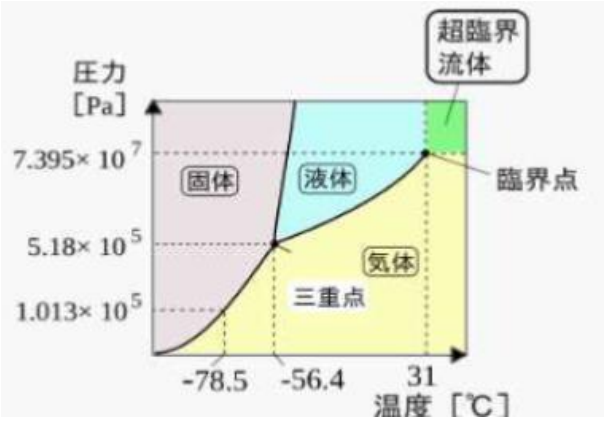


図 参 3-2　二酸化炭素の状態図

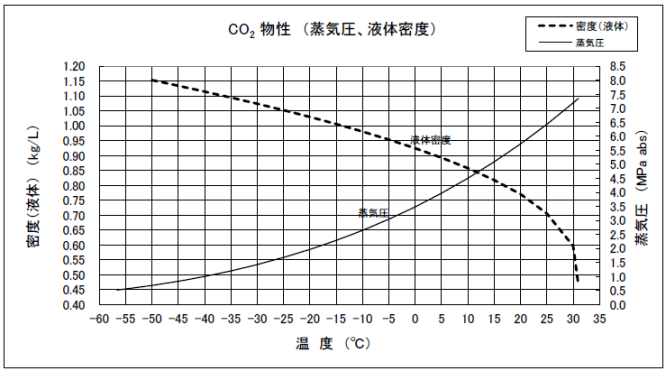
(14)炭酸ガスの熱力学的性質

a) 用語の説明

表 参 3-4、図 参 3-3、図 参 3-4 に熱力学的性質を示す。表で使用されている一般的な用語を以下に示す。

表 参 3-4　CO_2の物性値

温度 (℃)	蒸気圧 (MPa abs)	蒸気圧 (MPa G)	密度(液体) (kg/L)	密度(気体) (kg/m3)	エンタルピ (液体) (kJ/kg)	エンタルピ (気体) (kJ/kg)	蒸発潜熱 (kJ/kg)
-56.6	0.518	0.417	三重点	□			
-50	0.684	0.583	1.154	18.1	314.05	651.34	337.3
-49	0.714	0.613	1.150	18.8	316.00	651.60	335.6
-48	0.744	0.643	1.146	19.6	317.90	651.90	334.0
-47	0.773	0.672	1.142	20.3	319.80	652.10	332.3
-46	0.803	0.702	1.138	21.1	321.70	652.40	330.7
-45	0.833	0.732	1.135	21.8	323.64	652.68	329.0
-44	0.867	0.766	1.131	22.7	325.60	652.90	327.4
-43	0.902	0.801	1.127	23.6	327.50	653.10	325.7
-42	0.936	0.835	1.123	24.4	329.40	653.40	324.0
-41	0.971	0.870	1.119	25.3	331.30	653.60	322.3
-40	1.005	0.904	1.115	26.2	333.23	653.85	320.6
-39	1.044	0.943	1.111	27.2	335.10	654.00	319.0
-38	1.084	0.983	1.107	28.2	336.90	654.20	317.3
-37	1.123	1.022	1.103	29.2	338.80	654.40	315.6
-36	1.163	1.062	1.099	30.2	340.60	654.60	314.0
-35	1.202	1.101	1.095	31.2	342.48	654.77	312.3
-34	1.247	1.146	1.091	32.4	344.50	654.90	310.4
-33	1.292	1.191	1.087	33.5	346.50	655.10	308.6
-32	1.337	1.236	1.083	34.7	348.50	655.20	306.7
-31	1.382	1.281	1.078	35.8	350.50	655.30	304.9
-30	1.427	1.326	1.074	37.0	352.49	655.49	303.0
-29	1.478	1.377	1.070	38.4	354.40	655.60	301.1
-28	1.529	1.428	1.066	39.7	356.40	655.70	299.3
-27	1.579	1.478	1.061	41.1	358.40	655.80	297.4
-26	1.630	1.529	1.057	42.4	360.30	655.90	295.5
-25	1.681	1.580	1.053	43.8	362.28	655.95	293.7
-24	1.738	1.637	1.048	45.3	364.30	656.00	291.8
-23	1.795	1.694	1.044	46.8	366.30	656.10	289.8
-22	1.853	1.752	1.039	48.4	368.30	656.20	287.9
-21	1.910	1.809	1.034	49.9	370.30	656.30	286.0
-20	1.967	1.866	1.030	51.4	372.33	656.41	284.1
-19	2.031	1.930	1.025	53.2	374.40	656.30	281.9
-18	2.096	1.995	1.020	54.9	376.50	656.30	279.7
-17	2.160	2.059	1.016	56.7	378.60	656.20	277.6
-16	2.225	2.124	1.011	58.4	380.70	656.10	275.4
-15	2.289	2.188	1.006	60.2	382.84	656.07	273.2
-14	2.361	2.260	1.001	62.3	385.10	656.00	270.9
-13	2.432	2.331	0.996	64.3	387.30	655.90	268.6
-12	2.504	2.403	0.991	66.4	389.50	655.80	266.3
-11	2.575	2.474	0.986	68.4	391.70	655.70	264.0
-10	2.647	2.546	0.981	70.5	393.94	655.65	261.7
-9	2.727	2.626	0.975	72.9	396.30	655.50	259.2
-8	2.806	2.705	0.970	75.3	398.70	655.30	256.7
-7	2.886	2.785	0.965	77.6	401.00	655.20	254.2
-6	2.965	2.864	0.959	80.0	403.40	655.00	251.6
-5	3.045	2.944	0.954	82.4	405.74	654.86	249.1
-4	3.133	3.032	0.948	85.2	408.30	654.60	246.3
-3	3.221	3.120	0.942	88.0	410.90	654.40	243.5
-2	3.309	3.208	0.936	90.7	413.50	654.20	240.7
-1	3.397	3.296	0.931	93.5	416.10	653.90	237.8
0	3.485	3.384	0.925	96.3	418.68	653.69	235.0
5	3.972	3.871	0.893	113.0	431.66	650.84	219.2
10	4.506	4.405	0.858	133.0	445.89	647.24	201.4
15	5.093	4.992	0.818	158.0	460.97	641.29	180.3
20	5.733	5.632	0.771	190.2	477.30	632.63	155.3
25	6.432	6.331	0.706	240.0	497.39	616.84	119.5
30	7.192	7.091	0.596	334.4	527.12	590.13	63.0
31	7.351	7.250	0.464	463.9	558.94	558.94	0.0



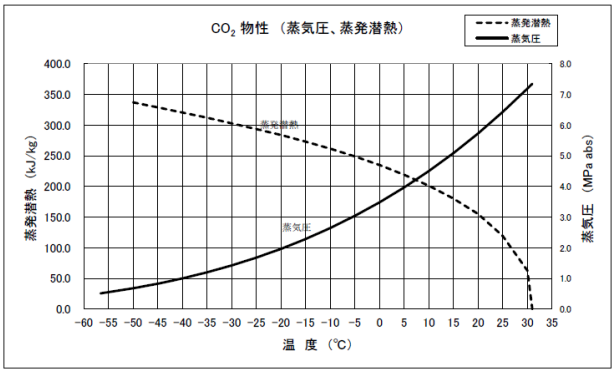


図 参 3-3　CO_2の物性（蒸気圧、液体密度）　図 参 3-4　CO_2の物性（蒸気圧、蒸発潜熱）

① 絶対圧力；

- 真空を 0 Pa(パスカル)として測った圧力で、Pa のあとに [abs] をつける。
- 通常工業的に使われている圧力はゲージ圧と呼ばれ、大気圧を 0 Pa として測った圧力で Pa のあとに [G] をつける。
- 絶対圧力はゲージ圧力に大気圧(1 atm = 0.1013 MPa)を加えた値となる。

② エンタルピ

- 含熱量とも云われ、その状態(温度、圧力、相)でその物質が含んでいる熱量を J (ジュール)で表す。
- 資料-1 は、0℃、3.485MPa abs の液体炭酸ガスのエンタルピを 418.68 kJ/kg としてこれを基準にしている。

③ 蒸発潜熱

- 蒸発潜熱とは、その温度、圧力で液体が気化して気体に変わるのに必要な熱量を云う。

④ 潜　熱

- 潜熱とは、物質の融解または蒸発に要する熱をいい、この場合は温度は変化しない。
- 物質の温度を変化させる熱は顕熱という。

b) 計算事例

- 表 参 3-4 で-20℃、1.967 MPa abs で貯槽に貯えてある液化炭酸ガスを同じ温度、圧力の気体にする には、1kg あたり 284.07 kJ の熱量を与える必要がある。
- 1 kWH は 3,600 kJ であるから、もし 100kg を 1 時間で気化するには、7.89kWH の電力が必要となる。

$$284.07\ \mathrm{kJ/kg} \times 100\ \mathrm{kg} \div 3{,}600\ \mathrm{kJ/kWH} = 7.89\ \mathrm{kWH}$$

- 気化器では、この様にして気化した -20℃のガスを更に常温まで温度を上げるので、実際には約 10 kWH の容量の気化器になる。
- +31℃の状態を見ると、液体も気体も密度とエンタルピが等しく蒸発潜熱は 0 である。

(15)炭酸ガスの状態

- 炭酸ガスの状態については図 参 3-5、図 参 3-7 に示す。
- 気体の炭酸ガスを圧縮・冷却すると液体になる。但し、31.1℃を超えるといくら圧力を上げて圧縮しても液化はしない。
- この温度を**「臨界温度」**(図 参 3-4 の A 点、図 参 3-5 の G 点)と云い、逆に云えば液体の炭酸ガスが存在する最高温度である。
- この温度で液化を始める圧力は 7.382 MPa abs であり、この圧力を**「臨界圧力」**という。
- 液体の炭酸ガスを更に冷却すると、-56.6℃、0.518 MPa abs で固体になる。この点では気体、液体、固体の三つの状態が同時に存在し、**「三重点」**と云う。(図 参 3-6 の B 点、図 参 3-7 の EF 線)
- 図から分かるように、大気圧では液体の炭酸ガスは存在しない。
- 沸騰線図を見ると、液化炭酸ガスの通常の貯蔵状態 -20℃、1.967 MPa abs が、+20℃になると圧力は 5.733 MPa、更に+30℃では 7.192 MPa と 3 倍以上の急激な圧力上昇とな

る。

- 通常、酸素や窒素のような気体では-20℃から+30℃まで加熱されても圧力は 1.2 倍になるに過ぎない。
- 更に、液が充満して閉じ込められていると、液の膨張も加わって -20℃の液の場合は+10℃になっただけで 20 MPa 以上になり、圧力は 10 倍以上になる。
- 従って、配管等に液化炭酸ガスを封じ込めると(「液封」という)破裂する危険があり、絶対に避けねばならない。

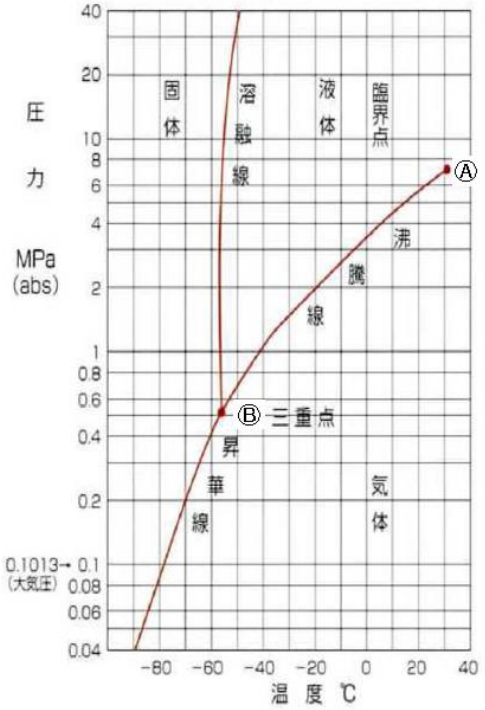


図 参 3-5　炭酸ガスの状態図

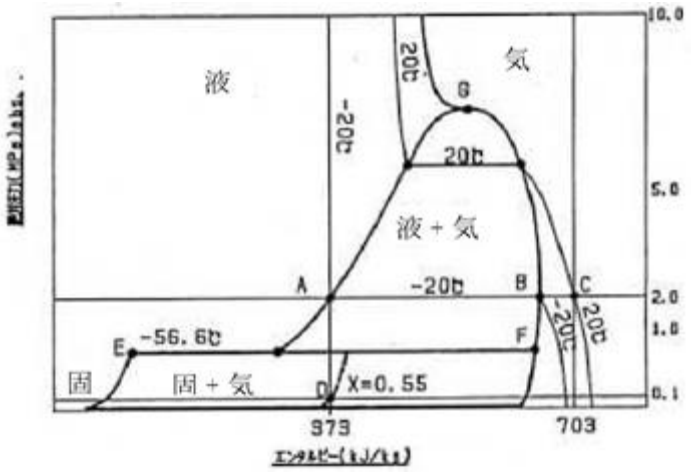


図 参 3-6　炭酸ガスのエンタルピ線図

(16)炭酸ガスのエンタルピ線図

- 図 参 3-6 の炭酸ガスエンタルピ線図は、炭酸ガスの物理学的特性、熱力学的特性をチャートに表したもので、ここでは等圧、等エンタルピ、等乾き度、等温、等比体積の 5 種類の線が引か れている。
- 圧力を縦軸、エンタルピを横軸に、T 度気象図の等圧線の様に等しい特性値を結んだものである。同時にこのチャートでは、気体、液体、固体の物理的状態の一致する範囲を示している。
- ドームの右側は飽和蒸気線で、飽和蒸気が存在する種々の状態を表す。
- 「飽和蒸気」とは、例えば液体の炭酸ガスと接触している気体の炭酸ガス、液体から蒸発している気体、ドライアイス表面から昇華している気体(三重点より下の区域)や液化中の気体がある。この飽和蒸気の有する圧力を、その温度における飽和蒸気圧(又は蒸気圧)と云う。
- 言い替えると、密閉した容器の中の液体の液面上の圧力はある一定の温度では常に一定の圧力になる。
- 蒸気圧は液体の種類と温度によって、常に一定の値を示し、液体の量の多少には影響されな

い。(炭酸ガスの場合 20℃ における蒸気圧は 5.733 MPa abs である)

- ドームの左側は飽和液線、三重点線、飽和固線である。飽和液線は液体が気体と接触していて、常に蒸発、凝縮していること、又飽和固線はドライアイスが昇華していることを示している。
- 気体、液体、固体が同時に存在できる三重点はこの図では-56.6℃ の線で示されている。
- ドームの中は気液混合の領域、その下の台形部は気固混合の領域であり、飽和蒸気線、飽和液線、飽和固線の外側は、それぞれ気体、液体、固体の領域である。
- 「等乾き度線」は、気体と液体、又は気体と固体の混合物中の気体の割合を表している。
- 「等比体積線」は、気体、液体又は気液混合の炭酸ガスの kg 当りの体積を表している。

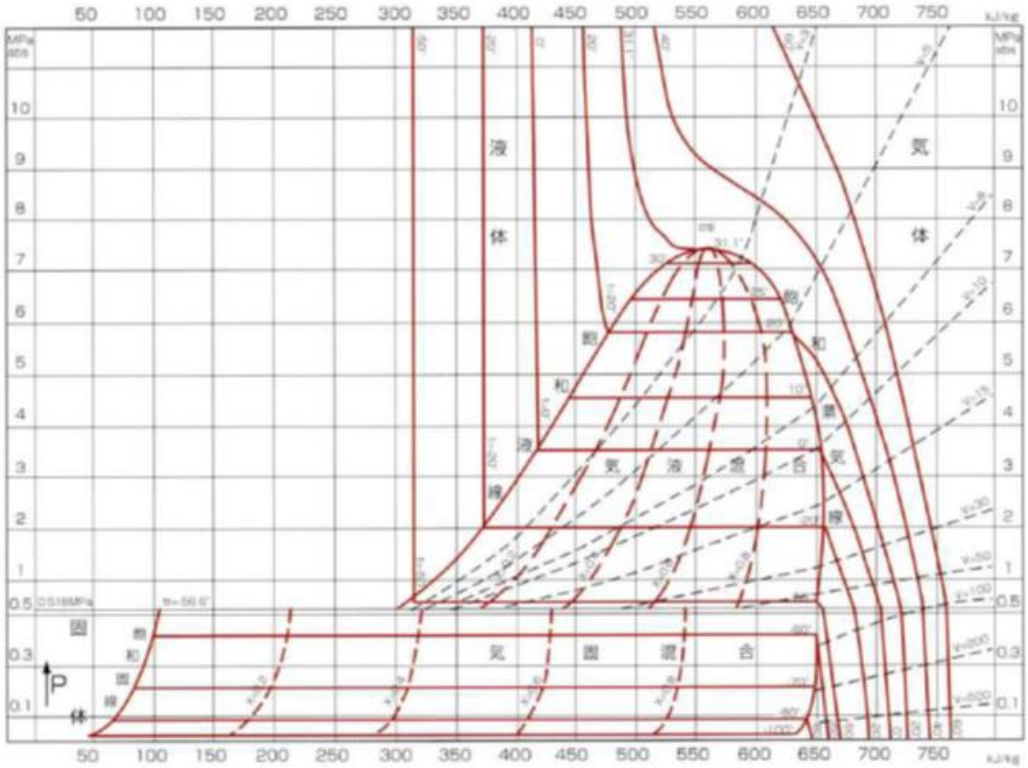


図 参 3-7　炭酸ガスのエンタルピ線図

3. 液化二酸化炭素及び炭酸ガスの取扱い

2009 年（平成 21 年）に経済産業省が公表した「CCS 実証事業の安全な実施にあたって」において、CCS 関連施設設置にかかる安全確保の項に「関連法規の遵守または準用の必要性」が規定されており、CO_2 の輸送に関しても同様の規定がなされている。

国内の関連法規は「4.1.1 関連法規」に記載されており、これら法規を遵守した取扱いが必要となり具体的な対応を検討する必要がある。

国際的には、IMDG コード（国際海上危険物規定）で炭酸ガスが国連番号 1013、液化炭酸ガスが同じく 2187 で危険物扱いになっていることから、容器・包装の方法、品名、分類、積載方法、危険性等についての規定があり、これらを遵守した取扱いが必要で、同じく具体的な対応を検討する必

要がある。

炭酸ガスは非引火性、非毒性、非支燃性の不活性ガスであるが、船舶で大量に海上輸送を行う場合にはガス漏洩を想定した取扱いが必要となる。すなわち、表 参 3-5 のように空気中の炭酸ガス濃度が高くなると、炭酸ガス中毒と言われる症状が表れるので、漏洩の恐れがある閉鎖空間において、濃度測定装置を設置によるモニター、換気を充分に行うこと等が必要と考えられ、具体的な対応、マニュアル整備等を検討する必要がある。

表 参 3-5　CO_2 濃度と人体への影響

CO_2 濃度	人体への影響
360ppm	大気中の現在の濃度。（東京新宿の路上 450ppm）
5000ppm	労働衛生上の許容濃度（1 日 8 時間労働）。
18000ppm（1.8%）	換気を 50%増加する必要があります。
30000ppm	呼吸困難にいたる。頭痛、吐き気、弱い麻酔性を伴う、視覚が減退し、血圧や脈拍が上がる。
40000ppm	換気を 300%に増加する必要がある。頭痛が激しくなる。
50000ppm	30 分後に毒性の兆候が現れ、頭痛やめまいのほかに、発汗する。
80000ppm	めまいがして、人事不詳の睡眠状態に陥る。
90000ppm	血圧が失われ、充血して、4 時間後死ぬ。
100000ppm 以上	視覚障害、けいれん、呼吸激しくなり、血圧が高くなって、意識が 失われる。
250000ppm	中枢神経がおかされ、昏睡、けいれん、窒息死。

出典:東京消防庁提供の資料による

液化炭酸ガスは陸上では高圧ガスに分類されることから、船舶輸送においても高圧ガス保安法で定める規定を参考に取扱いのマニュアル整備を検討することが必要と考えられる。

また、液化炭酸ガスは何らかの理由で漏洩やタンク破損でタンクの圧力保持が失われると一気にガス化とドライアイス生成が同時に起きて配管の閉塞しハンドリングが困難となるので、これらの対応マニュアルの整備も検討する必要がある。

参考資料４　各種文献の出典

表 4-1 に示した各文献の出典は、以下のとおりである。

文献①　：
https://ccsnorway.com/wp-content/uploads/sites/6/2019/09/feasibilitystudy_fullscale_ccs_norway_2016.pdf

文献②　：
https://northernlightsccs.com/assets/documents/Northern-Lights-Project-Concept-report.pdf

文献③　：
https://northernlightsccs.com/assets/documents/Northern-Lights-FEED-report-public-version.pdf

文献④　：https://ieaghg.org/docs/General_Docs/Reports/PH4-30%20Ship%20Transport.pdf

文献⑤：
https://ieaghg.org/publications/technical-reports/reports-list/10-technical-reviews/770-2017-tr1-feasibility-study-for-ship-based-transport-of-ethane-to-europe-and-back-hauling-of-co2-to-the-usa

文献⑥：
https://ieaghg.org/ccs-resources/blog/new-ieaghg-report-the-status-and-challenges-of-co2-shipping-infrastructures

文献⑦　：
https://www.globalccsinstitute.com/archive/hub/publications/19011/co2-liquid-logistics-shipping-concept-llsc-overall-supply-chain-optimization.pdf

出荷基地の部

目次

１．業務概要 224

１．１　大量輸送に向けた出荷基地構成機器の技術情報収集・試設計 224
１．２　国内火力発電所での実証試験を想定した出荷基地の概念設計
　　および操業検討支援 224

２．業務報告 226

２．１　大量輸送に向けた出荷基地構成機器の技術情報収集・試設計 226
２．１．１　前提条件 226
２．１．２　大容量化に向けた課題の抽出 228
２．１．３　技術課題の検討 231
２．１．４　大容量出荷基地の試設計 252
２．１．５　実証設備への反映事項 263

２．２　国内火力発電所での実証試験を想定した出荷基地の概念設計
　　および操業検討支援 265
２．２．１　設計条件 265
２．２．２　出荷基地システムの概念設計 267
２．２．３　出荷時の放散ロス低減オプション検討 299
２．２．４　詳細設計時の考慮事項（再掲） 305

１． 業務概要

１．１　大量輸送に向けた出荷基地構成機器の技術情報収集・試設計

２０３０年からの国内ＣＣＳ社会実装の開始規模について、「２万トン級の液化 CO_2 輸送船(内航船)による年間１００万トン規模の出荷基地」と想定し、各設備に関して課題抽出を行いました。構成機器の技術情報を収集し、抽出した実用化を検討すべきケースに対し、設置面積・重量、建設工期、建設費用・保守費用、運転時の電力量、用役量等を検討しました。

１．２　国内火力発電所での実証試験を想定した出荷基地の概念設計および操業検討支援

国内火力発電所において分離・回収した CO_2 を原料とする前提で、船舶輸送実証のうち「国内火力発電所での実証試験を想定した出荷基地の概念設計および操業検討支援」を行いました。

（１）現地調査

候補地の現地調査（岸壁深浅調査、土質調査等）を行いました。

（２）出荷基地全体のシステム、配置計画

設備のプロセスフローおよび物質収支を記載した出荷基地全体のシステム図を作成しました。また、出荷基地全体システムの配置計画図を発電所の構内配置を考慮して作成しました。

（３）建設工程、操業工程

「２．２．１　設計条件」に記載の想定工程を考慮した建設工程を作成しました。また、標準的な試運転の工程表に基づき操業工程を作成しました。

（４）実証体制

操業に必要な標準的な体制に基づき実証体制を作成しました。

（５）建設費

過去実績を考慮した建設費用を概算しました。

（６）運転費・保守費等

運転に関する費用について検討しました。また、法令及び推奨される保守費用について検討しました。

２．業務報告

２．１　大量輸送に向けた出荷基地構成機器の技術情報収集・試設計

CO_2 液化・出荷基地の大規模化に向けた課題検討について、技術面・経済面から評価した課題の抽出結果と、実証試験において確認する事項（実証試験すべき事項）決定のために課題の比較検討および試設計を行いました。

２．１．１　前提条件

CO_2 液化・出荷基地の大規模化に向けた課題検討にあたっての前提条件は次のとおりです。

（１）原料ガス受入条件

a. 温度：12 ℃
b. 圧力：0.1043 MPaA（3kPaG）
c. 流量：100 万 t/年（63,637 Nm^3/h※）
d. 運転時間：8,000h/年

※1000,000,000kg × 22.4Nm^3/kmol ÷ 44kg/kmol ÷ 8,000h
= 63,637 Nm^3/h

これを考慮して CO_2 受入流量は 63,750 Nm^3/h とし、マテリアルバランス検討時の原料ガス流量は H_2O(1.3Vol%)を考慮して 64,591Nm^3/h としています。

（２）液化 CO_2 出荷条件

a.温度／圧力　：-50℃／1MPaG または-20℃／2MPaG
b.出荷量　　：年間 100 万トン規模
c.液化 CO2 船　：2 万トン級

（３）課題抽出範囲（案）

a. CO_2 液化システム

(a) 大容量化、低温化に向けた高効率冷凍機、低環境負荷冷媒
(b) 除湿、精製等に伴う系外排出 CO_2 リークガス回収システム

b. 荷役装置

(a) ローディングアーム可動部からの CO_2 リークガス回収システム
(b) ローディングアーム緊急離脱装置
(c) 荷役時におけるバース保安防災設備

２．１．２　大容量化に向けた課題の抽出

2.1.1 前提条件に基づき、２万トン級の液化 CO_2 輸送船（内航船）による年間１００万トン規模の出荷基地を想定しました。出荷基地の設備構成は CO_2 分離回収設備から送られる原料ガスを圧縮する受ガス設備、圧縮した CO_2 ガスを冷却して液化する液化設備、液化 CO_2 を出荷までの間貯蔵する貯蔵設備、そして液化 CO_2 を船舶へ払い出す荷役設備で構成され、**図 1** のような系統構成となります。これらの設備エリアごとに技術課題を抽出しました。抽出された主な課題について次に示します。

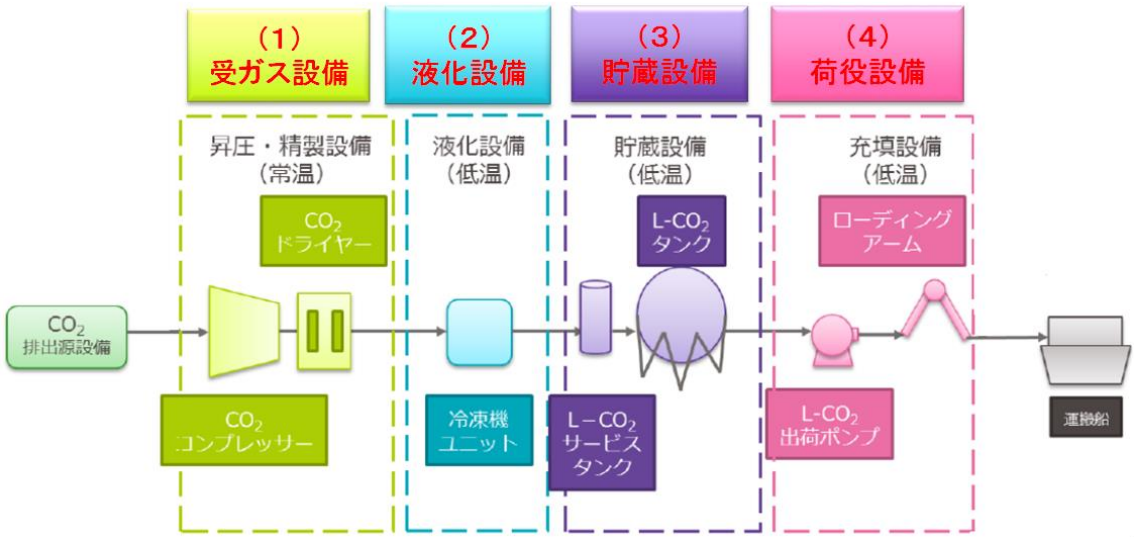


図 1.　１００万トン規模出荷基地の概略フロー図

（１）受ガス設備に関する課題

受ガス設備は回収設備から送られた CO_2（原料ガス）を昇圧し、後段の液化設備に送る役割を担います。受ガス設備の主要機器は圧縮機および除湿塔であり、機器ごとに課題を抽出しました。また、その他の課題を受ガス設備全般の課題として整理しました。

a. 圧縮機

100 万トン/年規模の設備での処理ガス量は約 70,000Nm^3/h となり、量が多いため、圧縮機は大型のターボ式 1 機設置、もしくは中型のスクリュー式を複数機設置のいずれかの設備構成が考えられます。各圧縮機を選択した場合の課題の概要は次のとおりです。

（a） ターボ式圧縮機

ターボ式圧縮機を採用した場合、圧縮機は 1 台で対応可能である可能性がありますが、下流側の機器の構成に合わせて圧縮機も予備機を設けて系列化とするなど、液化設備全体の運転計画に合わせた設備構成とする検討が必要となります。

（b） スクリュー式圧縮機

スクリュー式圧縮機を採用した場合、処理ガス量が多いため圧縮機については複数台設置となる可能性があります。その場合、複数系列の運転監視が必要となるため、圧縮機出口圧力の制御など、監視および制御方法の検討が必要となります。

b. 除湿塔

除湿塔では原料ガス中の水分が結露や凍結するのを防止するため除湿を行いますが、脱水触媒用の容器のサイズの大型化に限界があるため、除湿塔を複数台設置する必要があります。そのため複数系列運転の監視方法の検討が必要となり、また大型化にともない設置スペースを確保する必要があります。

c. 受ガス設備全般

受ガス設備全般に関する主な課題としては、原料ガスに含まれる不純物質（N_2、NOx、SOx等）の影響が挙げられます。腐食性の不純物質が含まれる場合、下流設備への腐食影響が懸念されます。また、CO_2より低沸点の不純物が含まれる場合には、CO_2を冷却して液化する際の収率に影響します。これらの不純物質の有無および不純物除去の対応要否を検討する必要があります。

（２）液化設備に関する課題

液化設備では受ガス設備から送られた CO_2 ガスを貯液する温度・圧力条件にあわせて冷却し、液化する役割を担います。液化設備の主要機器は冷凍機であり、機器の大型化が課題となると同時に、将来的なフロンガスの規制に対応した冷媒の選定が主な課題として挙げられます。

（３）貯蔵設備に関する課題

貯蔵設備では液化設備から送られた液化 CO_2 を出荷するまで貯蔵する役割を担います。２万トン級の液化 CO_2 輸送船（内航船）による年間１００万トン規模の出荷基地を想定した場合、既存の液化 CO_2 の貯蔵タンクとしては 850 t が国内最大であることから、タンクの基数や設置スペースが主な課題として挙げられます。

（４）荷役設備に関する課題

荷役設備では貯蔵設備から送られた液化 CO_2 を出荷する温度・圧力条件に合わせて調整し、輸送用船舶に積込む役割を担います。そのため、貯蔵条件と出荷条件が異なる場合は、冷却や圧縮などの調整が必要となります。また、国内において液化 CO_2 の船積みの実績が無いことから、ローディングアームの設計、運用、規制対応などが主要な課題として挙げられます。

（５）設備全般に関するその他課題

設備エリア全般に関する技術課題として、所要動力の低減や、液化時や温度調整時の放散ロスの低減のため、液化する温度や圧力条件の最適化を検討する必要性や、液化 CO_2 出荷における計量方法を確立する必要性などが挙げられます。

２．１．３　技術課題の検討

前項2.1.2にて抽出した技術課題について、技術面、経済面の観点から検討を行いました。また、実証試験において確認する事項（実証試験すべき事項）についてもあわせて検討を行いました。

（１）受ガス設備

a．除湿塔

（a）　除湿塔の大きさと設置台数

除湿の際は水分の吸着効率を上げるために断面積当たりのガス速度（空塔速度）を低減し、吸着時間を長くする必要があります。処理ガス量が多い場合、**図 2** のイメージ図のとおり除湿塔を大型化（容器の径を大きく、長手方向に大きくする）する必要がありますが、その製作サイズには限界があり、メーカへのヒアリングの結果、現状は 10m^3 サイズが最大となります。

図 2．除湿塔の大型化イメージ図

（b） 除湿塔再生時の CO_2 ロス

除湿塔の吸着材の再生時には、まず空気で加熱再生した後、露点の低い CO_2 ガス（除湿後の自ガス）を使用してフラッシングする操作が必要となります。この操作によって吸着材の再生レベルを上げることで、CO_2 ガス中の水分凍結防止に必要な露点まで下げることができます。

この際フラッシングに使用した自ガスは放散されプロセス全体のロスとなり、原料ガス流量の1.5%程度と考えられます。この再生時の自ガスによるフラッシング量ですが、必要な露点が低いほど多くなり、液化 CO_2 出荷温度が-50℃の場合は水分凍結防止のため露点を-70℃まで下げる必要があるため、 -20℃で出荷する場合と比較して多量のロスが発生します。（**表 1**）

実証試験での検証事項としては、露点および液化 CO_2 収率の確認が考えられます。また、ロス分の回収方策としては、CO_2 分離回収設備の入口へフラッシングで発生したガスを戻す方法が考えられます。ただし、ここのロスは 1.5%程度と少ないので、単独では行わないことも考えられ、後段の N_2 対策と並行して行うことになると考えらます。

表 1. 液化 CO_2 温度と必要露点

液化 CO_2 温度	確保必要露点	除湿塔再生時自ガス フラッシング量
-20℃出荷	-50℃	少量
-50℃出荷	-70℃	多量

b. 100 万トン/年規模の風量に対応した圧縮機

100 万トン/年規模の液化設備の場合、必要な圧縮機の風量は 70,000m^3/h 程度となります。

70,000m^3/h の風量に対応する場合、ターボ式であれば 1 台で、スクリュー式であれば 2 台以上で調達可能な機種で対応可能と考えられ、技術的な課題は特に無いと考えられます。

系統構成としては監視・圧力制御の観点からは単系列が有利のため、一般的には単系列が採用されますが、保守性の観点から複数台設置として予備機を設けるなどした方がメリットがある可能性も考えられます。（**表 2**）

表 2. 圧縮機および系統構成によるメリット・デメリット概要

	監視	圧力制御性	保守性
単系列（100%×１） （ターボ式）	○	○	△
複数系列（50%×２台以上） （スクリュー式）	△	△	○

また、実証試験設備規模（40 t /d 規模）であれば小型のレシプロ型の圧縮機が一般的に採用されます。実証試験での検証を考えた場合、大規模設備で想定されるスクリュー式やターボ式の圧縮機を採用することが望ましいですが、スクリュー式やターボ式の圧縮機は 40 t /d 規模の設備に採用するには風量が過大であり、採用した場合は原料ガス量と比較して大量の CO_2 ガスを系内で再循環させる必要があります。（**図 3**）

そのため、実証試験の経済性や、圧縮機自体には技術的な課題は現状ないと考えられることなどから、スクリュー式もしくはターボ式圧縮機の実証試験設備への採用は必須ではないと考えられます。

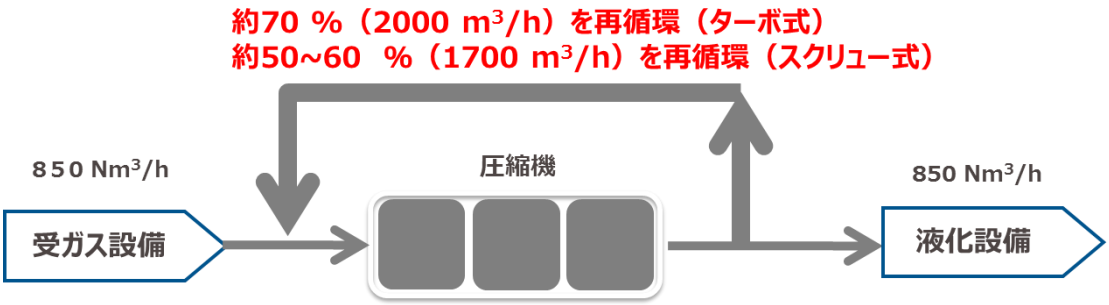


図 3. 実証試験において大型の圧縮機を採用した場合のイメージ

c. CO_2に含まれる不純物（N_2等）の影響

分離回収された原料ガス中にCO_2より低沸点の気体（N_2）が不純物として含まれる場合、液化収率が低下する可能性があります。また、腐食性ガス（NOx、SOx 等）が不純物として含まれる場合、配管設備や機器の劣化が懸念され、原料ガス組成によっては不純物除去設備を設置する必要があります。

不純物として収率に影響を及ぼす可能性がある不凝縮性ガス（N_2等）および設備の損傷に影響を及ぼす腐食成分（SOx など）について検討を行いました。

（a） 不純物の影響（N_2）

分離回収された原料ガス中にCO_2より低沸点の気体（N_2等）が不純物（不凝縮性ガス）として含まれる場合、液化器で冷却し、**図 4** のように液化しないN_2を放散する際にCO_2が付随して排出され、液化収率が低下することとなります。収率についてはN_2が 0.1 %含まれていた場合、液化の収率は約 90 %となり、N_2が 0.2 %含まれていた場合は約 80 %となります(**表 3**)。

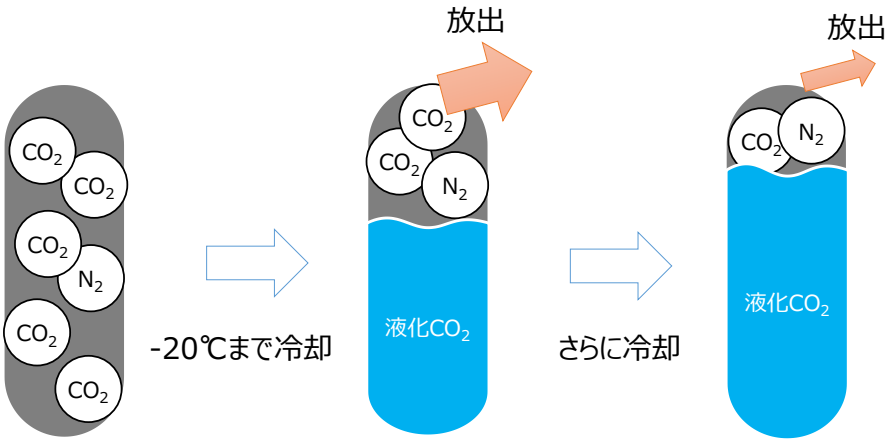


図 4. CO_2液化温度と収率のイメージ図

表 3．低沸点の気体含有量および CO_2 液化条件の概略収率への影響

	① $CO_2$100% (N_2 0 %)	② CO_2 99.9% (N_2 0.1%)	③ CO_2 99.8% (N_2 0.2%)
概略収率 (液化条件 -20℃ /1.9MPaG)	100%	90%	80%
概略収率 (液化条件 -43℃ /0.8MPaG)	100%	90%	80%

課題への対応案としては、CO_2 と N_2 を分離する方法として、CO_2 をアミンに吸収させることで、N_2 と分離し、CO_2 を吸収したアミンを加熱して CO_2 を抽出する方法がありますが、CO_2 回収設備自体がアミン吸収法を用いている場合、これ以上の CO_2 純度を向上させることは困難であると考えられます。

また、別の方法として CO_2 を液化する工程を精留*塔を設置して行うことで、沸点の違いから不凝縮性ガスをパージして CO_2 収率を上げる方法があります。精留塔は**図 5** に示しすように、精留塔、蒸発器（リボイラー）、凝縮器（コンデンサー）から構成されます。受ガス設備より精留塔に送られる N_2 を含む CO_2 ガスは凝縮器により液化冷却された液化 CO_2 と熱交換を行い、N_2 を含む低沸点成分が濃縮され最終的にパージされます。原理的にパージの際に一定量の CO_2 ガスも随伴して放出されますので放散量はゼロにはなりませんが、液化器で冷却する場合と比較して放散量の低減が期待できます。

*精留：蒸留法の一つ。蒸留に際して、すでに凝縮した液をさらに続いて発生する蒸気と接触させ（還流という）て蒸留を繰り返す操作をいう。1 回の蒸留に比べ、蒸気中はより一層低沸点成分に富むようになり、分離効果が向上する。

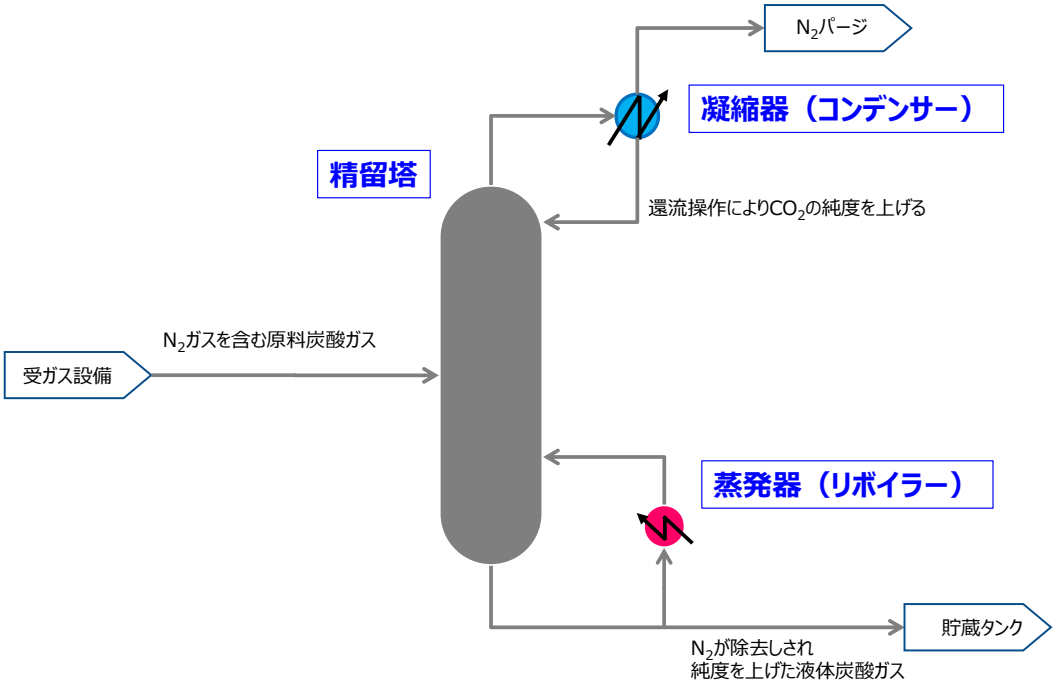


図 5. 精留塔イメージ図

また**図 4** に示したとおり、液化温度を-20℃よりもさらに下げることでも CO_2 の液化効率の向上が期待できることから、**表 3** のとおり-43℃で液化する場合の条件で概略収率を計算しましたが、-20℃で液化する場合とほぼ同等の収率という結果となりました。これは液化温度を下げたものの、-43℃に対応した液化圧力（0.8MPaG）に設定したことで、液化圧力と CO_2 蒸気圧の分圧比が-20℃で液化する場合と大きく変わらず、気相の CO_2 分率も同等であるためと考えられます。したがって、圧力を1.9MPaGに保持した状態で液化温度を-20℃以下に冷却すれば、CO_2 の液化効率が向上し、パージに伴う損失が低減できると考えられます。

ロスの回収方策としては、CO_2 分離回収設備の入口へ放出されたガスを戻す方法が考えられ、除湿塔やその他のロス分と合わせて行うことになると考えられます。

なお実証試験については、不凝縮性ガスの濃度が現時点で不明であるため、実証設備では設計に精留塔や、更なる冷却のための追加能力は織り込まず、どの程度の収率となるかを確認する対応が考えられます。

（b） 不純物の影響（腐食）

CO_2 分離回収された原料ガス中に SOx 等の不純物（腐食性物質）が含まれる場合、後段の液化設備の効率低下や、機器損傷などの影響が懸念されるため、原料ガス組成によっては前処理設備を設置する必要があります。

SOx や NOx は腐食性ガスであり、配管設備や機器を劣化させます。SUS 材は腐食に強い材料ですが、腐食・応力の重畳により、応力腐食割れ等の懸念があります。

発電設備や CO_2 回収設備自体に前処理設備が設置されている場合、腐食性ガスの大部分は除去されていると考えられますが、微量成分であってもドレンに濃縮した場合などには、腐食等の影響が可能性として考えられます。（図 6）

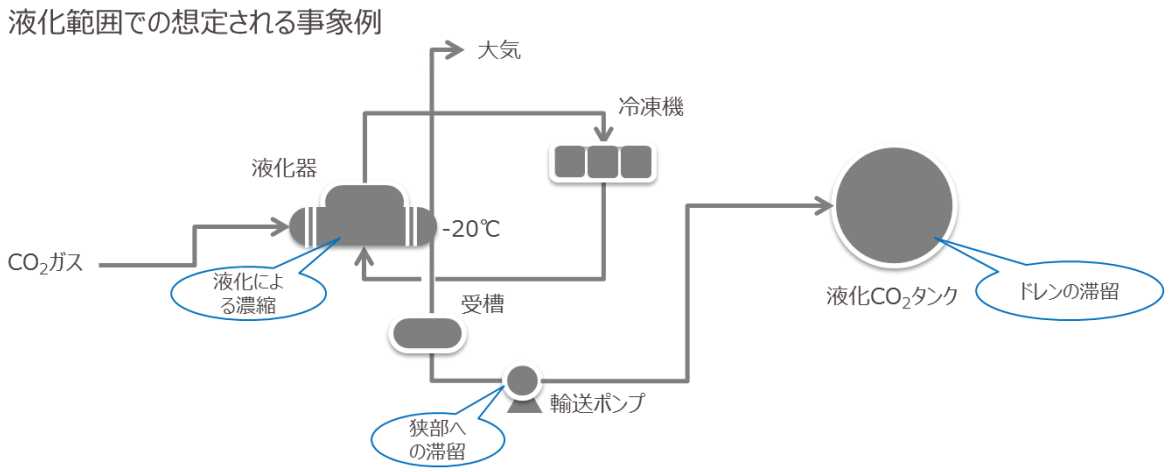


図 6. 液化設備で想定される腐食性物質の影響

実証試験においては、ドレン部やガス滞留部でサンプリングができる部位を設置するなどして、機器の分解点検時、通常の目視点検や、非破壊検査で微細な欠陥を確認する対応が考えられます。また、腐食成分を除去する設備が必要な場合に備え、設置スペースを確保しておくなどの対応を検討する必要があります。

