

表 1.1-1 大規模実証試験の位置付け

要素	区分	長岡 CO <sub>2</sub> 圧入実証試験 合計 1 万トン規模	苫小牧 大規模実証試験 10 万トン/年規模以上	実用化段階で想定される CCS プロジェクト 100 万トン/年規模
排出源	(市販の CO <sub>2</sub> を利用)		製油所 (2ヶ所)	発電所、工場等
分離・回収			化学吸収法	化学吸収法、膜分離法等
輸送			タンクローリー パイプライン (机上検討)	パイプライン、タンクロー 船舶等
貯留		陸域 深部塩水帯水層 (構造的)	海底下 深部塩水帯水層 (構造的/非構造的)	海底下/陸域 深部塩水帯水層 (構造的/非構造的) 生産終了油・ガス層
圧入		1 坑井	2 坑井	2~5 坑井
CO <sub>2</sub> 挙動把握のための 主要モニタリング 手法		観測井 3 坑	弾性波探査 観測井 1~2 坑	弾性波探査 観測井複数坑

CCSは、すでに海外の一部の国で実施されているように、将来においては1か所あたり年間100万トン規模での実用化が考えられる。長岡での成果と実用化に向けた後述のギャップを埋めるためには、安全、安心にCCSが実施できること（i. 社会的受容性の向上、ii. 適用法規、技術基準の確認・必要に応じた整備）は当然必要であるが、これに加えて年間10万トン規模以上の大規模実証試験において、以下に示す課題を解決しなければならない。

- 1) CO<sub>2</sub>分離・回収～輸送～圧入のトータルシステム全体として計画通りの機能・性能を発揮できるか。
- 2) 各要素が計画通りの機能・性能を発揮できるか。
  - ・CO<sub>2</sub>分離・回収、輸送、圧入、モニタリング、地質モデル構築、CO<sub>2</sub>挙動予測シミュレーション
  - ・圧入中および圧入後（圧入運転終了後）のCO<sub>2</sub>挙動の把握
  - ・圧入後のCO<sub>2</sub>挙動の予測
- 3) エネルギー負荷の低減、コストの低減はできるか。

以下に、長岡でのCO<sub>2</sub>圧入実証試験の成果と上記の実用化に向けてのギャップについて述べる。

- 1) について、
  - 長岡でのCO<sub>2</sub>圧入実証試験では、大規模排出源からCO<sub>2</sub>を分離・回収したのではなく、市販のCO<sub>2</sub>を使用し、圧入したことからトータルシステムとしての機能・性能確認を実施していない。

2) について、

長岡では、圧入されたCO<sub>2</sub>が少量で貯留層の狭い領域に留まっていたことから、構築した地質モデルも狭い領域を対象としていた。実用化へ向けては、大規模な貯留における広範囲で複雑な地質条件下での、地質モデルやCO<sub>2</sub>挙動モニタリングの主要項目である弾性波探査について、その機能・性能を確認する必要がある。

3) について、

長岡はCO<sub>2</sub>の分離・回収を含んだトータルシステムとはなっておらず、エネルギー負荷の低減／コストの低減の検討は実施していない。

わが国においては、苫小牧でのCCSトータルシステムの大規模実証試験を実施して初めて、上記の全ての課題の検討が可能となる。

具体的には、苫小牧における大規模実証試験では、商業規模を十分に意識し、実用化段階に近い、CO<sub>2</sub>を年間10万トン以上の規模で、分離・回収、輸送、圧入・貯留するCCSのトータルシステムを実証する。また、合計数10万トンのCO<sub>2</sub>を貯留層へ圧入・貯留し、CO<sub>2</sub>の挙動を各種モニタリング手法により観測することで、その結果を用いた長期挙動予測が可能となる。

### 1.3 苫小牧実証試験の技術的位置付け

1) システム全体

- ・わが国として初となる分離・回収から輸送、圧入、貯留までのCCSトータルシステムを実証し、CCS技術を確立する。

2) 分離・回収、輸送

- ・ガス供給基地および分離・回収基地では、水素製造装置からのCO<sub>2</sub>分離・回収について消費エネルギーの少ないモデルを実証する。
- ・液化供給基地では、水素製造装置からの既分離CO<sub>2</sub>を活用して、将来に備えたCCS事業の技術オプションとしてのCO<sub>2</sub>液化・貯蔵・出荷・輸送システムを実証する。

3) 圧入

- ・2ヶ所の排出源から異なる状態のCO<sub>2</sub>（気体・液体）を受入れることで、多様な排出源に対応できる操業管理技術を実証する。
- ・陸上基地から沿岸海底下への地中貯留を実施するために、地上基地から掘削する大偏距坑井の掘削技術を実証する。

4) 貯留・モニタリング

- ・苫小牧地点の異なる深度に存在し貯留層として十分な性状が期待される滝ノ上層T

- 1 部層（構造的）、萌別層砂岩層（非構造的）に対し、安全、確実にCO<sub>2</sub>を貯留できることを実証する。
- ・異なるタイプの貯留層に対して、圧力とレートを的確に制御しながらCO<sub>2</sub>を圧入・貯留し、圧入時・圧入後のCO<sub>2</sub>挙動を観測することで、幅広い貯留層条件（地質・深度・圧力）に対応した貯留層の管理技術を実証する。