（２）液化設備

a. 規制に対応した冷媒の選定に関する課題

取扱いが容易なフロン系は、環境負荷が高く禁止の方向性となっています。（**表 4**）
そのため、長期的な運用（代替フロンの確保可能性）を考慮すると自然冷媒を採用する必要があると考えられますが、採用した冷凍機は少ない状況です。
また、炭化水素系の自然冷媒を用いた大型冷凍機もありますが、経済合理性から商用化されているのは LNG 製造プロセスのような限定的な範囲に限られます。

表 4. 冷媒の種類と比較

冷媒の種類	指定フロン	代替フロン			自然冷媒	
冷媒名	R22	R23	R32	R134a	NH_3	プロパン
ODP	0.055	0	0	0	0	0
GWP	1,810	14,800	675	1,430	<1	3
沸点	-40℃	-82℃	-51℃	-26.1	-33℃	-42.1℃
説明	2020 年撤廃	温室効果ガスに指定 段階的に撤廃			毒性、爆発性を有する	可燃性

注 ODP:オゾン層破壊係数 GWP:地球温暖化係数

（３）貯蔵設備に関する課題

a. 貯蔵タンクの材質および容量上の制約、設置面積に関する課題

液化 CO_2 の貯蔵条件（温度／圧力）としては－20℃/2 MPaG の条件では炭素鋼の球形タンクが一般的なものとなります（最大容量は 850 t ）。

－50℃/1 MPaG の条件では SUS の枕型タンクが一般的なものとなりますが、炭素鋼と比べて１基当たりの容量は小さく、同じ容量を貯蔵する場合、球形タンクと比較してコストが高くなります(**表 5**)。－50℃/1 MPaG の条件で大型の球形タンクを製作するには、SUS 以外の低温用鋼材の採用を検討する必要があります。

表 5. 貯蔵条件と貯蔵タンク仕様

	－20℃/2 MPaG	－50℃/1 MPaG
材質	炭素鋼（SPV490）	SUS
1 基当たりの容量	850 トン	150～200 トン
100 万トン規模における必要基数	30 基	100～140 基
コスト	－	炭素鋼の 2～3 倍
形状	球形	枕型

炭素鋼のタンク最大容量が 850 t となる理由については、「高圧ガス保安法 特定設備検査規則 技術基準の解釈」において、板厚（38 mm）を超える溶接部を炉内に入れて熱処理することとなっており、大容量のタンクは現地組みのため、全体を炉に入れることはできないので、熱処理が不要な板厚（38 mm）を超えない容器を選定することとなり、結果として最大容量は 850 t となるためです。

そのため、－20℃/2 MPaG の貯蔵タンクを想定し、100 万トン規模の試設計を行うと 30 基の 850 トンのタンクが必要です。

また、タンク１基あたりの製作期間が約１年必要であり、工期の長期化が懸念されます。対策としては①作業員の数を増やすことで工期短縮すること（15 基並行製作すれば２年）や②1 基当たりの容量を増やせるような素材や工法を検討することが必要となります。

（４）荷役設備に関する課題

a. ローディングアーム容量、型式検討

ローディングアームの製作最大口径は 24B”インチ”（一般的に製作されているのは最大 20B）です。製作最大口径 24B を超える大容量送液が必要な場合は、系列増加し、付属設備の設置台数を増やす必要があります。また、大型化に伴い、RC(Rotary Counterweihted)型ローディングアームとする必要があります。（図 7）

実証設備の規模では小型の FB(Fully Balanced)型ローディングアームとなり、RC 型ローディングアームでの検証はできませんが、CO_2 用ローディングアームとして各種検証は可能と考えられます。

FB 型

RC 型

出典：東京貿易エンジニアリング株式会社 ウェブサイト

図 7．ローディングアーム写真（参考）

b. ローディングアーム可動部からの CO_2 リークガス回収システム

スイベルジョイント部（可動部）からリークしたガスをチューブ管程度の小口径の配管にて回収するもので、LNG 用ローディングアーム等に採用されています。（図 8）

なお、現行の CO_2 ローリー車用には、リーク CO_2 回収システムは設置されていません。

CO_2 リークガス回収システムについての課題としては、LNG や LPG とは異なり、回収管内で CO_2 がドライアイスとなり、閉塞してしまう可能性が考えられます。

上記課題のとおり、既存技術においては、スイベルジョイント部からリークした CO_2 を回収することは困難と考えられますので、実証試験においてはジョイント部からの漏洩状況を確認し、対策を検討する必要があります。

出典：東京貿易マシナリー株式会社の製品紹介資料及びカタログ

図 8. LNG リークガス回収ライン写真（参考）

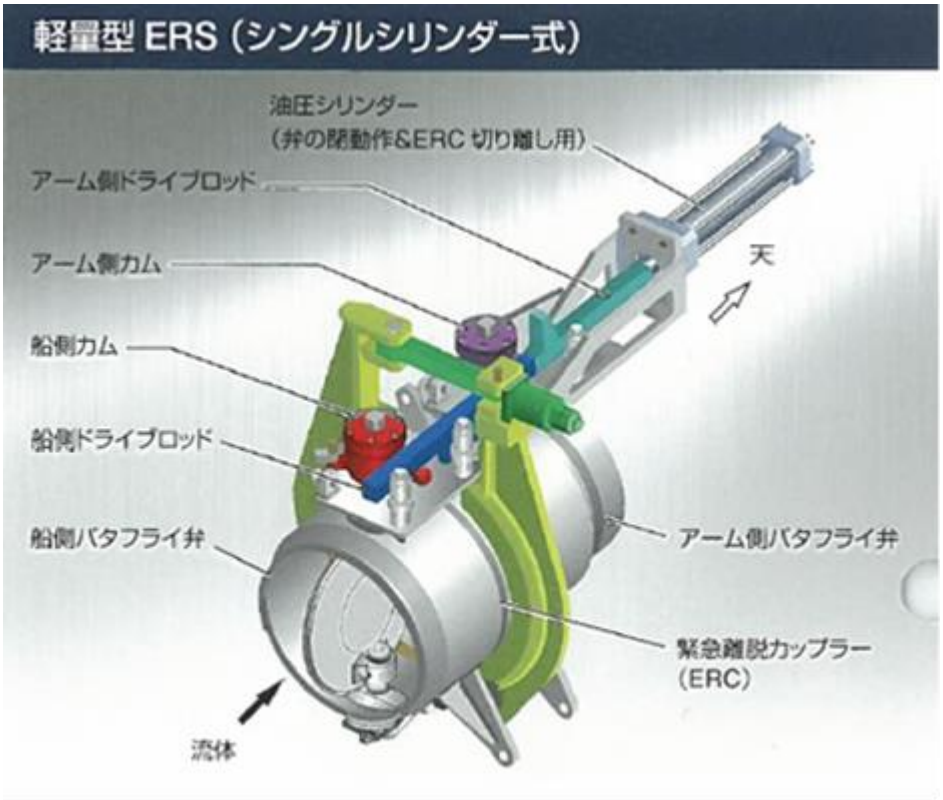
c. 緊急時の荷役遮断・船離桟システム

緊急離脱装置（ERS：Emergency Release System）は、風・潮流等によるタンカーの急激な移動、地震による津波の襲来、火災等の不測の事態が発生した場合に、ローディングアーム内の流体をパージすることなく、短時間でタンカーから安全に切り離すものです。（図 9）

緊急離脱装置の設置については、石油・LPG・LNG 荷役機械について、東日本大震災以降、設置の指導や義務化される傾向にあります。

なお、CO_2 荷役機械に関しては ERS の設置は要求されていませんが、今後規制が設けられる可能性も考えられます。

実証設備に関しては、不測の事態が発生した場合の設備損傷、CO_2 漏洩について最小限に抑えることができることから、ERS を設置する方向で検討することとします。



出典：東京貿易マシナリー株式会社の製品紹介資料及びカタログ

図 9．軽量型 ERS 概要（参考）

d．液化ＣＯ$_2$荷役におけるバース保安防災設備

バースの保安防災については、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。以下、対策基準）において、**表 6** のような対策が求められています。

表 6．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ける主な対策

対策基準に記載の主な事項	
一般設備	クイックリリースフック、防爆性能、風速計・警報
消防設備	ドライケミカル、ウォーターカーテン、消火器等、消防船
離着桟	風速・着桟速度、タグボート
事故防止	責任体制、対応マニュアル
監視・警戒体制	警戒船、監視員、通信装置、風速基準、ガス検知器

対策基準では、対象船舶、対象バースが「載貨重量トン数５万トン以上の油タンカー及び同タンカーの荷役の用に供されるバース」および、「総トン数２万５千トン以上の液化（石油、天然）ガスタンカーの荷役の用に供されるバース」と記載されていますが、CO_2 タンカー、CO_2 タンカーバースに関しては記載はありません。

ただし、CO_2 タンカー、CO_2 タンカーバースについても、今後同様の規制が設けられる可能性が考えられます（**表 7**）。

表 7．LNG 基地におけるバース保安防災対応例および CO_2 船にて想定される対応

	対応	LNG 船	CO_2 船（想定）	
①	警戒船	○※	○	対策基準に準拠
②	オイルフェンス	－	－	蒸発、昇華するため不要と判断
③	警戒ブイ	○	○	圧ガス保安法の離隔距離相当が必要と判断
④	可燃性ガス検知器	○※	－	爆発の危険性はないため、不要と判断
⑤	ガス検、リークチェック	○	○	漏れ箇所の把握のため、必要と判断
⑥	巡回点検	○※	○	対策基準に準拠

※対策基準に基づくもの

（５）設備全般に関するその他課題

a. 液化システムの最適化

液化する温度/圧力を適切に設定する必要があります。（図 10）

液化条件を低温・低圧、たとえば-50℃とした場合、-50℃に対応する冷媒が少なく限定されることや、貯蔵タンクが SUS 製となるためコストが上昇し、枕型のタンクでは設置面積が大きくなるという課題があります。また、ドライアイスの形成温度に近いため、取扱いに注意が必要となります。

一方で、高温・高圧の液化条件の場合、たとえば 10℃/4MPaG とした場合、吸収式冷凍機も使用できる温度帯のため、冷凍機の選択肢は多くなりますが、高圧の設備となりますので圧縮機の所要動力の増加や、圧力に対応したタンクの検討、出荷条件に合わせた冷却設備などの検討が必要となります。

これら中間の中温・中圧の条件として、たとえば-20℃/2MPaG の場合、使用できる冷媒は-50℃の場合と比較して多く、また圧縮機や貯蔵タンクについても実績が多く、特に技術的な課題はありません。

従って、現行の CO_2 液化設備では「冷凍機の使用可能冷媒の多さ」、「圧縮機・タンクの実績の観点」から、-20℃/1.9MPaG が一般的となります。

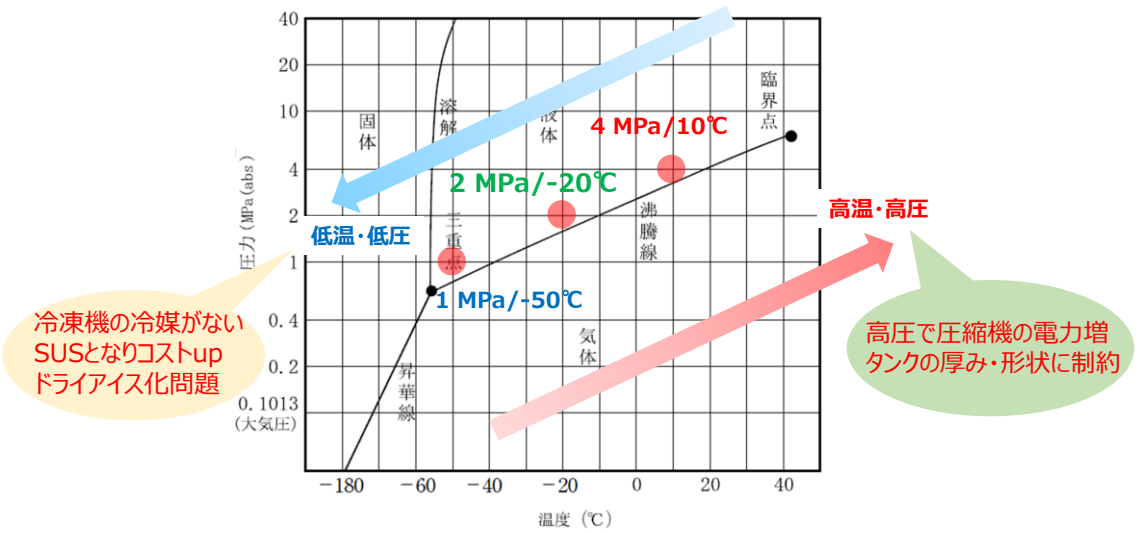


図 10. CO_2 液化条件のイメージ

一方で、将来的には大型タンクによる-50℃/1MPaG での貯蔵が可能となる可能性も考えられることから、これらの貯留条件を考慮し、次の考え得る３パターンのプロセスについて課題を検討しました。

パターン①　（-20℃液化／-20℃貯蔵／-50℃出荷）
パターン②　（-20℃液化／-50℃貯蔵／-50℃出荷）
パターン③　（-50℃液化／-50℃貯蔵／-50℃出荷）

なお、 -20℃/1.9 MPaG で貯留する場合、出荷条件（-50℃/1MPaG）に調整する減圧フラッシュの際に発生する CO_2 放散ロス量の低減も課題となることから、いずれも出荷条件は -50℃/1MPaG として比較、検討しています。

(a) パターン①（-20℃液化／-20℃貯蔵／-50℃出荷）

パターン①は、既存技術で対応可能な設備構成であり、既存の冷媒で対応可能な-20℃で CO_2 ガスを液化し、-20℃/1.9MPaG の条件で液化 CO_2 を貯蔵します。そのため、貯蔵温度が高く、払い出しの際に減圧フラッシュを行い、-50℃の出荷条件に調整します。（図 11）

このパターンの特徴としては、減圧フラッシュの際に放散する CO_2 放散量が大きいことが挙げられます。時間当たりの CO_2 放散量は出荷流量に依存しますが、出荷流量の約２０%の CO_2 が減圧フラッシュにて系外に排出されることとなります。そのため、非定常的に多量の CO_2 が放散されることから、放散される CO_2 を回収するためには過剰に大きな設備が必要となり、回収は困難と考えられます。

また、3,000t/日程度の液化 CO_2 生産量となりますが、タンクの制作できる最大サイズが 850t となることから、多量のタンクを設置するか、もしくは出荷頻度を上げて対応する必要があります。

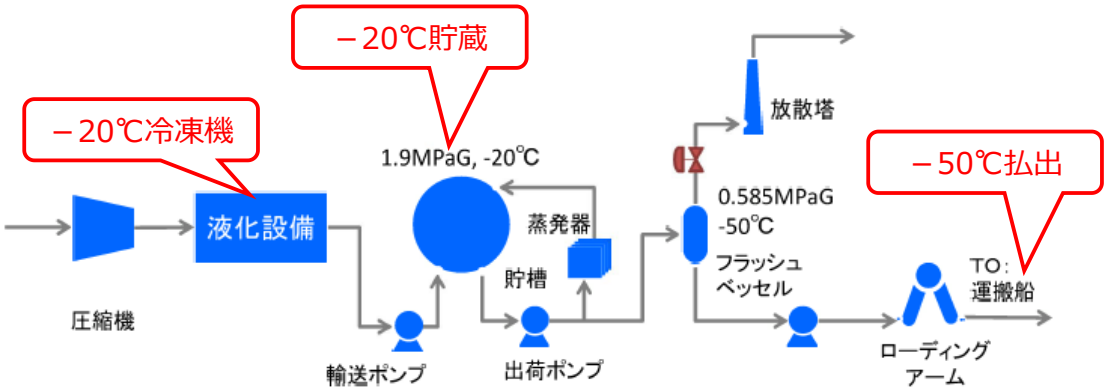


図 11. パターン①の設備構成概要

(b) パターン②（-20℃液化／-50℃貯蔵／-50℃出荷）

パターン②は、既存の冷媒で対応可能な-20℃で CO_2 ガスを液化し、将来的に実現可能性のある-50℃/1.0MPaG の条件で液化 CO_2 を貯蔵します。そのため、貯蔵条件が出荷条件と同じであり、払い出しの際に減圧フラッシュを行う必要が無く、そのまま出荷することができます。（図 12）

このパターンでは、-20℃で CO_2 を液化したのちに減圧フラッシュによって-50℃に調整するため、パターン①とは異なり減圧フラッシュによる放散量は原料ガスの流量に依存します。そのため CO_2 の放散量が定常的になり、原料ガス流量の２０％程度と考えられることから、パターン①と比較して放散される CO_2 を回収する場合に必要な追加設備の規模それほど大きくならず、20%程度の液化設備能力の向上で対応できる可能性があります。

また、-50℃の貯蔵条件とすることで貯蔵圧力 1.0MPaG 程度に低減することができますので、大型のタンクを制作できる可能性があります。将来的に大型のタンクを制作できれば、パターン①とは異なり、タンク基数を減らして数基の球形タンクで対応できる可能性があります。

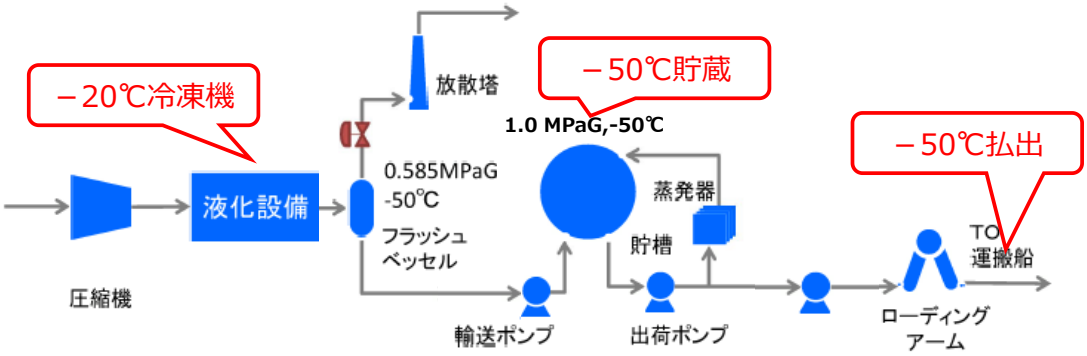


図 12. パターン②の設備構成概要

(c)パターン③（-50℃液化／-50℃貯蔵／-50℃出荷）

パターン③は、将来的に-50℃で液化可能な冷媒が商用化され、また-50℃/1.0MPaG の条件で液化 CO_2 を貯蔵するタンクを設置できた場合のものです。そのため、パターン①②と比較して、温度調整のために減圧フラッシュを行う必要が無く、減圧フラッシュによる放散ロスが発生しないという特徴があります。シンプルな設備構成にすることができ、設備の運転や保守が他のパターンと比べて容易になると考えられます。（図 13）

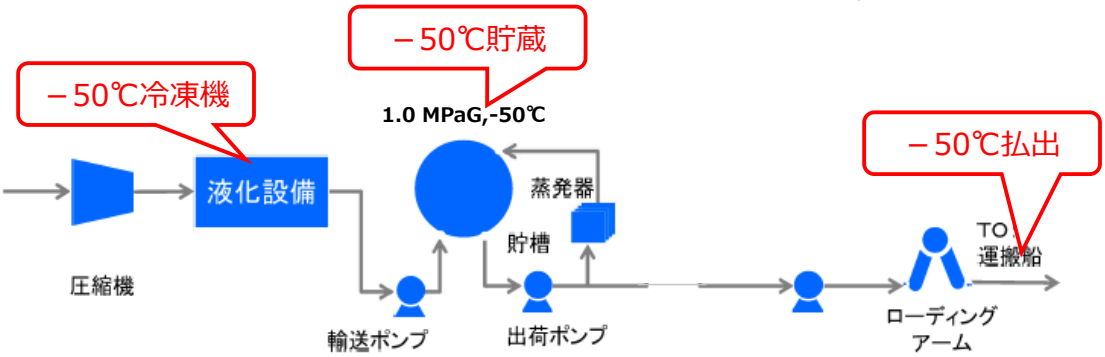


図 13．パターン③の設備構成概要

以上の検討結果をまとめると、**表 8** のとおりとなります。なお、パターン③については類似の検討（-46℃/0.7MPaG, 12,000t タンク）が NEDO 先行調査（NEDO 公開報告書：「平成 20 年度～平成 24 年度 成果報告書 革新的ゼロエミッション石炭ガス化発電プロジェクト 発電から CO2 貯留までのトータルシステムのフィジビリティー・スタディー CO2 輸送システムの概念設計 平成 25 年 4 月」。以下、先行調査）にて過去に調査されています。

表 8. 各液化・貯蔵パターンについての検討結果まとめ

パターン **(液化/貯蔵/出荷)**	① **(-20℃/-20℃/-50℃)**	② **(-20℃/-50℃/-50℃)**	③ **(-50℃/-50℃/-50℃)**
タンク	-20℃/1.9 MPaG 既存技術で 850t が最大 多量のタンクが必要	-50℃/1 MPaG 大型化の可能性があるが 技術開発が必要	-50℃/1 MPaG 大型化の可能性があるが 技術開発が必要
冷凍機	-20℃冷凍機 （ベースケース）	-20℃冷凍機 （ベースケース）	－50℃冷凍機となり、 大型化 冷媒がない
圧縮機	2MPaG	2MPaG	1MPaG
減圧フラッシュによる 放散ロス (流量)	あり （大）	あり （中）	なし （ - ）
放散ロスの再回収	出荷時の流量が大きい 場合、回収困難	液化設備の能力を 20% 増強すれば対応可能	－
評価	既存のタンク技術で設計、 制作可能。ただし、多量の タンクを設置する必要がある。	技術開発が必要 （タンク）	技術開発が必要※ （タンク、冷凍機）

※NEDO 先行調査にて類似の検討結果あり

また、各パターンにおいて必要な冷凍機、圧縮機の動力について先行調査を参考に概算し、比較しました。結果を**表 9** に示します。なお、パターン②'については、パターン②についての減圧フラッシュのロス分（31t/h、原料ガス流量の約 25%）を圧縮機入口に回収して液化することを想定したものです。

参考として、パターン①の設備構成で-20℃出荷した場合（この場合は減圧フラッシュ不要）を基本パターンとして合わせて示しています。

表 9. 各パターンの主要機器動力概算結果

パターン	原料ガス流量	圧縮機動力 (a) (圧縮圧力)	冷凍機動力 (b) (冷凍温度)	合計 kW (CO_2 ロス)
（参考）基本パターン (-20℃/-20℃ /-20℃)	125t/h	11,000kW (2MPaG)	6,900kW (-20℃)	17,900kW (0 %)
パターン① (-20℃/-20℃ /-50℃)	125t/h	11,000kW (2MPaG)	6,900kW (-20℃)	17,900kW (20 %)
パターン② (-20℃/-50℃ /-50℃)	125t/h	11,000kW (2MPaG)	6,900kW (-20℃)	17,900kW (20 %)
パターン②' (c) (-20℃/-50℃ /-50℃)	125t/h (+31t/h) (フラッシュロス回収)	13,700kW (2MPaG)	8,600kW (-20℃)	22,300kW (0 %)
パターン③ (-50℃/-50℃ /-50℃)	125t/h	8,000kW (1MPaG)	16,500kW (-50℃)	24,500kW (0 %)

(a) 圧縮機動力は圧縮機の効率を 0.7 と仮定して概算した。

(b) 冷凍機動力は先行調査を参考に、冷凍機の成績係数（COP:Coefficient of Performance）を-20℃液化時は COP=2.0、-50℃液化時は COP=1.0 と仮定して概算した。また、設計尤度は 25%とした。

(c) パターン②'は、パターン②において液化時に発生するフラッシュロスを圧縮機上流に戻して回収する場合を想定して概算したもので、回収ガスを上流に戻す際の温度調整等については考慮していない。

パターン①および②については動力が比較的少なくて済む一方で、出荷または貯留の際に-50℃への温度調整に伴う減圧フラッシュによるロスが 20%程度発生します。一方で、パターン②'とパターン③については減圧フラッシュによるロスは発生しません。また、パターン②'と③に必要な主要機器動力についてはほぼ同等の試算結果となりました。

将来的な大規模化設備を考えた場合、ロスが生じないパターン②'および③が望ましいと考えられますが、いずれも-50℃対応の大型タンクの開発が必要となります。また、これに加えてパターン③については-50℃対応の冷凍機の開発も必要となりますので、開発要素が比較的少なく早期の実現性が見込まれるという点ではパターン②'の構成が有力と考えられます。

b. 液化 CO_2 船への積み込み量の計量方法

液化 CO_2 をタンクローリーで出荷する場合は、トラックスケールで取引量を計量しますが、液化 CO_2 船への出荷については実績が無く、計量方法を確立する必要があります。

想定される計量方法としては、図 14 のとおりタンクのレベル計、払い出し流量計、輸送船舶の喫水などが考えられます。実証試験での確認事項としては、各計量器でドライアイス化等の影響がないかの確認が挙げられます。また、各機器の計量精度を比較し、最適な計量方法の検討が必要となります。

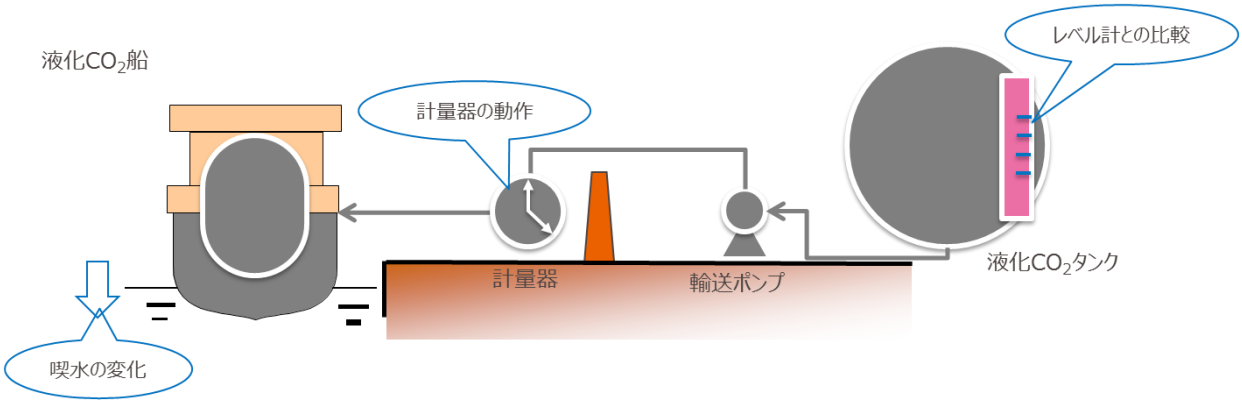


図 14. 液化 CO_2 出荷時の計量イメージ

２．１．４　大容量出荷基地の試設計

前提条件に基づき、２万トン級の液化 CO_2 輸送船（内航船）による年間１００万トン規模の出荷基地を想定し、試設計を行いました。

（１）試設計条件

２.１.１項の前提条件に基づき、原料ガス流量 64,591 Nm^3/h の条件で試設計を行いました。これは、約３,000ｔ/d（1000MW の石炭火力発電設備の CO_2 排出量における約 15%）規模の CO_2 液化・出荷基地を想定したものとなります。既存技術で大規模設備を製作した場合の課題を明らかにするため、-20℃の条件で液化・貯蔵し、出荷の際に温度および圧力を調整する設備構成として検討を行いました。（2.1.3(5)で述べたパターン①の設備構成）（図 15）

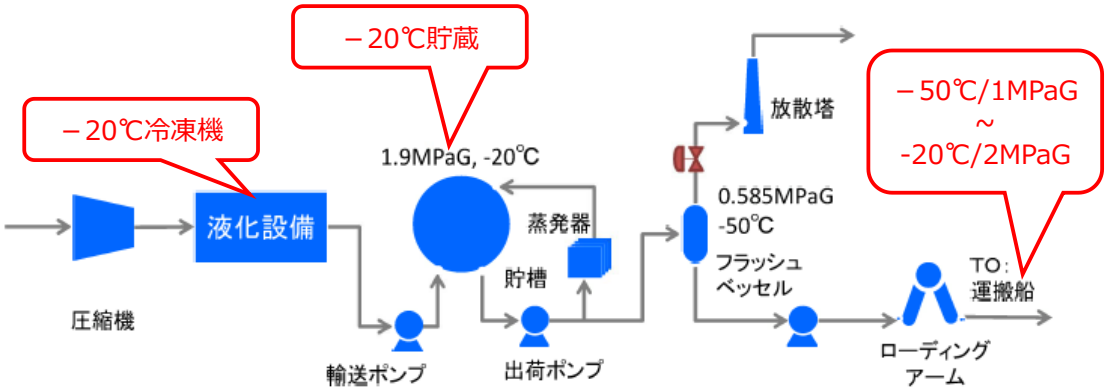


図 15. 大規模化設備　試設計における設備構成概要

（2）試設計結果

a. 主要機器

想定される主要機器のリストを**表 10** に示します。なお、今回は機器選定まで行っていないことから、荷重については算出しておりません。

表 10. 大規模化設備 試設計における主要機器リスト

機器名	仕様	基数	材質	備考
圧縮機ユニット	63,750 Nm^3/h-dry	1	SUS304	電動機：9000kW~12,000kW 程度
冷凍機	2,906 kW	6		冷媒 R134a 電動機：1,850 kW／ユニット
除湿塔	10,700 Nm^3/h-dry 2 塔切替吸着式	12	SUS304	
液化器	595 m^2 横型多管式	6	SUS304	
タンク	850 t 球形タンク	30	SPV490	設計温度（最小-30℃／最大 60℃） 基数は払出し時のロス 20%を考慮
ローディングアーム（液）	12 B×12.5 m ERS 付	2	SUS304	出荷時 1,450 t/h×約 14 時間＝20,000 t
ローディングアーム（ガス）	8 B×12.5 m ERS 付	1	SUS304	

（a） 炭酸ガス圧縮機

ターボ圧縮機 1 基を想定しており、必要な動力は選定機種によりますが 9,000kW～12,000kW 程度と想定されます。

（b） 冷凍機

冷凍機については、原料ガスとタンク BOG の液化のため、調達可能な最大規模である 3,000kW 程度の冷凍能力の冷凍機が 6 台必要と想定されます。

（c） 除湿塔

処理ガス量から、2 塔切替吸着式の大型の除湿塔を 12 基設置する必要があります。

（d） 液化器

原料ガスとタンク BOG の液化のため、系列数にあわせて液化器は 6 基としています。

（e） 球形タンク

液化した CO_2 は一般的な貯蔵条件である-20℃/1.9MPaG での貯蔵とし、タンクは既存技術で製作可能な 850t の球形タンクとしています。2 万 t 級の輸送船への出荷を考慮した場合、最低 24 基必要となりますが、1 週間程度の船舶遅延を考慮して、数量は 30 基としました。

（f） ローディングアーム

払出条件は 1,450 t/h×約 14 時間を想定し、RC 型のローディングアームを液化 CO_2 出荷用に 2 基、リターンガス用に 1 基としています。

b. 仮定配置

想定される機器の配置を図 16 に示します。液化設備で約 17,000m^2 の敷地が必要であり、同規模の貯蔵設備用地が必要となります（合計約 34,000 m^2）。

冷凍機の大型化や、タンクの大型化が可能になれば、必要用地が縮小できる可能性があります。参考に、先行調査報告書に記載のある 12,000t タンク(内径 28,700 mm)を破線で図中に示しています。貯液容量は同程度ですが、敷地面積は 1/3 程度になると考えられます。

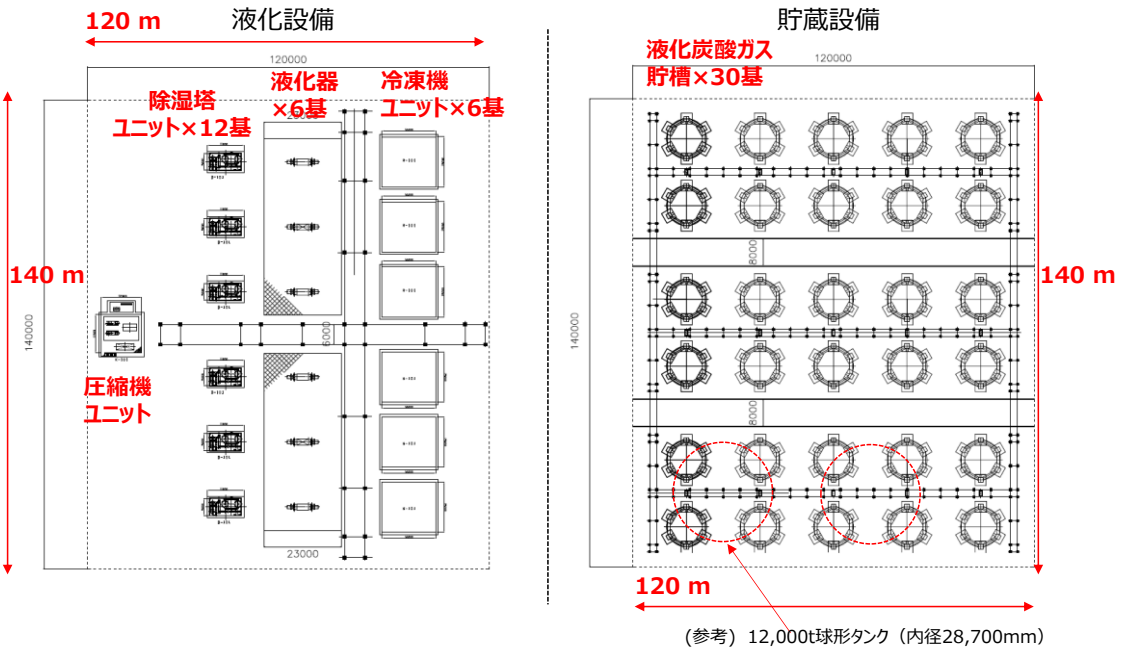


図 16. 大規模化設備 試設計における仮定配置

c. プロセスフロー

試設計を行った設備のプロセスフロー（図 17、図 18、図 19）およびマテリアルバランスの概要（**表 11**、**表 12**、**表 13**）を以下に示します。CO_2 ガス（125t/h）を受け入れ、除湿・圧縮し、-20℃の条件で液化することとしました。また、液化した CO_2 は -20℃/1.9MPaG で貯蔵し、発生する BOG については再液化器で液化し、タンクへ回収する構成としています。また、④～⑧は出荷の際のフローとなり、－50℃/1MPaG の条件で出荷する場合は**表 13** の⑧に示すとおり 310t/h 程度のロスが発生します（出荷流量 1,450t/h の約 21%）。

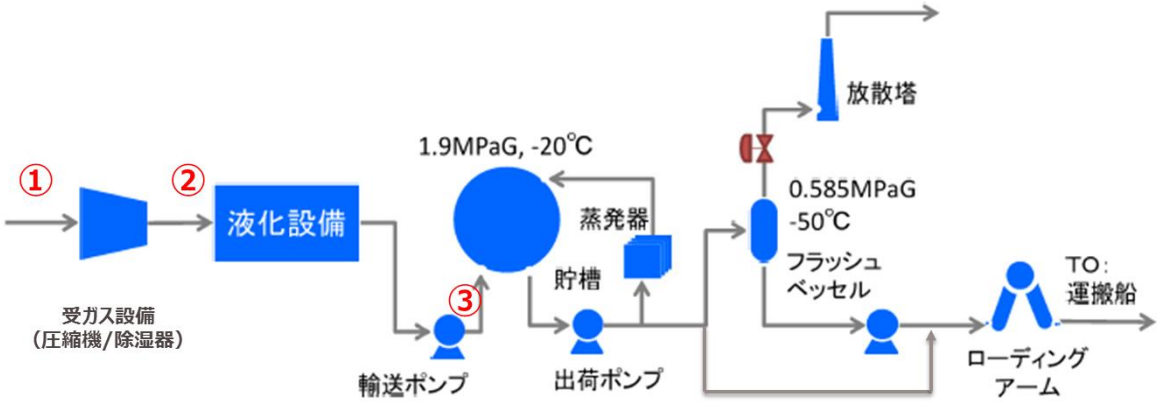


図 17. 大規模化設備 試設計におけるプロセスフロー概要（通常運転時）

通常運転時

		①	②	③	④	⑤	⑥	⑦	⑧
流体		CO_2ガス	CO_2ガス	液化CO_2	－	－	－	－	－
温度	℃	12	15	-20	－	－	－	－	－
圧力	MPaG	0.003	1.9	1.9	－	－	－	－	－
CO_2	%	98.70	100	100	－	－	－	－	－
H_2O	%	1.30	0	0	－	－	－	－	－
流量	Nm^3/h	64,591	63,750	63,750	－	－	－	－	－
	Kg/h	125,850	125,173	125,173	－	－	－	－	－

表 11. 大規模化設備 試設計におけるマテリアルバランス概要（通常運転時）

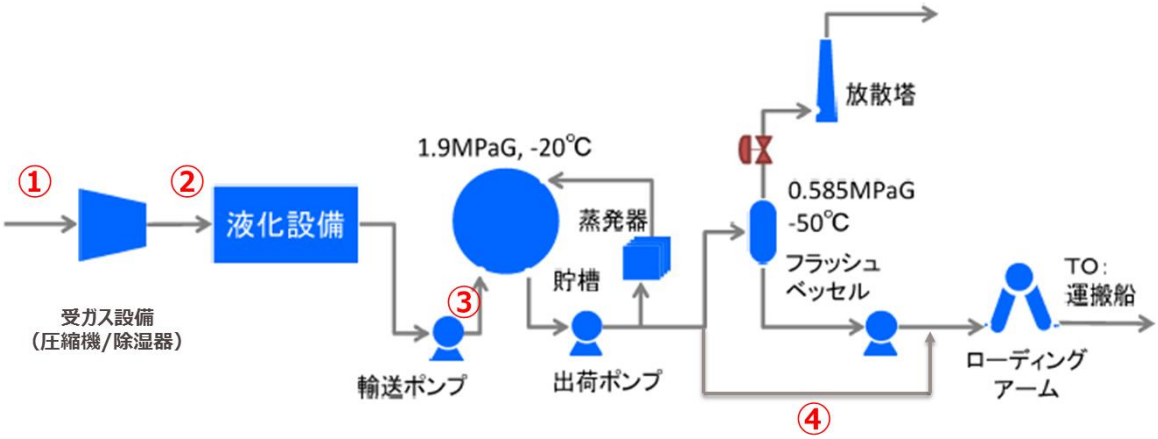


図 18. 大規模化設備　試設計におけるプロセスフロー概要（-20℃出荷時）

表 12. 大規模化設備　試設計におけるマテリアルバランス概要（-20℃出荷時）※

-20℃出荷時

		①	②	③	④	⑤	⑥	⑦	⑧
流体		CO_2ガス	CO_2ガス	液化CO_2	液化CO_2	－	－	－	－
温度	℃	12	15	-20	-20	－	－	－	－
圧力	MPaG	0.003	1.9	1.9	1.9	－	－	－	－
CO_2	%	98.70	100	100	100	－	－	－	－
H_2O	%	1.30	0	0	0	－	－	－	－
流量	Nm^3/h	64,591	63,750	63,750	896,543	－	－	－	－
	Kg/h	125,850	125,173	125,173	1,760,359	－	－	－	－

※出荷中も液化設備が稼働している例を示します。
　必ずしも液化設備の稼働は要しません（貯槽内の CO_2 を払出します）。

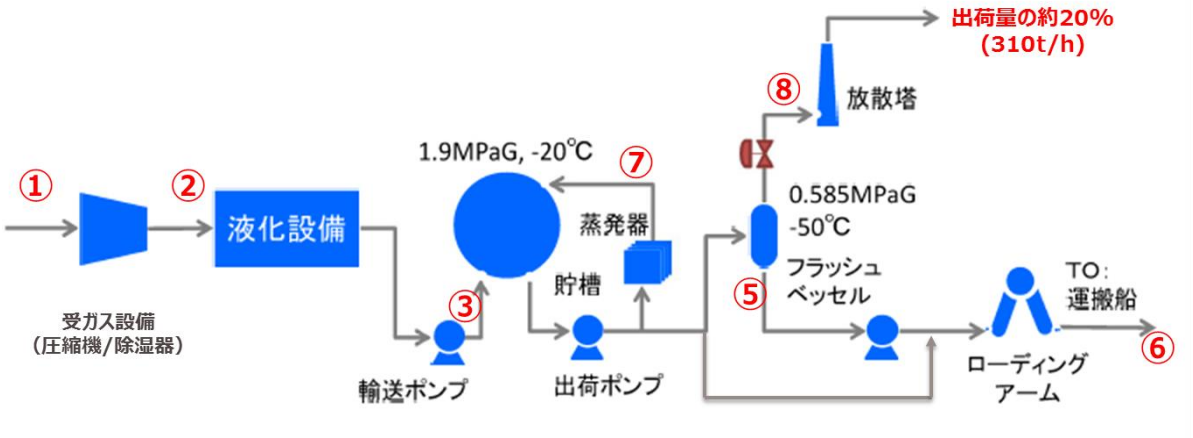


図 19. 大規模化設備　試設計におけるプロセスフロー概要（-50℃出荷時）

表 13. 大規模化設備　試設計におけるマテリアルバランス概要（-50℃出荷時）※

-50℃出荷時

		①	②	③	④	⑤	⑥	⑦	⑧
流体		CO_2ガス	CO_2ガス	液化CO_2	–	液化CO_2	液化CO_2	CO_2ガス	CO_2ガス
温度	℃	12	15	-20	–	-50	-50	-20	-62
圧力	MPaG	0.003	1.9	1.9	–	0.585	1.0	1.9	0
CO_2	%	98.70	100	100	–	100	100	100	100
H_2O	%	1.30	0	0	–	0	0	0	0
流量	Nm^3/h	64,591	63,750	63,750	–	738,479	738,479	47,488	158,064
	Kg/h	125,850	125,173	125,173	–	1,450,000	1,450,000	93,222	310,359

※出荷中も液化設備が稼働している例を示します。

必ずしも液化設備の稼働は要しません（貯槽内の CO_2 を払出します）。

d. ユーティリティ関係

想定されるユーティリティー使用量を**表 14** に示します。30,000kW 程度の電力量が必要と見込まれ、送電端出力 1000MW の発電ユニットの場合には約 3%の送電端出力の減少に相当します。

表 14. 大規模化設備 ユーティリティ使用量想定

種類	単位	使用量	備考
冷却水	t/h	3,000	圧縮機・冷凍機用の冷却水
工業用水	t/h	80	
低圧蒸気	t/h	0~10	タンク圧力保持の蒸発器熱源 放散塔の白煙対策
常用負荷	kW	30,000	
排水 （冷却水排水・ドレン）	t/h	20	

e. 建設工期

建設工期については、タンク工事が可能な事業者については聞き取りの結果 3 社程度しかなく、30 基のタンクの制作には 8～10 年程度の期間がかかる可能性があります。そのため、建設工期はタンクの建設に大きく影響を受けると考えられますが、その他の主要機器についても製作期間が 1 年以上必要なものもありますので工期に影響する可能性があります。

f. 建設費用

建設費用を概算した結果を**表 15** に示します。設備規模、工事面積、タンク基数などを考慮して概算したものであり、内訳を含めてあくまで参考としてお取り扱いください。

概算には一部機器などに指数乗則を用いており、化学プラントの概略コスト算定に一般的に用いられる係数 0.6~0.7 を用いて算定すると、400～500 億円程度になるものと考えられます。

表 15. 大規模化設備 建設費用概算結果

項目			金額（億円）
1	機器購入費	1 式	164~192
2	工事費	1 式	167~225
3	諸経費	1 式	20~29
4	管理費	1 式	50~62
	建設費用	合計	401~508

g. 保守費用

保守費用を概算した結果を**表 16** に示します。設備規模から概算したものであり、内訳を含めてあくまで参考としてお取り扱いください。年間保守費用としては 15~19 億円程度必要と考えられます。なお、タンクの材料として想定される SPV490 は規定最小引張強さが 610N/mm^2 であるため高張力鋼に該当し、保安検査基準に基づき 3 年に一回の開放点検周期となりますので、タンクが 30 基あることから毎年 10 基の開放点検が必要となります。

表 16. 大規模化設備 保守費用概算結果

項目			金額（億円）	備考
1	機器点検・整備費	1 式	8~10	年平均
2	定期自主検査、保安検査	1 式	7~9	年平均
	年間保守費用	合計	15~19	

（３）先行調査報告との比較

今回、既存技術で建設可能と考えられる-20℃/1.9MPaG での貯留条件で試設計およびコスト等の試算を行いました。一方で、技術開発が必要ではあるものの、-46℃/0.7MPaG にて大型タンク（12,000t）での貯留、払い出しを条件に検討した事例の公開情報が NEDO の先行調査報告書にあることから、その内容と比較を行いました。比較結果を**表 17** に示します。

表 17. 先行調査結果との比較

		先行調査 (規模補正)※	本検討結果	備 考
液化設備条件				
CO_2 液化圧力	MPaG	0.7	1.9	
CO_2 液化温度	℃	-46	-20	
CO_2 受入量	t/d	5,280 (3,000)	3,000	
CO_2 受入温度	℃	61	12	
CO_2 受入圧力	MPaG	0.1	0.003	
貯蔵設備条件				
貯液圧力	MPaG	0.7	1.9	
貯液温度	℃	-46	-20	
タンク容量	トン	12,000	850	
タンク基数	基	2	30	
BOG 発生量	Kg/hr	2,100	7,300	
建設費用				
液化設備	億円	107 (70)	401～508	
貯液設備	億円	142		
ユーティリティ				
予想消費電力	kW/h	36,900 (24,100)	30,000	先行調査結果は圧縮機、冷凍機、除湿器の動力のみ算入されています。
冷却水	m^3/h	5,000 (3,300)	3,000	
蒸気	t/h	2.5 (1.7)	0~10	先行調査は除湿に使用。本検討では出荷の際の放散時の白煙対策に非定常に使用。
年間保守費用				
液化設備	億円	3.9 (2.6)	15~19	先行調査の貯蔵設備の保守費用については建設費の 3%として概算しました。
貯蔵設備	億円	4.3		

※括弧内は先行調査の液化設備に関する項目について、比較のため 3,000t/d 規模に概算したもの。

２．１．５　実証設備への反映事項

（１）実証設備での検証項目

2.1.3 項にて検討した技術課題について、実証試験において確認する事項（実証試験すべき事項）について検討した結果を次のとおりまとめました。

a. 不純物による影響の確認

（a）　腐食性ガスによる設備への腐食影響

腐食性ガスによる影響を確認するため、原料ガスに含まれる腐食性ガスの含有量を確認するとともに、ドレン滞留部やガス滞留部でサンプリングができる構造とし、腐食性物質の濃縮がないか確認する必要があります。

また、機器の分解点検時には、通常の目視点検や非破壊検査によって腐食がないか微細な欠陥を確認する必要があります。

（b）　低沸点ガスの影響

原料ガスに CO_2 より低沸点の気体が含まれる場合、原料ガスを冷却して液化し、低沸点ガスを放出する際に CO_2 が随伴して放出され、CO_2 の回収効率が低下するため、N_2 など低沸点ガスの含有量を確認するとともに、液化収率を確認する必要があります。

b. ローディングアーム動作時の状況確認

CO_2 船積み用ローディングアームの実績は無く、緊急離脱装置（ERS）を設置して作動状態を確認する必要があります。

また、スイベルジョイント部（可動部）からの CO_2 リーク状態を確認し、必要に応じて対策を検討する必要があります。

c. CO_2 積出し時の計量方法の精度確認

船舶への液化 CO_2 出荷の際、低温環境下での計量器作動状況等を確認する必要があります。

また、船の喫水や流量計、タンクレベル計等の計量器での計量結果との差異を比較し、精度の検証を行い、出荷量の計量方法を確立する必要があります。

２．２．国内火力発電所での実証試験を想定した出荷基地の概念設計お よび操業検討支援

２．２．１ 設計条件

a. 想定工程

設計建設期間： 2021 年 10 月～2023 年 12 月末（第 1 船受入 12 月)
実証期間： (ケース A)2024 年 1 月～2025 年 2 月末（1 年 2 ヶ月間）
(ケース B)2024 年 1 月～2027 年 2 月末（3 年 2 ヶ月間）

b. 輸送条件

船型： 内航船 999GT 型相当 （満載喫水：約 4.5m）
積載物：液化炭酸ガス、積載量 1,000 トン
年間輸送量： 約 10,000 トン（年間約 10 船）

c. 出荷条件

低温低圧（－50℃、1 MPaG）～中温中圧（－20℃、2 MPaG）
荷役時間：約 4 時間

d. 原料ガス条件

受入流量： 40t/日（≒850Nm^3/h※）
圧力： 0.1043MPaA（3kPaG）
温度： 12℃
CO_2： 98.7 Vol%[100 dry-Vol%]
H_2O： 1.3 Vol%

※40,000kg/日 × 22.4Nm^3/kmol ÷ 44kg/kmol ÷ 24h = 850 Nm^3/h
これに H_2O(1.3Vol%)を考慮し、マテリアルバランス検討時の原料ガス流量は 861Nm^3/h としています。

e. 液化貯蔵条件

液化炭酸ガス貯槽運転圧力 2.0 MPaA (1.9 MPaG)
液化炭酸ガス貯槽運転温度 －20℃
液化炭酸ガス貯槽：850 t×2 基

f. 建設場所

候補地：国内火力発電所構内
CO_2 液化・貯蔵場所：発電所構内の空地
液化 CO_2 出荷場所：発電所構内の物揚岸壁

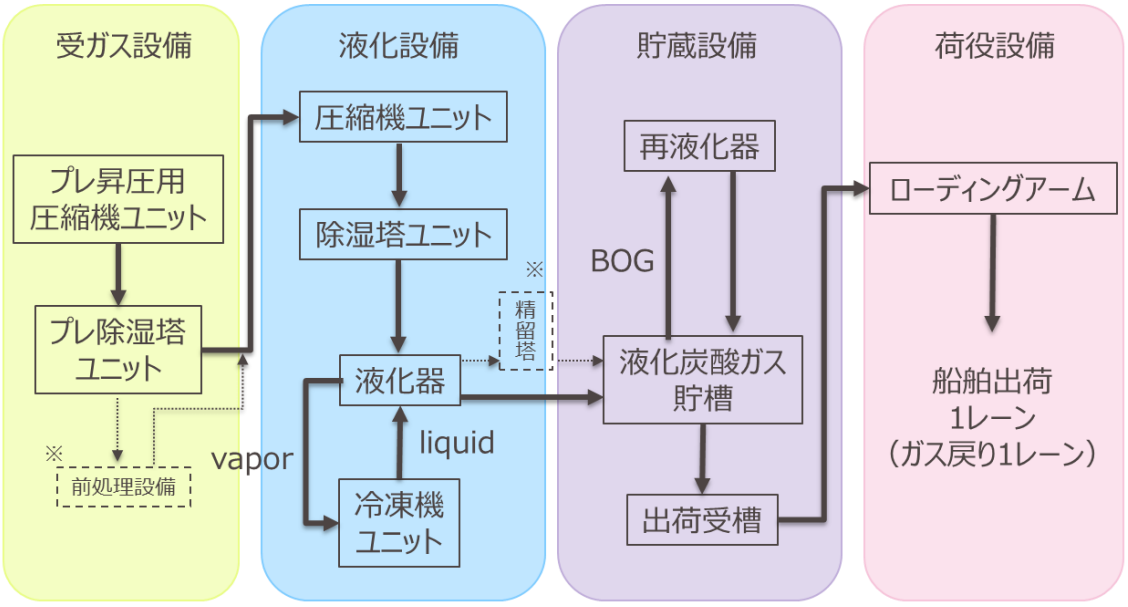
g. ユーティリティー条件

電力　　：発電所近傍の配電柱より受電するものとする
工業用水：発電所から供給できるものとして設計を行う
低圧蒸気：発電所から供給できるものとして設計を行う

2．2．2　出荷基地システムの概念設計

（1）設備概要

本設備は、図 20 に示された主要機器にて構成された受ガス設備、液化設備、貯蔵設備、荷役設備により構成されています。設計仕様の検討に際する温度／圧力の前提については、2.2.1 設計条件における出荷条件「低温低圧（-50℃/1 MPaG）～中温中圧（-20℃/2 MPaG）」や設備設置可能範囲を考慮した設備構成としております。



※CO_2ガス精製設備（前処理設備、精留塔）については、採用された場合の設備構成（例）を示しておりますが、本概念設計の構成機器には含まれておりません。

図 20．実証試験設備　ブロックフロー図

a. 受ガス設備

本設備に供給された原料ガスはプレ昇圧用圧縮機にて 3kPaG から 800kPaG まで昇圧され、除湿塔で水分を除去された CO_2 ガスは、約 1.5km 離れた液化設備に送られます。

なお、前処理装置*は本概念設計における機器構成には含まれておりません。

（*補足説明）

前処理装置の設備設置に必要なスペースについては、処理流量、除去物・濃度により変わりますが、一般的には、後述する精留塔よりは大きくなる傾向があります。

前処理装置の設置場所候補としては受ガス設備エリアまたは液化設備エリアが考えられます。腐食性物質除去の観点からは長距離配管輸送前の前者が好ましい一方で、装置のサイズやコスト面を考慮すると、圧縮機により高圧となり体積流量が小さくなる後者が有利になるため、設置場所については処理流量、除去物・濃度を把握した上で詳細な検討を行う必要があります。

b. 液化設備

受ガス設備より供給される CO_2 ガスは圧縮機にて 2.0MPaG まで圧縮され、除湿塔ユニットへ送られます。除湿塔ユニットは受ガス設備のものと同じ冷却方式及び吸着剤にて、CO_2 ガス中の水分を除去します。除湿塔で水分を除去された CO_2 ガスは液化器にて凝縮されます。凝縮した液化炭酸ガスは気液分離槽に溜められます。気液分離槽に溜められた液化炭酸ガスは、液化 CO_2 ガス輸送ポンプにより規定圧力まで昇圧し、貯蔵設備エリアの貯槽へ移送されます。

なお、精留塔*は本概念設計における機器構成には含まれておりません。

（*補足説明）

精留塔の設備設置に必要なスペースについては、処理流量、除去物・濃度により変わりますが、液化設備の除湿塔後に設置した場合、約 115m^2 となります。

精留塔の設置場所としては精留に液化 CO_2 ガスを用いるため液化設備エリアが考えられます。

精留塔は、リボイラー、コンデンサーにより構成され、沸点の違いを利用して精留することで CO_2 ガスの純度を高めます。（**図 5**）

c. 貯蔵設備

液化設備より供給された液化 CO_2 ガスは貯槽にて 1.9 MPaG、-20℃で貯蔵されます。

出荷の際はタンク内圧力が下がるため（真空によるタンク破損防止のため）、圧力保持のためのガスを充填する必要があります。-20℃/2MPaG の条件で出荷する場合、充填するタンカーの圧力が貯槽と同圧力になるため、両者で均圧を取ることでタンク内の圧力保持を行うことができます。-50℃/1MPaG の条件で出荷する場合、充填するタンカーの圧力が貯槽より低く、均圧が取れないため、出荷時に貯槽から払い出された分の 1.9MPaG の CO_2 ガスを貯槽に充填する必要があります。このため、本設備には蒸発器を設置しており、出荷していないもう一方の貯槽の液化炭酸ガスを低圧蒸気により加熱気化させて出荷タンクの圧力保持を行います。

d. 荷役設備

貯蔵された液化 CO_2 ガス（-20℃/1.9MPaG）は出荷ポンプにてローディングアームで接続された船舶に約 250t/h で充填されます。

-50℃/1MPaG の条件で出荷する場合は出荷受槽にて減圧フラッシュさせることによって温度および圧力を調整した後出荷ポンプにて送液されます。

また、減圧フラッシュ時の CO_2 ガスは放散塔より大気中に放散することとなりますが、その際の放散塔から生じる低温 CO_2 ガスの白煙対策のために放散塔加熱器において低圧蒸気を用いて加熱することで、白煙が生じないようにしています。

（2）主要機器

実証設備における主要機器のリストを**表 18** に示します。

表 18. 実証設備の主要機器リスト

エリア	機器名	仕様	基数	定格容量（kW）	材質	備考
受ガス設備	プレ圧縮機	850 Nm3/h-dry	**1**	150	**SUS304**	受ガス設備エリア設置、レシプロ型圧縮機
	プレ除湿塔	850 Nm3/h-dry 2塔吸切替吸着式	**2**	10.3	**SUS304**	空気加熱再生式 脱水触媒用容器サイズ：0.7m^3
液化設備	圧縮機	850 Nm3/h-dry	**1**	75	**SUS304**	液化設備エリア設置、レシプロ型圧縮機
	除湿塔	850 Nm3/h-dry 2塔吸切替吸着式	**2**	10.3	**SUS304**	空気加熱再生式 脱水触媒用容器サイズ：0.7m^3
	冷凍機	冷凍能力 233kW	**1**	185	**SUS304**	冷媒　R134a
	液化器	33.4 m2 横型多管式	**1**	–	**SUS304**	炭酸ガス入口/出口温度：15/-20℃ 冷媒温度：-28℃ 交換熱量：150kW
貯蔵設備	タンク	**850 t** **球形タンク** 内径：11,980mm	**2**	–	**SPV490**	貯蔵温度/圧力:(-20℃/1.9MPaG) 基数は払出し時のロス20%を考慮
荷役設備	ローディングアーム **（液用）**	6 B×12.5 m ERS付	**1**	5.5	**SUS304**	出荷時：250 t/h×約4時間＝1000 t
	ローディングアーム **（ガス用）**	3 B×12.5 m ERS付	**1**	5.5	**SUS304**	設計温度/圧力:(-50℃/2.0MPaG)
主要配管	**液配管**	1～8 B	–	–	**SUS304**	設計温度/圧力 (-55～40℃/2.4MPaG)
	ガス配管	3～8 B	–	–	**SUS304**	設計温度/圧力 (-5～100℃/0.96MPaG)

a. 圧縮機

圧縮機は受ガス設備エリアに設置するプレ圧縮機と液化設備エリアに設置する圧縮機があります。圧縮機のタイプは動力効率、コストを考慮し、「レシプロ型圧縮機」を採用しています。

各圧縮機の仕様を**表 19** に示します。

表 19. 各圧縮機の仕様

	ガス流量	定格容量	吸込圧力	吸込温度	吐出圧力	吐出温度
単位	Nm^3/h	kW	MPaG	℃	MPaG	℃
プレ圧縮機	850	150	0.03	12	0.80	15
圧縮機	850	75	0.60	15	2.0	50

材質の選定にとしては、原料ガス中に水分が含まれ、飽和状態で供給されることから、腐食性を考慮して主要部の材質にステンレス鋼(SUS304)を採用しています。

b. 除湿塔

除湿塔は受ガス設備エリアに設置するプレ除湿塔と液化設備エリアに設置する除湿塔があります。除湿塔ユニットは、原料ガス中に含まれる水分を除去することを目的に設置しており、2 塔切替吸着式を採用しています。また、吸着剤の再生には空気加熱再生式を採用し、加熱後の冷却には自前の乾燥炭酸ガスを利用しています。

材質の選定としては、炭酸ガス中に水分が含まれ、飽和状態で供給されることから、腐食性を考慮して主要部の材質にステンレス鋼(SUS304)を採用しています。

c. 冷凍機

冷凍機ユニットは、スクリュー式圧縮機を採用し、冷媒には現時点にて入手可能な HFC 冷媒の R-134a を使用します。

材質の選定としては、本冷凍機ユニット内のフロン中間冷却器より下流側の低温となる部分については低温脆性を考慮し主要部の材質に低温鋼もしくはステンレス鋼(SUS304)を採用しています。

d. 液化器

液化器にかかる最大負荷としては、下記の通りとなります。

炭酸ガス入口/出口温度　：15/-20℃
冷媒温度　：-28℃
交換熱量　：150kW

材質の選定としては、本熱交換器及び下流側の 0℃以下となる設備は、低温脆性を考慮し主要部の材質にステンレス鋼(SUS304)を採用しています。

e. タンク

本貯蔵タンクの仕様を**表 20** に示します。

表 20. 貯蔵タンクの仕様

型式	球形タンク
タンク容量	850t/基
幾何容量	900m^3/基 ※1
基数	2 基（合計 1,700t）
貯蔵温度	-20℃
貯蔵圧力	1.9MPaG
材質	炭素鋼（SPV490）

※1 一般高圧ガス保安規則第六条より、貯槽に液化ガスを充填するときは、当該液化ガスの容量が当該貯槽の常用の温度においてその内容積の九十パーセントを超えないように充填する。
（945t (900m^3) × 90% = 850t）

タンクは必要容量を考慮して 850t×2 基としています（図 21 参照）。

（a） 2.2.1 設計条件のとおり、年間輸送量は約 10,000 トン（年間約 10 船）であることから出荷頻度を 1 か月（30 日）に 1 回とした場合の液化量は、1,200t となります。（プロセス中のロスは未考慮）

40t/日×30 日＝1,200t

（b） また、悪天候や時化等を考慮し、1 週間程度の船舶遅延を考慮した場合、必要な尤度は 280 t となります。

40t/日 × 7 日 ＝280t

以上のことから、貯蔵タンク必要容量は、設計余裕を１０％考慮し、850t×2 基としています。

（1,200t＋280t）×110%（設計余裕量）＝1,628 t
1,628t ≒ 850t×2 基＝1,700t

また、この容量で貯液した場合、-50℃出荷時に必要となる液化 CO_2 量（1 回の出荷量 1,000t と出荷時の放散ロス分約 20%（250t/h×4h×20%＝200t）の合計 1,200t）ついて対応可能となります。-20℃出荷時には、出荷時の放散ロス約 20%が無いため、出荷に必要となる液化 CO_2 量は 1,000t であることから、この場合も対応可能です。

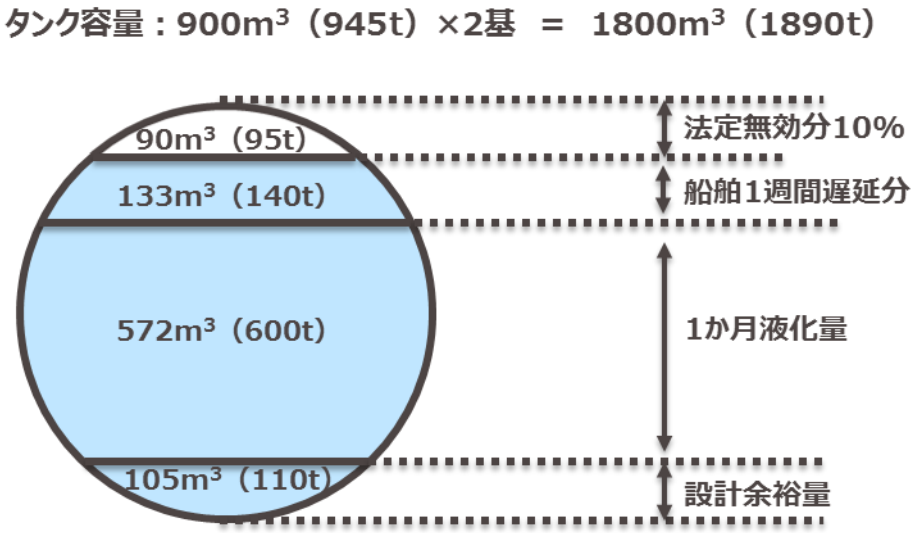


図 21. タンク容量の考え方

本貯蔵タンクの材質は、材料の取扱い（現地施工、ミル加工等）及びコストを考慮し、炭素鋼 SPV490 を採用しており、本材質においてはタンク 1 基当たりの容量は 850t が現状調達可能な国内最大の容量なります。その理由としては、「高圧ガス保安法 特定設備検査規則 技術基準の

解釈」において、板厚（38 mm）を超える溶接部は炉内に入れて熱処理することとなっていますが、大容量のタンクは現地組みのため、全体を炉に入れることはできないので、熱処理が不要な板厚（38 mm）を超えない容器を選定することとなり、結果として最大容量が 850t となります。

f. ローディングアーム

本ローディングアームは、船舶との接続の為に発電所物揚げ岸壁に設置しており、貯槽から液化ガスを供給するアーム（液用）と船舶からのガスの戻り用のアーム（ガス用）の 2 基を設置します。また、それぞれのアームには ERS（緊急離脱装置）*1 を据付しています。ローディングアームの仕様を**表 21** に示します。

表 21. ローディングアームの仕様

供給種類	流量 [m^3/h]	設計温度 [℃]	設計圧力 [MPaG]	アーム口径	ERS
液用	250	-50	2.0	6	有
ガス用	250	-50	2.0	3	有

*1 ERS：緊急離脱装置 Emergency Release System
荷役中に緊急事態（地震、津波、火災等）が発生した際にローディングアーム内の流体のドレン処理を行うことなく短時間でタンカーから切り離す安全装置。

なお、発電所における定期点検や大型工事等にて大型機器搬入に際して物揚げ岸壁を使用することがあるため、岸壁に設置されるローディングアームは必要な場合は分解し、再度組立可能な仕様となっています。（ERS 付の移動式ローディングアームはありません。）
分解と組立には合わせて約 3 週間を要するため、その間は液化 CO_2 ガスの出荷ができないことを操業時の考慮に入れる必要があります。

g. 主要配管

主要配管の仕様および設置場所イメージを**表 22**および図22に示します。表中の番号①～⑦が図中の同じ番号と対応しています。配管の材質については、主要機器と同様にステンレス鋼(SUS304)を選定しています。また、配管口径については、配管流速の標準値を考慮して決定しています。

表 22. 主要配管の仕様

設備エリア	設置場所	配管径（B）	流速（m/s）	材質	設計温度/圧力（℃/MPaG）	状態
受ガス設備	①プレ圧縮機 前	8	15≧	SUS304	-5~100/0.96	ガス
	②プレ圧縮機 後	4	15≧	SUS304	-5~100/0.96	ガス
液化設備	③圧縮機 後	3	15≧	SUS304	-5~100/0.96	ガス
	④液化器 後	1	1.5≧	SUS304	-55~40/2.4	液
	⑤タンク 後	8	1.5≧	SUS304	-55~40/2.4	液
荷役設備	⑥ローディングアーム（液） 取合	8	1.5≧	SUS304	-55~40/2.4	液
	⑦ローディングアーム（ガス） 取合	3	15≧	SUS304	-55~40/2.4	ガス

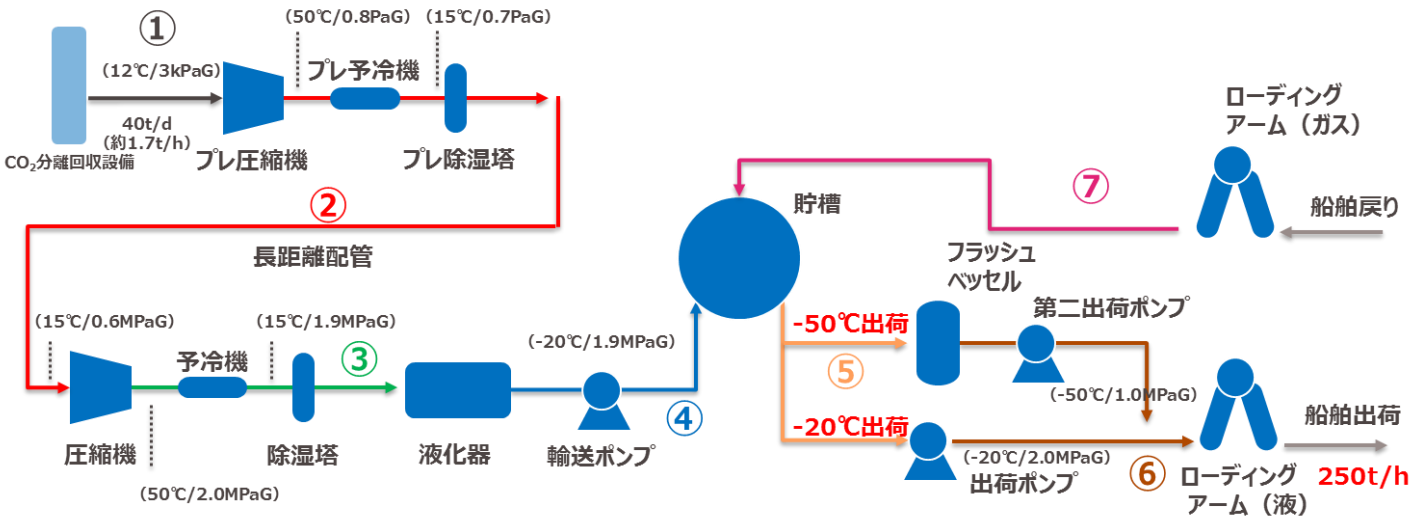


図 22.主要配管の仕様および設置場所イメージ

受ガス設備から液化設備までの長距離輸送配管における圧損については、計算上は配管圧損（相当長 2500m）で約 60kPaG、機器圧損で約 50kPaG で合計約 110kPaG となりますが、運転時のフィルタ目詰まりや設計余裕を見込んで想定として 0.2MPaG としています。

（3）機器配置

a. 全体配置計画図

実証設備の機器配置を図 23 に示します。上盤に受ガス設備エリア、下盤に液化設備、貯蔵設備および荷役設備エリアを配置します。

なお、**（1）設備概要**で述べた通り、CO_2 ガス精製設備としての前処理装置および精留塔については、本概念設計では構成機器に含まれておりません。詳細設計においてはスペース確保の対応案として、設備の簡素化や 2 階建て等のレイアウト検討、必要に応じて追加エリア確保などを検討する必要があります。

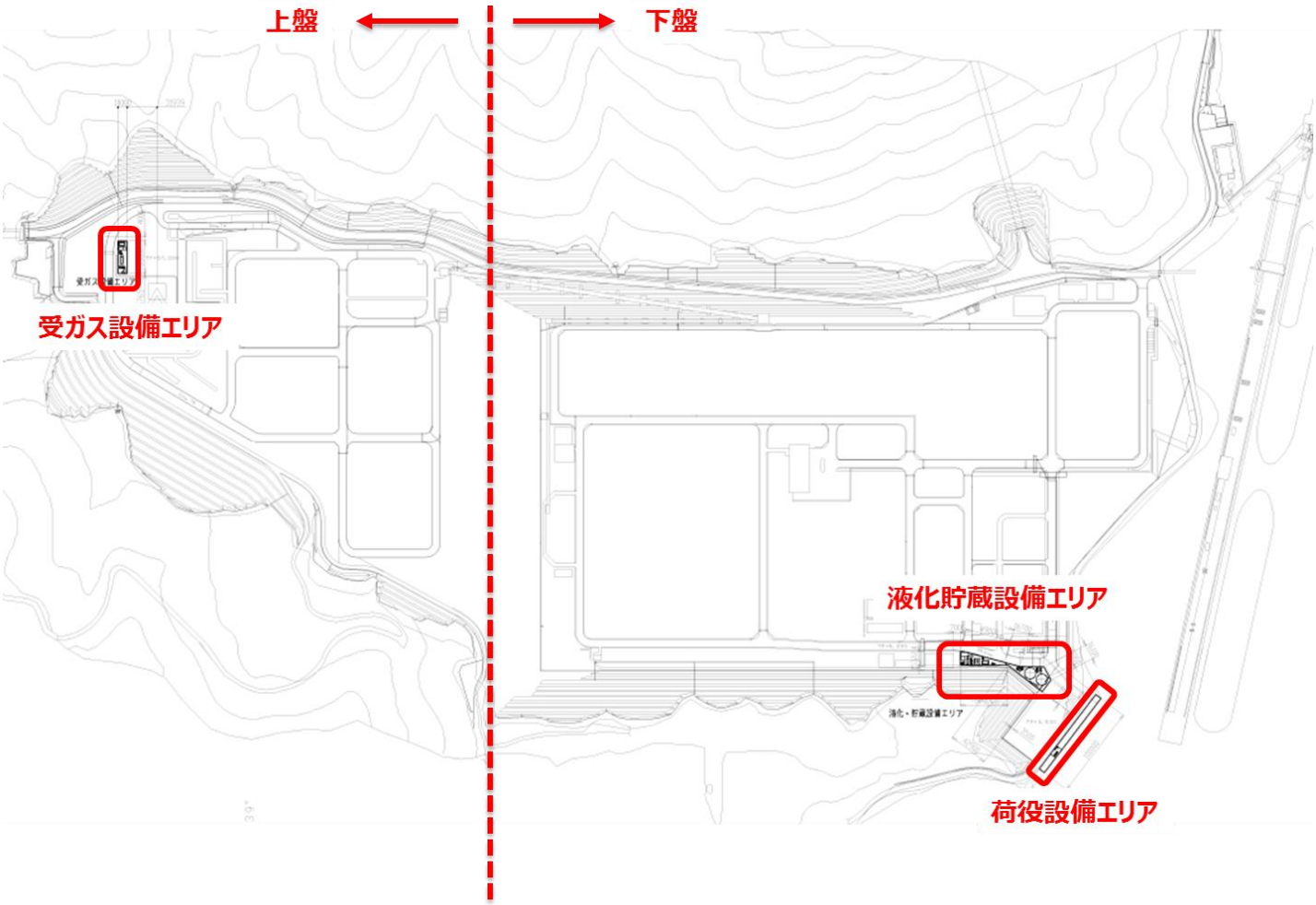


図 23. 実証試験設備全体配置計画図

b. 受ガス設備エリア

上盤の受ガス設備エリアを図 24 に示します。受ガス設備エリアにはプレ昇圧用圧縮機ユニットとプレ除湿塔ユニットを配置します。受ガス設備で約 350m^2 の敷地*が必要となります。

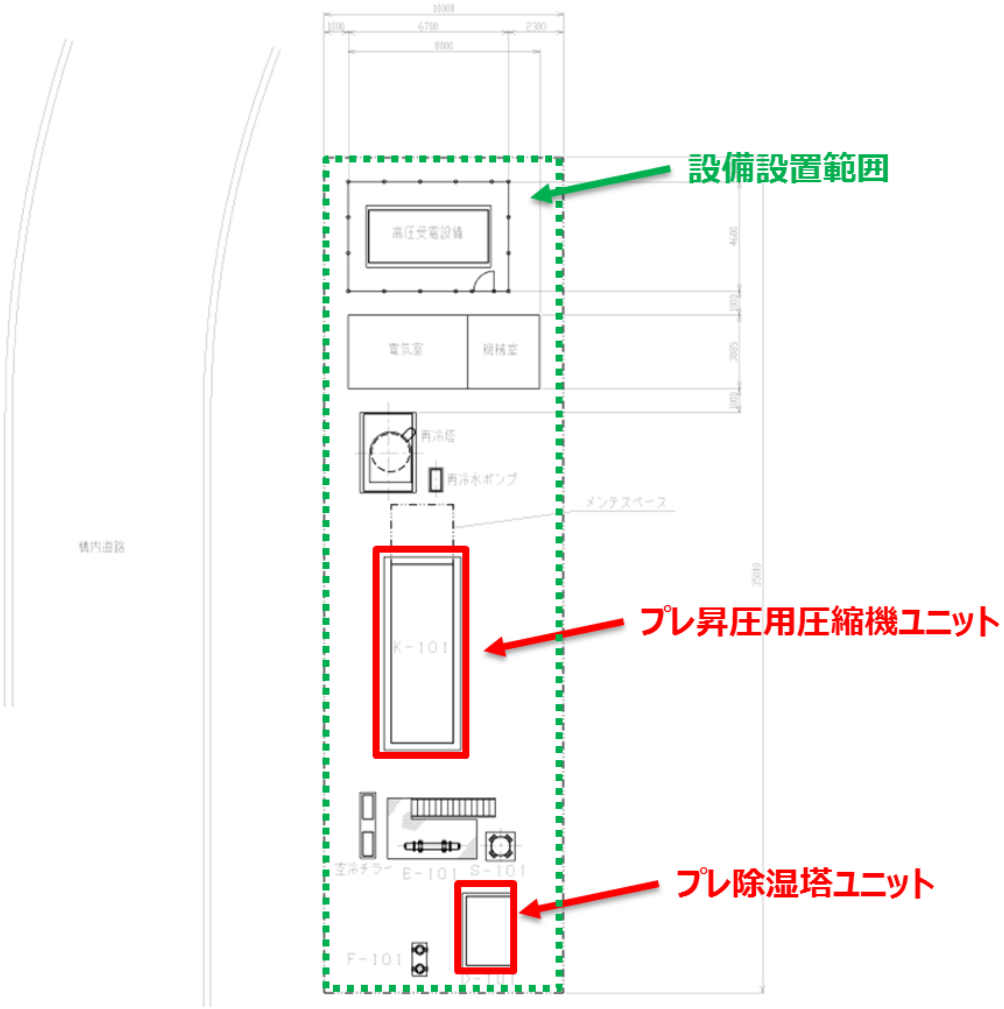


図 24. 受ガス設備エリア配置計画図

*前処理装置の設置エリアは含まれておりません。

c. 液化設備、貯蔵設備エリア

下盤の液化設備エリアおよび貯蔵設備エリアを図 25 に示します。液化設備エリアには圧縮機ユニット、除湿塔ユニット、液化器、冷凍機ユニットを配置します。貯蔵設備エリアには液化炭酸ガス貯槽を 2 基、再液化器、出荷受槽を配置します。液化設備および貯蔵設備で約 1,100m^2 の敷地*が必要となります。

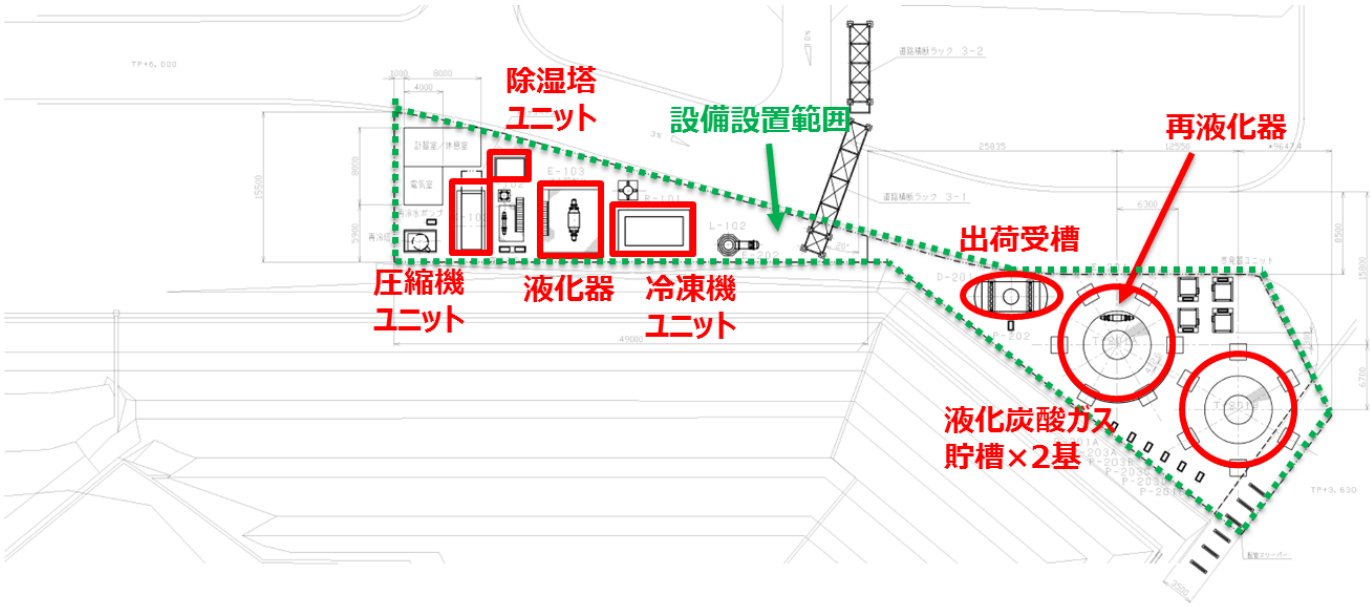


図 25. 液化設備エリア配置計画図

*精留塔の設置エリア（約 115m^2）は含まれておりません。

d．荷役設備エリア

下盤の荷役設備エリアを図 26 に示します。荷役設備エリアにはローディングアーム 2 基（液用、ガス用）を配置します。荷役設備で約 77m^2 の敷地が必要となります。

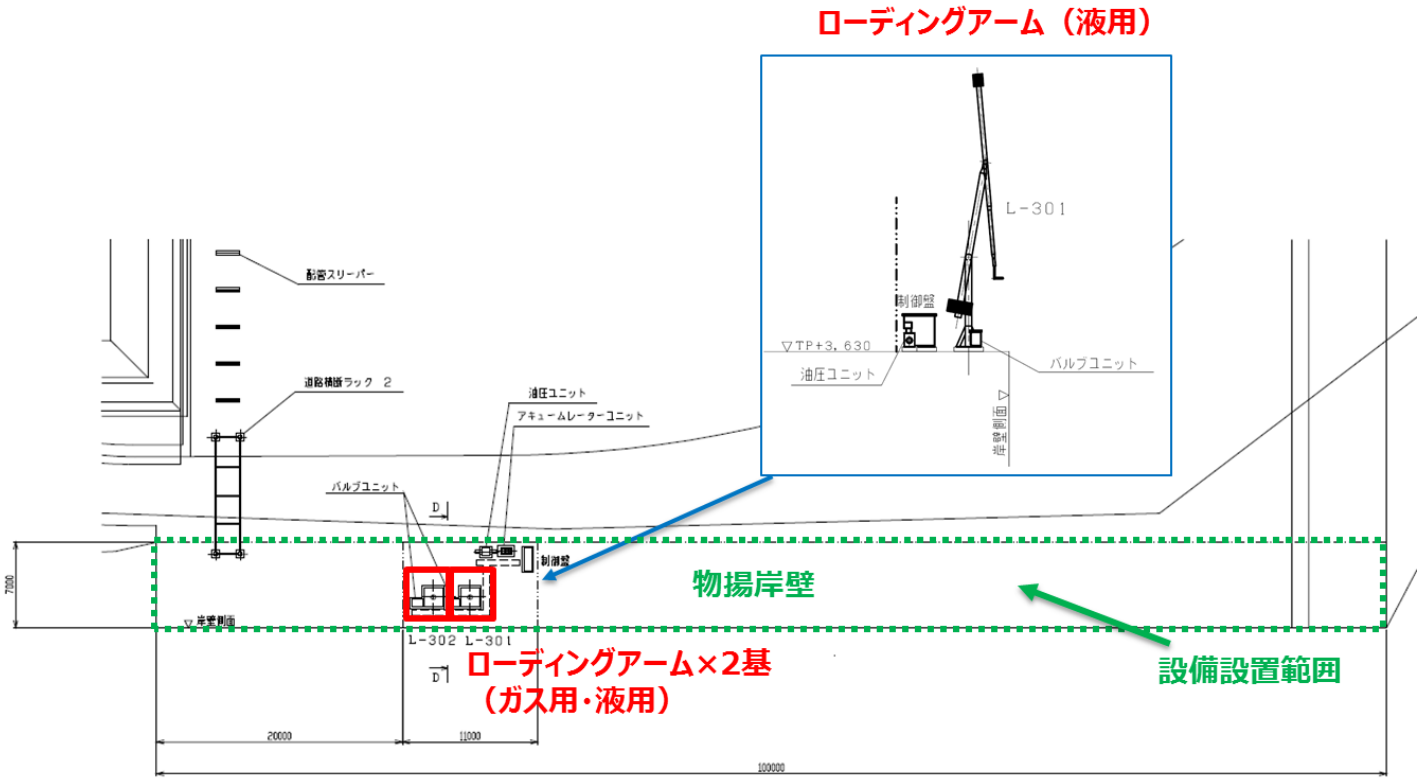


図 26．荷役設備エリア配置計画図

e. 配管ルート計画図

実証設備の配管ルートを図 27 に示します。
受ガス設備から液化設備までの長距離配管の全長は約 1.5km となります。
上盤と下盤に一箇所ずつ道路横断のためのラックを設置します。

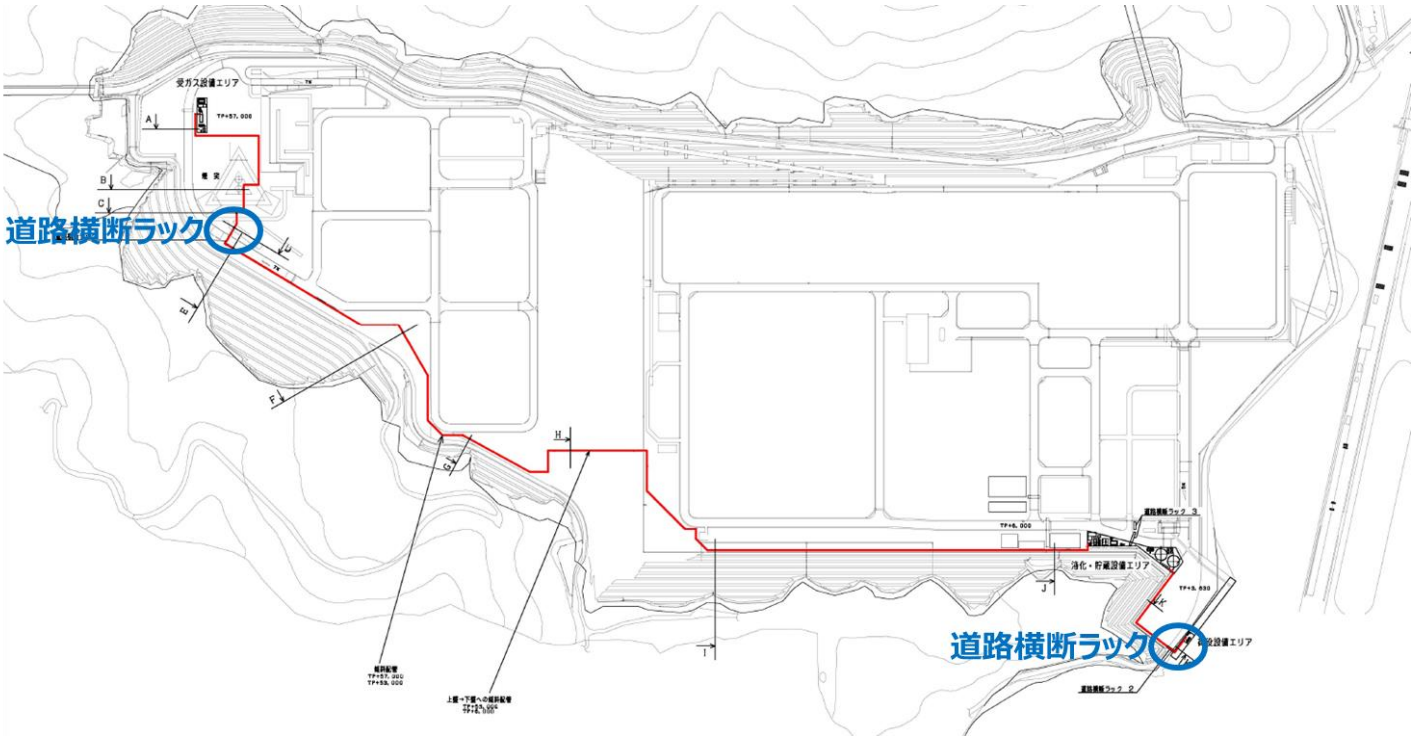


図 27. 実証試験設備　配管ルート計画図

（4）マテリアルバランス

a. プロセスフローおよびマテリアルバランス

プロセスフローおよびマテリアルバランスを図 28（通常運転時）、図 29（-20℃出荷時）、図 30（-50℃出荷時）に示します。

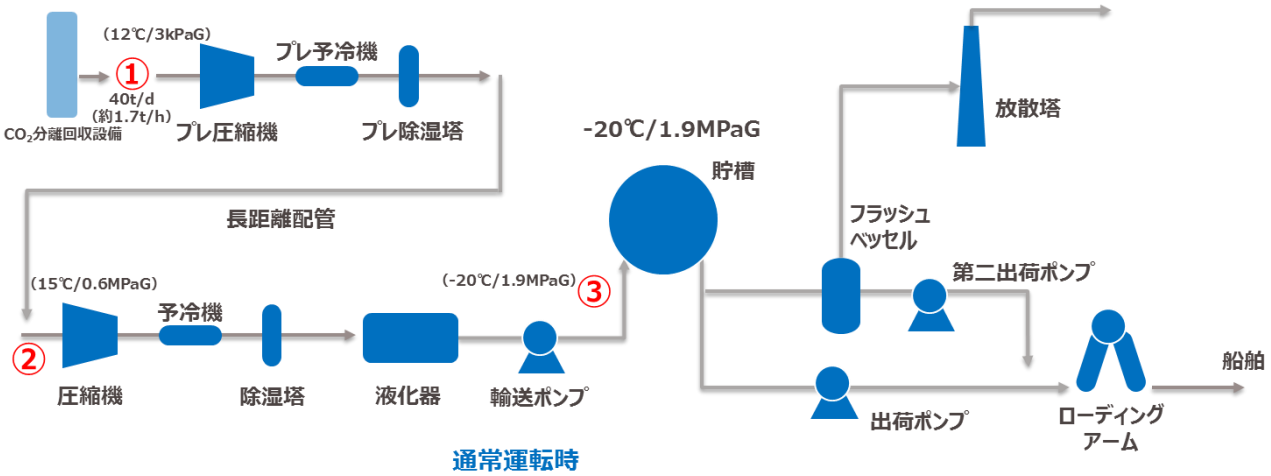
① CO_2 ガス回収設備より（12℃/3kPaG/約 1.7t/h）の CO_2 ガスを受入れます。

② 受ガス設備のプレ圧縮機により圧縮されたガスがプレ予冷機、プレ除湿塔を通った後、長距離配管によって液化設備まで輸送されます。液化設備入口で（15℃/0.6MPaG）となります。

③ 液化設備の圧縮機により圧縮されたガスが予冷機、除湿塔を通った後、（-20℃/1.9MPaG）で液化され貯槽に送られます。

④ -20℃で出荷される場合はタンク出口の出荷ポンプにて 2MPaG まで昇圧されローディングアームに 250t/h の流量で送られます。

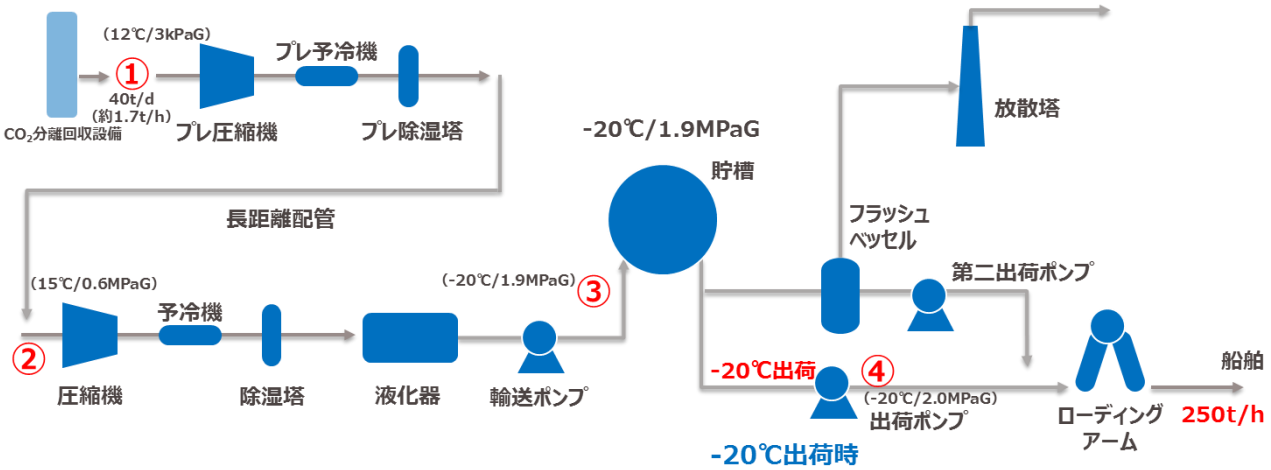
⑤ -50℃で出荷される場合ではフラッシュベッセルにおいて約 20%の液化 CO_2 ガスが減圧フラッシュされ 0.585MPaG となった後、第二出荷ポンプにて 1MPaG まで昇圧されローディングアームに 250t/h の流量で送られます。