## 第2章 実証試験計画（案）の内容

### 2.1 全体計画の概要

#### 2.1.1 全体システム

商業運転中の製油所（2ヶ所）の水素製造装置を排出源として、CO<sub>2</sub>含有ガスから分離・回収した気体CO<sub>2</sub>および既分離CO<sub>2</sub>を液化した液体CO<sub>2</sub>を圧入基地へ輸送する。圧入基地では、これらのCO<sub>2</sub>をそれぞれ圧縮、昇圧・加温して統合し、年間15～25万トン程度（排出源の操業状況等による）を2層の貯留層に圧入する。

ガス供給基地（以下、「D1-1基地」という。）では、水素製造装置から発生したCO<sub>2</sub>含有プロセスガスを昇圧し、送出配管により製油所に隣接する分離・回収基地（以下、「D1-2基地」という。）に送出する。D1-2基地では分離・回収を行い、年間10～20万トン程度の気体CO<sub>2</sub>を同じ敷地内に設置する圧入基地（以下、「D0基地」という。）に移送する。

液化供給基地（以下、「D2基地」という。）では年間5万トン程度の既分離CO<sub>2</sub>を液化し、タンクローリーにてD0基地に輸送する。

D0基地ではD1-2基地、D2基地から輸送されたCO<sub>2</sub>を、圧入に必要な圧力まで昇圧し、圧入井を通じて苫小牧沖の2つの貯留層に貯留する。

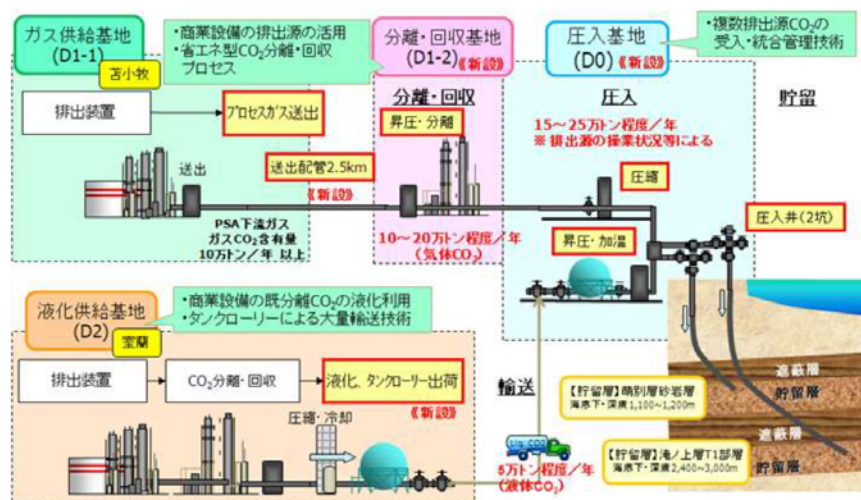


図 2.1-1 実証試験全体フロー

### 2.1.2 実施工程

以下の実施期間を基本案とし、2020年までに試験を完了する。ただし、詳細な実施工程を策定する際は、実証試験の進捗を十分にふまえて、無理なく実施可能なスケジュールを組むことが重要であり、その点に留意する。

- ・設備建設期間 : 3.5年
- ・設備運転・CO<sub>2</sub>圧入期間 : 3.5年
- ・貯留層モニタリング : 圧入前・圧入中・圧入後に実施（微小振動、自然地震観測を含む）（圧入後モニタリング期間：2.5年）
- ・海洋系モニタリング : 圧入前（ベースライン調査）・圧入中・圧入後に実施（圧入後モニタリング期間：2.5年）

圧入およびモニタリングに使用した坑井については、継続的にモニタリングに利用するもの以外は9年目までに、長期的な安全性に配慮した適切な方法（耐CO<sub>2</sub>セメントプラグ等）で廃坑する。

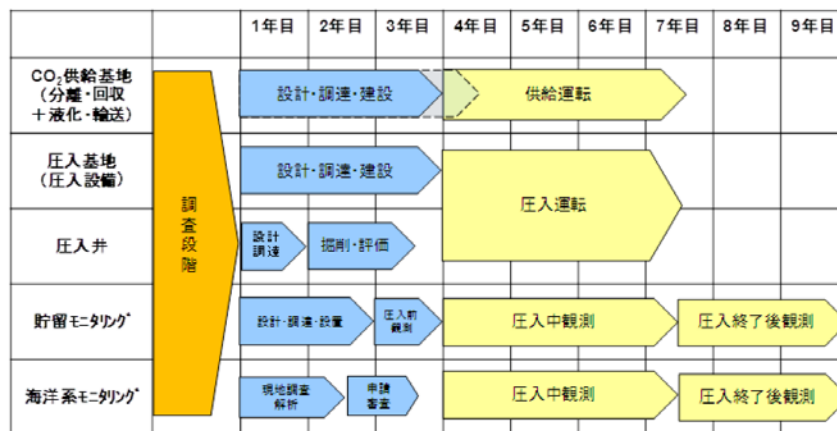


図 2.1-2 実施工程表

### 2.2 技術検証課題と実証方法

設備設計・建設、システム運用、貯留モニタリングおよび海洋系におけるモニタリングに関するそれぞれの計画について、基本的な考え方を示すとともに、技術検討課題およびその実証方法ならびに安全性確保に関する取り組みについて記す。