通常運転時

		①	②	③	④	⑤	⑥
流体		CO_2ガス	CO_2ガス	液化CO_2	–	–	–
温度	℃	12	15	-20	–	–	–
圧力	MPaG	0.003	0.6	1.9	–	–	–
CO_2	%	98.70	100	100	–	–	–
H_2O	%	1.30	0	0	–	–	–
流量	Nm^3/h	861	850	850	–	–	–
	Kg/h	1,678	1,669	1,669	–	–	–

図 28. 実証試験設備　プロセスフローおよびマテリアルバランス（通常運転時）

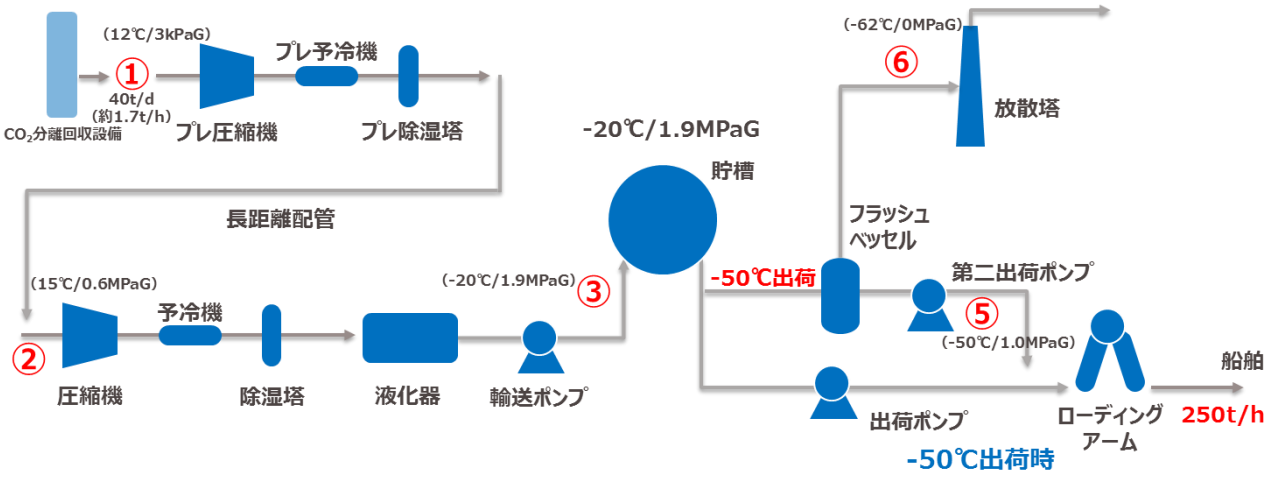


		①	②	③	④	⑤	⑥
流体		CO_2ガス	CO_2ガス	液化CO_2	液化CO_2	–	–
温度	℃	12	15	-20	-20	–	–
圧力	MPaG	0.003	0.6	1.9	1.9	–	–
CO_2	%	98.70	100	100	100	–	–
H_2O	%	1.30	0	0	0	–	–
流量	Nm^3/h	861	850	850	127,324	–	–
	Kg/h	1,678	1,669	1,669	250,000	–	–

図 29. 実証試験設備　プロセスフローおよびマテリアルバランス（-20℃出荷時）※

※出荷中も液化設備が稼働している例を示します。

必ずしも液化設備の稼働は要しません（貯槽内の CO_2 を払出します）。



		①	②	③	④	⑤	⑥
流体		CO_2ガス	CO_2ガス	液化CO_2	–	液化CO_2	CO_2ガス
温度	℃	12	15	-20	–	-50	-62
圧力	MPaG	0.003	0.6	1.9	–	1.0	0
CO_2	%	98.70	100	100	–	100	100
H_2O	%	1.30	0	0	–	0	0
流量	Nm^3/h	861	850	850	–	127,324	27,252
	Kg/h	1,678	1,669	1,669	–	250,000	53,510

図 30. 実証試験設備 プロセスフローおよびマテリアルバランス（-50℃出荷時）※

※出荷中も液化設備が稼働している例を示します。
必ずしも液化設備の稼働は要しません（貯槽内の CO_2 を払出します）。

b. CO_2 系外排出量

プロセスフローおよび CO_2 系外排出量を図 31 に示します。

(a) 除湿塔再生時の CO_2 系外排出量

除湿塔の再生は、系内に空気を取り入れて加熱再生するシステムとしています。この再生工程において、吸着塔の脱圧時と加熱再生後の系内置換時に系内の CO_2 が系外に放出されます。

除湿塔は 2 塔切替方式を採用しており、除湿と再生を並行して運転を行うため、運転中においては連続して系外に CO_2 が放出されることになります。

再生時の CO_2 排出量は原料ガス供給量（約 860Nm^3/h）の約 1.5%となります。ひと月当たりの排出量を概算すると約 18t となり、全体のプロセス（1200t/月）の 1.5%のロスとなります。

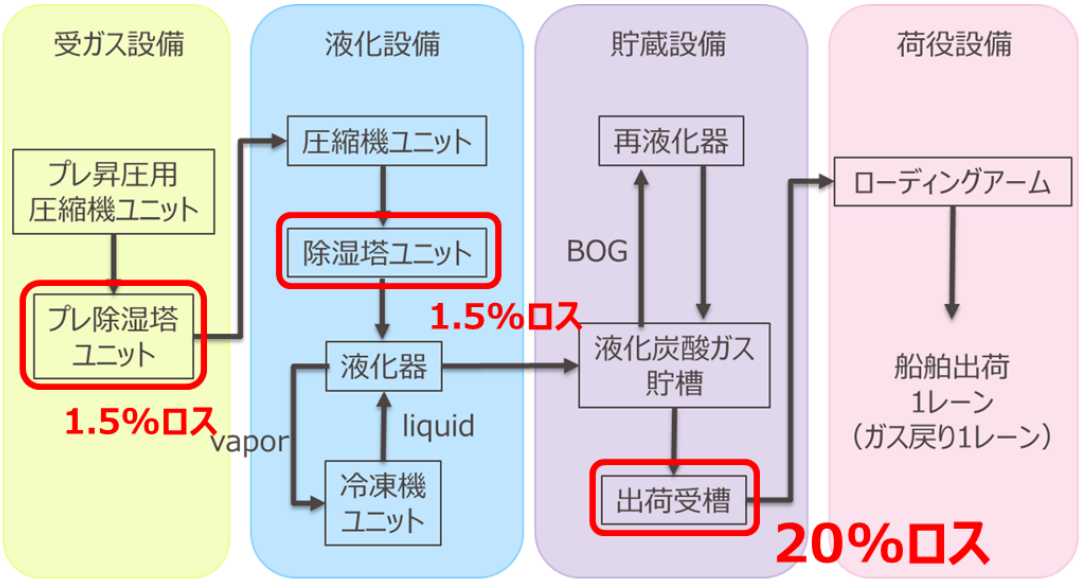
(b) 液化時の CO_2 系外排出量

-20℃における CO_2 ガスの飽和蒸気圧は 1.85MPaG であり、1.9MPaG の液化条件では全凝縮する為、液化時の CO_2 の系外排出はありません。

(c) 出荷時の CO_2 系外排出量

-50℃での出荷の際に、出荷受槽にて減圧し、一部の液化 CO_2 ガスを気化させて蒸発潜熱により冷却します。その際に気化した CO_2 が系外に排出されます。

船積みの際の送液量（約 300t/h）の約 20%（約 60t/h）が気化し、気化した CO_2 が系外に放出されます。排出頻度は出荷時の月 1 回で送液時間は約 4 時間のため、ひと月当たりの排出量を概算すると約 240t となり、全体のプロセス（1200t/月）の 20%のロスとなります。



	受ガス設備	液化設備	貯蔵設備	荷役設備
系外排出要因	除湿塔再生	除湿塔再生	–	－50℃出荷時 減圧フラッシュ
排出頻度	常時	常時	–	1回／月
系外排出量 （t/h）	0.025	0.025	–	60
ひと月当りの 排出量（t）	**18**	**18**	–	**240**
全体の割合（%） （40t/d×30d=1,200t）	**1.5**	**1.5**	–	**20**

図 31. 実証試験設備 プロセスフロー および CO_2 系外排出量

（5）全体工程

a.建設工程表

実証設備の建設工程を表を図 32 に示します。現状の工程では契約（2021 年 10 月）から試運転完了（2024 年 3 月）まで 30 ヶ月となり、実証期間開始（2024 年 1 月）に対して 3 ヶ月遅れとなります。各機器の納期は圧縮機が 21 ヶ月、球形タンクが 22 ヶ月であり、工程に影響しています。

契約時期を 3 ヶ月前倒しし 2021 年 7 月に行うことができれば、予定の 2024 年 1 月から実証期間開始に間に合わせることが可能です。

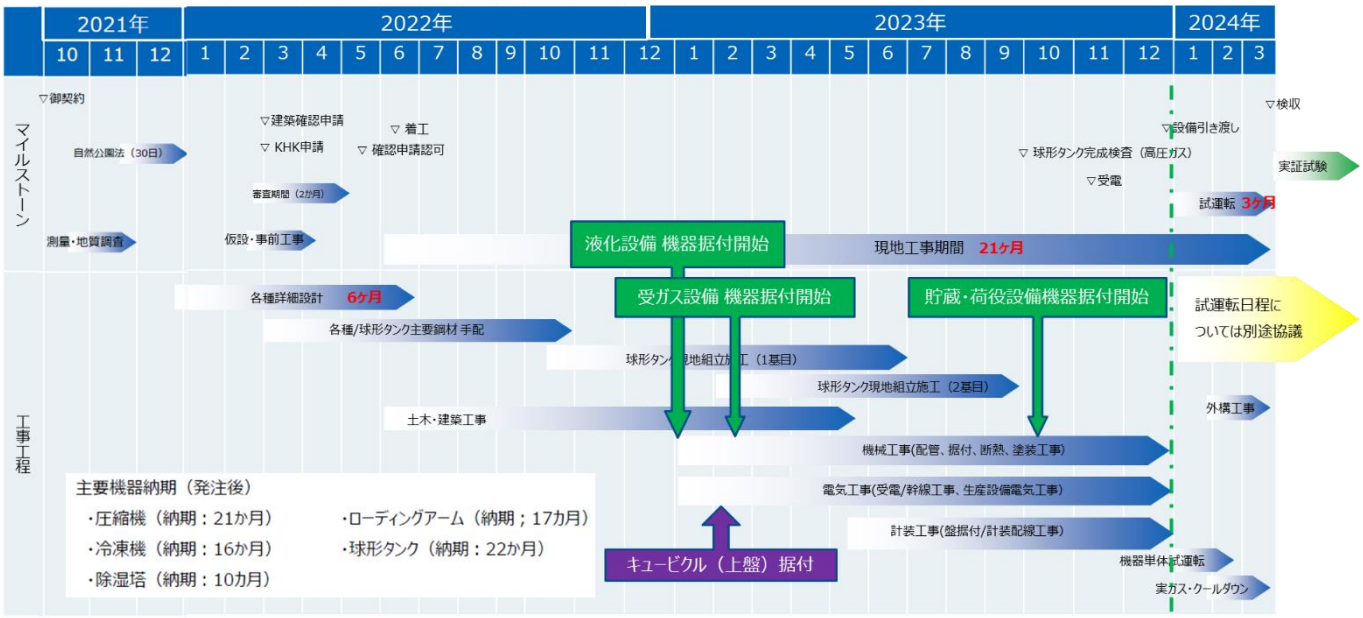


図 32.　実証試験設備　建設工程表

着工までに許認可が必要な主な申請としては、高圧ガス保安法および建築基準法に基づく申請があります。

このうち、建築基準法に基づく建築確認申請については、1 敷地 1 申請が原則となるため、同時期に同一敷地において他工事で確認申請を行っている場合、先行する工事の建物の完了検査まで次の申請ができず、工事が着工できない可能性があります。

ただし、1 敷地 1 申請の原則については申請先である指定確認検査機関によって判断が分かれるため、申請前に相談し確認する必要があります。

なお、工事に伴う土地形質変更面積（掘削、整地等に伴う発生土仮置場面積も含む）が3,000m^{2}を超過する場合には、土壌汚染対策法４条に基づく形質変更届出が必要となりますが、概念設計において土地形質変更面積は3,000m^{2}を超過しない見込みのため、形質変更届出とそれに伴う土壌汚染調査等の対応はスケジュールに含まれておりません。

b.解体工程表

実証設備の解体工程を図 33 に示します。撤去工事開始～解体まで 6 ヶ月となります。なお、官庁申請などの許認可対応や仮設養生等の準備期間は含めないものとし、事前に配管や機器等の設備内の液抜き・洗浄は完了しているものとします。また、全ての機器は撤去することとし、移設等の設備の再利用はないものとしております。

図 33. 実証試験設備　解体工程表

c.実証試験操業工程表

実証設備の実証試験操業工程の内、試運転期間の詳細を図 34 に示します。試運転に 3 ヶ月要すると想定しています。

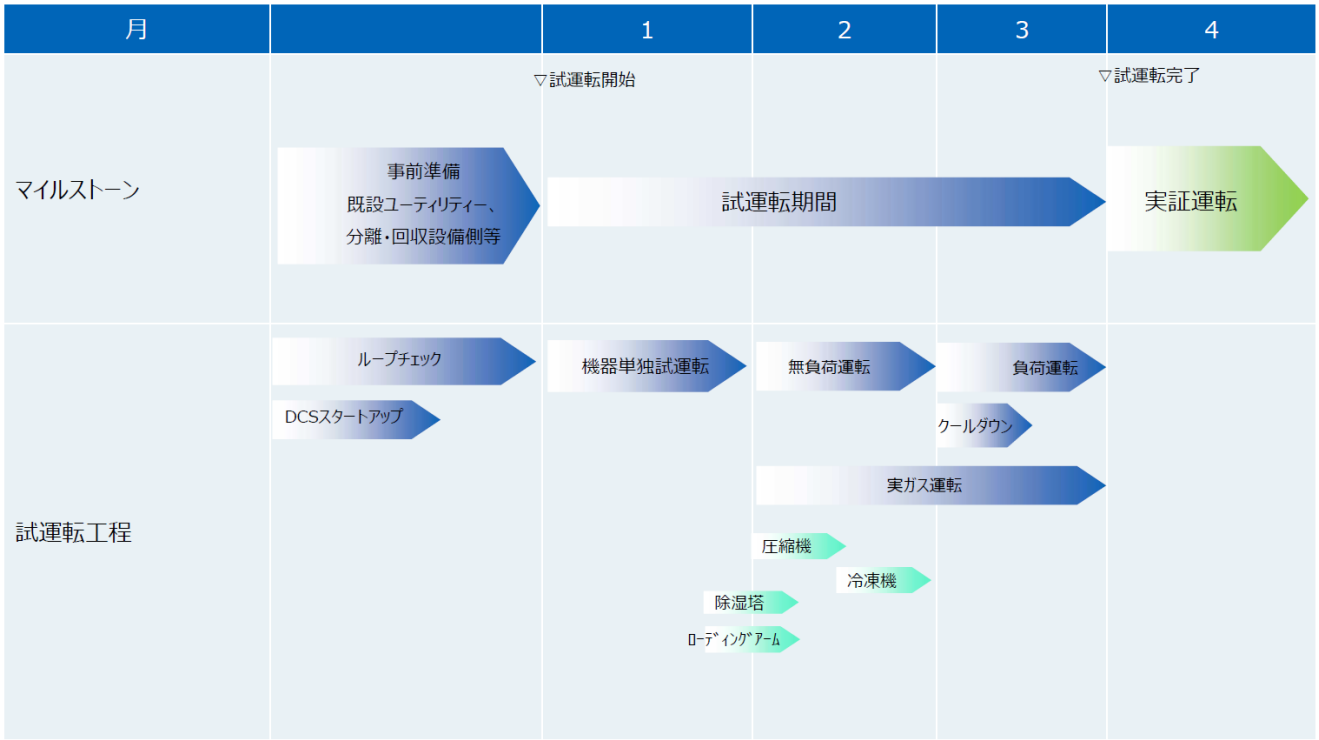


図 34. 実証試験操業工程表

（６）実証試験操業体制

a.体制概要

操業期間中、実証設備は 24 時間稼働することとし、当直員および日勤スタッフにて設備運転保安業務および保守管理業務を実施することとします。図 35 に設備運転保安業務および保守管理業務を発注者から設備管理会社が請負った場合の体制組織図を示します。

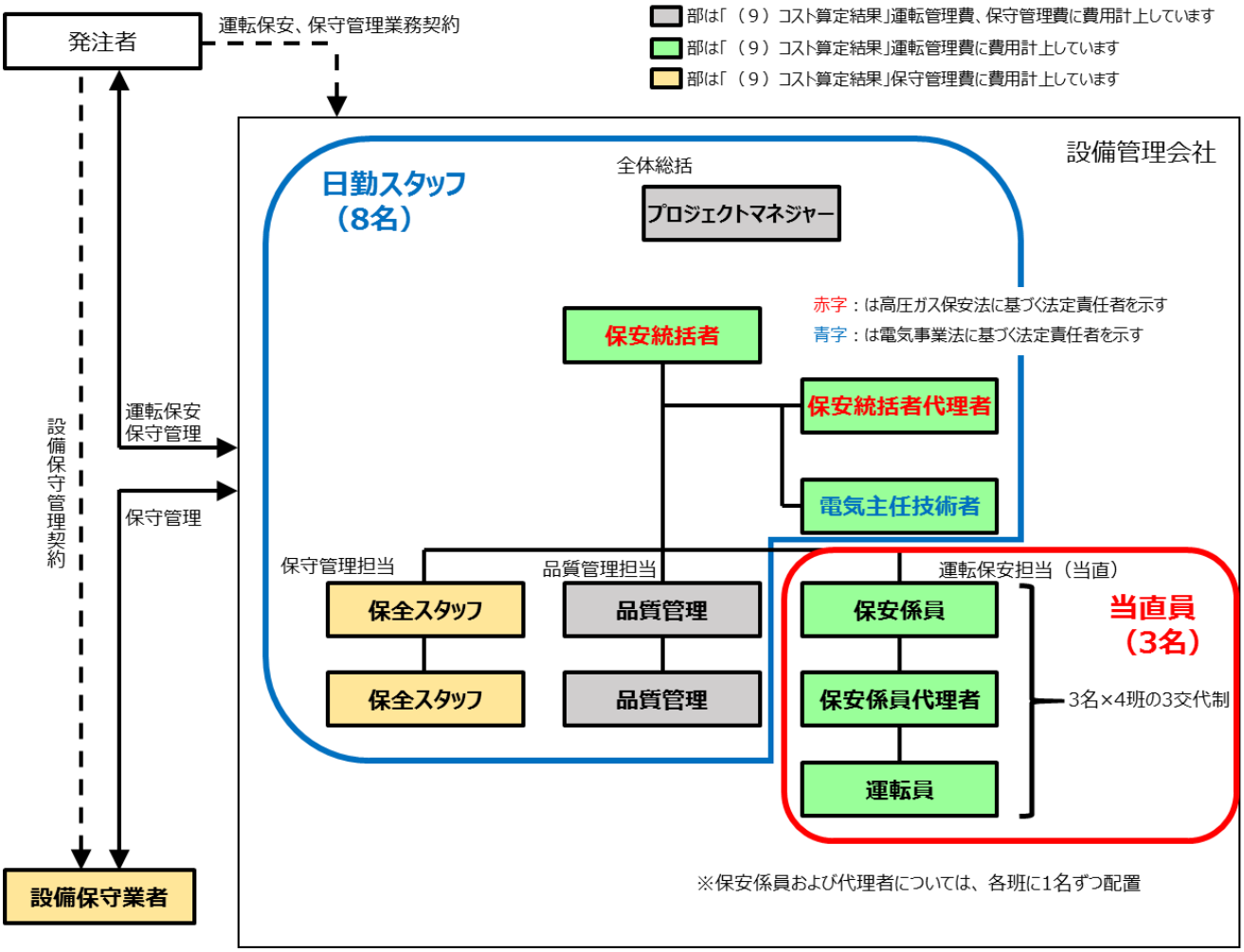


図 35. 実証試験体制組織図

b.運転保安体制（当直）

実証試験中の設備運転保安業務を行う運転員は各班３名の４直３交代制の当直体制とします。また運転員から以下に示す有資格者を選任する必要があります。

高圧ガス製造保安係員　　（必要資格：高圧ガス製造保安責任者　丙種化学以上）１名
高圧ガス製造保安係員代理（必要資格：高圧ガス製造保安責任者　丙種化学以上）１名

c.保守管理体制（日勤）

実証試験中の設備保守管理業務を行う日勤スタッフは全体総括１名、有資格者３名、保全スタッフ２名、品質管理担当２名の全８名の体制とします。また日勤スタッフから以下に示す有資格者を選任する必要があります。

高圧ガス製造保安統括者　　（必要資格：高圧ガス製造保安責任者　乙種以上）１名
安全衛生推進者　　（同上兼務）
高圧ガス製造保安統括者代理（必要資格：高圧ガス製造保安責任者　乙種以上）１名
電気主任技術者　　（必要資格：第三種電気主任技術者　以上）　　１名

（7）修繕計画

修繕計画の策定に当たっては、法定検査やメーカ推奨の定期整備項目等を考慮する必要があります。法令に基づく検査としては、

① 高圧ガス保安法第三十五条に基づく保安検査、定期自主検査
② 労働安全衛生法に係るボイラー及び圧力容器安全規則第八十八条に基づく定期自主検査

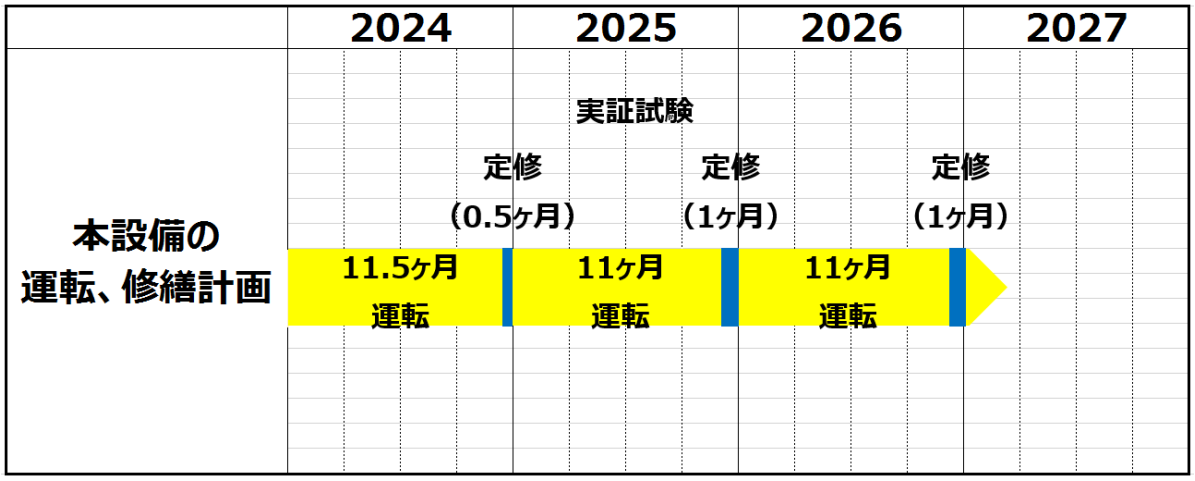
があります。①については高圧ガス保安法適用の高圧ガス設備、②については労働安全衛生法適用の第二種圧力容器が法定検査の対象となります。法定検査およびメーカ推奨の定期整備が必要な主要機器について**表 23** に示します。

表 23．主要機器の法定検査およびメーカ推奨の定期整備

機器名	高圧ガス保安法適用の高圧ガス設備	労働安全衛生法適用の第二種圧力容器	メーカ推奨定期整備
プレ圧縮機	―	―	○
プレ除湿塔	―	○	○
圧縮機	○	―	○
除湿塔	○	―	○
冷凍機	○	―	○
液化器	○	―	○
タンク	○	―	○
ローディングアーム（液）	○	―	○
ローディングアーム（ガス）	○	―	○

各法令に基づき、運転開始から毎年 1 年間に 1 回対象設備の保安検査、定期自主検査およびメーカ推奨の定期整備を行う必要があります。また、2 年目はローディングアームおよびタンクの開放点検、3 年目は冷凍機および除湿塔の開放点検が必要となることから、1 年目の定期修繕よりも期間が長くなります。以上のことから、本設備の実証試験操業期間を 3 年 2 ヶ月（2024 年 4 月～2027 年 6 月）とした場合、**表 24** のとおり設備の定期修繕は 1 年ごとに必要となり、修繕期間は合計 2.5 ヶ月かかる想定となります。

表 24. 実証試験設備 定期修繕計画



（８）ユーティリティー関係

a. ユーティリティー使用量

本設備のユーティリティー使用量については、**表 25** のとおりです。

表 25. 実証試験設備 ユーティリティー使用量

種類	単位	上盤	下盤	合計	備考
消費電力	kW	150	380	530	常用負荷
冷却水	t/h	18	100	118	循環のため基本的に補給無
工業用水	t/h	1.1	2.1	3.2	冷却水用補給水（非定常）
低圧蒸気	t/h	2	4	6	タンク圧力保持の蒸発器熱源放散塔の白煙対策（非定常）
排水（冷却水）	t/h	0.2	0.4	0.6	冷却水薬品濃縮時のブロー
排水（ドレン）	t/h	0.01	0	0.01	圧縮機・熱交換器より排出

（9） コスト算定結果

a. 概算コスト

国内石炭火力発電所に本設備を建設した場合の建設工事費の内訳は**表 26** の通りです。

表 26. 実証試験設備 建設工事費内訳（百万円）

			金額 （百万円）	備考
1	機器購入費			
		小計	1,531	
2	工事費			
		小計	1,358	
3	諸経費	1 式	611	
		合計	3,500	

また、実証期間を(ケース B)2024 年 1 月～2027 年 2 月末（3 年 2 ヶ月間）とした場合に必要な運転費を**表 27** に示します。

表 27. 実証試験設備 運転費用

	2023	2024	2025	2026	2027	（百万円） 合計
想定工程	試運転	定修（0.5ヶ月） 実証試験	定修（1ヶ月） 実証試験	定修（1ヶ月） 実証試験		
運転管理費	10.5	165.1	165.5	165.5	27.7	**534.4**
保守管理費	0.2	114.6	192.3	118.5	1.8	**427.5**
ユーティリティ費	21.4	85.5	85.5	85.5	14.2	**292.1**
合計	**32.2**	**365.2**	**443.4**	**369.6**	**43.7**	**1254.0**

本設備を解体した場合の解体撤去費の内訳は**表 28** の通りです。

表 28. 実証試験設備 解体撤去費内訳（百万円）

		金額 （百万円）	備考
解体撤去費	1 式	292	
諸経費	1 式	51	工事経費、仮設費、保険費等
管理費	1 式	57	設計費、工事管理費、一般管理費等
	合計	400	

b. 各費用項目

（a） 建設工事費

建設工事費については、機器購入費、機械工事費、土建工事費、電気工事費、計装工事費、諸経費、管理費、にかかる費用を見積しています。

（b） 運転管理費

運転管理費については、「（６）実証試験操業体制」にて調査した体制をもとに費用を見積しています。

（c） 保守管理費

保守管理費については、「（６）実証試験操業体制」にて調査した体制をもとに設備保守業者が設備保守を実施する際の保守管理者の費用を見積しています。また、定期修繕費用として、「（７）修繕計画」にて調査した修繕計画をもとに設備保守業者による設備修繕費用を見積しています。ただし、緊急時の修繕費用については、見積範囲外としています。

（d） ユーティリティー費

ユーティリティー費については、「（８）ユーティリティー関係」をもとに費用を見積しています。

（e） 解体撤去費

解体撤去費については、解体撤去費、諸経費、管理費、にかかる費用を見積しています。

２．２．３　時の放散ロス低減オプション検討

(1)検討前提

貯蔵条件（温度/圧力）：-20℃/1.9MPaG
出荷条件（温度/圧力）：-50℃/1.0MPaG～-20℃/2.0MPaG

-50℃/1 MPa での出荷時では、減圧フラッシュにより、温度・圧力を下げて出荷しますが、その際のフラッシュガスについては（（１）設備概要　d.荷役設備で述べた通り）大気放散します。フラッシュガス大気放散ロスの低減についてベース設計に対する 3 つのオプションを検討しました。

また、それぞれのオプションにおいて主要機器である、圧縮機と冷凍機の動力（kW）を概算しました。圧縮機については CO_2 の p-H 線図から圧縮に必要な圧縮動力を見積り、圧縮機の効率を 40%として動力を概算しました。冷凍機については CO_2 の p-H 線図から冷却に必要な冷凍能力を見積り、冷凍機の成績係数（COP）を冷却温度に応じて仮定し、設計裕度 25%を考慮して動力を概算しました。

(2) オプション案

[ベース設計]

現状の設計となるベース案のフローを図 36 に示します。出荷条件としては積込み量 1000t の船舶へ約 250t/h で 4 時間で出荷することを想定しています。-50℃出荷の際は貯蔵タンクから出荷される-20℃の液化炭酸ガスをフラッシュベッセルにおいて気化熱により冷却し -50℃とします。減圧フラッシュにより出荷送液量（約 300t/h；約 7200t/d 相当）の約 20%（約 60t/h；約 1440t/d 相当）が気化し、放散塔より大気へ放散します。これにより、4 時間の出荷において、約 240 t の CO_2 がロスすることとなります。

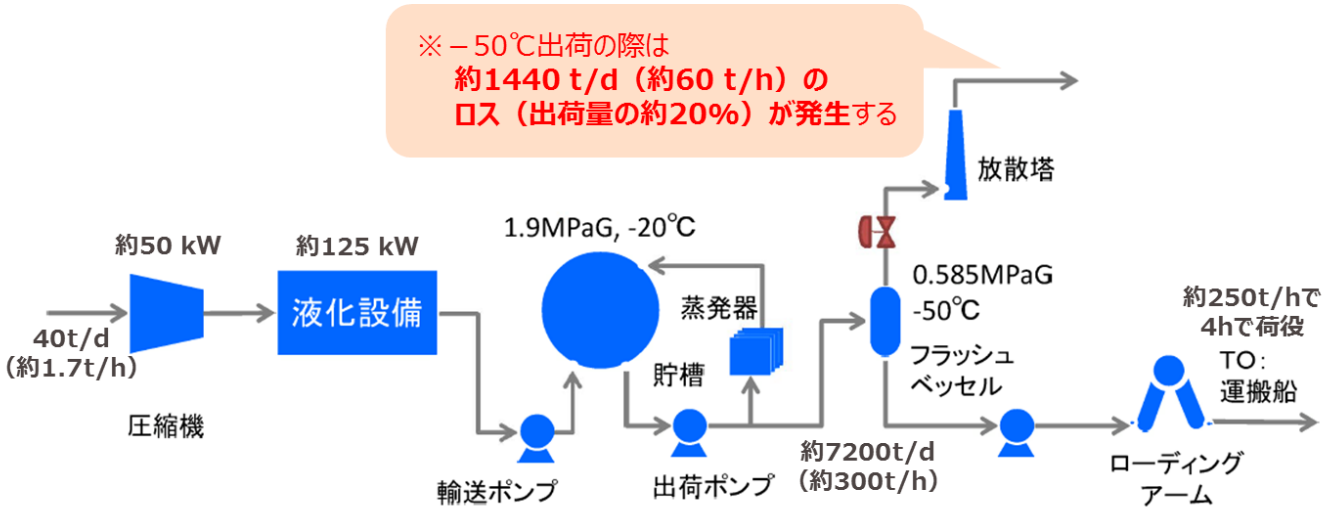


図 36. ベース設計フロー

① 冷却器追設によるロス低減オプション（図 37）

フラッシュベッセルの上流に新たに冷却器を追設し、あらかじめ温度を下げておくことでをフラッシュ量を低減させる方法となります。-50℃まで冷却すれば理論上大気放散量はゼロとなりますが、冷却の温度域がドライアイスが生成する温度近傍であり、また現状では冷媒入手が困難となるため-43℃での冷却を想定しました※。この場合、フラッシュガス量が約 4%（約 10t/h；約 250t/d 相当）程度に低減でき、4 時間の出荷においてのロス量はベース設計と比較して約 200t 少ない、約 40t まで減少します。

この-43℃まで冷却するための設備として、ベース設備の約 30 倍程度の動力（約 4060kW）の冷凍機（以下、追設冷凍機）と冷却器が必要となります。また、追加設備設置に必要な面積は約 700m^2（25m×30m）となります。

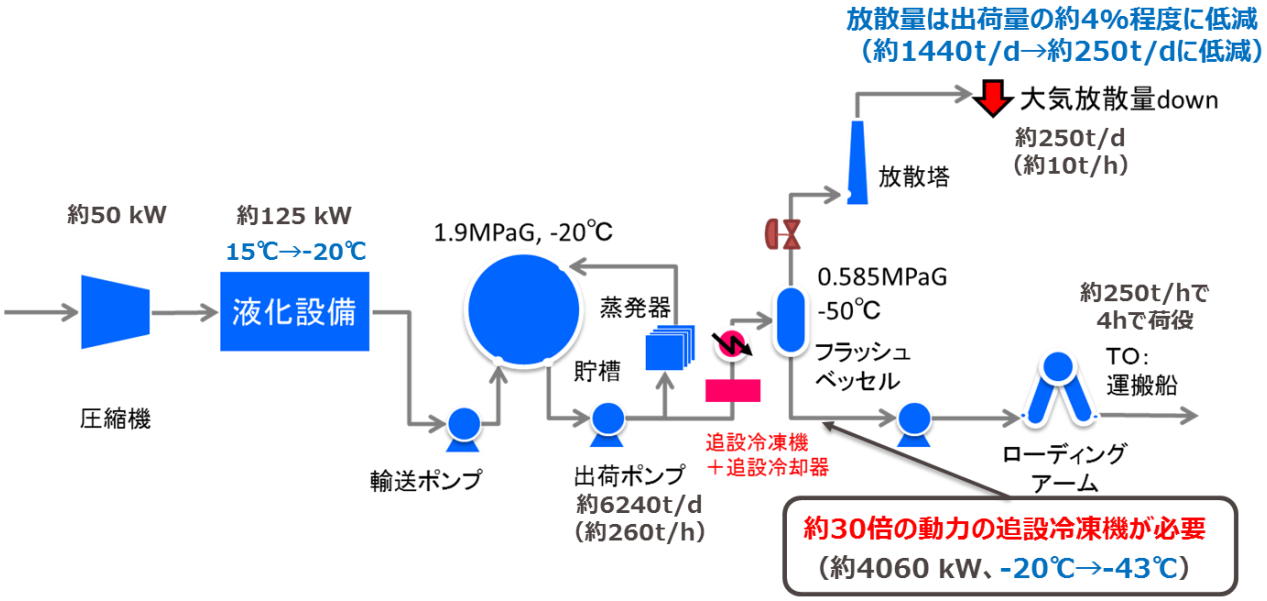


図 37. 冷却器追設によるロス低減オプションフロー

※冷却を-50℃ではなく-43℃とする理由

・冷媒選定

代替フロンの中にも-50℃以下のものは存在しますが、現時点では冷媒の入手が困難です。また、二酸化炭素の三重点が 0.5MPaA（0.4MPaG）、-56.6℃ですので、冷媒温度を三重点以下の温度とすると、冷却器内で二酸化炭素がドライアイスとなる可能性が高く、冷却器が閉塞し機能を発揮しない恐れがあります。

② 冷却器追設によるロス低減＋放散ガス圧縮機回収オプション（図 38）

①の冷却器追設によるロス低減対策に加えて、放散するガス（4%：約 10t/h；約 250t/d 相当）を回収し、液化設備の手前の圧縮機で再圧縮することでフラッシュガス再液化を行います。これにより-50℃出荷時の炭酸ガスの大気放散ロスは無くなります。再回収にはベース設備の能力増が必要となり、約 10t/h（約 250t/d 相当）のフラッシュガス回収のために必要な圧縮機の動力は約 430kW（ベース設備：約 50kW）、冷凍機の能力は約 890kW（ベース設備：約 125kW）となり、ベース設備の約 7～9 倍の能力が必要となります。

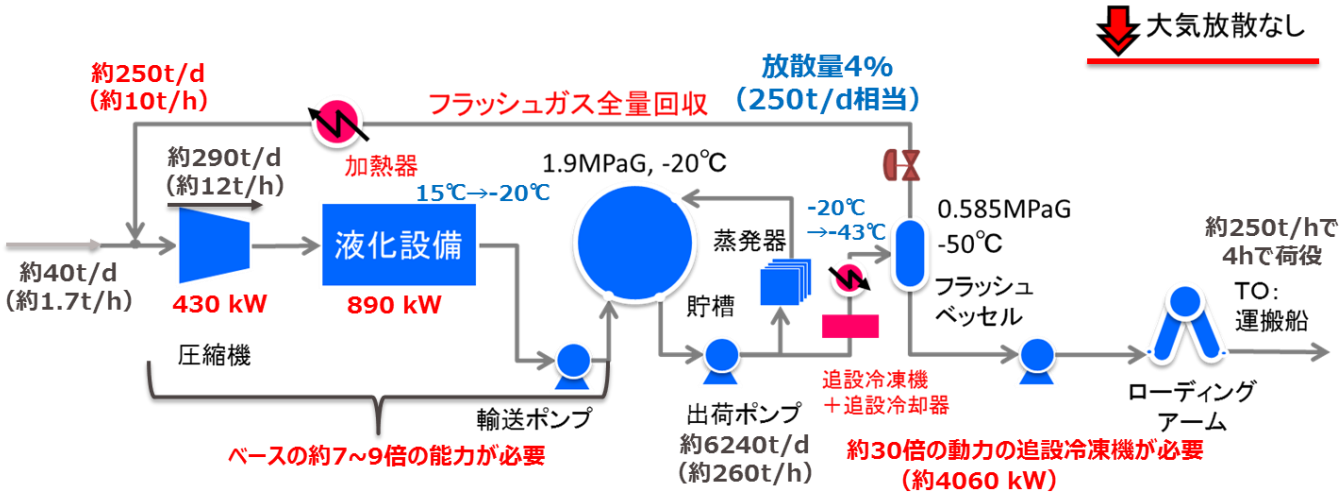


図 38. 冷却器追設によるロス低減＋放散ガス圧縮機回収オプションフロー

③ 冷却器追設によるロス低減＋放散ガスタンク回収オプション（図 39）

①の冷却器追設によるロス低減対策に加えて、放散するガス（4%：約 10t/h；約 250t/d 相当）を回収、再圧縮し、貯槽に戻しタンク内圧の保持のためのガスとして使用します。これにより、放散ロスが無くなるとともに蒸発器の負荷（約 16t/h：タンク内圧保持のための液化ガス消費量）が 60%程度低減されます。再回収には追加設備として圧縮機と加熱器が必要となり、約 10t/h（約 250t/d 相当）のフラッシュガス回収のために必要な圧縮機の動力は約 430kW（ベース設備：約 50kW）となり、ベース設備の約 9 倍の能力が必要となります。

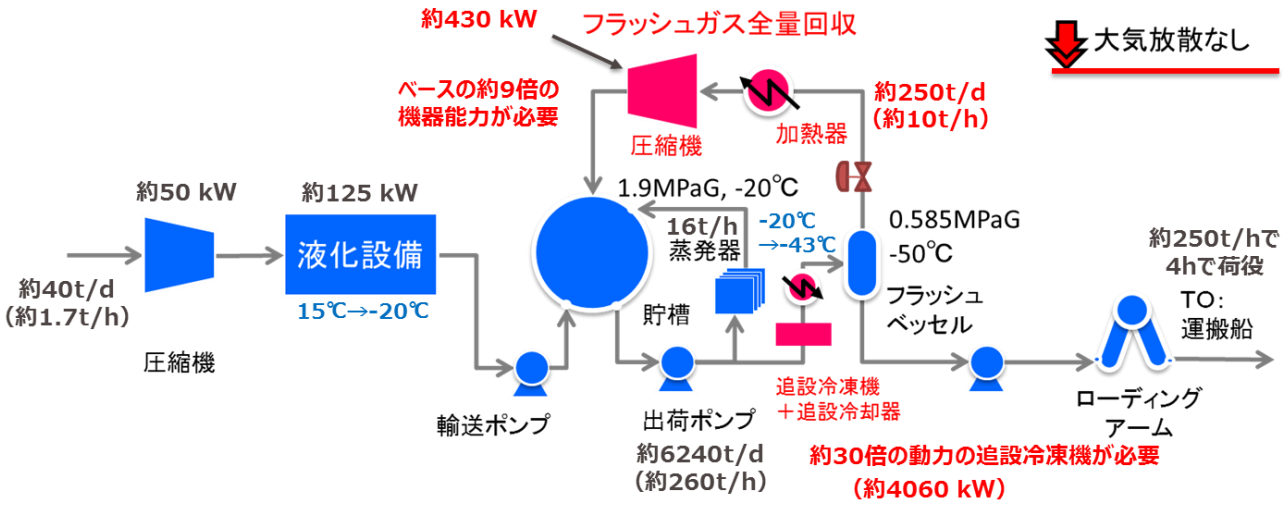


図 39．冷却器追設によるロス低減＋放散ガスタンク回収オプションフロー

(3)結論・まとめ

ベース設計に対する３つのオプションについて比較検討を行いました。結果を**表 29** にまとめます。②、③のオプションについては出荷 1 回当たりのロス量が無くなるものの、追設の冷凍機に加えて、ベース機器の能力アップや追加機器の設置が必要となり設置コストおよび面積が大きくなります。また、コストおよび面積が比較的小さい①のオプションでも非常に大きなスペース（約 700m^2）が必要となるため、実証試験設備においては現状のベース設計が現実的と考えます。

表 29. 実証試験設備　出荷時の放散ロス低減オプション検討まとめ

オプション	出荷 1 回当たりのロス量	概算動力（kW）※		設備コスト設置面積
ベース	約 240t（60t/h×4h）	ベース圧縮機	約 50	—
		ベース冷凍機	約 125	
①冷却器設置によるロス低減	約 40t（10t/h×4h）	追設冷凍機	約 4060	小
②冷却器設置によるロス低減＋放散ガス圧縮機回収	なし	追設冷凍機	約 4060	大
		ベース圧縮機（能力増）	約 430	
		ベース冷凍機（能力増）	約 890	
③冷却器設置によるロス低減＋放散ガスタンク回収	なし	追設冷凍機	約 4060	中
		圧縮機	約 430	

※動力を必要とする機器のみ示しており、冷却器や加熱器などは省略しています。

※圧縮機の効率を 40%として動力を概算しています。冷凍機の COP については 15℃から-20℃に冷却するベース冷凍機については 1.5、-20℃から-43℃に冷却する追設冷凍機については 1、と仮定しています。また冷凍機については設計裕度 25%を考慮して動力を概算しています。

２．２．４　詳細設計時の考慮事項（再掲）

（1）CO_2 ガス精製設備

CO_2 ガス精製設備としての前処理設備および精留塔については、本概念設計における機器構成には含まれておらず、詳細設計時にはスペース確保を考慮する必要があります。

詳細設計におけるスペース確保の対応案として、設備の簡素化や 2 階建て等のレイアウト検討、追加エリア確保などを検討する必要があります。

（2）建築確認申請

建築基準法に基づく建築確認申請については、1 敷地 1 申請が原則となるため、同時期に同一敷地において他工事で確認申請を行っている場合、先行する工事の建物の完了検査まで次の申請ができず、工事が着工できない可能性があります。

ただし、1 敷地 1 申請の原則については申請先である指定確認検査機関によって判断が分かれるため、申請前に相談し確認する必要があります。

（3）ローディングアームの分解

発電所における定期点検や大型工事等にて大型機器搬入に際して物揚げ岸壁を使用することがあるため、岸壁に設置されるローディングアームは必要な場合は分解し、再度組立可能な仕様となっています。

分解と組立には合わせて約 3 週間を要するため、その間は液化 CO_2 ガスの出荷ができないことを操業時の考慮に入れる必要があります。

受入基地の部

目次

１　大量輸送に向けた受入基地構成機器の技術情報収集・試設計.... 308

１．１　業務概要.....308
１．１．１　適用.....308
１．１．２　業務内容.....308
１．２　調査・検討条件.....309
１．２．１　大量輸送に向けた受入基地の処理規模.....309
１．２．２　CO_2利用条件.....309
１．３　調査・検討の成果.....310
１．３．１　LCO_2貯蔵タンク.....310
１．３．２　CO_2利用先への払出形態.....323
１．３．３　CO_2利用先への配管輸送.....336
１．３．４　まとめ.....355

２　苫小牧実証試験を想定した受入基地の概念設計 357

２．１　業務概要.....357
２．１．１　適用.....357
２．２　調査・検討条件.....357
２．２．１　設備機能.....357
２．２．２　受入基地の基本条件.....358
２．３　実証試験設備の基本仕様.....359
２．３．１　CO_2貯蔵タンク.....359
２．３．２　設備系統.....361
２．３．３　主要機器仕様検討.....362
２．３．４　CO_2輸送配管設備.....367
２．３．５　電気・計装設備.....368
２．３．６　土木・建築設備.....370
２．３．７　実証試験設備建設.....382

１　大量輸送に向けた受入基地構成機器の技術情報収集・試設計

１．１　業務概要

１．１．１　適用

本業務は、日本ＣＣＳ調査株式会社殿が実施する「ＣＣＳ研究開発・実証関連事業／苫小牧におけるＣＣＳ大規模実証試験」将来計画の検討・準備等のうち、「CO2 船舶輸送受入基地の概念設計」の一部を構成する「大量輸送に向けた受入基地構成機器の技術情報取集・試設計」を実施したものである。

１．１．２　業務内容

本業務では以下に示す（１）～（３）の技術開発項目に関して、ＮＥＤＯ先行調査報告書を参照の上、日本ＣＣＳ調査株式会社殿と協議の上抽出した実用化を検討すべき複数ケースに対して検討を実施した。

（１）LCO2 貯蔵タンク
１）大型化・低温化に向けた球形タンクへの高強度鋼採用・溶接施工法、耐震支持構造
２）荷役時以外の冷却保持コスト削減に向けた再液化・冷却保持システム
３）その他、大量輸送（100 万トン／年）に向けた LCO2 貯蔵タンクの必要付帯設備

（２）CO2 利用先への払出形態
１）CO2 利用先条件による払出形態の比較
２）払出設備１（臨界圧以上に昇圧する高圧ポンプ）
３）払出設備２（常温に加温するシステム）
４）その他、大量輸送（100 万トン／年）に向けた CO2 払出に必要付帯設備

（３）CO2 利用先への配管輸送
１）CO2 配管（パイプライン）の材料、敷設方法（埋設、架空）、保温要否
２）臨界圧を超える CO2 配管の輸送停止時の保持方法、異常時の管内パージ方法
３）その他、大量輸送（100 万トン／年）に向けた臨界圧を超える CO2 配管の必要付帯設備

【成果物】
項目毎に技術面（安全性、信頼性、スペース・重量、法規制等の制約等）、経済性面の長所・短所を定量的、具体的に検討し比較表にまとめた。

１．２　調査・検討条件

１．２．１　大量輸送に向けた受入基地の処理規模

LCO2 貯蔵タンクは大量輸送（20,000 トン級の内航船／年間取扱量 100 万トン）を前提とし低温低圧（-50℃/1.0MPaG）での貯蔵に適した材料・溶接施工法、耐震支持構造を検討し、最大規模の球形貯蔵タンクの試設計を実施したものである。併せて荷役時以外の冷却保持コスト削減に向けた再液化・冷却保持システムを検討し、技術面（安全性、信頼性、スペース・重量、法規制等の制約）、経済性面の長所・短所を定量的に検討し、比較検討表にまとめた。

（１）　CO2 受入条件

１）　LCO2 受入量

・受入量　　：100 万トン/年
・輸送船規模　　：20,000 トン/隻
・入船頻度　　：50 隻/年
・受入時間　　：15 時間/隻
・受入流量　　：1,500 トン/時間

２）　LCO2 受入条件

・受入温度　　：-50℃
・受入圧力　　：1.0MPaG

１．２．２　CO2 利用条件

・利用設備稼働率：90%（稼働時間：7,884 時間/年）
・利用量　　：126.8 トン/時間
・受入基地建設サイト：未定
・気象条件　　：未定

１．３　調査・検討の成果

１．３．１　LCO2 貯蔵タンク

LCO2 貯蔵タンクは、大量輸送（20,000 トン級の内航船／年間取扱量 100 万トン）を前提とし低温低圧（-50℃/1.0MPaG）での貯蔵に適した材料・溶接施工法、耐震支持構造を検討し、最大規模の貯蔵タンクの試設計を実施したものである。　併せて荷役時以外の冷却保持コスト削減に向けた再液化・冷却保持システムを検討し、技術面（安全性、信頼性、スペース・重量、法規制等の制約）、経済性面の長所・短所を定量的に検討し、比較検討表にまとめたものである。

（１）　大型化・低温化に向けた球形タンクへの高強度鋼採用・溶接施工法・耐震支持構造

１）　貯蔵タンクの型式

圧力容器としてのタンクの型式として、球形タンクと横置き円筒形タンクを候補に挙げ、「２）貯蔵タンクの容量」の検討にて、球形タンク＞横置き円筒形タンクであることより、タンクの型式として、球形タンクを選定した。

又、建設コストで比較すると、横置き円筒形タンクの方がコストを低く抑えることができるものの、横置き円筒形タンクを選定した場合は、以下の懸念事項も考えられる。

① タンクサイズを決定するにあたり、工場製作となる為、工場における製造能力からの寸法の制約ならびに建設場所によっては輸送条件からも寸法の制約を受ける。

② タンク容量が球形タンクより小さくなる為、受入れ量に応じて必要となる基数が増え、又 形状も円筒胴部の長さが長くなることより、敷地占有面積も広く必要となる。

表 1.3.1(1)-1 球形タンクと横置き円筒形タンクの比較

貯蔵タンクの型式	容量	必要基数	敷地占有面積	設置場所制約	コスト※	
					本体建設	ﾒﾝﾃﾅﾝｽ
球形タンク	○	○	○	○	1	1
横置き円筒形タンク	△（小）	△（多）	△（大）	△（有）	0.9	1

※ コストは、球形タンクを１とした場合のタンク１基当たりでの比較

２）　貯蔵タンクの容量

設計圧力 1.0MPaG、設計温度 -50℃の条件のもと高圧ガス保安法 特定設備検査規則に則り、現地組立における現地焼鈍が必要とされない(注) 最大板厚の鋼板を使用することを条件に、製作可能な球形タンクの内径を求め、その寸法にて最大容量を決定した。

（横置き円筒形タンクの場合は全て工場製作で現地焼鈍を行わない為、JIS 規格上の最大板厚の鋼板を使用することを条件に、製作可能な円筒胴の内径を求め、又 円筒胴の長さは、自重（液重含む）と地震荷重に対して、２点支持とした場合の円筒胴の応力を算出し決定、その寸法にて最大容量を求めた。）

公称貯蔵能力は、高圧ガス保安法_液化石油ガス保安規則の規定により 90%を貯蔵容積として、その容積に設計圧力 1.0MPaG での LCO2 の密度を乗じて求めた。

（注）球形タンクの国内での現地焼鈍は近年においては 実績がなく、焼鈍に必要な設備も整えられてない為、現地焼鈍が必要とされない板厚を最大板厚とした。

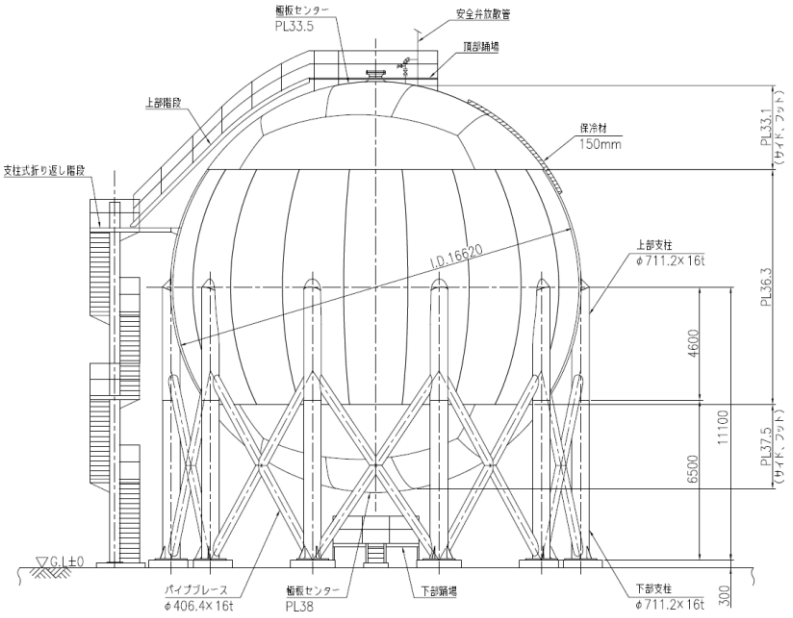


図 1.3.1(1)-1　2,400ton LCO2 球形タンク

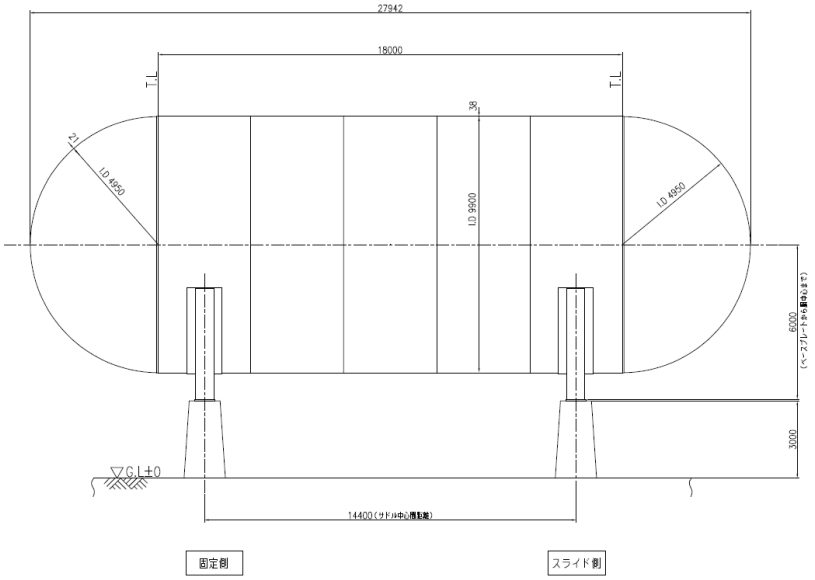


図 1.3.1(1)-2　1,900ton LCO2 横置き円筒形タンク

３）　貯蔵タンクの試設計

３）－１　設計比重、腐れ代、加工代

設計比重は、安全サイドでの考え方として、以下の扱いとした。

・球胴板板厚計算、支持構造強度計算、基礎荷重算定：1.159（@-50℃）

・貯蔵能力計算：1.100（@1.0MPaG）

腐れ代については、特定設備検査規則では 1.0 ㎜以上となっており、実績のない設備であることより、2.0 ㎜とした。

さらに、加工代としては、プレス加工における減肉と溶接後のグラインダー加工、治具跡処理のグラインダー加工等における減肉を考慮し、1.2～1.5 ㎜程度とした。

使用板厚は、最小計算板厚に上記腐れ代及び加工代を加味した値とし、その値が特定設備検査規則における現地焼鈍を必要としない最大(呼び)板厚となるようにした。

３）－２　球形胴板材質・ノズル管台材質

球形胴板の材質としては、特定設備検査規則の中で使用が認められている材質の中から低温域で球形タンクの建設に使用可能な材質を選択した。　材質の選定においては、表 1.3.1(1)-3 LCO2 球形タンク比較表に示すように、材料の低温域での強度・施工性（溶接・非破壊等）なども考慮し、検討した。　又、球形タンク本体は、球形胴板とノズル管台で構成されていることより、許容引張応力は球形胴板の材質だけではなく、ノズル管台の材質においても考慮する必要がある。

よって比較表での材質は、球形胴板とノズル管台とを組み合わせたケースで纏めている。

まず、球形胴板の材質としては、以下の材質を選択した。

・JIS G 3126 低温圧力容器用炭素鋼鋼板：SLA365

・JIS G 3127 低温圧力容器用ニッケル鋼板：SL9N590

・JIS G 3115 圧力容器用鋼板：SPV490

又、ノズル管台の材質としては、上記材質の同等鍛鋼品に加え、以下の材質を選択した。

・JIS G 3205 低温圧力容器用鍛鋼品：SFL3

尚、高圧ガス保安法　特定設備検査規則では特定設備の定義として、第一種特定設備と第二種特定設備があり、各々で 溶接後熱処理が必要となる板厚や設計温度の条件が異なり、安全率の考え方が違うことにより、許容引張応力も異なる。　候補として挙げた材質の第一種特定設備と第二種特定設備での許容引張応力を表 1.3.1(1)-2 に示す。

表 1.3.1(1)-2 許容引張応力

材質	許容引張応力@-50℃（但し、SPV490 は@-10℃）	
	高圧ガス保安法 第一種特定設備	高圧ガス保安法 第二種特定設備
SLA365	156 N/mm²	140 N/mm²
SL9N590	(172×0.95＝) 163 N/mm² ※	(197×0.95＝) 187 N/mm² ※
SPV490	195 N/mm²	174 N/mm²
SFL3	121 N/mm²	138 N/mm²

※ SL9N590 は溶接材料がオーステナイト系となる為、0.95 を乗じた値とする。

材料の使用条件（低温域での強度）、溶接施工性、非破壊検査の施工性等を総合的に判断して、球形胴板：SLA365、ノズル管台：SFL3 の組合せを採用とした。

【比較検討結果のまとめ】

表 1.3.1(1)-3 LCO2 球形タンク比較表

No.	材質		高圧ガス保安法				最大使用板厚(mm)	内径(m)	幾何容積(m³)	貯蔵能力	施工		
			特定設備の種類	許容引張応力(N/mm²)	最低使用温度	現地全体焼鈍要否					製作	溶接	非破壊検査
1	本体：	SLA365	第一種	156	－60℃	板厚38㎜超で必要	38	18.49	3,309	2,978 m³	× 管台の製造実績なし	○	○
	ノズル管台：	SLA365相当								3,275 TON			
2	本体：	SLA365	第二種	138	衝撃試験による	板厚38㎜超で必要	38	16.62	2,403	2,162 m³	○	○	○
	ノズル管台：	SFL3								2,378 TON			
3	本体：	SL9N590	第一種	163	-196℃	板厚50㎜超で必要	50	24.65	7,842	7,057 m³	× 管台の製造実績なし	× 全姿勢での手溶接が困難	× 球形での撮影が困難
	ノズル管台：	SL9N590相当								7,762 TON			
4	本体：	SL9N590	第二種	138	衝撃試験による	板厚50㎜超で必要	50	21.50	5,203	4,682 m³	○	× 全姿勢での手溶接が困難	× 球形での撮影が困難
	ノズル管台：	SFL3								5,150 TON			
5	本体：	SPV490	第一種	195	－10℃	板厚38㎜超で必要	38	22.43	5908	5,317 m³	× 設計温度で材質の低温強度未達	○	○
	ノズル管台：	SPV490相当								5,848 TON			

以下（）内は、前者が球形胴板の材質、後者がノズル管台（鍛鋼品）の材質

No.1（SLA365＋SLA365 相当）	： 管台の製造実績がない為、低温強度の保証が得られないことで、採用見送りとした。
No.2（SLA365＋SFL3）	： 使用温度、材料の製作、溶接の施工性、非破壊検査において、特に問題なしと判断し、採用とした。
No.3（SL9N590＋SL9N590 相当）	： 低温域での使用としては一番優位であるものの、管台の製造実績がない、上向き姿勢での手溶接の技量がある溶接工が乏しい、非破壊試験機が大型で作業性が悪く、板厚が厚くなると判定が極めて困難であることより、採用見送りとした。
No.4（SL9N590＋SFL3）	： No.3 から管台材質を変えて候補に挙げたものの、No.3 で述べた溶接の施工性や非破壊検査の難しさより、採用見送りとした。
No.5（SPV490＋SPV490 相当）	： 球形タンクとしては、最も実績が豊富な材質ではあるが、高圧ガス保安法で使用が認められている最低温度は-10℃であり、-50℃の低温域での強度は得られないと判断し、採用見送りとした。

３）－３　使用板厚

使用板厚については、「３）-1 設計比重、腐れ代、加工代」の中でも述べているが、最小計算板厚の算出においては、以下としている。

・球形の液化ガスタンクでは、気相部の圧力に加え、液頭圧が作用する為、各段毎に設計圧力を変えて、板厚を算出している。　そういう意味でも最も圧力が高くなるのは、底部のノズル管台が取り付く板（下部極板センター板）となる。

・ノズル管台は、球形胴板の一部を構成していることより、最小計算板厚を算出する際に用いる許容引張応力の値は、ノズル管台が取り付く胴板に限り、球形胴板の材質の値とノズル管台の材質の値の小さい方の値を使用している。

・ノズル管台の材質（SFL3）の許容引張応力は特定設備検査規則の中でも第一種特定設備と第二種特定設備で規定値が異なり、タンクの大容量化を目指す上でも許容引張応力が高めに規定されている、第二種特定設備として設計を行っている。

但し、第二種特定設備では、設計温度が-48℃未満であれば、板厚に関係なく溶接後熱処理が必要となるため、設計温度は-48℃以上にする必要がある。

３）－４　支持構造

タンクの自重及び内容物（LCO2）の重量等の鉛直荷重は 10 本の支柱で受け持ち、地震や暴風による水平荷重は支柱間に取り付くパイプブレースで受け持つ構造としている。強度検討としては、通常時、耐圧試験時及び積雪時の鉛直荷重における部材応力の確認と地震時及び暴風時に発生する水平荷重における部材応力の確認を行った。

水平荷重については、暴風時の風荷重（建築基準法による）と地震時の荷重を比較し、地震時の荷重が大である為、地震時のみの検討とした。　地震時の検討は、高圧ガス設備等の耐震性能を定める告示（告示第 220 号）より、経済産業省第一種認定計算方法「SEISMIT-SP」を用いて計算を行った。

「SEISMIT-SP」における設計震度を求める条件は、以下とした。

・重要度クラス：Ⅲ（可燃性ガス、毒性ガス以外）
・地 域 区 分：特Ａ（建設場所が確定されていない為、一番厳しい条件とする）
・地 盤 種 別：第３種地盤（軟弱地盤での設定）

３）－５　タンク図面

３）－６　ノズル

LCO2 の入口・出口、安全弁・液面計等の機器類のノズルは、タンク頂部又は底部の球形胴板（極板センター板）に設ける。　ノズルの形状は小口径及び液面計用はボスタイプとし、それ以外は胴板と滑らかな形状を成形し、突合せ溶接で取り付けるサドル管台タイプとする。　フランジはタンクのノズル配置に応じて、直接管台に取り付けるものと管台とフランジの間にノズルネック（曲げ管）を介して取り付けるものを選択する。　又、タンク頂部と底部には開放点検時等の人の出入りを考慮して、それぞれにマンホールを設置する。

３）－７　頂部液受入れ用内部管

タンクへの LCO2 受入れは、タンク頂部のノズルから多数の開孔を設けた内部リング管を介して受け入れる。　内部リング管の多数の開孔から LCO2 を噴霧させ、ガスとの接触面積を増やしガスの液化を促進させること及び断熱膨張により内部温度を低下させることを目的とする。

３）－８　操作ステージ、昇降階段

タンク底部から地上面までは LCO2 払い出しポンプの有効吸込みヘッド（NPSHava）を確保する為の高さが必要となる。　タンク底部の弁類及び計器類へのアクセスが安全かつ容易に行える様、底部に操作ステージを設ける。　又、タンク頂部の弁類及び計器類へのアクセスの為に、地上からタンク頂部への昇降階段ならびに頂部ステージを設けることとする。

又、開放点検等の定期点検でのタンク溶接線の検査を考慮して、溶接線と重なる範囲が少ない階段の形状とする。　構造としては、球面に沿った螺旋階段ではなく、赤道までは２本柱を建て、その柱に九十九折りの階段を設け、赤道から頂部までは、ストレート階段とした。

３）－９　内部昇降梯子

タンクの開放点検時のタンク頂部からタンク内へのアクセス用としてタンク頂部マンホールの直下に垂直梯子を設けることとする。

３）-10　散水装置及び支柱耐火被覆

高圧ガス保安法では、可燃性ガス又は毒性ガスの貯槽及び可燃性物質を取り扱う設備の外面から20m（又は10m）以内に設置する可燃性ガス又は毒性ガス以外の液化ガスの貯槽には貯槽及びその支柱の温度の上昇を防止する為の措置（散水装置、支柱耐火被覆等）が必要となるが、LCO2は可燃性及び毒性ガスに該当せず、また可燃性物質を取り扱う設備の外面からタンクの設置場所まで20m以上の離隔を設けることにより、散水装置及び支柱耐火被覆等の温度上昇を防止する為の措置は講じないこととする。

３）-11　タンクの保冷

タンクは低温（-48℃）のLCO2を受け入れる為、外気に触れる胴板表面に結露が発生する。　又、外部からの日射入熱がタンク内に侵入することでLCO2のガス化（BOG）が活発となる。　それらの抑制を目的にタンク外面（支柱上部、ノズルを含む）に保冷材を巻き付ける。　保冷材は、断熱性能、耐火性能及び球体であるが為の施工性を考慮して吹き付けの硬質ウレタンフォームを使用する。又、保冷材の厚さはBOGの発生量を考慮し、150mmとし、保冷材の保護の為、保冷材の外面を外装板で覆うこととする。

３）-12　避雷装置

球形タンクの場合、鋼製の溶接構造物である為、胴そのものが導体としての役割を担うことができる。　その為、周辺の設備の避雷保護を求められない限り、タンクに避雷針を設置することはない。　依って、球形タンクには避雷針の設置は考えないこととする。

但し、タンク胴板に流れた電気は地面に逃す必要がある為、地盤上の支持構造部材にアース導線接続の為のピースを取り付け、地盤内の接地極と繋げる構造とする。

３）-13　内容物の腐食性について

内容物のLCO2に関しては、火力発電所等で分離回収されたCO2は高純度（100%）であるという想定のもと、タンク内面の腐食は発生しないものとして考えている。

但し、「３）-1 設計比重、腐れ代、加工代」でも述べた様に特定設備検査規則により、腐れ代は1.0mm以上設ける必要があり、又 実績のない設備ということで、2.0mmの腐れ代は考慮した。

３）-14　今後のさらなる検討事項

大量輸送に向けた試設計では、高圧ガス保安法に従い、球形タンクにした場合と横置き円筒形タンクにした場合のプロポーションを検討し、各々の最大貯蔵能力を比較して、タンクの型式を球形

タンク決定した。　材質も特定設備検査規則で使用が認められている限られた材質の中から圧力容器の材質として-50℃の低温で使用できるものを選択した。

又、球形タンクの検討では、建設実績が多い液化石油ガス（LPG）タンクの構造に倣い、ノズルも球形胴板の一部を成形するサドル形状の管台とした為、球形胴板の板厚を算出する際には、許容引張応力が小さいノズル管台の材質の許容引張応力を使用している。

但し、今後 以下の検討を進めることで、さらなる大容量化の可能性があると考える。

① ノズル管台の形状の見直し

② より高強度な低温用鋼材の開発：特定設備検査規則 高圧ガス保安協会での事前評価が必要

（２）　荷役時以外の冷却保持コスト削減に向けた再液化・冷却保持システム

１）　検討の目的

LCO2 は外気温より低い温度の液化ガスであるため、入熱によりボイルオフガス（BOG）が発生し、タンクや系内の圧力を上昇させてしまう。想定される BOG 発生量を試算し、大気に放散せず冷却・液化するために適切なシステムを検討する。

２）　BOG 発生量の試算

２）－１　貯蔵タンクの基数

受入基地内のタンクの設置基数を以下の条件で試算した。

・タンクサイズは 2400m3 とし、運用上の最低液面～最高液面の容積は 1,643 t /基

・着船時の受入量：20,000t/回

・着岸遅れ等を考慮し、1 日分（127t/h × 24hr ＝ 3,050t）を保有しておくものとする

試算結果：(20,000＋3,050) ÷1,643 ＝ 14.03(基)

以降、受入基地内のタンク設置数は 15 基を前提とする。

２）－２　貯蔵タンク 1 基あたりの BOG 発生量

貯蔵タンク 1 基あたりの自然入熱による BOG 発生量を、以下の条件で試算した。

・保冷仕様は硬質ウレタンフォーム 150 ㎜厚さとする

・表面温度は直射日光を考慮し 55℃とする

試算結果：　1 基あたり 180kg/h の BOG が発生する

２）－３　受入配管内の自然入熱による BOG 発生量

岸壁から貯蔵タンクまでの受入配管には船離岸後もしばらくは液が残存するため、自然入熱による BOG 発生量を以下の条件で試算した。

・配管口径は、受入流量が 1,500t/h であることから 20B を選定する。

・受入配管長さは総長 1.8ｋｍと仮定

・保冷仕様は硬質ウレタンフォーム 85 ㎜厚さとする

試算結果：　受入配管が満液状態のとき、995kg/h の BOG が発生する

２）－４　払出ポンプのミニフロー入熱による BOG 発生量

貯蔵タンクから払い出すポンプは、払出先の状況によってはミニフローバイパスを開けてタンクへ循環運転することが想定される。この場合のポンプからの入熱による BOG 発生量を以下の条件で試算した。なお、払出ポンプの仕様は後述の 1.3.2.(2)払出設備１の通り、流量 127t/h を 3 台で賄い、揚程 850m の設備と仮定した。

・ポンプ 1 台あたりの定格流量での動力 200kw

・ミニフロー運転時の動力を定格動力の 25%と仮定

試算結果：ポンプ 1 台のミニフロー運転時には 1,878kg/h の BOG が発生する。

２）－５　タンク液量減少を補う BOG 量

払出によりタンク液量が減少していくに従い、タンク内の圧力も減少してしまうため、圧力維持のためにはガスをタンクに注入する必要がある。これは BOG 発生による圧力上昇とは相殺される関係にあり、見かけ上の BOG 発生量を減じる効果がある。液の減少量が 127t/h の場合、タンク圧力 0.6MPaG を維持するために必要な BOG 量は 2,325kg/h である。

３）再液化設備の検討

３）－１　再液化設備の処理能力

再液化設備に必要な BOG 処理能力を検討するにあたり、受入基地の状態として下記の 3 通りを想定した。

① 設備停止時

② 船より LCO2 受入後（受入配管が満液）で、かつポンプがミニフロー運転中

③ 船より LCO2 受入後（受入配管が満液）で、かつポンプが 127t/h で払出中

前述２)で試算した BOG 発生量をもとに、それぞれの状態で発生する BOG 量の合計を図 1.3.1(2)-1 に示す。

図 1.3.1(2)-1　再液化設備の処理能力

再液化処理量

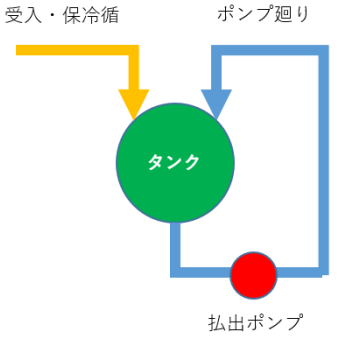
① 設備停止時

② 船よりLCO2受入後、払出ポンプ1台のタンク循環(ミニフロー運転)時

③ 船よりLCO2受入後、127t/hで払出時

BOG発生量　（単位　kg/h）

BOG発生量			①	②	③
A	タンク(15基)	2700 kg/h	2700	2700	2700
B	ポンプ廻りの配管	113 kg/h	113	113	113
C	受入・保冷循環配管	995 kg/h	0	995	995
D	払出ポンプ(ミニフロー)	1878 kg/h	0	1878	0
	合計発生量	A	2813	5686	3808
再液化処理量					
	払出時タンク液量減少量(127t/h)	B	0	0	2325
	再液化処理量	A-B	2813	5686	1483
	設計条件			**6000**	**1700**

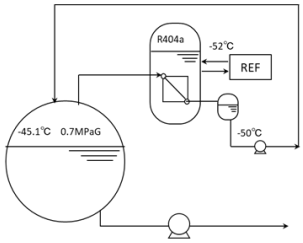
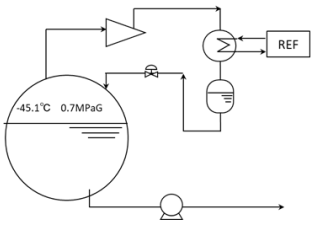
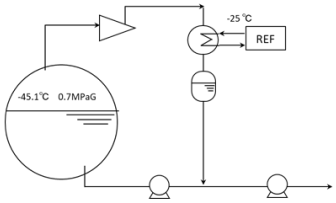


再液化設備は、最大 6,000kg/h の BOG を処理する能力が必要となる。一方、受入基地稼働中の殆どの時間は定格 127t/h で払い出していると想定されるため、再液化設備の通常運転としては常時 1,700kg/h 程度の BOG を処理していると考えられる。つまり、再液化設備は設備の定格最大の 3 割以下の処理量で常時運転できる必要があり、容量制御や間欠運転で追随できない場合は機器を複数系列配置し台数制御をするなどの考慮が必要である。

３）－２　再液化設備のシステム比較と評価

再液化設備のシステムについて下記 3 通りのケースを比較検討した。

表 1.3.1(2)-1　再液化設備のシステム比較

	ケースA	ケースB	ケースC
概要	BOGをそのまま液化温度まで冷却し、ポンプで昇圧してタンクに回収  	BOGを2MPAG付近まで昇圧したのちに冷却・液化し、減圧弁を介してタンクに回収  	BOGを2MPAG付近まで昇圧したのちに冷却・液化し、タンクに戻さずそのまま払出 
冷媒温度 冷媒	-52℃ プロパン（またはR404a）	-25℃ R134a	-25℃ R134a
消費電力	最大　2400 kw（1200kw） 通常　 680 kw（340kw）	最大　560 kw 通常　160 kw	最大 480 kw 通常 140 kw
建設費 （比率）	5.5	4.3	4.4
操業性	凝固点により近い温度となりリスク増	再液化設備と払出設備が独立	払出設備への影響

ケース A は BOG を昇圧する動力が不要だが、冷媒温度が-52℃と低く保つ必要があるため冷凍サイクルの動力が大きくなり消費電力の面で不利である。なお冷媒をプロパンではなく R404a とすれば消費電力が改善するものの、ケース B,C には及ばず、かつ R404a は GHG 効果により近年廃止が検討されていることから将来設備への適用は現実的ではない。またケース A は建設費の面でも有利とはいえず、採用メリットがない結果となった。

ケース B は BOG を昇圧することで冷媒温度を-25℃と高く設定することができ、TOTAL の消費動力を抑えることができる。冷媒も市場性のある R134a を採用することができ、適切なシステムと言える。

ケース C は冷凍サイクルの部分はケース B と同じだが、昇圧・液化した CO2 を減圧せずにそのまま払い出すことにより、減圧によるエネルギー損失を改善することを狙ったものである。消費動力の面では最善の策であるが、BOG 液化量以上の払出先がある場合のみ成立する運転であるため、払出がなくポンプがミニフロー運転している最大ケースには適用できず、ケース B との併用となる。また、払出ラインに 2MPaG で合流させるために払出ポンプを 2 台に分ける必要があるため、設備構成および制御には考慮が必要である。

従い、再液化設備としてはケース B を採用し、個別条件においてオプションとしてケース C を具備するかどうか詳細検討していくのが適切である。

４）冷却保持システムの要否

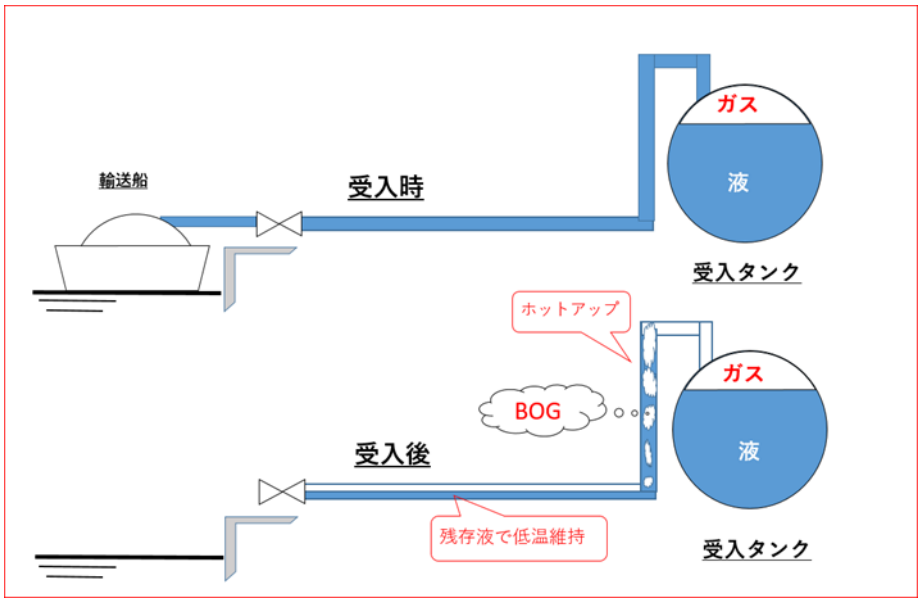
受入配管は入船後に満液となるが、何もしなければ自然入熱により徐々に液がガス化し、完全ガス化後は温度が大気温度に近づいていくことになる。仮に管内が常温となった場合、次回入船時に予期せぬ BOG が発生してしまい受入作業に支障が出る懸念がある。このため次回入船まで液が十分残存し低温が維持されるかどうかを試算し、冷却保持システムによる強制冷却の要否を検討した。

受入配管口径：20B
入船間隔：7 日毎
受入停止期間：153 時間（入船間隔 7 日間 － 受入作業時間 15 時間）
試算結果：液の残存量は 40% 程度

入船間隔が 7 日間程度であれば、強制冷却をせずとも水平配管の低温を維持することができる結果となった。

ただし、大量輸送を想定した受入基地は受入配管が長く複雑な形状になると予想され、またタンク上部受入をする場合は必ず立ち上がり配管が存在する。立ち上がり部には図 1.3.1(2)-2 のようにガスが滞留し局所的に温度が上昇するため、次回受入時に突沸する可能性が避けられない。また、不測の事態で入船間隔が延びるケースもありうる。このため保険的に強制冷却できる設備を計画しておき、必要に応じ使用することが安定操業につながると考えられる。

図 1.3.1(2)-2　入船後の受入配管の状態



１．３．１　LCO2 貯蔵タンク

（３）　その他、大量輸送（100 万トン/年）に向けた LCO2 貯蔵タンクの必要付帯設備

大量輸送での LCO2 貯蔵タンクに必要な付帯設備を表 1.3.1(3)-1 に示す。

表 1.3.1(3)-1　貯蔵タンクの必要付帯設備

設備	目的	主仕様
再液化設備	発生する BOG を液化しタンクに回収することで通常運転中の放散量をゼロとする設備	BOG 処理量　6000kg/h 冷凍冷媒　R-134a
加圧蒸発設備	液払出しによるタンク内液量減分をガスで補填しタンク圧力を一定に維持するための設備	蒸発量：　2600　kg/h 熱源：温水
放散設備-2	基地内の各所安全装置からの放散ガスを処理する設備 想定最大シナリオ： 船受入中のリターンガスライン閉止	放散量：　25t/h
放散設備-1	火災ケースにおいて入熱により各タンクに発生するガスを緊急放散する安全設備 （高圧ガス保安法に基づく)	各タンク塔頂に設置 放散量：　1.03t/h
保冷循環設備	受入停止中、受入配管に液を循環させて低温を維持する装置	ポンプ：　12m3/h 配管：2B
その他 ユーティリティ設備	冷却水：再液化設備の冷凍機の凝縮器冷却用 温水：加圧蒸発設備の加温用	

１．３．２　CO2 利用先への払出形態

（１）　CO2 利用先条件による払出形態の比較

１）　検討の目的

受入基地から利用先への払出しについては、配管で特定事業者に輸送するだけでなく、容器や専用車両による出荷や中継タンクへの移送など様々な形態が考えられ、個別条件により最適な形態を複数併用していくと思われる。将来の CO2 需要家がどのような条件で CO2 を利用するかは現時点では姿が見えていないため、本報告書では検討条件として低圧ガス・高圧液の 2 通りの利用先を仮定した。また払出形態については、年間 100 万トンの払出を担う主要な輸送手段として配管での払出が必要となる状況を想定し、配管輸送における CO2 の相状態と圧力により 4 ケースの比較検討を実施した。本章１．３．２では主に消費エネルギーおよび運用の面から最適な払出形態を検討し、建設コスト面については後章の１．３．３．にて述べることとする。

２）　検討条件および検討対象

２）－１　利用先条件

①ここでは検討用の条件として以下 2 ケースを仮定した。

利用先 A：低圧(0.6 MPaG)のガスで利用

利用先 B：高圧(10 MPaG)の液で利用

②輸送距離については、同一工業地域内の隣接地への払出を想定し、3 km と仮定した。

③輸送量は 127t/h と仮定した。

２）－２　検討対象となる払出形態

払出形態として液相・気相、低圧・高圧の観点から以下［1］～[4]の 4 ケースを仮定した。なお、比較のために現状広く流通している LCO2 の操作状態（-20℃、2.0MPaG）を基本ケースとして記載した。

表 1.3.2(1)-1　払出形態の検討ケース

ケース	相状態	輸送温度	輸送圧力
基本	液	中温（-20℃）	2.0 MPaG
［1］	液	低温（-45℃）	0.7 MPaG
［2］	液	常温	7.5 MPaG（臨界圧以上）
［3］	ガス	常温	1.2 MPaG
［4］	ガス	常温	2.7 MPaG（凝縮圧以下）

３）払出設備の概要と PH 線図上の工程

３）－１　利用先が低圧ガスの場合

前述２）－１で仮定した利用先 A（低圧 0.6 MPaG のガスで利用）において、各払出形態 4 ケースを実現するのに必要な設備構成は別資料にて示す。

また、それぞれのプロセス工程を PH 線図上に記したものが下記図 1.3.2(1)-1 である。

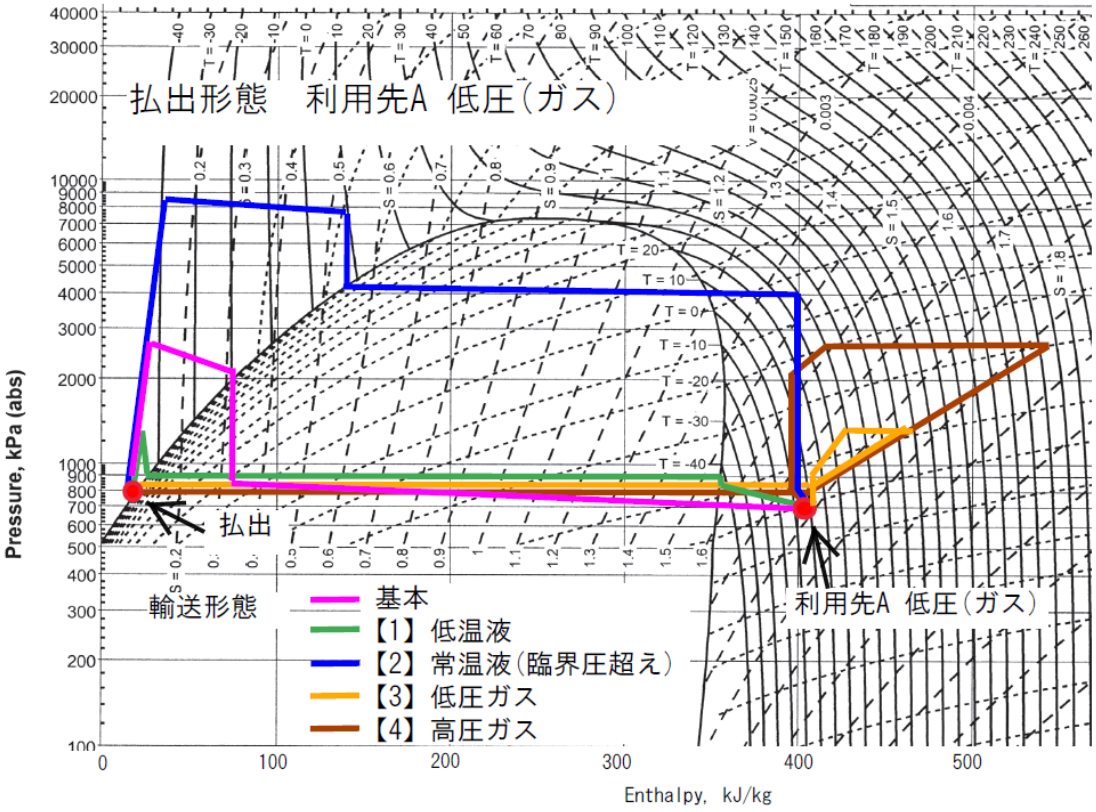


図 1.3.2(1)-1　払出形態の P-H 工程（利用先が低圧ガスの場合）

３）－２ 利用先が高圧液の場合

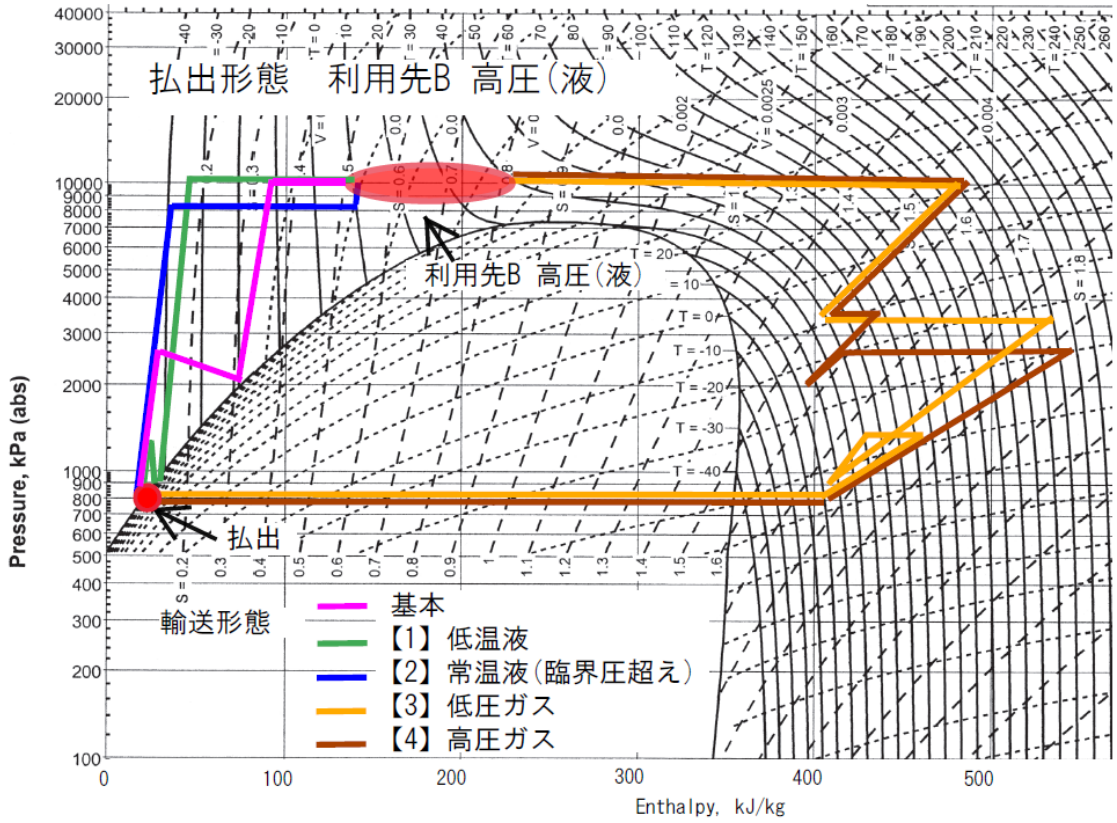


図 1.3.2(1)-2　払出形態の P-H 工程（利用先が高圧液の場合）

４）比較評価

各ケースの消費エネルギーと運用を比較したものが表 1.3.2(1)-2　比較結果である。

消費エネルギーについては動力と熱量（加温・冷却）に分けて記載した。熱量は個別条件により自然エネルギーや廃熱回収等による改善余地があるが、動力については現時点では代替が困難である。このため、動力が少ないほど CO2 削減効果が高い望ましいケースと言える。

運用については、状態が安定しているケース［2］、［3］、［4］は適切なハード設計（設計圧力の選定と、外気温変動による膨張・収縮に対応する圧力調整機能の具備）を実施すれば特に運用上のデメリットはない。一方、低温液については入熱によるガス化の課題があり、

常時低温流体を流しておくこと、かつ配管形状をガスが溜まりのないノーポケットとすることなどの制約条件が発生する。このため特定条件（例えば同一敷地内の隣接プラントなど）においてしか採用できない懸念がある。

表 1.3.2(1)-2　比較結果

輸送形態		利用先 A:低圧(ガス)			利用先 B:高圧(液)		
	運用	動力	加温	冷却	動力	加温	冷却
		(kW)	(MW)	(MW)	(kW)	(MW)	(MW)
基本ケース	△ 二相流の懸念	140	13.6	—	826	3.3	—
【1】低温液輸送	△ 二相流の懸念	35	13.7	—	755	3.4	—
【2】常温液輸送 （臨界圧超え）	○ 安定	570	13.1	—	815	3.7	—
【3】低圧ガス輸送	◎ 安定 実績有	1990	13.7	1.2	9100	13.7	12.9
【4】高圧ガス輸送 （凝縮不可）	○	4800	14.1	4.6	8800	13.7	13.9

５）　まとめ

最適な払出形態は個別条件により異なるが、大容量の CO2 の払出形態としては常温液輸送での払出が最適となるケースが多いと考えられる。特に利用先が昇圧操作を伴う工業プロセスである場合、動力消費が格段に大きいガス相での昇圧はエネルギー的にも設備規模的にも現実的ではなく、液相での払出が必須になると考えられる。

また、本検討は輸送距離 3 kmを前提としたが、距離が長くなるほど、圧力損失が大きいガス輸送の消費エネルギーは増大し、また配管形状に制約のある低温液輸送も困難となるため、常温液輸送の優位性が高くなる。

以上より、常温液での輸送を実現することは輸送動力削減と安定運転につながるだけでなく、立地の選択肢が広がるという点で将来性が高いと考えられる。

（２）　払出設備１（臨界圧以上に昇圧する高圧ポンプ）

１）　前提条件

“前章１．３．２（１）CO2 利用先による払出形態の比較”の検討結果を受け、本章では CO2 常温液で払出す形態を前提として払出設備１（臨界圧以上に昇圧する高圧ポンプ）を検討した。

２）　高圧ポンプの仕様と検討対象

２）－１　高圧ポンプに要求される仕様

ここでは、CO2 受入基地に設置される LCO2 貯蔵タンクに貯蔵された約-45℃の LCO2 を払い出すためのポンプに必要な仕様を整理する。取扱い液は気液飽和状態に近く、わずかな吸込みヘッドしか確保できないため、低温状態のまま昇圧できる機器が必要である。臨界圧 7.5MPaG 以上を維持しながら払い出す前提であることから、設備の圧力損失等を考慮し吐出圧 10 MPaG を想定した。年間 100 万トン規模の CO2 を払い出す前提であるため、流量は 127t/h を想定した。また LCO2 は減圧すると固化することから、回転軸の貫通部などから大気へ漏洩することのない構造とする必要がある。以上より、高圧ポンプに要求される仕様を表 1.3.2(2)-1 に示す。

表 1.3.2(2)-1　高圧ポンプの仕様

定格流量	127 t/h
揚程	850 m
吸込圧力	0.7 MPaG ※必要 NPSH は設置高さで確保する
吐出圧力	10 MPaG
流体温度	-45℃
シール構造	大気への漏洩は不可

２）－２　検討対象の選定

プラント設備向けとして実績あるポンプ型式のなかから、LCO2 の高圧払出に適用可能なポンプとしてキャンドモーターポンプと横型バレルポンプを選定した。

キャンドモーターポンプは、モーターが液中にあり回転軸の貫通部がないため密閉性に優れ、LNG や LPG など液化ガスの送液用に多用されている。このため、同じく低温液化ガスであり大気漏洩が不可となる LCO2 の送液に適していると期待される。

横型遠心バレル型ポンプは、バレルと呼ばれる円筒ケーシング内に多段ディフューザーポンプが内蔵された構造で、ボイラ給水ポンプや脱硫塔への原油 FEED ポンプなど大容量・高圧のプラント設備向けに設計されており、前述２）－１の流量・揚程の送液に適した流体性能を持つ。キャンドモーターポンプおよび横型バレルの一般的な構造を図 1.3.2(2)-1 および図 1.3.2(2)-2 に示す。

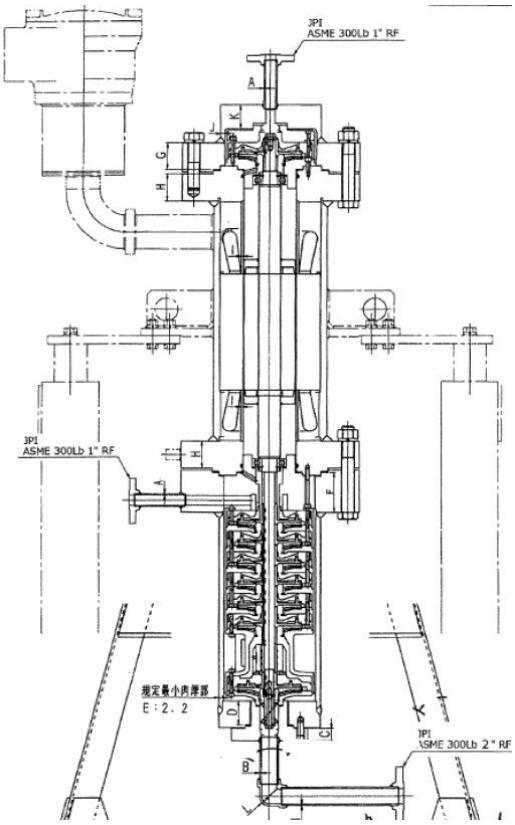


図 1.3.2(2)-1 キャンドモーターポンプ 参考図

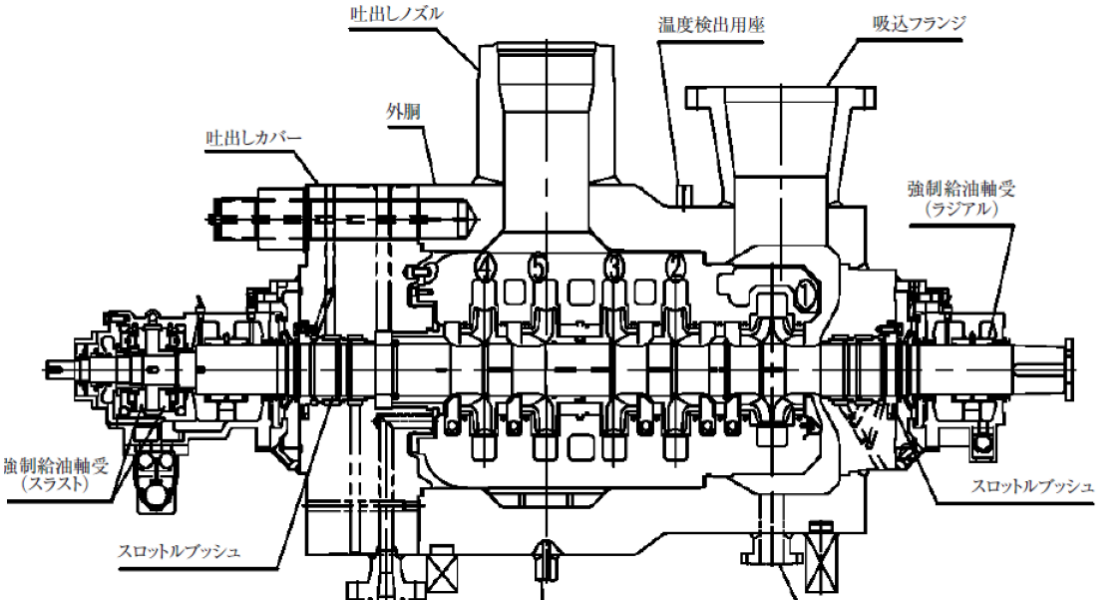


図 1.3.2(2)-2 横型バレルポンプ 参考図

３）比較評価

キャンドモーターポンプと横型遠心バレル型ポンプについて、それぞれ前述２）－１の仕様に基づいた最適な型番を選定し、技術面（構造、軸封の有無、効率・NPSHr、対応範囲）や経済性面から比較検討したものを表 1.3.2(2)-2　高圧ポンプの比較評価に示す。

表 1.3.2(2)-2　高圧ポンプの比較評価

	たて型キャンドモーターポンプ	**横型遠心バレル型ポンプ**
基本構造	・液化ガス（LPG, LNG)の実績あり ・小型汎用 LCO2 ポンプは取扱多数 ・インバーター増速で高揚程を実現 ・モーター冷却用の BOG が発生する	・ポンプ Q-H は最適 ・ボイラ給水用として実績多数 ・常温 LCO2 圧送実績有（低温は無し）
軸封	不要	CO2 によるドライガスシール ＋N2 によるパージ
効率 （消費電力）	35～50% （約 600kw）	65～70% （約 430kw）
NPSHr	2～4m（Inducer 付）	4.6m＋過冷却分（10m 以上）
対応範囲	揚程 850m クラスだと 50m3/h が上限	揚程 850m クラスだと 70m3/h 程度が下限
ポンプ本体価格	0.3/台×（3+1S)台 =1.2	3/台 ×(1+1S)台 ＝ 6
その他	効率面で劣後 大型化が困難（複数台必要） 取扱が容易な構造	低温液化ガスの実績がなく、詳細検討要 軸封部が非常に複雑かつ高額

軸封についてはキャンドモーターポンプが不要である一方、横型遠心バレル型ポンプは両端の軸貫通部にドライガスシールと呼ばれる複雑な軸封装置が必要である。また軸封部には加温した CO2 をシールガスとして供給し、さらに漏洩分は N2 でパージし安全場所で放散する必要があるため、機構としては複雑かつ高額とならざるを得ない。また、ポンプ停止中も、内部流体の漏洩防止のためにシールガスを供給し続ける必要があるため、操業性・制御性の面からも制約事項が多くなる。

一方、効率の面では、キャンドモーターポンプが構造的に劣後となる傾向にある。ローターの下端が 1 段目のインペラの吸い込み口となっており軸受がないことから、ローターの微小な振れによりインペラとケーシングが接触しないようクリアランスを確保する結果、内部ロスが多くなるためである。

対応できる流量範囲については、キャンドモーターポンプは中・小型向けであり 1 台当たりの上限があるのに対し、横型遠心バレル型は大容量向けであるため下限がある。実際には様々な払出条件が考えられるが、キャンドモーターポンプの場合は複数台を並列に設置することで大容量の払出

に対応する必要があり、このケースでは3台の並列運転で127t/hを実現するものとした。

4） まとめ

低温液化ガスというLCO2の特性を考えるとキャンドモーターポンプが安全性・操作性や経済性の面で適していると考えられる。ただしキャンドモーターポンプの場合、大容量・高揚程化に当たっては複数台必要となることや、効率がやや劣るため電力消費量（つまり、CO2排出量）が増大してしまう傾向にあることから、個別条件により詳細検討する必要がある。

（３）　払出設備２（常温に加温するシステム）

１）　前提条件

“前章１．３．２（１）CO2 利用先による払出形態の比較”の検討結果を受け、本章では ”CO2 常温液で払出す形態を前提として払い出し設備２（常温まで加温するシステム）“ を検討した。

２）　加温システム概要

CO2 受入基地に設置される LCO2 貯蔵タンクに貯蔵された約-45℃の LCO2 を高圧ポンプで 11MPaG まで加圧し、加温ヒーターシステム E-121 にて 10℃まで加温する。LCO2 は厳冬期であっても、周囲の凍結等の障害を回避し、0℃以上で利用先まで輸送されるものとしている。加温の熱源としては、CO2 の発生源とならない自然エネルギーとして海水利用、および化石燃料または電力を用いる熱源機の併用を想定した。

加温ヒーターシステム E-121 は、それぞれ熱源温度の異なる“海水熱源ヒーター E-121a”および“化石燃料又は電力による熱源機 E-121b”にて構成される。

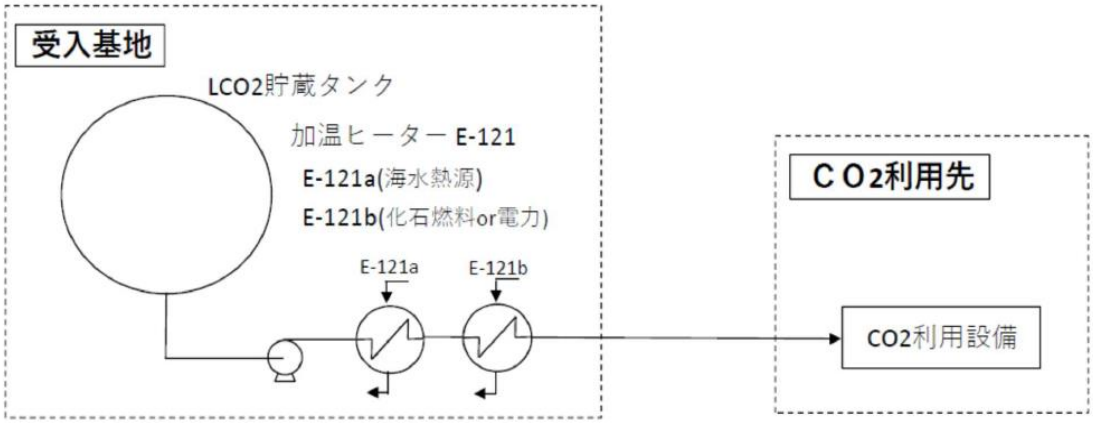


図 1.3.2(3)-1　加温システムの概念

表 1.3.2(3)-1　加温条件

	E-121(E121a+E121b)	CO2供給取合点
CO2流量(t/h)	127	127
CO2温度(℃)	-45 → 10	0
Duty(kW)	4,180	

３）　海水熱源の有効利用

大量輸送の受入基地を日本国内とし、日本近海海域の北端（日本海北東部、釧路沖北東部）および南端（東シナ海北東部）の海面温度を取水温度と想定した。本来、海水の取水温度は取水エリアの地形、海流または取水深さ等の条件により異なるため、受入基地の立地および取水条件が確定した後に詳細な検討が必要となる。

表 1.3.2(3)-2　日本近海の海面温度

海面温度(℃)

想定する海域	年平均	冬季 (1-3月)	春季 (4-6月)	夏季 (7-9月)	秋季 (10-12月)
日本海北東部(北端)	9.9	4.1	8.0	18.7	8.8
釧路沖北東部(北端)	10.3	2.8	7.4	19.3	8.6
東シナ海北東部(南端)	20.1	14.4	18.4	26.4	21.1

出典:気象庁/海面温度に関する診断表、データ日本近海(2021.2.5)

年平均の海面温度は日本海北東部で 9.9℃、東シナ海北東部で 20.1℃であり、約 10℃の差があるが、被加熱流体である LCO2 の温度を-45℃に想定しているため、日本海北東部の海水温度でも十分に加熱源となり得る。

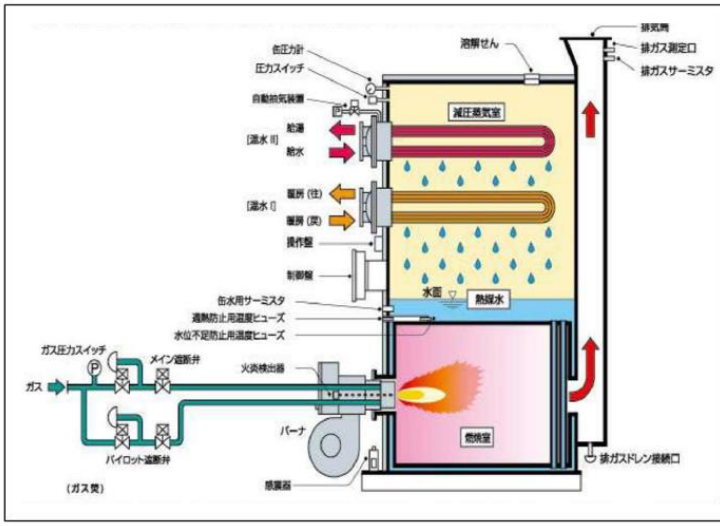
海水熱源による加温をベースロードとし、不足分を化石燃料または電力をエネルギーとする熱源機器で充当するものとした。

４）　熱源機器の選定

熱源機器としては化石燃料炊きの機器として重油炊きボイラ、電力熱源の機器として電気式ヒーター、および空気熱源の機器としてヒーティングタワーヒートポンプを選定した。

４）－１　温水ボイラ

重油炊き温水ボイラは重油の燃焼エネルギーを用いて加温するため、COP（Coefficient of Performance/投入エネルギーに対する出力）は 1.0 以下であり、高効率型の機器ではないので、省エネルギー性および CO2 排出量低減において特に強みは無い。産業用の実績は豊富であり、大型機種のラインアップが充実しているため、当該「CO2 船舶輸送受入基地の概念設計」のような大規模な計画に適している。



型式	温水ボイラー
定格出力	4,600 kW
温水	
入口温度	55.0℃
出口温度	75.0℃
流量	200 ton/h
燃料(A重油)	512 L/h
運転重量	14 ton
概略寸法	W1,4500 x L6,200 x H2,600
設置台数	2台

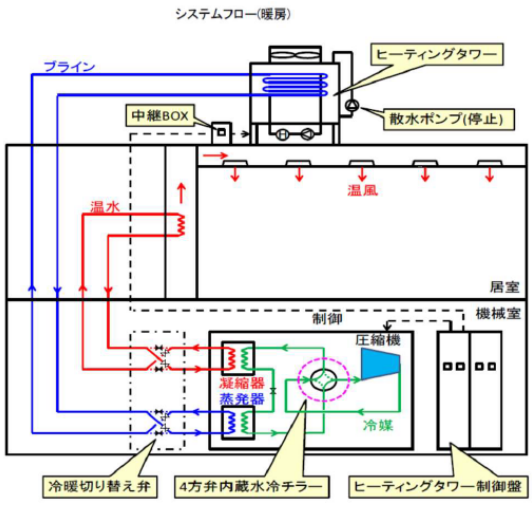
４）－２　電気式ヒーター

電気熱源の加熱装置であり、COP（Coefficient of Performance/投入エネルギーに対する出力）は低く、エネルギー効率が悪いため、省エネルギー性および CO2 排出量低減において他の熱源機器と比較して劣る。産業用の実績は豊富であるが、スケールアップの効率が悪く、大規模案件には適さない。

型式	シースヒーター（電気式）
定格出力	9,200 kW
直径（O.D）	15 mm
エレメント長	1,000 mm
表面積	471 cm2/本
電熱密度	8.0 W/cm2
定格出力	3.8 kW/本
エレメント数	2,450 本

４）－３　ヒーティングタワーヒートポンプ

ヒーティングタワーヒートポンプは空気を熱源として加温するため、COP（Coefficient of Performance/投入エネルギーに対する出力）は 3.0 以上が期待される高効率型の熱源機器であるため、省エネルギー性および CO2 排出量低減において特に優れている。運転可能な外気温度に制限があるため年間を通して運転することは難しいと考えられる。地域冷暖房は℃で大型機の実績があり、大規模案件に適している。



型式	ヒーティングタワーヒートポンプ		
加熱能力	3,100 kW	冷媒	R407E
温水		ブライン	
入口温度	45.0℃	入口温度	0.6℃
出口温度	50.0℃	出口温度	-2.7℃
流量	8.9 m3/min	流量	10.2 m3/min
主電動機	400 V	入力	1,025 kW
圧縮機	半密閉スクリュ式		
設置重量	26 ton		
据付寸法	W12,000 x L2,600 x H2,100		
設置台数	3台		

５）　比較評価

５）－１　海水熱源の寄与率検討

LCO2 を-45℃から 10℃まで加温するものとし、先ず海水熱源により加温し、不足分を化石燃料または電力をエネルギーとする熱源機で充当するものとした。

東シナ海北東部および日本海北東部の各々の海域につき、冬季（１月～３月）、春季（４月～６月）、夏季（７月～９月）、秋季（１０月～１２月）の平均海面温度から、海水熱源で加温された LCO2 の温度を算出し、全体の交換熱量に占める海水熱源の寄与率を試算した。

海水熱源の年間平均寄与率は、海水温度が高い東シナ海北東部海域では 64%、海水温度が低い日本海北東部海域では 45%となり、海水は有力な熱源であることを示している。

表 1.3.2(3)-3　海水熱源寄与率の試算

東シナ海北東部（日本近海の南端）	海水表面温度(℃)					
		年平均	冬季（1-3月）	春季（4-6月）	夏季（7-9月）	秋季（10-12月）
		20.1	14.4	18.4	26.4	21.1
	LCO2加温条件(℃)					
		入口温度	-45.0	-45.0	-45.0	-45.0
		出口温度	-15.6	-11.6	-3.6	-8.9
	海水熱源ヒーターの交換熱量(kW)					
		2,666	2,234	2,538	3,146	2,744
	海水熱源ヒーターの 寄与率(%)					
		64%	53%	61%	75%	66%
日本海北東部（日本近海の北端）	海水表面温度(℃)					
		年平均	冬季（1-3月）	春季（4-6月）	夏季（7-9月）	秋季（10-12月）
		9.9	4.1	8.0	18.7	8.8
	LCO2加温条件(℃)					
		入口温度	-45.0	-45.0	-45.0	-45.0
		出口温度	-25.9	-22.0	-11.3	-21.2
	海水熱源ヒーターの交換熱量(kW)					
		1,892	1,452	1,748	2,561	1,809
	海水熱源ヒーターの 寄与率(%)					
		45%	35%	42%	61%	43%

一方、海水取水では取水と排水の温度差に規制が有る。十分な温度差の確保が難しい場合は大量の海水取水が必要となり、取水配管設備・ポンプ等の付帯設備コスト、エネルギー消費量および CO2 発生量の増大の原因となり得るため、案件毎に詳細な検討が求められる。

５）－２　消費エネルギーと CO2 発生量の試算

日本海北東部海域をモデルとして、海水熱源寄与率を 45%として消費エネルギーと CO2 発生量を試算した。補機動力はサイト条件により大きな差異が生じるため、本試算では補機動力を除外した。また、ヒーティングタワーヒートポンプは外気温度により運転に制約が有るが、下表では運転可能日を前提とした。

表 1.3.2(3)-4　消費エネルギーおよび CO2 発生量

	ボイラー	電熱ヒーター	ヒートポンプ
運転の制約	・特に無し	・特に無し	・外気温度：-5～15℃
消費ｴﾈﾙｷﾞｰ	・A重油：9 kl/日	・電力：103,000kWh/日	・電力：29,000kWh/日
CO2発生量	・25 t/日	・54 t/日	・16 t/日
設備費用	○	◎	△
運転費用	・522 千円/日	・1,240 千円/日	・353 千円/日

ヒーティングタワーヒートポンプは高効率であるため、エネルギー消費量と CO2 発生量が最も少ないが、外気温度により運転に制約があり単独の運用が難しいため、ボイラとの組合せ等により最適化を図る必要がある。一方、ボイラはエネルギー消費量と CO2 発生量に優位性は無いが、年間を通じて単独運用が可能であり、最も現実的な熱源機と考えられる。

また、熱源機の選定・設備構成については CO2 利用先との取合条件および設置サイトの条件による影響が大きいため、案件毎に詳細な検討が必要となる。

（４）その他、大量輸送(100 万トン/年)に向けた CO2 払出に必要な付帯設備

大量輸送での CO2 払出に必要な付帯設備を表 1.3.2(4)-1 に示す。

表 1.3.2(4)-1　CO2 払出の必要付帯設備

設備	目的	主要機器
昇圧ポンプ	CO2圧入に必要な圧力までLCO2を昇圧する設備	・竪型キャンドモーターポンプ ・または、横型バレルポンプ
加温ヒーター	パイプラインによる輸送に支障を生じない温度(0℃以上)までLCO2を昇温する設備	・シェル＆チューブ型熱交換器
加温熱源機	加熱ヒーターに用いる熱媒を加熱する設備	・温水ボイラー ・または、ヒーティングタワーヒートポンプ
燃料タンク	加熱熱源機用の液体燃料を貯蔵する設備	
その他ユーティリティー	電力、A重油、工業用水	

１．３．３　CO2 利用先への配管輸送

日本国内において、CO2 を配管（パイプライン）により大量輸送（20,000 トン級の内航船／年間取扱量 100 万トン）する場合の仕様及び運用を検討し、付帯設備を選定する。日本国内における事業所間のパイプラインを前提とし、パイプライン延長は数 km 以上を想定する。

（１）　CO2 配管（パイプライン）の材質、敷設方法、および断熱材要否

１）摘要

本項では、CO2 配管（パイプライン）の材料仕様、敷設形態、断熱材要否について、各モデルケース毎に検討及び選定を行うと共に、パイプライン建設工事における経済性を評価する。

２）検討対象・前提条件

下記の検討対象・前提条件に基づきケース検討を行う。

２）―１　パイプライン敷設場所・延長

日本国内において、異なる事業所間を繋ぐ CO2 パイプラインを前提とする。

２）－２　モデルケースの設定

CO2 の輸送形態として前述の 1.3.2(1)で検討した以下のケースを本検討のモデルケースとして設定する。なお、1.3.2(1)基本ケースはケース１とほぼ同一のためここではケース１に包含するものとする。

・ケース１（高圧/低温、液相輸送）
・ケース２（高圧/常温、液相～超臨界輸送）※臨界圧以上での輸送
・ケース３（低圧/常温、気相輸送）
・ケース４（高圧/常温、気相輸送）

※気液二相流による輸送も技術的には可能であるが、原則として単相による輸送を前提とする

設計流量は前章と同様に 126.8 ton/h（100 万 ton/年から年間の稼働率(90%)を考慮した値）とし、各ケースにおけるパイプライン口径は、設計流量及びパイプライン延長に起因する圧力損失等から選定したサイズとする。
（パイプライン延長は 3km 程度と仮定）

(a)ケース１（高圧/低温、液相輸送）
設計圧力　　：2.0MPaG
設計温度　　：-50～60℃・・・*1
パイプライン口径：8B

(b) ケース２（高圧/常温、液相～超臨界輸送）※臨界圧以上での輸送

設計圧力　　：11.0MPaG

設計温度　　：-10～60℃・・・*2,*3

パイプライン口径：8B

(c) ケース３（低圧/常温、気相輸送）

設計圧力　　：0.98MPaG ・・・*4

設計温度　　：-10～60℃・・・*2

パイプライン口径：20B

(d) ケース４（高圧/常温、気相輸送）

設計圧力　　：4.0MPaG

設計温度　　：-10～60℃・・・*2

パイプライン口径：12B

【補足説明】

各設計圧力/温度は、下記注記の記載を除き、原則として各モデルケースの運用圧力/温度に余裕を見込んだ値とした。また、設計温度（最高側）は、露出配管の日射による温度上昇を考慮した温度とする。

【注記】

*1：運用温度は、低温液化 CO2 で運用される低温域（-50～-20℃程度）まで考えられる。また、導管内の急速減圧及び初期 CO2 充填により、運転下に低温に晒される可能性があるため、材料選定上は-50℃程度を設計温度の下限とする。

*2：当該パイプラインは露出配管として設置することも考えられることから、常温のモデルケースにおいても、寒冷地の気象条件を考慮した値を設計温度（低温側）とする。

*3：基本的に常温下の運用となるが、急速減圧や初期 CO2 充填時に低温に晒される可能性あり（低温状態になるリスクあり）

*4：他ケースとの差別化を図るため、当該パイプラインが高圧ガス保安法に適用されない圧力とした。

２）－３　その他の前提条件

輸送する CO2 の流体性状（原料条件）は以下とする。

・流体性状（原料条件）：工業用液化炭酸ガス相当　99mol%以上（乾式基準）

・当該 CO2 は不純物を含まず、腐食性を持たないものとする。

※液体 CO2 としてタンクに貯蔵された流体の輸送を前提としており、CO2 を液化する過程で脱水及び脱硫措置は完了しているものと仮定する。

３）配管材料の選定

各種規格で規定される代表的な配管材料（鋼管）の中から、流体のプロセス条件より適用可能な材料を選定し、納入実績及び国内での入手性等を踏まえ、当該パイプラインに使用する配管材料を評価する。

３）－１　材料規格

・JIS G 3452(1997) 配管用炭素鋼鋼管　SGP-E/B　・・・*1
・JIS G 3454(1988) 圧力配管用炭素鋼鋼管　STPG370-S/E　・・・*2
・JIS G 3457(1988) 配管用アーク溶接炭素鋼鋼管　STPY400　・・・*1
・JIS G 3459(1997) 配管用ステンレス鋼管　SUS304TP-S/TP-A 等　・・・*3
・JIS G 3460(1988) 低温配管用鋼管　STPL450 等　・・・*4
・ISO 3183(2007) (API Spec.5L) ラインパイプ
API-5L L415(X60)、L450(X65)、L555(X80)等　・・・*5

*1：中圧以下（1MPaG 未満）の国内ガスパイプラインで一般的に使用される鋼管
*2：1MPaG 以上の圧力配管に使用される一般的な炭素鋼鋼管
*3：一般的なオーステナイト系ステンレス鋼管であり、耐食性、耐熱性（低温靭性)、加工性（溶接性）に優れる。
*4：－100℃程度までの低温配管用鋼管として使用される。
*5：高強度・高靭性の鋼材として、国内外の石油、ガスパイプライン等で一般的に使用されている炭素鋼鋼管。海外ではEOR向け超臨界圧でのCO_2パイプラインにも採用されている。一般的に常温材として使用されるが、確性試験等により低温性能を有することが判明している。サハリン地区といった低温地域での納入実績あり。
L415(X60)：小径シームレス鋼管の場合、国内における 7MPaG までの高圧ガスパイプラインで採用実績が多い。(大手ガス会社向け標準スペックとして採用されている)
L450(X65)：L415(X60)よりも強度が高く、国内における 7MPaG 程度の高圧ガスパイプラインで採用されている。海外パイプライン向け製作実績も多い。小径シームレス鋼管の場合、国内での採用実績は少ない。
L555(X80)：L450(X65)よりも強度が高く、より高圧ライン向けに採用される。
小径シームレス鋼管の場合、国内での製作実績は不明。

３）－２　材料適用評価

前述に上げた鋼材について、材料の特性、入手性等から、各モデルケースにおける適用可否を評価する。
評価結果を、表 1.3.3(1)-1「 配管材料検討一覧」に示す。

表 1.3.3(1)-1 配管材料検討一覧

No.		①	②	③	④	⑤	⑥
材料名		配管用ステンレス鋼管 JIS G 3459(1997)	低温配管用鋼管 JIS G 3460(1988)	ラインパイプ ISO3183(2007) (API Spec.5L)	圧力配管用炭素鋼鋼管 JIS G 3454(1988)	配管用炭素鋼鋼管 JIS G 3452(1997)	配管用アーク溶接炭素鋼鋼管 JIS G 3457(1988)
(一例)		SUS304TP-S SUS304TP-A	STPL450-S	a) : L415(X60) b) : L450(X65) c) : L555(X80)	STPG370-S STPG370-E	SGP-E SGP-B	STPY400
使用可能温度 (設計温度/低温側)		−196℃以上*1	−100℃以上*1	−10℃以上*2	−10℃以上*1	0℃以上*1	0℃以上*1
規定最小引張強さ(N/mm^2) *3		520	450	a) : 520 b) : 535 c) : 625	370	290	400
規定最小降伏点(N/mm^2) *3		205	245	a) : 415 b) : 450 c) : 555	215	(規定なし)	225
入手性 *4		○	△	△	○	○	○
適用評価 *5	ケース 1 低温液相	○	◎	×	×	×	×
	ケース 2 超臨界	△	○	◎	×	×	×
	ケース 3 低圧ガス	△	△	○	◎	×	×
	ケース 4 高圧ガス	△	△	○	△	×	×
(参考) 海外における 超臨界 CO2 パイプラインでの 採用実績 *6		○	不明	○	不明	不明	不明
懸案事項			入手性に劣るため納期について注意する必要あり	入手性に劣るため納期について注意する必要あり ※その他評価理由を参照			

(注記)

・共通）各材料規格に併記した年度は規格最新年度ではなく、関係する技術基準で定める年度を記載した。

・*1：特定設備検査規則関係例示基準（第5次改訂版)による。

・*2:発電用火力設備の技術基準 火力設備の技術基準の解釈(平成29年改訂版)による。

・*3：該当する各材料規格による。

・*4：広く流通しており市中材、ロール材問わず入手が可能な鋼材について○とした。ロール材にて入手可能だが、市中材にて纏まった数量を入手しづらい鋼材については△とした。(ロール材として入手する場合は長納期となる)

・*5：各ケースに適用できる材料を以下の記号で評価する。

◎○△：適用可（なお、優先順位は◎＞○＞△の順番とする)、×：適用不可

各ケースの評価理由を、表1.3.3(1)-2「配管材料検討一覧」に示す。

・*6:「CO2 パイプライン輸送の海外における実施状況および設計条件に関する調査」（JFEテクノリサーチ株式会社／平成18年2月）による。

表 1.3.3(1)-2 配管材料評価理由

モデルケース	評価理由
ケース 1 高圧/低温 液相輸送	設計温度が低温域であることから①SUS304TP-S/TP-A 及び②STPL450-S を適用可とした。但し、流体に腐食性要素が無いことから、材料費がより低コストである②STPL450-S を◎とする。
ケース 2 高圧/常温 液相～超臨界輸送	高圧、常温かつ腐食性要素が無いことから、③ラインパイプが最も適していると評価した。本ケースの場合、設計温度は常温であるが、導管内の急速減圧及び初期 CO2 充填により、運転下に低温に晒される可能性があるため、材料選定上は低温下での靭性も必要となると考えられ、 ④STPG,⑤SGP,⑥STPY400 は適用不可とした。（③ラインパイプを適用する場合も低温特性に関する材料検証が必要） 但し、当該パイプラインが高圧ガス保安法を適用した場合、ラインパイプを採用するためには事前評価が必要となる。（「備考適用法規との関連性」参照）
ケース 3 低圧/常温 気相輸送	低圧、常温かつ腐食性要素が無いことから、①,②,③,④の材料が適用可能であり、この中で最もコスト面で有利な④STPG370-E を◎とする。⑤,⑥は使用可能温度が 0℃以上となるため、適用不可としたが、寒冷地以外に敷設するパイプラインについては適用可能である。
ケース 4 高圧/常温 気相輸送	高圧、常温かつ腐食性要素が無いことから、国内の高圧ガスパイプラインの材料として多く採用されている③ラインパイプが最も適していると評価した。 高圧ガス保安法を適用する場合の懸案事項はケース 2 と同様。

各ケースにおいて選定した材料に対し、必要となる管厚と材料コスト比率を表 1.3.3(1)-3「配管材料選定結果一覧」に示す。

表 1.3.3(1)-3 配管材料選定結果一覧

	材質	口径(B)	管厚 *1	鋼材費コスト
ケース１	STPL450-S	８	8.2mm（Sch.40）	1.3
ケース２	API-5L L450Q(X65) *2	８	10.3mm	1.1
ケース３	STPG370-E	２０	9.5mm（Sch.20）	1.0
ケース４	API-5L L415Q(X60) *3	１２	6.8mm	1.1

*1：「特定設備検査規則　別添１ 特定設備の技術基準の解釈第１章第７条」により管厚を選定した。但し、③ラインパイプの許容応力は高圧保安法上の規定が無いため、「発電用火力設備の技術基準 火力設備の技術基準の解釈(平成 29 年改訂版)」より引用した。

*2：ケース２は、小径シームレス管の国内製作実績がある X65 クラスを選定した。（ケース４に対し、より設計圧力が高いため X60 クラスよりも高強度の材料とした）

*3：ケース４は、国内ガスパイプライン向け小径シームレス管として多数実績がある X60 クラスを選定した。

*4：2020 年度の実勢価格より算出。
m当りの単価が最も安い材料を 1.0 として換算した比率を示す。

【備考】

１．腐食性要素のある場合

当該検討は腐食性の無い流体を前提としているため、他の鋼材と比べてコストが割高となる①ステンレス鋼管は、前述の評価表で△としたが、仮に腐食性のある流体を前提とした場合は①ステンレス鋼管を適用することになる。

サワーガスや CO2 に腐食性要素がある場合（水分や H2S など）に採用される。

DNVGL-RP-F104（Design and operation of carbon dioxide pipelines）における記載を以下に示す。

Table 5-1 Candidate material types compatible with dense and vapour CO_2				
	No free water		*With free water*	
Material types	Pure CO_2	$CO_2 + H_2S$	Pure CO_2	$CO_2 + H_2S$
C-and low alloy steel	●	●		
304	●	●	●	●
316	●	●	●	●
13Cr	●	(●)	●	(●)
22Cr (duplex)	●	(●)	●	(●)
25Cr (duplex)	●	(●)	●	(●)
Nickel based alloys	●	●	●	●

Guidance note:

According to ISO 15156-3 type 25Cr is only marginally more resistant to H_2S cracking compared to 22Cr.

２．適用法規との関連性

国内で配管を敷設する場合の適用法規として、高圧ガス保安法、電気事業法、ガス事業法、鉱山保安法、消防法等が挙げられる。その中でも CO2 輸送パイプラインに適用される可能性が高いと思われる高圧ガス保安法を前提とする場合、関連する技術基準、具体的な材料基準等は例示基準で定められているが、当該基準では上記③ラインパイプの使用が認められていない。

例示基準には記載の無い材質のパイプを使用し、国内のパイプライン設計圧力において実績のある 7MPaG を超える場合や、7MPaG 以下であっても実績の無い材料を用いる場合には、高圧ガス保安協会（KHK）による事前評価として、実管、実圧力でのバースト試験をはじめとする各種試験を行い、学識経験者から成る委員会による技術基準への適合証明が必要となる。これには実験計画から始めて 2 年以上掛かる場合もあり、CO2 パイプラインに対し最初に許認可を得るには多大の労力と時間が必要となる可能性が高い。従って、ラインパイプの採用にあたっては、建設工程とコストに与える影響を十分に考慮する必要がある。

なお、③ラインパイプの場合、国内ガスパイプラインにおいて設計圧力 7MPaG 程度の実績が多くあるため、CO2 輸送パイプラインの設計圧力を 7MPaG 以下とすることで事前評価が簡略化されることが予想され、許認可手続きは比較的容易で時間もさほど掛からないと推測される。(NEDO, 2013 成果報告書による)

４）敷設方法について

４）－１　敷設方法の比較検討

パイプラインの敷設方法については、各モデルケース共に共通となる。
パイプラインの敷設環境により以下の敷設形態が想定される。

①地上設置（露出配管）※架空配管含む
②トレンチ内設置　※共同溝内含む
④　直埋設敷設

以上の３つの敷設方法について特徴、課題、断熱材の要否等について整理したものを以下に示す。なお、便宜上、法規については適用される可能性が高い高圧ガス保安法を前提として記載する。

①地上設置（露出配管）

・地上部を全長に渡り占有する必要がある。沿道、鉄道等の交通事情による通行性の問題や、河川・構造物の迂回の必要性など、敷地制約により採用不可となる場合がある。
・保守管理性においては設備の目視が可能であり、アクセスも容易である。
・断熱材の設置が可能であるため、保冷施工が必要となるケース１（低温液相輸送）に適した敷設方法といえる。また低温運用の場合、配管が熱伸縮するための措置が必要となるが、熱伸縮装置、配管ループ等の設置も比較的容易である。
・パイプラインを常温運用する場合、必要に応じて結露防止を設置する。

②トレンチ内設置

・トレンチ上部に蓋を設置する（もしくは埋設する）ことで上部の通行利用は可能である。
・①地上設置と同様に、沿道、鉄道等の交通事情による通行性の問題や、河川・構造物の迂回の必要性など、敷地制約により採用不可となる場合がある。
・トレンチに蓋を設置する（もしくは埋設する）場合、設備へのアクセスが困難となるため保守管理性に劣る。但し、仮に内部流体が外部に漏えいした場合は、トレンチ底部に漏えいガスが滞留するため、漏えい検知が容易であり、管理しやすい。
・断熱材の設置が可能であるため、保冷施工が必要となるケース１（低温液相輸送）の適用も可能であるが、熱伸縮装置、配管ループ等を設置する場合はトレンチ寸法に影響するため、トレンチの設置箇所の制約を受ける可能性がある。
・パイプラインを常温運用する場合、必要に応じて結露防止を設置する。

③直埋設敷設

・地上部の占有は無く、他の敷設形態に比べ最短ルートの選択が可能である。

・保守管理性においては配管の目視確認、アクセスが不可であり、詳細な漏洩検知が困難である。

・埋設箇所の土壌による腐食環境による防食措置として、電気防食が必要となる。

・直埋設敷設の場合、原則として断熱措置は行わないことから輸送ケースとしては常温運用が前提となる。運転温度は地中温度に依存することとなる。
仮に低温運用する場合、運転温度を保持するために保冷断熱が必須となる（保冷付き 2 重管にする必要がある）が、保守管理面、経済性等において適切ではなく、標準仕様として相応しくない。（当該箇所の延長が短距離で無い限り非現実的である）

上記で述べた 3 つの敷設方法の特徴、課題等、纏めたものを表 1.3.3(1)-4「敷設方法検討一覧」に示す。なお、CO2 パイプラインに必要となる付帯設備は、敷設形態によっても仕様や配慮が異なるが、後述する 1.3.3(3)「その他、大量輸送（100 万トン/年）臨界圧を超えた CO2 配管の必要付帯設備」にて詳述する。

４）－２　敷設方法に関する考察

国内でパイプラインを敷設する場合、敷設箇所敷地の制約上、パイプライン全長に渡り地上設置又は埋設トレンチで敷設することは現実的でなく、パイプラインルート上のどこかで必ず直埋設敷設する箇所が発生すると考えられることから、輸送ケースは常温輸送が望ましい。

表 1.3.3(1)-4 敷設方法検討一覧

敷設方法	地上部の占有	保守管理性	運転温度	断熱材要否
①地上設置 （露出配管）	△：全長に渡り占有 ×：敷地制約により採用不可の場合あり	○：輸送設備へのアクセスが容易であり、目視も可能	○：常温運用、低温運用の何れも適用可能	必要に応じて結露防止を実施 低温運用の場合、保冷施工する必要がある
②トレンチ内設置	△：蓋設置（もしくは埋設すること）により上部通行は可能 ×：敷地制約により採用不可の場合あり	△：輸送設備へのアクセスが困難であるが、目視確認は可能 ○：漏洩検知が容易	○：常温運用、低温運用の何れも適用可能 熱伸縮装置の設置にスペース上の制約を受けやすい	必要に応じて結露防止を実施 低温運用の場合、保冷施工する必要がある
③直埋設敷設	○：地上部の占有は無い ○：最短ルートを選択可	△：輸送設備の目視確認が不可 △：輸送設備へのアクセスが不可であり、目視確認も不可 △：漏洩検知が困難 △：電気防食設備が必要	△：原則、常温運用のみ適用（地中温度に依存）	断熱措置は原則として行わない

５）各輸送ケースのパイプライン敷設費および払出設備費の比較

パイプラインの輸送形態として考えられる各モデルケースにおいて、パイプラインの建設費を比較した結果を表 1.3.3(1)-5「パイプライン敷設コスト比較」に示す。

なお、パイプラインの敷設形態は、前項の結果を踏まえ、国内で敷設する場合に最も現実的な形態と思われる直埋設敷設を建設費の前提とする。

表 1.3.3(1)-5 パイプライン敷設コスト比較

輸送ケース	配管口径	配管材質	建設コスト（係数 1）	備考
ケース 1 高圧/低温 液相輸送	8B (200A)	STPL450-S	1.3	保冷付き２重管施工[*1]となるため、 ケース 2 より割高
ケース 2 高圧/常温 液相～超臨界輸送	8B (200A)	API-5L L450Q(X65)	1.0	高圧ガス保安法適用の場合、KHK の事前評価を受ける必要あり
ケース 3 低圧/常温 気相輸送	20B (500A)	STPG370-E	1.6	口径が大きいため割高
ケース 4 高圧/常温 気相輸送	12B (300A)	API-5L L415(X60)	1.2	高圧ガス保安法適用の場合、KHK の事前評価を受ける必要あり

（補足）

１．建設コストは最安のケースを 1.0 とした場合の比率を示す。
　また、当該建設費にはパイプライン上流側/下流側設備を含まず。

２．ケース 2 及びケース 4 は、KHK 事前評価に要する費用を除く。

（注記）

[*1]：ケース 1 のプロセス条件により保冷厚み 75mm と設定

また、パイプラインへ払出すために必要となる設備費を比較した結果を表 1.3.3(1)-6「払出設備費比較」に示す。

表 1.3.3(1)-6 払出設備費比較

輸送ケース	払出設備	設備費 (係数 2)
ケース 1 高圧/低温　液相輸送	ポンプ 35kw	0.2
ケース 2 高圧/常温　液相～超臨界輸送	ポンプ 570kw 加温器 3.7MW	1
ケース 3 低圧/常温　気相輸送	気化器 13.7MW 圧縮機 1990kw	3
ケース 4 高圧/常温　気相輸送	気化器 13.7MW 圧縮機 4800kw	5

（補足）

１．　設備費には土木基礎や電源などの建設条件は含まない。

２．　建設コストはケース 2 を 1.0 とした場合の比率を示す。

なお、前述の表 1.3.3(1)-5 「パイプライン敷設コスト比較」の係数とは異なる。

パイプラインと払出設備を合わせたトータル建設費用については、建設条件に大きく左右されるため、具体的な数字を示すことは難しいが、以下の傾向と言える。

ガスでの取扱いは流体の体積および昇圧動力が非常に大きくなることから、ケース３、ケース４は設備規模、すなわち設備費が増大する。パイプライン敷設コストにおいてもコストメリットがないことから、利用先がガスでの受入を指定する場合などの要因がない限り大容量の輸送方式として最適とは言い難い。液輸送のケース１およびケース２については、パイプライン敷設コストと払出設備費が逆転しているため、輸送距離や建設条件など個別条件によりコストメリットを勘案していく必要があるが、1.3.2(1) 4) CO2 利用先への払出形態で述べた通りケース１については入熱に対するガス化の課題があることを考慮する必要がある。

６）考察

本項では、CO2 パイプラインのプロセス条件を輸送モデルケース毎に設定した上で、配管材料の選定及び、敷設方法、断熱材の要否について検討を行った。

検討結果により、ケース 2（常温液相～超臨界輸送）は 1.3.2(1)で述べた送液安定性だけでなく、建設コストを考慮してもメリットが期待できることが判明した。一方、配管材質については高強度かつ高靭性を有し海外における CO2 配管への使用実績が豊富であるラインパイプ(API Spec.5L)を選定したが、国内 CO2 パイプラインへの適用にあたっては、確性試験等により低温特性を確認すること、及び高圧ガス保安法適用となった場合の事前評価～許認可取得が課題となる。

（２）　CO2 輸送配管の輸送停止時の保持方法、異常時のパージ方法

１）　臨界圧を超える LCO2 の保持について

臨界圧を超える LCO2 の輸送配管が払出先から遮断され輸送停止した場合を想定し、保持中の状態についての考察と、管内状態の維持方法を検討する。

１）－１　保持中の状態について

輸送停止の際は、保持中の内部流体は外部からの入熱・放熱により温度が緩やかに変動する。温度が上昇した場合は液体積が膨張するため、内部圧力が設計圧を超えないようにしなければならない。一方、温度が低下した場合は液体積の収縮により内部圧力が下がり、ガスが発生する。また、何らかの要因で保持圧力が著しく下がってしまった場合には、断熱膨張により温度低下し固化領域に近づく懸念がある。

１）－２　輸送停止時の保持方法

前述１）－１の懸念を解決するために、輸送停止時は以下の対処をする必要がある

(a) ポンプとの遮断

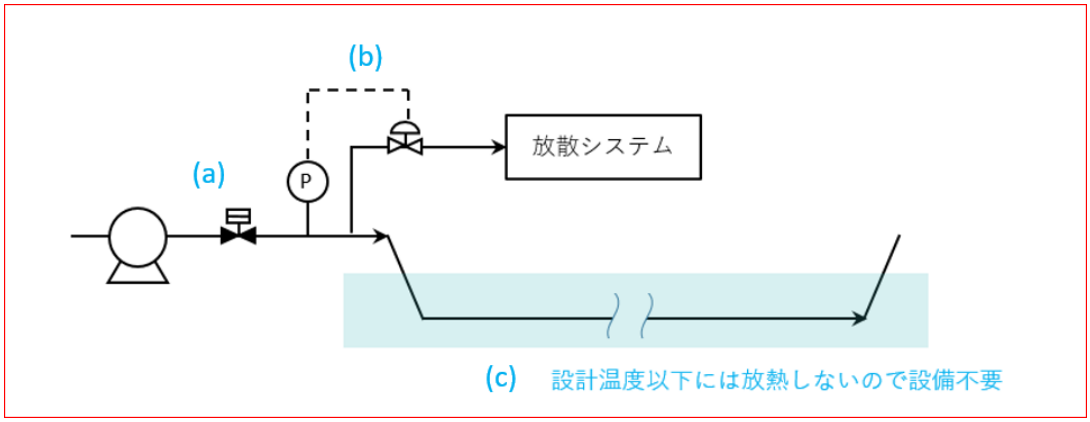
輸送停止中、ポンプ本体は低圧となるため、ポンプ吐出の逆止弁から低圧側へリークし管内圧が低下することのないよう確実に遮断する必要がある。

(b) 圧力調整（逃し弁）の設置

入熱により圧力上昇した際、自動的に逃がす逃し弁を設置する

(c) 放熱による収縮分は内部流体がガス化し自然に飽和圧力にバランスするため、輸送停止中の対処は不要。ただし発生したガスが溜まり輸送再開の障害とならないよう、配管形状に応じたガス抜きを検討する必要がある。

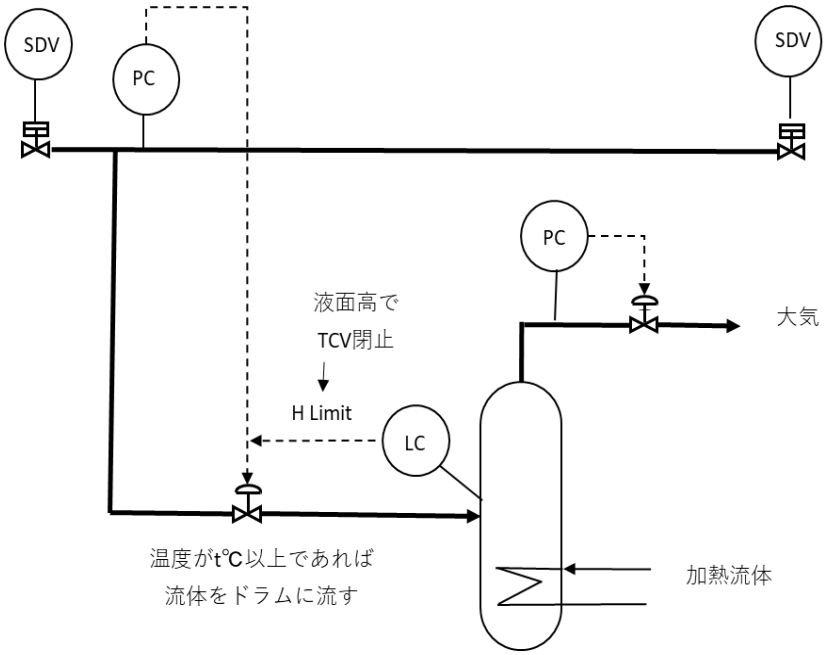
図 1.3.3(2)-1　輸送停止時の保持



１）－３　放散方法

管内の LCO2 を大気圧に断熱膨張させると、その部分で固化し閉塞してしまう懸念がある。従って逃し弁による圧力調整やガス抜き操作など、内部流体を外部に脱圧する際には注意を要する。下記図 1.3.3(2)-2 放散システムの例のように、背圧 0.7MPaG 以上を維持しながらいったんブローダウン槽に受け、加温したのちに大気放散する設備が必要となる。

図 1.3.3(2)-2　放散システムの例



２）　管内の LCO2 の脱圧・パージ方法

不測の事態によるメンテナンスや工事により管内の LCO2 を完全に抜く必要がある場合、脱圧操作中の断熱膨張により管内温度が設計温度を下回り、設備を損傷することのないよう注意を要する。例えば設計温度が 0℃の場合、0℃の飽和圧力 3.35MPaG より低い圧力とするためには外部から加温または加圧しながら操作する必要がある。下記表 1.3.3(2)-1 に自然入熱による加温と、外部からの昇圧ガスによるパージの比較を示す。

表 1.3.3(2)-1　脱圧・パージ方法の比較

	自然入熱による蒸発	外部からの昇圧ガスによるパージ		
流体	CO2	CO2	Dry Air	N2
流体の特徴	固化リスクあり	ガス置換後も固化リスクあり ・BOG を利用可 (ただし昇圧は必要)	市販性あるが残存水分による腐食の懸念あり	市販性があり、取扱容易
所要時間	液蒸発まで 31 日（口径 8B の場合）	制限なし （ガス供給・昇圧設備のサイズに依存）	制限なし （ガス供給・昇圧設備のサイズに依存）	制限なし （ガス供給・昇圧設備のサイズに依存）

管内を脱圧する際には、取扱が容易な N2 でパージできるよう、供給・昇圧設備を準備することが望ましいと言える。

（３）　その他、大量輸送（100 万トン/年）臨界圧を超えた CO2 配管の必要付帯設備

CO2 配管（パイプライン）に関する技術は、米国 EOR 用パイプライン及び設備の建設、操業の経験、また関連する規格等により、概ね確立されていると考えられ、パイプライン運用に必要となる付帯設備に関する技術も同様である。

一方で、米国の CO2 パイプラインは人口密度の高い地域には建設されていないことから、日本国内の敷設環境に見合った付帯設備を選定する必要がある。

なお、本項では事業所間を連絡するパイプラインを前提とし、事業所外の公道地盤面下、もしくは民地内の地上露出部等に敷設される配管のための付帯設備について示す。また、輸送する CO2 のプロセス条件に到達するための設備、及び維持するために必要となる設備（昇圧設備、加温設備等）については別項に示す。

１）緊急遮断装置・ブロックバルブ

国内で敷設されている石油ガスパイプラインと同様に、パイプラインの維持管理上及び危急時にパイプライン内部の CO2 を速やかに遮断する装置とする。

緊急遮断装置は、パイプラインの始終点、分岐点及びその他パイプラインの維持管理に必要な箇所に設置する。具体的な設置場所の選定にあたっては、維持管理性、施工性及び経済性を考慮し、交通事情、沿道の状況等の周辺環境、及び他埋設物や土質条件等の埋設環境について検討する必要がある。

国内で CO2 パイプラインを設置する場合、緊急遮断装置に対し法的な設置義務は無いが、高圧ガス保安法/コンビナート等保安規則では、パイプライン延長 4km 毎に、また一級河川及び幅 50m 以上の河川横断部には緊急遮断装置を設置することになっている。（但し、不活性ガスに係るものは対象外）　また、国内の天然ガスパイプラインの場合、ガスパイプライン技術指針に準拠し 8～16km 毎に遮断弁を設けている。なお、CO2 パイプライン用のブロックバルブの間隔に関するガイダンスは、カナダのパイプライン規格 CSA-Z-662-7 で提供されている。

緊急遮断装置は、天然ガスパイプラインで一般的に使用され、米国 EOR 向け CO2 導管でも採用されているボールバルブが適切とされる。流送する CO2 の組成により、バルブのシート材は腐食性を考慮した材料を選定する必要があり、EPDM（エチレンプロピレンゴム）が望ましいとされる。

２）圧力安全装置・放散装置

パイプライン中の各遮断区分において、入熱による膨張分を安全に逃がす装置とする。安全装置の能力については、上記の他、火災ケース等、配管の設置環境に応じた放散量検討が必要となる。

なお、CO2 は大気より重い気体であるため、放散した場合に低い場所に蓄積、滞留し、危険な濃度になり得ることを考慮し、緊急に放散する場合には放散塔の設置が必要となる。

なお、DNVGL-RP-F104（Design and operation of carbon dioxide pipelines）では以下を推奨している。

・ 放散塔には、パイプラインの温度と連携したフローコントロールバルブを装備する。コントロールバルブの設定点は、パイプライン設計温度に対して十分なマージンを持って選択し、放散中にパイプラインが設計温度以下に晒されないようにする必要がある。

・ 放散塔を人口密集地域に近い場所に設置する場合、放散塔による CO2 の暴露が最も大きな影響を与える場所から離れる方向に水平面から 45° を指すように設置する。(下図参照)

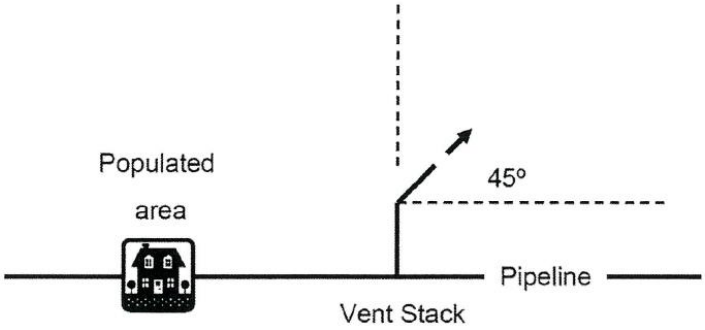


Figure 4-5 Configuration of vent stack

3）内容物除去装置・ブローダウンバルブ

管内をパージするために必要な装置とする。

パイプラインの運用開始前に、ドライエア、もしくは窒素で封入されている管内を CO2 に入れ替える場合に必要となる。また、運転圧から大気圧にブローダウンする場合に必要となる。後者では減圧時の温度降下による凍結に対して設備機能の停止、破損等も考えられることから、有効な設備系統、配管レイアウト、材質選定を行う必要がある。(前述の 2) 圧力安全装置・放散装置と同様)

なお、CO2 は不活性ガスであることから、国内において内容物除去装置の設置は法的に不要と判断される。

4）ガス漏えい検知装置

CO2 は天然ガスや石油と異なり、燃焼しないし爆発もしないが、人間及び動物に対して生理学的な危険を及ぼす可能性がある。漏洩による圧力低下を防ぐためだけでなく、設備を安全に運用するため、また配管敷設エリア周辺の公衆及び環境保全のためにガス漏洩検知が必要となる。

漏えい検知の方法として考えられる手法を以下に示す。

・ 巡回点検、定期自主検査

移動式のガスディテクターによる検知。天然ガスパイプラインにおいても一般的に実施されている。

・ ガス検知器の設置

パイプラインからガス漏洩した場合に滞留しやすい箇所（配管トレンチ内、

バルブピット内等）には固定式ガス検知器を設置する。

・ 圧力監視、流量差監視

パイプラインの計測により運用状況を監視し、管内の異常を判断する。

・ 温度分布のモニタリング

米国 EOR 向け CO2 パイプライン等で採用されている検知法である。加圧状態の CO2 が放散されると通常は温度低下を伴うため、この性質を利用して CO2 の放散や漏えいを温度分布画像により検知する。米国ではパイプラインの上空より航空機によるパトロールにより管理されている。

また、光ファイバを利用した温度計測技術による漏えい検知も適用可能と判断される。(パイプライン外面の管壁に光ファイバを沿わせることで、温度とその位置を測定、監視する)

・ レーザー光を利用したガス漏洩検知

検知対象から離れたところよりレーザー光を照射し、漏えいガスを広域に検知する技術が国内で開発されている。(CO2 設備に対する実証結果は未確認)

なお、CO2 は毒性ガス及び可燃性ガスに該当しないため、漏えい拡散防止措置の設置は法的に不要となる。

5）クラックアレスタ

パイプラインの大規模破壊には脆性破壊の伝播と高速延性破壊の伝播によるものが想定され、パイプにき裂が生じた場合の伝播を阻止するために一定の距離毎にクラックアレスタを設置する。パイプラインの破壊き裂が伝播するか、停止するかは、パイプの破壊により発生する減圧の圧力に対応した配管のフープ応力と材料強度の関係、圧力低下の伝播速度とき裂の伝播速度の優劣によるとされるが、超臨界圧力以上の CO2 をパイプラインで輸送する場合、万が一、パイプに損傷が生じた際に，圧力低下によって気相が生成すると減圧が起きにくくなり、高速延性破壊防止の観点から極めて厳しい条件になることが予想される。Battelle の評価式によりき裂伝播を防止するために必要なパイプ材料を選定することも可能とされるが、DNV-RP-J202（Design and operation of CO2 pipelines）ではクラックアレスタの実装を推奨している。

クラックアレスタの設置間隔に関するガイダンスは、DNVGL-RP-J202 で提供されており、300m 毎とされる。なお、米国 EOR 用 CO2 パイプラインの実績では、クラックアレスタが約 300～400m 間隔で設置されており、また道路や河川の横断部にも設置されている。

6）窒素供給・昇圧設備

CO2 を超臨界圧力以上で流送する場合、関連設備の長期停止時、またメンテナンス、切替工事等によりパイプライン内の液抜き及び液張りを実施する際は、パイプライン内を 3.35MPaG 以上に維持するために窒素ガス供給設備が必要となる。詳細は前述の 1.3.3(2)CO2 輸送配管の輸送停止時の保持方法、異常時のパージ方法　による。

7）その他

前述の付帯設備の他、石油・ガスパイプラインで一般的に設置される以下の付帯設備が必要となる。

7)-1　監視制御設備

・ パイプラインの運転状態を監視する装置（圧力、流量、温度等の計器類、緊急遮断装置の開閉状態を示す表示灯等）及びパイプラインに異常な事態が発生した場合に警報する装置（圧力/温度/流量の異常、緊急遮断装置異常、漏えい検知、地震動検知等）

・ 輸送する CO2 が水分、硫化水素など腐食性成分を含有する場合は、ガス中の水分量や不純物をモニタリングする計器（分析計、湿度計等）が必要となる。

7)-2　保安電力

・ 近接の商業電力を受電し、監視制御設備用、緊急遮断装置用等に電源供給する。

・ 事故、災害等により商業電力からの受電が停止した際に、設備機能が失われないための措置として無停電電源装置（UPS)、非常用発電設備等が必要となる。

7)-3　防食装置

・ パイプラインの腐食を防止するために、塗装、塗覆装、電気防食設備、絶縁措置等を設置環境や周囲条件により措置する必要がある。

・ 国内の埋設パイプラインでは、一般的に流電陽極方式もしくは外部電源方式による電気防食設備が設置される。パイプラインの規模、敷設環境により、外部電源装置、電極井、測定用ターミナル等が必要となる。

7)-4　ピグ装置

・　建設中に配管内に残った塵、水分等を除去する。操業中はパイプラインの管厚測定、内部状況をピグにより調査し、腐食に関する診断を行う。

7)-5　損傷防止装置

・　配管を地盤面上に設置する場合は、損傷防止のため、周囲の条件に応じて柵、ガードレール等の防護措置を講じる必要がある。

・　配管を道路下に埋設する場合でも、必要に応じて鉄筋コンクリート、鉄板等の防護工又は防護構造物を設置する。

7)-6　連絡装置

・　緊急時に必要な通報のための装置（電話、インターフォン等）を設置する必要がある。

7)-7　その他、地上に設置する場合の立ち入り防止措置

7)-8　その他、標識類

・　位置標識、埋設表示シート（埋設部の管上に設置)、注意標識（保安上必要な箇所に設置）

7)-9　その他、水中に敷設する場合は、浮上/移動を防止するための装置、ケーシング、コンクリート防護又は防波柵等による防護措置が必要となる。

１．３．４　まとめ

（１）　主要機器

将来の大量輸送に向けた受入基地で想定される主要機器のリストを表 1.3.4(1)-1 に示す。

本検討は標準的な機器構成で行ったものであり､大量輸送基地の受入･払出条件によって異なる。

表 1.3.4(1)-1 大量輸送受入基地　主要機器リスト

設備名	機器名	仕様	数量
受入設備	ローディングアーム(液)	14B,　ERS 付	1 基
	ローディングアーム(ガス)	6B,　ERS 付	1 基
	保冷循環ポンプ		1 基
貯蔵設備	LCO2 タンク	2400ton 球形タンク	15 基
	再液化装置	BOG 圧縮機,液化器,冷凍機	3 系列＋1 予備
	加圧蒸発器	2.5 t/h	3 基
払出設備	払出ポンプ	42t/h　850m	3 基＋予備
	加温器		2 基

１）　受入設備

受入条件は 1,500 t/h とし、緊急離脱装置(ERS)付きのローディングアームを液用、ガス用それぞれ 1 基ずつ設置する。

受入配管をクールダウンするための保冷循環ポンプを設ける。

２）　貯蔵設備

受け入れた LCO2 を貯蔵するために、2,400ton 球形タンク(1MPa, -48℃)を設置する。20,000ton 船を受け入れるため、最低設置基数は 15 基とする。

貯蔵中の BOG をタンクに戻すために再液化装置を設ける。また、タンク内ガス層の負圧防止のために加圧蒸発器を設ける。数量はそれぞれタンク 5 基当たり 1 系列＋予備 1 系の 4 系列とする。

３）　払出設備

受け入れた LCO2 を払い出すための設備として、ここでは臨界圧を超える輸送を想定し、127t/h の払出ポンプと加温器を仮定した。

（２）　仮定配置

貯蔵設備エリアとして、約 20,000m2 程度必要となる。

（３）　建設工期

国内で球形タンクを溶接できる溶接工の人数は限られており、同時に 2400ton タンク 15 基を施工することは困難であるため、タンク施工期間として 6 年以上の期間を要する可能性がある。

（４）　建設費用

貯蔵設備の建設費用は、約 260 億円程度と考えられる。受入設備，払出設備は条件によるので建設費は算出しない。

（５）　保守費用

保守点検費用は年間約 10 億円程度必要と考えられる。タンク材料の SLA365 は高張力鋼以外の炭素鋼(低温圧力容器の材料として低温貯槽の材料として使用されるもの)であるため、保安検査基準に基づき、8 年に 1 回の開放点検周期となるので、1 年に 2 基の開放点検が必要となる。

（６）　運転時電力・用役量

想定される 1 年当たりの概略ユーティリティ消費量を表 1.3.4(6)-1 に示す。

表 1.3.4(6)-1 大量輸送ユーティリティ消費量

種類	単位	使用量
電力量	GWh/y	17.5
窒素	Ton/y	10
A 重油	KL/ｙ	5,000

立地条件として必要なインフラ設備は下記の表 1.3.4(6)-2 に示す。

表 1.3.4(6)-2 大量輸送　必要インフラ

種類	設備容量
受電設備	3500 KVA
工業用水	最大流量 5t/h
工場排水量	25 t/d
飲料水	（人数による）
生活排水	（人数による）

２　苫小牧実証試験を想定した受入基地の概念設計

２．１　業務概要

２．１．１　適用

本業務は、日本ＣＣＳ調査株式会社殿が実施する「ＣＣＳ研究開発・実証関連事業／苫小牧におけるＣＣＳ大規模実証試験」将来計画の検討・準備等のうち、「CO2 船舶輸送受入基地の概念設計」の一部を構成する「苫小牧実証試験を想定した受入基地の概念設計」を実施したものである。

２．２　調査・検討条件

２．２．１　設備機能

苫小牧を受入貯留地点とし、LCO2 の舶輸送実証試験を実施する想定にて、「苫小牧実証試験を想定した受入基地の概念設計」を実施する。受入基地は LCO2 の受入設備、貯槽、昇圧・加温設備、CO2 輸送パイプライン等で構成される。LCO2 を、貯槽近傍に設置される昇圧･加温装置にて超臨界状態とし､パイプラインにて利用先まで輸送するものである。以下に各設備機能の区分を示す。

表 2.2.1-1　設備区分

設備名称	新設	既設
(1)LCO2 受入設備		
・バース（内航船着桟用）		○
・ローディングアーム、受入配管設備等	○	
(2)LCO2 貯槽	○	
(3)LCO2 昇圧・加温設備	○	
(4)CO2 パイプライン	○	
(5)CO2 利用先（範囲外）	－	－
(6)付帯装置	○	
(7)監視制御装置	○	

２．２．２　受入基地の基本条件

実証設備の建設サイトと気象条件を以下に示す。

（１）建設サイト

実証試験設備の建設候補地は以下と想定する。

候補地：北海道苫小牧市

受入設備場所：北海道電力株式会社　苫小牧発電所構内　既設バース

貯蔵設備場所：北海道電力株式会社　苫小牧発電所構内　非常用発電機跡地

利用場所：日本 CCS 調査株式会社　苫小牧 CCS 実証センター構内

（２）気象条件

１）　気　温

最高　：　35.5℃

最低　：-19.2℃

平均　：夏季 20.9℃、冬季 -3.8℃

２）風　速

最大風速：38.6m/s

風の主報告：冬季 方北東、夏季 南南東

３）湿　度

設計相対湿度：85%

４）　降雨量

最大記録降雨量：195.5mm/日、79.5mm/h

設計降雨強度：60mm/h

風の主報告：冬季 方北東、夏季 南南東

５）積　雪

最大降雪量：77mm

設計基準降雪量：77mm

６）　環境条件

凍結震度：GL-700mm（R1）

２．３　実証試験設備の基本仕様

２．３．１　CO2 貯蔵タンク

（１）　CO2 の受入条件

以下の 2 ケースの受け入れを実証試験の条件とする。

① 低圧ケース：温度-50 ℃，圧力 1.0 MPa

② 中圧ケース：温度-20 ℃，圧力 2.0 MPa

（２）　貯蔵タンク材質及び最大サイズの検討

貯蔵タンクの材質は低温状態での受け入れも考慮し、大量輸送の試設計で選定した以下の材質とする。タンク容量を最大とするため、大量輸送の検討と同様に第二種特定設備とし、応力除去熱処理を回避するためタンク設計温度は-48℃とする。

表.2.3.1(2)-1 貯蔵タンク材質

部位	材質
タンク本体	SLA365
ノズル管台	SFL3

この材料の組み合わせで製作可能な最大容量を以下に示す。

表.2.3.1(2)-2 タンク容量

受入条件	設計圧力 (MPa)	貯蔵能力(※1) (ton)	運用容量(※2) (ton)
低圧ケース	1.0	2,378	1,664
中圧ケース	2.0	367	259

※1. 貯蔵能力：幾何容積×0.9×液密度。　0.9 はガス層を考慮した係数
　　液密度は、低圧の場合：1.1g/cm^2(@1MPaG)、中圧の場合：1.018g/cm^2(@2MPaG)

※2. 運用容量：貯蔵能力に運用上の最低液面・最高液面を考慮した実貯蔵量

（３）　タンク基数の検討

輸送量 1,000 ton を受け入れるタンクの必要基数を検討する。

低圧ケースと中圧ケースで別々のタンクに受け入れる前提とする。

①低圧ケース：運用容積 1,664 ton×1 基(＞1,000 ton)

②中圧タンク：運用容積 259 ton×4 基＝1,036 ton(＞1,000 ton)

表.2.3.1(3)-1 に各ケースでのタンク容量と基数を示す。

尚、低圧ケースは大量輸送と同サイズである。

表.2.3.1(3)-1 タンク容量と基数

受入条件	設計圧力 (MPa)	設計温度 (℃)	最大板厚 (mm)	幾何容積 (m3)	貯蔵能力 (ton)	運用容量 (ton)	基数
低圧ケース	1.0	-48	38	2,403	2,378	1,664	1
中圧ケース	2.0	-48	38	401	367	259	4

２．３．２　設備系統

（１）設備系統

１）　LCO2 受入・貯蔵能力

・受入基地の CO2 貯蔵タンクを低温低圧系（-50℃、1MPaG）及び中温中圧系（-20℃、2MPaG）の 2 系列とする。ただし、中温中圧系のタンクでも低温低圧系の CO2 を受け入れられるように、タンクの設計温度は-50℃とする。

・LCO2 貯蔵タンクは、低温低圧系では 2,378ton を 1 基、中温中圧系では 367ton を 4 基設置する。

・低温低圧系及び中温中圧系は各々単独で運用するものであり、同時に運用することは無い。

・中温中圧系の4基のCO2貯蔵タンクの入出口配管は、遠隔操作の遮断弁で縁切り出来るものとする。

２）　CO2 昇圧･加温システム

・CO2昇圧･加温システムは、新設プラントエリア内に設置するもとする。

・LCO2を12.3MPaGまで昇圧した後10℃～37℃まで加温し、臨界圧力以上でCO2をパイプラインにて送出する。

３）CO2 輸送パイプライン

・臨界圧力以上でCO2をパイプラインにて利用先に輸送し、加温装置にて温度調整後（10℃～32℃）、取合点にて既設配管と合流する。

・CO2パイプラインは1系列設置するものとし、ルートについてはJCCS殿のご指示に基づき2～3ケース検討する。パイプライン敷設コストについてはJCCS殿と協議の上、1ケースのみ積算する。

・利用先エリアに新設する加温装置の熱源は、既設プラントより蒸気を供給されるものとする。

・既設利用先プラントと今回新設するCO2パイプラインは同時に運転する運用を想定する。

２．３．３　主要機器仕様検討

表 2.3.3.-1 図 2.3.3-1～5 に 主要機器仕様を示す。

表 2.3.3-1 主要機器仕様(1/5)

機器リスト					
設備分類	機器名称		基数	基　本　仕　様	
	機器番号	名称			
受入	X-101	ローディングアーム（液）	1基	型式	完全バランス型油圧駆動式, ERS付
				適用法規	高圧ガス保安法
				設計圧力(MPaG)	2.6
				設計温度(°C)	-50～+65
				処理流量(m3/h)	263
				主要材質	SUS304
				寸法 (m)	W 1.5 x L 1.5, サイズ 6B
				設置場所	バース
	X-102	ローディングアーム（BOG）	1基	型式	完全バランス型油圧駆動式, ERS付
				適用法規	高圧ガス保安法
				設計圧力(MPaG)	2.6
				設計温度(°C)	-50～+65
				処理流量(m3/h)	263
				主要材質	SUS304
				寸法 (m)	W 1.5 x L 1.5, サイズ 3B
				設置場所	バース
		油圧ユニット、制御盤	1式	型式	油圧駆動式、制御盤付
				設置場所	屋外（バース）
		消火設備	1式	型式	粉末式（消火器等）
				設置場所	屋外（バース）
低圧タンク	T-101	低圧タンク	1基	型式	球形
				適用法規	高圧ガス保安法　特定設備検査規則
				設計圧力(MPaG)	1.0
				設計温度(°C)	-48/65
				内容積(m3)	2,400m3 (貯蔵能力　2,378t)
				主要材質	SLA365
				寸法 (m)	φ16.62 x H 19.7
				設置場所	屋外
	Q-111	再液化設備（低圧用）		発生BOG量(kg/h)	1,500（設計）
				設置場所	屋内
	C-111A/B	BOG圧縮機	2基	型式	往復動式
				仕様	50% x 2系列
				適用法規	高圧ガス保安法
				入口圧力(MPaG)	0.7以上0.9未満
				入口温度(°C)	-45.1
				流量(kg/h)	254～1,500, CO2: 100%
				出口圧力(MPaG)	2.0
				出口流量(kg/h)	1,786
				廃熱回収器出口温度	37°C以下
				電動機定格(kW)	57
	E-114	液化器	1基	仕様	100% x 1系列
				適用法規	高圧ガス保安法　特定設備検査規則
				設計圧力(MPaG)	2.0
				出口温度(°C)	-20
				流量(kg/h)	1,786
	U-111A/B	冷凍機	2基	仕様	50% x 2系列
				適用法規	高圧ガス保安法　附属冷凍
				冷却能力(kW)	193
				電動機定格(kW)	120

表 2.3.3-2 主要機器仕様(2/5)

機器リスト					
設備分類	機器名称		基数	基 本 仕 様	
	機器番号	名称			
低圧タンク	E-101	加圧蒸発器（低圧用）	1基	型式	温水湯浴式
				適用法規	高圧ガス保安法　特定設備検査規則
				気化量(kg/h)	1,210
				設計圧力(MPaG)	1.0
				運転圧力(MPaG)	0.7
				設計温度(°C)	-50/65
				主要材質	SUS316(蒸発器側)，SUS304(水槽側)
				付属品	攪拌ポンプ付き
				寸法 (m)	φ1.8 x H 2.9
	P-103A/B	保冷循環ポンプ	1基+予備1基	型式	キャンドモーターポンプ
				適用法規	高圧ガス保安法
				設計圧力(MPaG)	2.6
				設計温度(°C)	-50～65
				流量(m3/h)	2.1
				揚程(m)	116
				電動機定格(kW)	3.7
				寸法 (m)	W0.7 x L2.4 x H 1.0
				設置場所	屋外
中圧タンク	T-201A～D	中圧タンク	4基	型式	球形
				適用法規	高圧ガス保安法　特定設備検査規則
				設計圧力(MPaG)	2.0
				設計温度(°C)	-48/65
				内容積(m3)	370m3 (貯蔵能力　367t)
				主要材質	SLA365
				寸法 (m)	φ9.15 x H 12.5
				設置場所	屋外
	Q-211	再液化設備（中圧用）		発生BOG量(kg/h)	1,500（設計）
				設置場所	屋内
	C-211A/B	BOG圧縮機	2基	型式	往復動式
				仕様	50% x 2系列
				適用法規	高圧ガス保安法
				入口圧力(MPaG)	1.6以上1.8未満
				入口温度(°C)	-23.9
				流量(kg/h)	158～1,500, CO2: 100%
				出口圧力(MPaG)	2.0
				出口流量(kg/h)	1,546
				廃熱回収器出口温度	37°C以下
				電動機定格(kW)	23
	E-214A/B	液化器	1基	仕様	100% x 1系列
				適用法規	高圧ガス保安法　特定設備検査規則
				設計圧力(MPaG)	2.0
				出口温度(°C)	-20
				流量(kg/h)	1,546
	U-211A/B	冷凍機	2基	仕様	50% x 2系列
				適用法規	高圧ガス保安法　附属冷凍
				冷却能力(kW)	167
				電動機定格(kW)	120
	E-201	加圧蒸発器（中圧用）	1基	型式	温水湯浴式
				適用法規	高圧ガス保安法　特定設備検査規則
				気化量(kg/h)	2,780
				設計圧力(MPaG)	2.0
				運転圧力(MPaG)	1.6
				設計温度(°C)	-50/65
				主要材質	SUS316(蒸発器側)，SUS304(水槽側)
				付属品	攪拌ポンプ付き
				寸法 (m)	φ2.1 x H 3.7

表 2.3.3-3 主要機器仕様(3/5)

機器リスト

設備分類	機器名称		基数	基 本 仕 様	
	機器番号	名称			
払出設備	P-121A/B	払出ポンプ	2基	型式	キャンドモーターポンプ
				適用法規	高圧ガス保安法
				設計圧力(MPaG)	13
				設計温度(°C)	-50～+65
				処理流量(m3/h)	30
				揚程 (m)	900
				主要材質	SUS316
				寸法 (m)	W1.5 x L1.5 x H 3.0
				電動機定格(kW)	300 （インバータ付）
				設置場所	屋外
	E-121	加温器１（基地側）	1基	型式	多管式熱交換器 Uチューブ式 234m2
				適用法規	高圧ガス保安法 特定設備検査規則
				設計圧力(MPaG)	胴側: 9.0 , 管側:13.0
				設計温度(°C)	胴側: 90 , 管側:-50/90
				交換熱量（MW）	3.21（60t/hケース）
				寸法	ID 750mm x Tube 6000mm
				材質	胴側: 炭素鋼, 管側 :SUS304
				設置場所	屋外
	E-122	加温器２（利用先）	1基	型式	多管式熱交換器 Uチューブ式 60m2
				適用法規	高圧ガス保安法 特定設備検査規則
				設計圧力(MPaG)	胴側: 9.0 , 管側:13.0
				設計温度(°C)	胴側: 205 , 管側: 65
				交換熱量（MW）	1.64（60t/hケース）
				寸法	ID 600mm x Tube 2500mm
				材質	胴側: 炭素鋼, 管側 :SUS304
				設置場所	屋外
	V-121	ブローダウン槽(基地側)	1基	型式	竪型円筒
				適用法規	高圧ガス保安法 特定設備検査規則
				設計圧力(MPaG)	2
				設計温度(°C)	-90 / 65
				内容積(m3)	3
				設置場所	屋外
	V-122	ブローダウン槽(利用先)	1基	型式	竪型円筒
				適用法規	高圧ガス保安法 特定設備検査規則
				設計圧力(MPaG)	2
				設計温度(°C)	-90 / 65
				内容積(m3)	3
				設置場所	屋外（利用先）
放散設備	X-111	放散塔	1基	放散流量(t/h)	11.3
				設計温度(°C)	-90 / 65
				寸法	6 インチ
				材質	SUS304
				設置場所	屋外（低圧タンク塔頂）
ユーティリティー設備	U-301	工業用水設備			
	PT-301	工業用水ピット	1基	型式	コンクリート製（4hr想定）
				寸法 (m)	L4 x W4 x D1.5
				設置場所	屋外
	P-301A/B	補給水ポンプ	1基+予備1基	型式	竪型遠心
				設計圧力(MPaG)	0.7
				設計温度(°C)	65
				処理流量(m3/h)	5
				揚程 (m)	25
				寸法 (m)	W 1.5 xL 1.0 x H 0.5
				電動機定格(kW)	1.5
				設置場所	屋内

表 2.3.3-4 主要機器仕様(4/5)

機器リスト					
設備分類	機器名称		基数	基 本 仕 様	
	機器番号	名称			
ユーティリティー設備	U-311	冷却設備			
	CT-311	冷却塔	3基	型式	開放式
				循環冷却水量(m3/h	200
				入口温度（°C）	35
				出口温度（°C）	30
				寸法 (m)	W 3..5 x L 3.6 x H 3.5
				電動機定格(kW)	5.5
				設置場所	屋外
	PT-311	冷却水ピット	1基	型式	コンクリート製(50m3)、凍結防止ヒーター付
				寸法 (m)	L3.5 x W7 x D2.5
				設置場所	冷却塔下部
	P-311A/B	冷却水循環ポンプ	1基+予備1基	型式	遠心式
				設計圧力(MPaG)	0.85
				設計温度(°C)	65
				処理流量(m3/h)	200
				揚程 (m)	40
				寸法 (m)	W 0.7 xL 1.5 x H 0.9
				電動機定格(kW)	55
				設置場所	屋内
		濾過器、薬注	1式	設置場所	屋内
	U-401	温水設備			
	B-401 A/B	温水（ブライン）ボイラ	2基	型式	真空温水ヒータ
				燃料	油焚き(A重油)
				設計圧力(MPaG)	0.98
				設計温度(°C)	90
				処理熱量(kW)	1,810(1,860)
				寸法 (m)	W 2.0 xL 5.0 x H 2.0
				電動機定格(kW)	17
				設置場所	屋内
	P-401 A/B	温水（ブライン）循環ポンプ	1基+予備1基	型式	遠心式
				設計圧力(MPaG)	0.98
				設計温度(°C)	90
				処理流量(m3/h)	90
				揚程 (m)	40
				寸法 (m)	W 0.7 xL 1.3 x H 1.0
				電動機定格(kW)	30
				設置場所	屋内
	V-401	温水タンク	1基	型式	竪型円筒
				設計圧力(MPaG)	0.19
				設計温度(°C)	90
				内容積(m3)	1.8
				寸法 (m)	ID 950 x H2,200
				設置場所	屋内
	U-501	計装空気設備			
	C-501A/B	空気圧縮機	1基+予備1基	型式	給油式スクリュー
				設計圧力(MPaG)	0.98
				設計温度(°C)	65
				供給流量(Nm3/h)	100+α
				供給圧力(MPaG)	0.69
				寸法 (m)	W 1.5 xL 1.0 x H 1.5
				電動機定格(kW)	22
				設置場所	屋内

表 2.3.3-5 主要機器仕様(5/5)

設備分類	機器名称		基数	基本仕様	
	機器番号	名称			
ユーティリティー設備	X-501	ドライヤー	1基	型式	内蔵型
				設計圧力(MPaG)	0.98
				設計温度(°C)	65
				供給流量(Nm3/h)	100
				露点(°C)	-40
				供給圧力(MPaG)	0.69
				電動機定格(kW)	0.2
				設置場所	屋内
	V-501	計空タンク(基地)	1基	型式	竪型円筒
				設計圧力(MPaG)	0.98
				設計温度(°C)	65
				内容積(m3)	11.0
				保有時間（分）	15
				設置場所	屋外
	V-511	計空タンク(LCO2受入　岸壁)	1基	型式	竪型円筒
				設計圧力(MPaG)	0.98
				設計温度(°C)	65
				内容積(m3)	2.0
				設置場所	バース
		窒素設備			
	Q-521	窒素カードル	1基	適用法規	高圧ガス保安法　容器検査規則
					※　リース品を操業者にて設置
	V-521	高圧窒素タンク (LCO2受入　岸壁)	1基	型式	竪型円筒
				適用法規	高圧ガス保安法　特定設備検査規則
				設計圧力(MPaG)	2.2
				設計温度(°C)	65
				内容積(m3)	2.0
				寸法 (m)	φ1.5 x H2.5
				設置場所	バース
	U-601	燃料設備（A重油）			
		燃料受入設備			
	T-601	燃料タンク	1基	型式	コーンルーフ　防爆ヒータ付
				設計圧力(MPaG)	FW±50mmAq
				内容積(m3)	20.0
				寸法 (m)	φ2.5 x H 4.2
				設置場所	屋外
	P-601 A/B	燃料供給ポンプ	1基+予備1基	型式	ギアポンプ
				設計圧力(MPaG)	1
				設計温度(°C)	65
				処理流量(m3/h)	0.72
				揚程 (m)	24
				寸法 (m)	W0.6 x L0.6 x H0.5
				電動機定格(kW)	1.5
				設置場所	屋外
	T-602	温水ボイラ燃料タンク	1基	型式	角槽
				設計圧力(MPaG)	FW±50mmAq
				設計温度(°C)	65
				内容積(m3)	2.0
				寸法 (m)	W1.4 x L1.4 x H1.0
				設置場所	屋内
		消火設備	1式	型式	粉末式消火器
				設置場所	屋内
	U-701	非常用発電機	1基	設置場所	屋内
		建屋用HVAC	1式	設置場所	（各建屋付属）

２．３．４　CO2 輸送配管設備

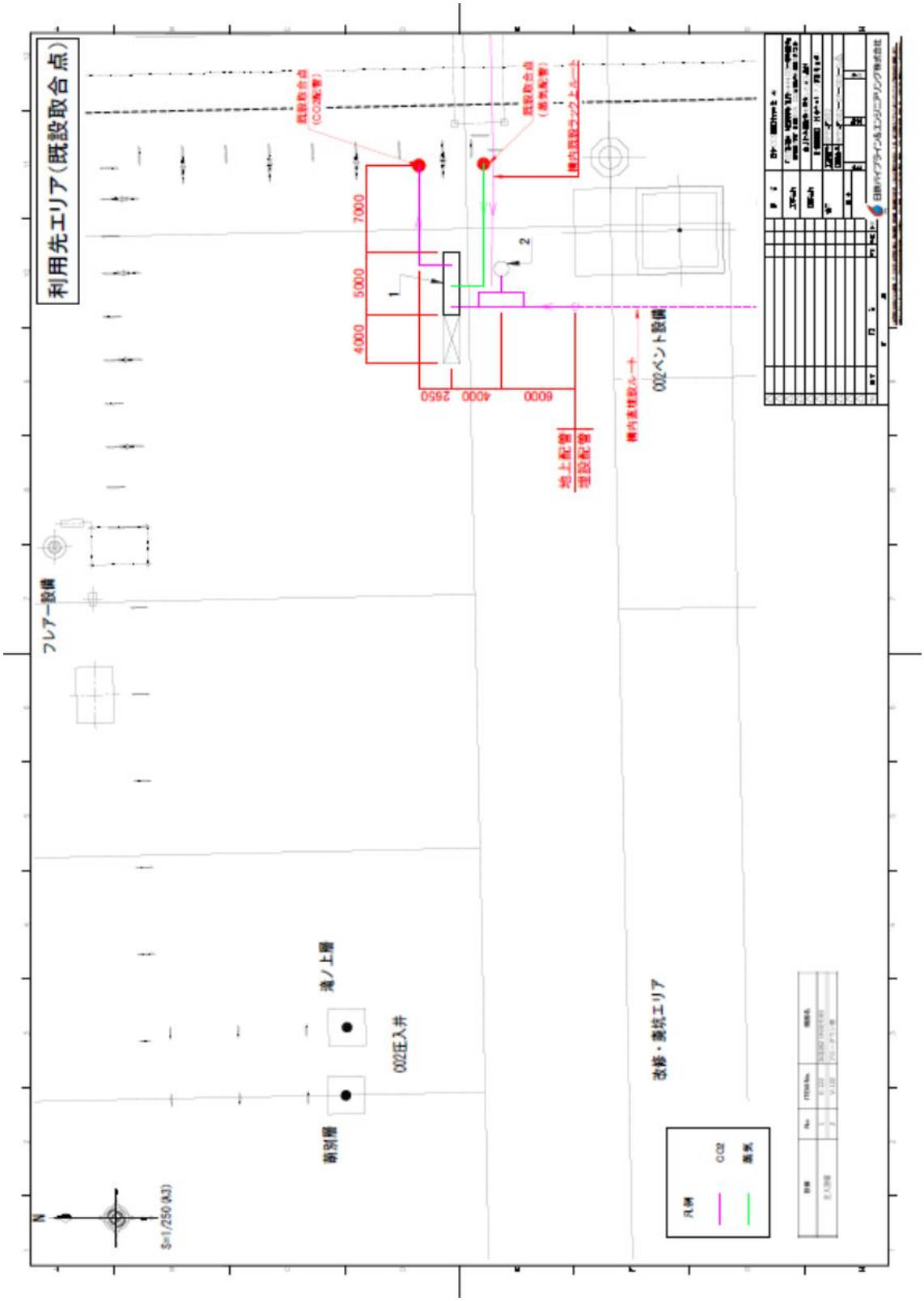


図 2.3.4-1 CO2 利用先エリア

２．３．５　電気・計装設備

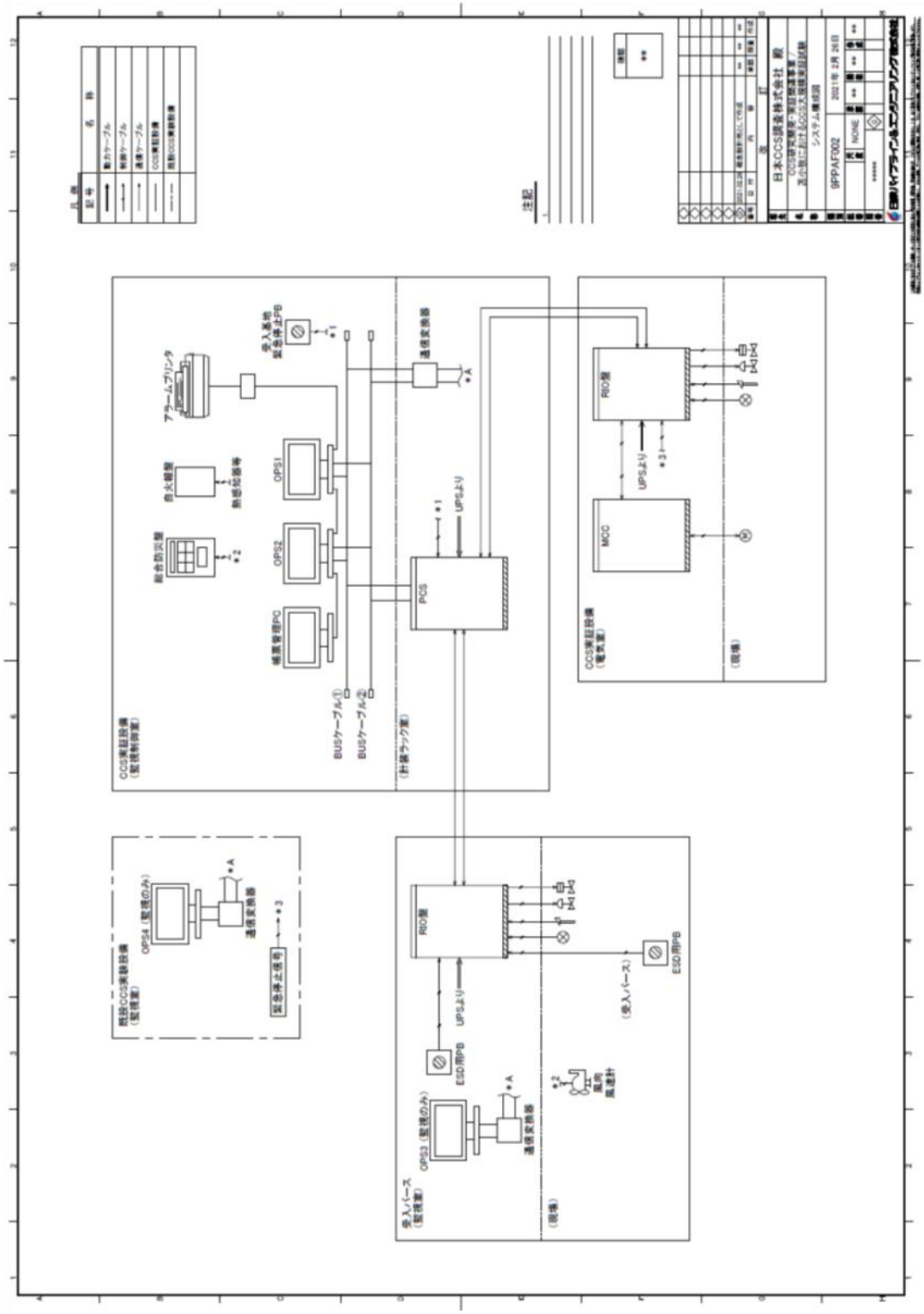


図 2.3.5-1 システム構成図

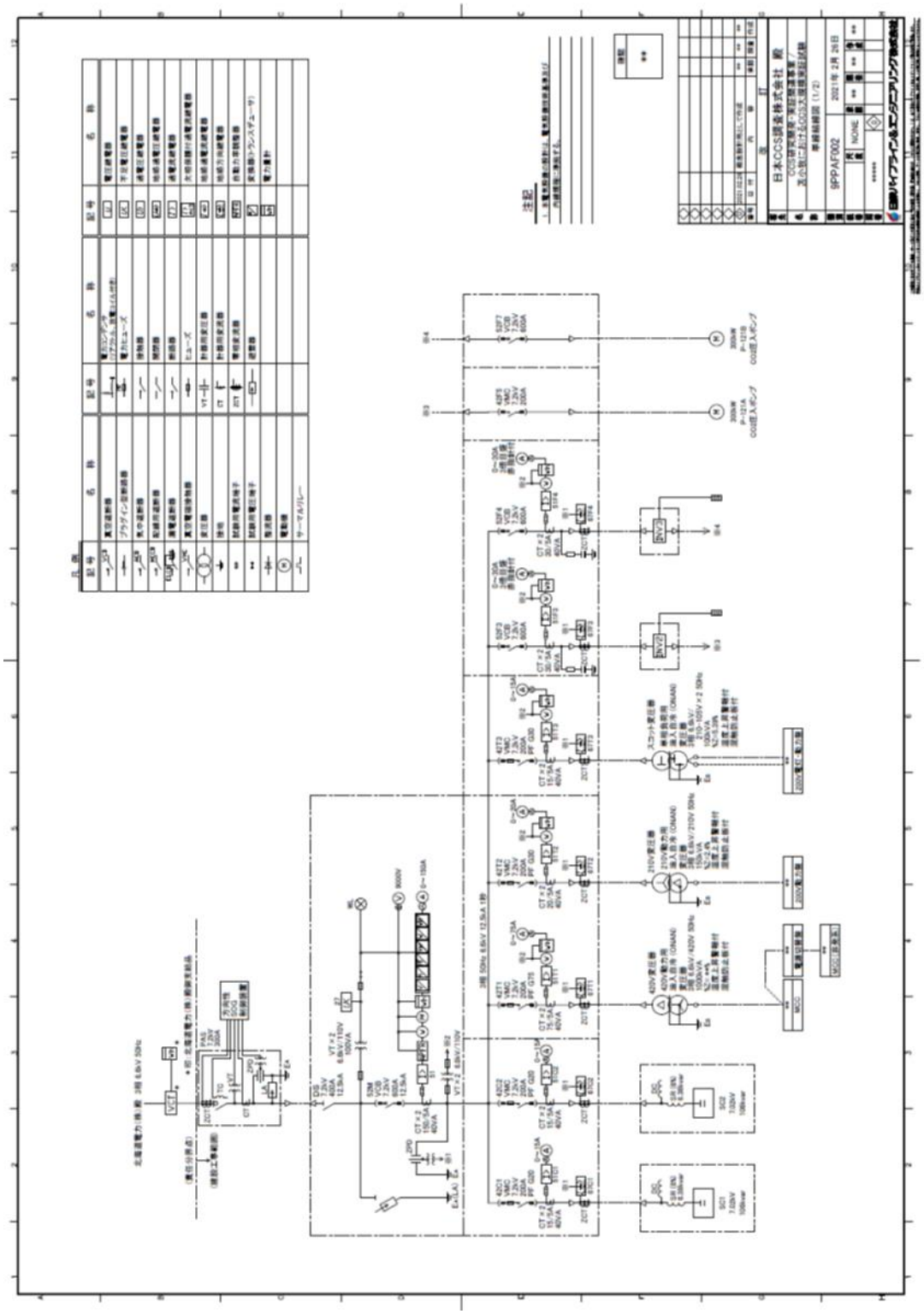


図 2.3.5-2 単線結線図

２．３．６　土木・建築設備

（１）　燃料受入バース

本項は、「苫小牧実証試験を想定した受入基地の概念設計」における、バース計画をまとめたものである。

１）　基本条件

１）－１　立地条件

対象となるバース施設は以下の通りである。

場所：苫小牧港（西港区）真古舞地区　苫小牧火力埠頭荷揚岸壁

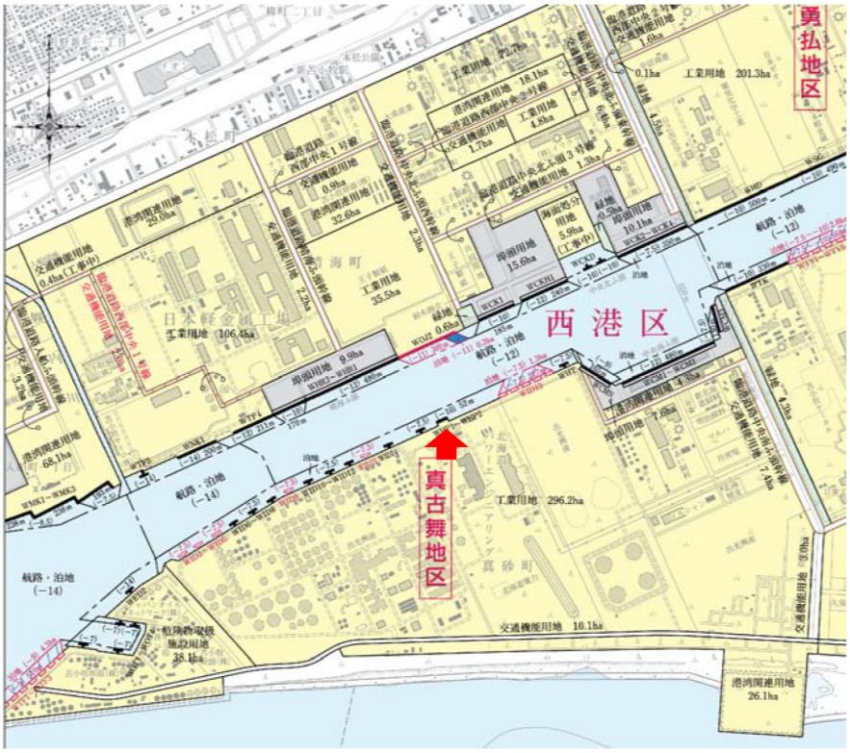


図 2.3.6(1)-1 位置図

出典：苫小牧港港湾計画図（H29.12）

１）－２　自然条件

本計画の LCO2 船舶輸送基地となる苫小牧港の自然条件のうち､バース配置計画検討の際に影響のある風及び港内潮位の「苫小牧港湾計画図」記載状況を以下に示す。

1）風 況

苫小牧港の風況は、風向は年間を通じ、主として南風であり、秋季から春季にかけては北風、夏季は南から南東の風が多い。10m/s 以上の風速頻度も同様の傾向を示す。

観測所は、苫小牧港湾事務所、観測期間は平成 16 年～平成 20 年の 4 年間である。

2）潮 位

苫小牧港の潮位は以下の通りである。潮位の観測所は、苫小牧港湾建設所検潮所、観測期間は平成 17 年～平成 21 年の 4 年間の記録である。

・既往最高潮位（H.H.W.L.）：CDL+2.61m
・朔望平均満潮面（H.W.L.）：CDL+1.62m
・基本水準面（C.D.L.）：±0.00m
・朔望平均干潮面（L.W.L.）：CDL-0.07m

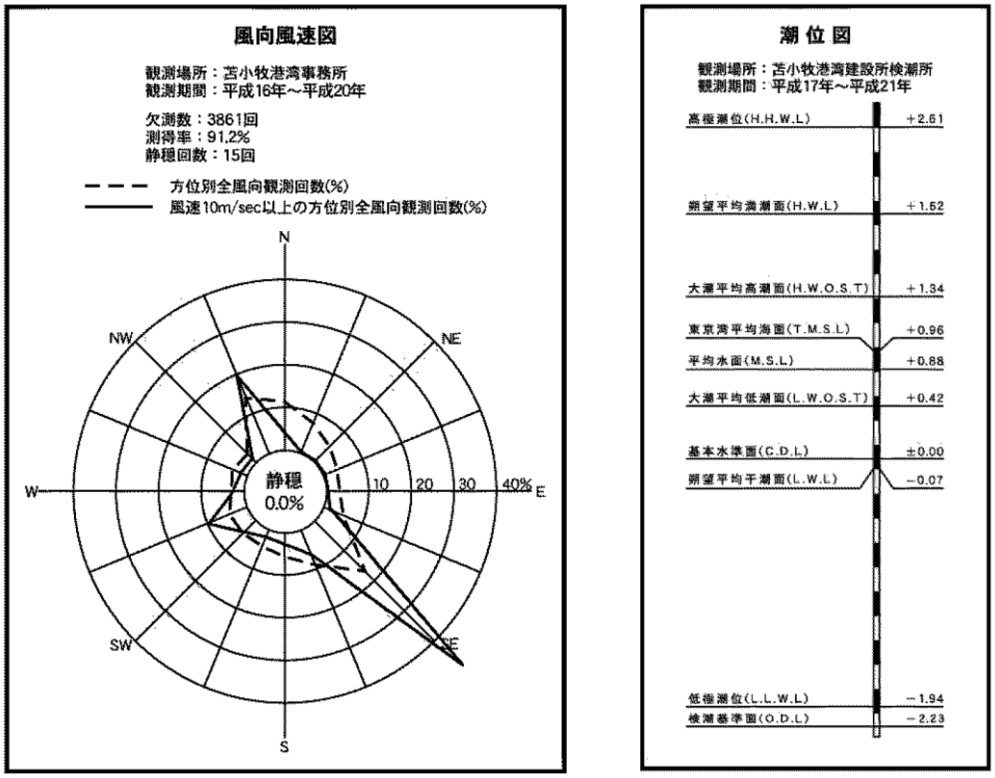


図 2.3.6(1)-2 風向風速図及び潮位図

１）－３　船舶条件

LCO2 輸送船は、計画前提として提示された内航 999GT 相当船を対象とする。ただし、現時点では LCO2 輸送船の詳細情報は確定していないため、本検討では 999GT 相当 LPG 船を対象として検討を行う。バース配置計画検討に使用する LPG 船は実船とし、本船の係留索取り出し位置等の基本情報を保有している「第十二光新丸」（下表 No.5）を想定する。

表 2.3.6(1)-1 999GT 型内航 LPG 船の主要船型諸元

No	船　名	総トン	重量トン	全長	垂線間長	型幅	型深	喫水（d:m）	
		GT:t	DWT:t	Loa:m	Lpp:m	B:m	D:m	満載	軽荷
1*	第七いづみ丸	999	1,294	72.00	66.50	**12.50**	5.50	4.56	2.54
2	第十七いづみ丸	999	1,276	**72.52**	66.50	**12.50**	5.50	4.50	
3	第二十二いづみ丸	999	1,280	72.00	66.50	**12.50**	5.50	4.50	3.63
4	第七鹿島丸	999	1,220	71.99	67.00	12.00	5.50	4.46	2.55
5	第十二光新丸	999	1,128	69.97	65.00	12.20	5.50	4.30	
6	幸泉丸	999	1,196	69.95	65.50	**12.50**	5.50	4.11	**2.27**
7	第二十一光邦丸	999	1,253	71.98	67.00	12.00	5.50	**4.58**	2.50
8	秀邦丸	999	1,445	69.90	66.00	**12.50**	**5.55**	4.54	2.36
9	星泉丸	999	1,199	71.50	65.50	**12.50**	5.50	4.50	
10	成邦丸	999	1,271	71.02	66.00	12.20	5.35	4.31	2.75
11	せいわ	999	1,299	71.37	66.50	12.35	5.40	4.50	2.56
12	第十博晴丸	999	1,111	70.35	66.50	12.20	5.50	4.36	
13	第二芳泉丸	999	1,294	72.00	66.50	**12.50**	5.50	4.55	
14	菱英丸	999	**1,449**	71.45	**67.40**	12.00	5.50	4.51	
	最小	999	1,111	69.90	65.00	12.00	5.35	4.11	2.27
	最大		1,449	72.52	67.40	12.50	5.55	4.58	3.63
	平均		1,265	71.29	66.31	12.32	5.49	4.45	2.65

＊　旧船名「第十八いずみ丸」

１）－４　対象岸壁諸元

ｉ）　対象岸壁本体の主要諸元

対象岸壁は、北海道電力㈱苫小牧火力発電所建設に伴い、苫小牧火力埠頭荷揚岸壁として 1970 年頃に建設・整備された岸壁である。

当岸壁は建設後 40 数年経過しているが、2020 年に北海道パワーエンジニアリング株式会社が「港湾施設の技術上の基準・同解説（平成 30 年 5 月）」（以下「港湾基準」と呼ぶ）に準拠した耐震性の検証を実施し、概ね安全性が確認されている。

ⅱ）　既設付帯設備の諸元

ⅱ）－１　付帯設備設置位置

本検討において対象とする既設付帯設備（防舷材及び係船柱）の設置状況は以下に示すとおりである。

表 2.3.6(1)-2 既設付帯設備

名称	仕様	設置数	設置箇所	備考
防　舷　材	V-400Hx2500L	11 基	岸壁上部工	5.00m 間隔
係 船 曲 柱	25t 型	3 基	岸壁上部工中央部，両端部	
係 船 直 柱	60t 型	2 基	護岸直背後（揚油桟橋側）	
	120t 型	1 基	護岸直背後（取水口側）	

ⅱ）－２　既設防舷材の規格

設計時点における防舷材の設計資料から、既設防舷材の接岸条件及び規格は、以下の通りである。

① 対象船舶：5,000～20,000DWT 級

② 接岸方法：1/4 点接岸方法

③ 接岸速度(V)・接岸エネルギー（Eo）

・5,000DWT：v=20cm/s、Eo=9t-m（90kN-m）

・20,000DWT：v=10cm/s、Eo=10t-m（100kN-m）

④ 防舷材の規格

・V-400Hx2,500L（西部ゴム(株)製）

・最大反力 R=75t（750kN/基）（20,000DWT 接岸時の反力）

⑤ 取付状況

縦配置（取付中心高さ DL+1.80m）

ⅱ）－３　既設係船柱の規格

① 25t 係船曲柱（岸壁上部工）

設置されている 25t 係船曲柱は鋳鉄製である。

② 120t 係船直柱（護岸背後（取水口側）設置）

取水口側の護岸背後に設置されている 120t 係船直柱は鋼製であり、矢板背後の直杭（鋼管杭）基礎上に取り付けられている。

③ 60t 係船直柱（護岸背後（揚油桟橋側）設置）

揚油桟橋側の護岸背後に設置されている 60t 係船直柱は鋼製であり、コンクリート基礎上に取り付けられている。

２）　既設岸壁及び付帯設備の検証

２）－１　岸壁構造体の安定性

本検討の必要バース水深は下記の通り、DL-4.73m 以上であれば問題はない。

必要バース水深 D　= LCO2 船満載喫水(df)＋余裕水深（満載喫水の 10%）

= 4.30＋（4.30×0.1）

= -4.73m ＜ DL-8.00m（岸壁法線直下）

また、本岸壁は、前述の通り、設計水深 DL-10.0m で設計されている控え鋼矢板式と棚式構造形式であるが、両岸壁の安定性の可否は、いずれも常時、地震時における岸壁背後土砂の土圧作用時の水平力により決定され､船舶による接岸力やけん引力作用時の外力は、土圧水平力に比べ非常に小さく、安定性に与える影響は少ないと考えられる。

したがって、本岸壁利用に当たって既設岸壁増深等の対策は不要であり、一方、前述の通り、設計水深-10m における耐震性に関しても概ね確認されていることから、岸壁本体安定性に関する問題は生起しない。ただし、本岸壁は建設から 40 年以上経っていることから、岸壁を利用する際には、事前に健全性を確認する必要がある。

２）－２　付帯設備の検証

ｉ）　既設防舷材

ｉ）－１　既設防舷材の性能特性

既設 V 型-400H×2,500L 防舷材の吸収エネルギー及び反力特性は、前出計算書から下記の通りである。

吸収エネルギー（E）　：E=10t-m（100kN-m／基）

防舷材反力（R）　　：R=75t（750kN／基）

ただし、この値は、防舷材全長（2.50m）にわたり均等に圧縮された場合（設計歪み量は不明）の性能特性である。

ｉ）－２　LCO2 船の接岸エネルギー（Eo）の算定

LCO2 船接岸時の接岸エネルギーは、当岸壁設計条件と同様に接岸速度を v=20cm/s とした場合、港湾基準にしたがって算定すると、表 2.3.6(1)-3 に示す通り

Eo = 72.18kN-m(kJ)となる。

表 2.3.6(1)-3 港湾基準による接岸エネルギー（Ef）算定結果

対象LPG船		第12光進丸を想定
全長(Loa)	m	69.97
垂線間長(Lpp)	m	65.00
型幅(B)	m	12.20
型深(D)	m	5.50
満載時喫水(Fdf)	m	4.30
排水トン数(Fdsp)	MT	2,420

接岸時の船体姿勢		既設岸壁		摘　　要
		平行	傾斜	
接岸速度	m/s	0.2		船舶最接近時位置の両側防舷材を対象
接岸時接触防舷材	基	1		船舶最接近時位置の両側防舷材を対象
パラレルボディ長と垂線間長の比	α	0.30		港湾基準
防舷材間隔と垂線間長の比	e	0.077		=5.00/65.00
接触防舷材間に船舶が最も近づく 点のパラメーター	k	0.5		港湾基準
接岸姿勢（角度）	°	0	10	接岸時の偏心距離考慮なし
船体重心～接触防舷材距離（L）	L_1	12.25	12.07	={0.5*α+e*(1-k)}*Lpp*COSθ（港湾基準）
（L：L_1 とL_2のうち小さい値）	L_2	7.25	**7.14**	=(0.5*α-e*k)*Lpp*COSθ（港湾基準）
船体の排水体積(▽)	m^3	2,361	2,361	
ブロック係数(Cb)		0.692	0.692	
回転半径®	m	15.70	15.70	
偏心係数(Ce)		0.824	0.829	
仮想質量係数(Cm)		1.800	1.800	
柔軟性係数(Cs)		1.0	1.0	
バース形状(Cc)		1.0	1.0	
有効接岸エネルギー(Ef)	kJ	71.80	**72.18**	

ｉ）－３　LCO2 船の船体変動状況

潮位変化による LCO2 船の船体上下変動状況を、H.W.L.バラスト喫水時と L.W.L.満載喫水時について検討した結果を図 2.3.6(1)-5 に示す。

L.W.L.満載時における LCO2 船の既設防舷材への接触長は L=0.58m となり、防舷材全長（L=2.50m）の 23%程度の部分圧縮となる。

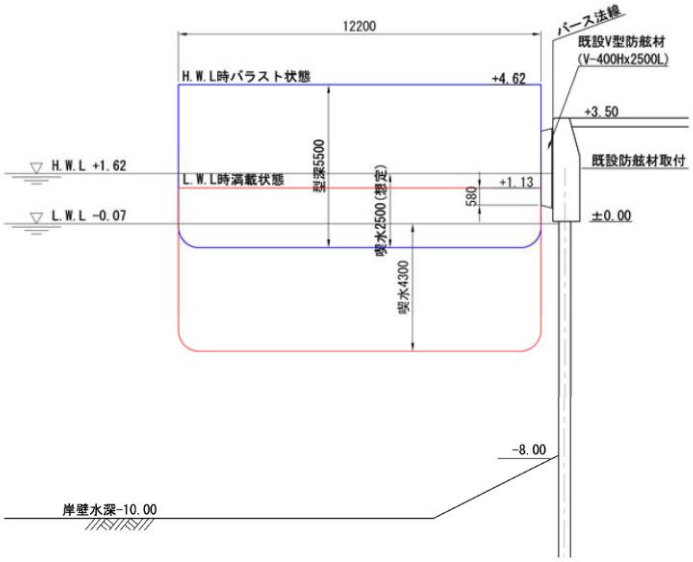


図 2.3.6(1)-3 潮位変化による船体変動状況図

V 型防舷材の部分圧縮時のエネルギー吸収性能の減少率に関しては、メーカーによる試験結果等の明確なデータはない。

したがって、本検討では、メーカーヒアリング等から V 型防舷材の部分圧縮時の吸収エネルギーの低減率を防舷材接触長で評価、推定した結果、LCO2 船満載接岸時に吸収可能なエネルギーは、E＝27kN-m 程度と推定される。

低減率 =部分接触長／全長=(0.58／2.50)×100≒23%

部分接触の吸収エネルギー（E）=既設防舷材全長接触時の吸収エネルギー×低減率

=100kN-m×0.23 =23kN-m(kJ/基) ＜ Eo =72.18kN-m(kJ)

ｉ）－４　既設防舷材の利用可否について

以上の検討結果より、既設 V- 400H×2,500L の部分圧縮時の吸収エネルギーは、対象 LCO2 船接岸時に必要とする接岸エネルギー吸収には不十分と思われる。

したがって、999GT 級 LCO2 輸送船接岸時においては、接岸エネルギーの吸収が可能な新規防舷材設置が必要となる。

ⅱ）　既設係船柱

ⅱ）－１　既設係船柱のけん引能力

前述の通り、既設係船曲柱及び係船直柱のけん引能力は、下記の通りである。

岸壁上部工上の係船曲柱　：けん引能力 25ｔ（250kN）/基

護岸背後（揚油桟橋側）の係船直柱：けん引能力 60ｔ（600kN）/基

護岸背後（取水口側）の係船直柱：けん引能力 120ｔ（1200kN）/基

ⅱ）－２　対象 LCO2 船係留時の必要けん引力

港湾基準によれば、999 総トン数（GT）級船舶のけん引力標準値は、係船曲柱の場合 250kN（25t）、直柱の場合 250kN（25t）である。

表 2.3.6(1)-4 港湾基準によるけん引力の標準値

船舶の総トン数（トン）	曲柱に作用する牽引力 (kN)	直柱に作用する牽引力 (kN)
200 を超え 500 以下	150	150
500 を超え 1,000 以下	250	250
1,000 を超え 2,000 以下	250	350
2,000 を超え 3,000 以下	350	350
3,000 を超え 5,000 以下	350	500

出典：港湾基準（表-2.4.1）

ⅱ）－３　既設係船柱利用の可否

以上の結果、対象 LCO2 船係留時における既設係船曲柱、直柱ともけん引能力上の問題はない。ただし、既設係船柱の利用に当たっては、事前に健全性の確認が必要である。

３）　バース配置計画の検討

LCO2 輸送船の接岸、係留、荷役施設として既設岸壁施設及び関連設備の利用を前提としたバース平面配置計画検討を行い、結果を以下に示す。

３）－１　ＬＣＯ２船バース利用条件

ｉ）　既設施設及び付帯設備利用条件

ｉ）－１　隣接揚油桟橋との関連条件

隣接する揚油桟橋を利用するタンカーとの事前の入港調整は可能とし､対象 LCO2 船の同時着・離桟、係留、荷役は考慮しないこととする。

また、岸壁東側に隣接する放水口とは半船長（35m）程度の離隔距離を考慮する。ただし、放水口からの放水流量、流速等が LCO2 船の接岸、係留及び荷役中にどの程度の影響を及ぼすかについては、今後検証しておく必要がある。

ｉ）－２　既存防舷材の利用条件

既設 V 型防舷材は対象 LCO2 船接岸時のエネルギーの吸収不足となることから、既設防舷材の中間位置に新設防舷材の設置を条件とする。

ｉ）－３　既設係船柱の利用条件

既設係船柱けん引力上の問題はないことから､岸壁上の係船曲柱は対象 LCO2 船のスプリングライン係止用に、また、護岸背後の係船直柱は対象 LCO2 船の船首尾索（バウライン，スターンライン）の係止用として利用する。

なお、荒天時の係留が要求される場合は、本船の離桟方向（沖側へ）の移動を抑制するための係留索（ブレストライン）を必要とするが、本検討では荒天時の岸壁利用はないものと考え、同ラインの配索は不要とする。

ｉ）－４　岸壁背後の利用条件

岸壁背後のエプロンスペースはローディングアーム（L.A.）及び配管類等の荷役設備設置スペースとして利用可能とする。

ⅱ）　対象船舶の係留位置

対象 LCO2 船係留位置は、岸壁上に設置されるローディングアーム（L.A.）中心と本船マニホールド（M.F.）中心が一致するよう計画する。

３）－２　バース配置計画の検討項目

ｉ）　対象船舶の接岸姿勢

対象 LCO2 船の接岸姿勢は、近傍岸壁の実績を踏まえ、出船左舷着岸にて検討を行う。ただし、現時点では対象 LCO2 船の接岸姿勢は決定していないため、入船着岸についても検討を行う。

ⅱ）　新規防舷材の配置

対象 LCO2 船接岸に必要となる防舷材の設置位置は、本船パラレルボディ内に配置し、取り付け高さは D.L.+1.00m、設置基数は最少 2 基とする。

ⅲ）　配策角度

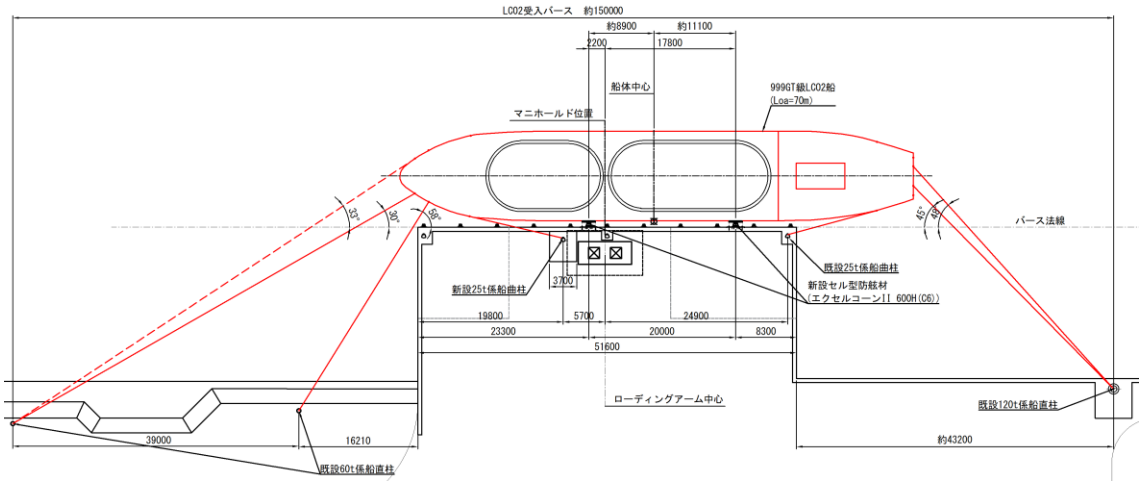
本船の船軸及び船軸直角方向の移動を抑制する船首索（バウライン）・船尾索（スターンライン）の標準的な平面配索角度は、30～40 度程度を目安とする（港湾基準では 45 度以下とされている）。

本船の船軸方向の移動を抑制する係留索（スプリングライン）は、極力バース法線に平行に配索する。

ⅳ）　平面配置計画

前節までの配置計画上の要件等を前提に、対象 LCO2 船の接岸・係留が可能な平面配置計画案を立案する。既設係船曲柱および新設係船曲柱は、基礎の形状を想定して配置しているため、実施の際は基礎構造を設計の上、ローディングアーム架台や配管設備の位置を勘案し、配索や配置上の問題がないか確認する必要がある。

平面配置計画図を以下に示す。



３）－３　新設付帯設備の検討

ｉ）　新規防舷材の選定

ｉ）－１　接岸エネルギーの算定

「港湾基準」により算定した有効接岸エネルギーを表 2.3.6(1)-5 に示す。

表 2.3.6(1)-5 接岸方法別有効接岸エネルギーの算定結果

1.　LCO_2輸送船舶船型諸元

全長(Loa)	m	69.97
垂線間長(Lpp)	m	65.00
型幅(B)	m	12.20
型深(D)	m	5.50
満載時喫水(Fdf)	m	4.30
排水トン数(Fdsp)	MT	2,420

表中用語の定義
①船体重心位置は、船体垂線間長Lppの1/2の位置と想定
②平行接岸：岸壁に平行状態で接岸した場合
・正常接岸：LA中心と本船MF中心が一致する場合
・偏心接岸：LA中心と本船MF中心が船首。船尾側に偏心した場合
した場合（偏差2.5m：船長Loaの数％程度考慮）
③傾斜接岸：岸壁に10度傾斜状態で接岸した場合
・正常接岸：LA中心と本船MF中心が一致する場合
・偏心接岸：LA中心と本船MF中心が船首。船尾側に偏心場合（同上）

2.　接岸エネルギーの算定結果

接岸方法		出船左舷											
接岸時の船体姿勢、位置		既設岸壁に平行接岸						既設岸壁に傾斜接岸（接岸角度：10°）					
		正常接岸		偏心接岸				正常接岸		偏心接岸			
				船首側に偏心		船尾側に偏心				船首側に偏心		船尾側に偏心	
接岸速度(V)	m/s	0.20						0.20					
接岸時の接触防舷材		船尾	船首	船尾	船首	船尾	船首	船尾	船首	船尾	船首	船尾	船首
		A	B	A	B	A	B	A	B	A	B	A	B
船体重心～接触防舷材距離(l)	m	11.10	8.90	8.60	11.40	13.60	6.40	10.93	8.77	8.47	11.23	13.40	6.30
船体の排水体積(▽)	m^3	2,361	2,361	2,361	2,361	2,361	2,361	2,361	2,361	2,361	2,361	2,361	2,361
ブロック係数(Cb)		0.692	0.692	0.692	0.692	0.692	0.692	0.692	0.692	0.692	0.692	0.692	0.692
回転半径®	m	15.70	15.70	15.70	15.70	15.70	15.70	15.70	15.70	15.70	15.70	15.70	15.70
偏心係数(Ce)		0.667	0.757	0.769	0.655	0.571	0.858	0.673	0.762	0.775	0.662	0.579	0.861
仮想質量係数(Cm)		1.800	1.800	1.800	1.800	1.800	1.800	1.800	1.800	1.800	1.800	1.800	1.800
柔軟性係数(Cs)		1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
バース形状(Cc)		1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
有効接岸エネルギー(Ef)	kJ	58.1	**65.9**	67.0	57.0	49.8	**74.7**	58.7	**66.4**	67.5	57.6	50.4	**75.0**

※着色部は正常接岸・傾斜接岸の接岸エネルギー最大値

ｉ）－２　新設防舷材の規格

前項で算出した有効接岸エネルギーの最大値より、新規防舷材として「セル型 600H ゴム防舷材」を設置することとする。

表 2.3.6(1)-6 有効接岸エネルギーの算定結果

接岸方法	有効接岸エネルギー（Ef：kN-m,kJ）				備　考
	平行接岸		傾斜接岸（傾斜角：10°）		
	正常	偏心	正常	偏心	
出船・左舷付け	65.9	74.7	66.4	75.0	偏心距離2.5m
セル型600Hゴム防舷材の防舷材の吸収エネルギー（Eo）	94.6		91.9		標準値
	85.1		82.7		公差-10%考慮

ii）　新規係船曲柱

新設係船曲柱は、港湾局型 25ｔ型係船曲柱とする。

（２）　プラント基地

本項は、新設プラント基地（一部、バース外の基地外工事含め）における土木・建築設備計画をまとめたものである。

１）　敷地条件

新設プラント建設予定地には、既設設備（既設基礎および敷地境界フェンス）が残置されている。このため、新設プラントの土木・建築設備の建設に支障となる既設設備は撤去するものとする。

なお、新設プラント建設の支障とならない既設設備（敷地境界フェンスの一部他）は残置するものとする。

２）　地盤条件

新設プラント建設予定地の地盤条件（ボーリングデータ等）がない。

また、建設予定地の地盤（土壌、水質等）は良好なものとし、これに関する対策費等は不要とする。

なお、実施設計時には、新設プラント建設予定地（LCO2 貯槽および建屋計画地等）における土質調査及び土壌調査が必要である。

３）　土木・建築設備

プラント基地内の主要な土木・建築設備は以下の通りである。

・土木設備（基礎関係）
　：LCO2 燃料タンク基礎、配管基礎、他
・建築設備
　：管理棟、機械建屋（再液化設備、ボイラ、他）、電気室、他
・外構設備
　：プラント基地内道路、雨水排水設備、緑地、他

４）　基礎形式

４）－１　基礎形式

基礎形式については、地震時において建設地の液状化は生　　とし、設計対象設備の重量等に応じて杭基礎と直接基礎を選定するものとする

杭基礎形式の対象設備は、以下の設備とする。

：2400t LCO2 貯槽、370t LCO2 貯槽、低圧再液化設備（※１）、中圧再液化設備（※１）、ボイラ（※１）、配管ラック基礎

（※１）機械建屋基礎は除く。

上表以外の設備は、直接基礎形式とする。

４）－２　杭仕様（杭長）設定

参考資料情報より、地中 10m 近傍の N 値 35 前後の砂礫層を杭支持層として杭長を設定する。（本計画では、杭長 12m 程度）

なお、燃料貯槽基礎杭は、設備が重量構造物であり、杭の大支持力が必要となるため、所定の杭支持力が確保できる長さとする。(本計画では、杭長 25m 程度)

５）　建築設備計画概要

今回設置する建築設備の計画概要を下記する。

No.	建屋名称	建屋形状	備考
1.	管理棟	S 造平屋 15.0m×20.0m	空調・換気設備、給排水・衛生設備
2.	低圧再液化設備室	S 造平屋 26.0m×17.0m	空調・換気設備
3.	中圧再液化設備室	S 造平屋 26.0m×17.0m	空調・換気設備
4.	ポンプ・計空室	S 造平屋 13.0m×14.0m	空調・換気設備
5.	ボイラ室	S 造平屋 12.0m×16.0m	空調・換気設備
6.	電気室・非発室	S 造平屋 13.0m×16.0m	空調・換気設備

６）　外構設備計画

プラント基地内の雨水排水は、雨水排水設備（道路側溝）にて集水し、プラント基地近傍（取合い箇所まで 50m 程度）の既設雨水排水系統に繋げられる前提にて計画する。

プラント基地外の外構設備については、本工事に係る現況復旧以外は計画外とする。

７）　基地外工事

７）－１　配管設備基礎

燃料受入バースからプラント基地、プラント基地から公道までは地上配管設備（スリーパーおよびラック）基礎を設置する。

また、プラント基地から公道までの地上配管設備廻りにはフェンスを設置する。

７）－２　利用基地内の設備基礎

利用基地内に関連設備基礎を設置する。

２．３．７　実証試験設備建設

（１）　建設工程

建設場所が北海道苫小牧市であることから、12 月中旬から 3 月中旬までの厳冬期は杭打ち，溶接作業，塗装工事が不可となる。

冬季の休工期が有るため､2400ton タンク 1 基と 370ton タンクを連続して施工した場合、第 1 船の 2024 年 1 月受入まで間に合わせることはできない。そのため、実証設備の建設工程として以下の 2 ケースで検討を行った。

ケース 1：2400ton 球形タンク 1 基(低圧)を先行して建設し、第 1 船を受け入れる。
ケース 2：370ton 球形タンク 4 基(中圧)を先行して建設し、第 1 船を受け入れる。

図 2.3.8(1)-1 にケース 1 の工程、図 2.3.8(1)-2 にケース 2 の工程を示す。

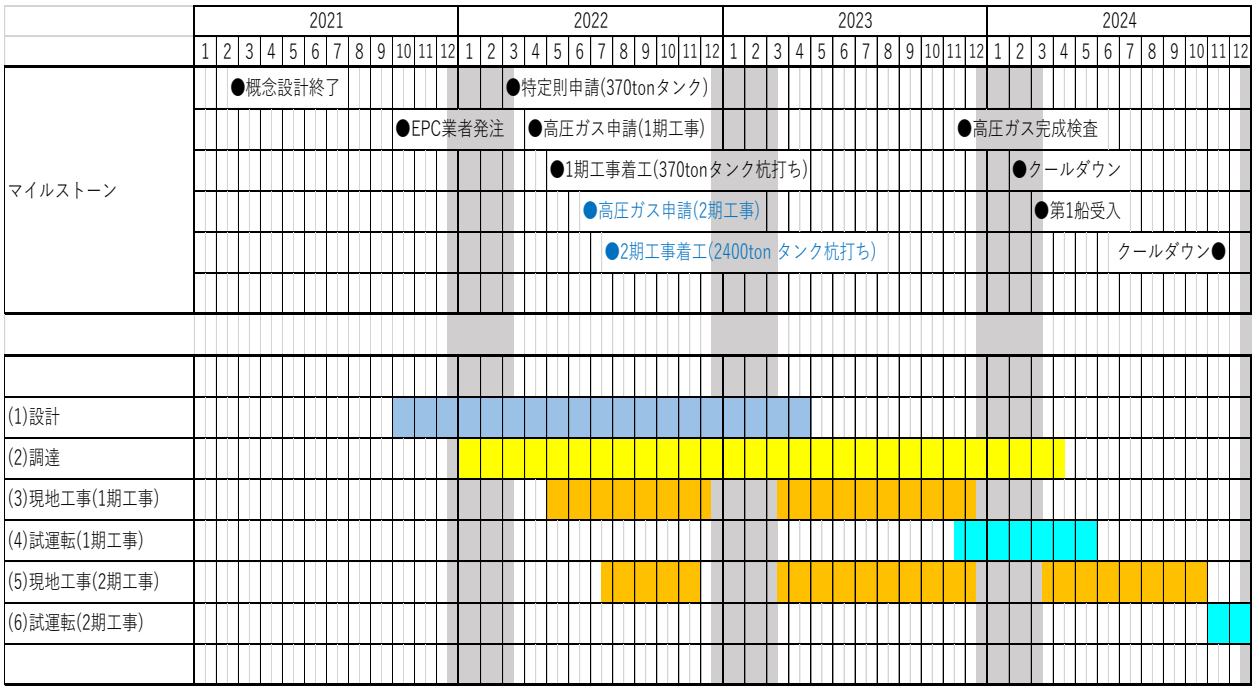


図 2.3.8(1)-1. 2400ton タンク先行建設ケース

1 期工事：受入設備，低圧設備(2400ton タンク×1 基含む)，送出設備，
2 期工事中圧設備(370ton タンク×4 基含む)

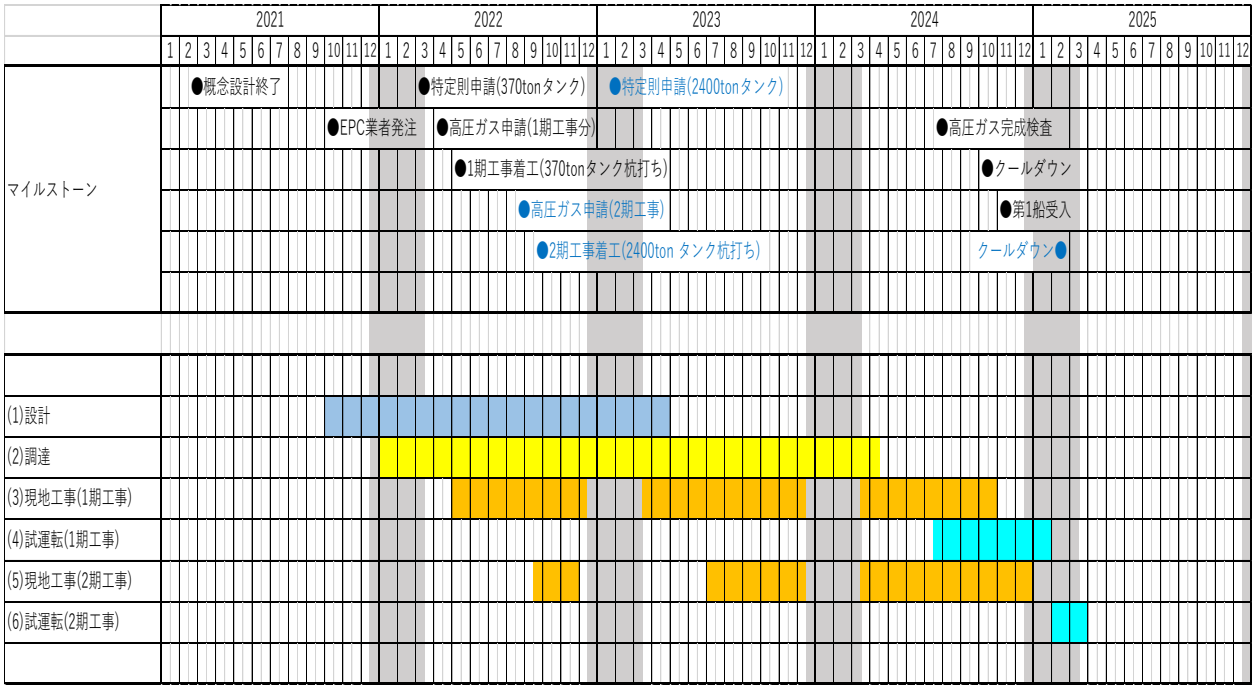


図 2.3.8(1)-2. 370ton タンク先行建設ケース

1 期工事：受入設備，中圧設備(370ton タンク×4 基含む)，送出設備，
2 期工事：低圧設備(2400ton タンク×1 基含む)

（２）　建設費

苫小牧実証設備の受入基地の建設費について、以下の 2 ケースで内訳を示す。

ケース 1：2400ton 球形タンク 1 基(低圧)を先行して建設
ケース 2：370ton 球形タンク 4 基(中圧)を先行して建設

表 2.3.8(2)-1　ケース 1：建設工事費内訳

１）受入設備･低圧貯蔵設備

No.	項目	数量	金額 (百万円)	備考
1	機器購入費			
	受入設備	1式	512	ローディングアーム，保冷循環ポンプ
	低圧貯蔵設備	1式	1,109	2400ton LCO2貯槽(1基)，再液化設備，加圧蒸発器
	ユーティリティ設備	1式	142	水ポンプ，冷却塔，温水ポンプ，計空設備，窒素設備
		小計	1,763	
2	工事費			
	機械工事	1式	711	配管工事(配管･資材購入含む)，，据付工事，断熱工事
	土木工事	1式	827	バース関連工事(耐震補強工事含む)，基礎工事， 既設基礎撤去工事，外構工事
	建築工事	1式	340	管理棟･機械建屋工事
	電気･計装工事	1式	566	電気工事(電気資材購入費含む) 計装工事(計装品購入費含む)
		小計	2,444	
3	諸経費	1式	105	旅費宿泊費，仮設費，保険費等
4	エンジニアリング費	1式	288	設計費，工事管理費
		合計	4,600	

２）中圧貯蔵設備（受入設備・低圧貯蔵設備と同時施工前提）

No.	項目	数量	金額（百万円）	備考
1	機器購入費			
	中圧貯蔵設備	1式	1,702	370ton LCO2貯槽(4基), 再液化設備, 加圧蒸発器
2	工事費			
	機械工事	1式	255	配管工事(配管・資材購入費含む), 据付工事, 断熱工事
	土木工事	1式	318	基礎工事
	建築工事	1式	104	機械建屋工事
	電気・計装工事	1式	220	電気工事(電気資材購入費含む) 計装工事(計装品購入費含む)
		小計	897	
3	諸経費	1式	40	旅費宿泊費, 仮設費, 保険費等
4	エンジニアリング費	1式	61	設計費, 工事管理費
		合計	2,700	

３）パイプライン・圧送設備（受入設備・低圧貯蔵設備と同時施工前提）

No.	項目	数量	金額（百万円）	備考
1	機器購入費			
	圧送設備	1式	156	圧送ポンプ, 加温器
2	工事費			
	パイプライン工事	1式	463	配管工事(材料購入費含む), 断熱工事, 掘削工事
	電気・計装工事	1式	74	電気工事(電気資材購入費含む) 計装工事(計装品購入費含む)
		小計	537	
3	諸経費	1式	37	旅費宿泊費, 仮設費, 保険費等
4	エンジニアリング費	1式	69	設計費, 工事管理費
		合計	800	

表 2.3.8(2)-2　ケース 2：建設工事費内訳

１）受入設備・中圧貯蔵設備

No.	項目	数量	金額 （百万円）	備考
1	機器購入費			
	受入設備	1式	512	ローディングアーム，保冷循環ポンプ
	中圧貯蔵設備	1式	1,702	370ton LCO2貯槽(4基)，再液化設備，加圧蒸発器
	ユーティリティ設備	1式	142	水ポンプ，冷却塔，温水ポンプ，計空設備，窒素設備
		小計	2,356	
2	工事費			
	機械工事	1式	660	配管工事(配管・資材購入含む)，，据付工事，断熱工事
	土木工事	1式	861	バース関連工事(耐震補強工事含む)，基礎工事， 既設基礎撤去工事，外構工事
	建築工事	1式	348	管理棟・機械建屋工事
	電気・計装工事	1式	337	電気工事(電気資材購入費含む) 計装工事(計装品購入費含む)
		小計	2,206	
3	諸経費	1式	121	旅費宿泊費，仮設費，保険費等
4	エンジニアリング費	1式	317	設計費，工事管理費
		合計	5,000	

２）　低圧貯蔵設備（受入設備・中圧貯蔵設備と同時施工前提）

No.	項目	数量	金額（百万円）	備考
1	機器購入費			
	低圧貯蔵設備	1式	1,109	2400ton LCO2貯槽(1基), 再液化設備, 加圧蒸発器
2	工事費			
	機械工事	1式	325	配管工事(配管・資材購入費含む), 据付工事, 断熱工事
	土木工事	1式	308	基礎工事
	建築工事	1式	105	機械建屋工事
	電気・計装工事	1式	461	電気工事(電気資材購入費含む) 計装工事(計装品購入費含む)
		小計	1,199	
3	諸経費	1式	37	旅費宿泊費, 仮設費, 保険費等
4	エンジニアリング費	1式	55	設計費, 工事管理費
		合計	2,400	

３）　パイプライン・圧送設備（受入設備・中圧貯蔵設備と同時施工前提）

No.	項目	数量	金額（百万円）	備考
1	機器購入費			
	圧送設備	1式	156	圧送ポンプ, 加温器
2	工事費			
	パイプライン工事	1式	463	配管工事(材料購入費含む), 断熱工事, 掘削工事
	電気・計装工事	1式	74	電気工事(電気資材購入費含む) 計装工事(計装品購入費含む)
		小計	537	
3	諸経費	1式	37	旅費宿泊費, 仮設費, 保険費等
4	エンジニアリング費	1式	69	設計費, 工事管理費
		合計	800	

実証期間をケースB：2024年1月～2027年2月末(3年2ヶ月)とした場合の運転費を表2.3.8(2)-3に示す。ユーティリティ費は受入設備，低圧貯蔵設備，中圧受入設備，パイプライン･圧送設備の全てが対象。

表 2.3.8(2)-3 運転費

（百万）

	2023年	2024年	2025年	2026年	2027年	合計
想定工程	・準備 ☆入船 試運転					
運転管理費	82	164	164	164	82	656
保守管理費	85	170	170	170	85	680
ユーテリティ費	38	95	95	95	29	352
						1,688

///// 完 /////