## 2.2.1 設備設計・建設計画

### (1) 設備設計に関する基本的考え方

- 1) 実証試験の意義をふまえた必要十分な規模、仕様とする。
- 2) 省エネルギー、低コスト化に向けた検討が可能な全体システムとする。
- 3) 排出源装置（商業設備）への影響を考慮する。
  - ・ 排出源装置の稼働状況をふまえた適正な規模とする。
  - ・ 商業設備の安全性、安定運転を確保する。
- 4) 緊急停止時等の安全性確保、周辺環境への影響を局限するものとする。

### (2) 分離・回収設備設計（D1-1基地、D1-2基地）

#### ① 全体フロー

D1-1基地は、排出源である水素製造装置がある製油所内に設置する。D1-1基地で発生するCO<sub>2</sub>を含むガスの一部を送出配管でD1-2基地に送り、D1-2基地でCO<sub>2</sub>を分離・回収する。D1-1基地およびD1-2基地の基本フローを図2.2-1に示す。

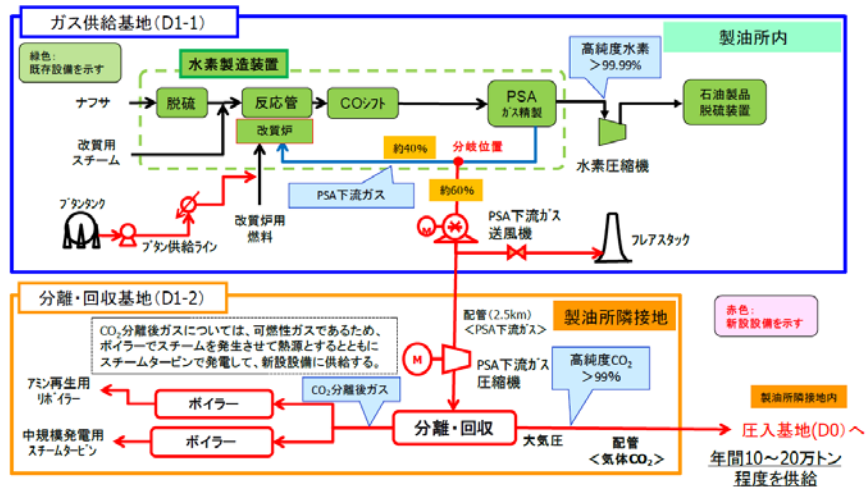


図 2.2-1 D1-1基地、D1-2基地の基本フロー

水素製造装置には、その水素の精製方式によりPSA方式と化学吸収方式の2つの方法がある。D1-1基地の水素製造装置ではPSA方式が採用されており、ナフサの脱硫とシフト反応で生成された原料ガス（PSA上流ガス）を、高純度のH<sub>2</sub>（製品）とCO<sub>2</sub>を含むその他のガス（PSA下流ガス）に分離している。PSA下流ガスは水素製造装置の



改質炉燃料に用いられている。CO<sub>2</sub>の分離・回収の原料ガスの候補としては、PSA上流ガスとPSA下流ガスのいずれもが考えられるが、どちらの場合も高純度CO<sub>2</sub>を得るためにCO<sub>2</sub>分離・回収装置を新たに設置する必要がある。

PSA上流ガスからの分岐は、PSA下流ガスと比較してCO<sub>2</sub>分圧が高く、分離・回収をする場合にも分離・回収のアミン再生熱を低減するための昇圧設備が不要となるなど有利な点があるが、水素製造装置本体に係る改造として、PSA吸着塔内高性能吸着剤の更新、水素圧縮機的能力増強、水素製造装置の改質炉バーナーの交換が必要となり、既設装置の改造コストが大きくなるとともに安全対策上考慮すべきポイントも多い。

一方、PSA下流ガスの分岐は、既設設備である水素製造装置本体の改造箇所が少ない上、商用設備の安定的な運転を確保しつつ、分離・回収プロセスを実証できる。このため、本実証試験計画案では分離・回収の原料ガスをPSA下流ガスとし、商業設備の安定的な運転を確保する観点から、CO<sub>2</sub>を分離・回収した後のガスについてはD1-1基地へ還流しないこととした。分岐したPSA下流ガスは、D1-1基地に設置した送風機により、D1-2基地までの約2.5kmを配管により移送する。

なお、PSA下流ガスは、現在は製油所内で水素製造装置の改質炉燃料として利用しているため、PSA下流ガスのもつ熱量を改質炉用燃料に補給することが必要となる。

D1-2基地は製油所の隣接地に設置する。D1-2基地では、配管でD1-1基地から受入れたPSA下流ガスを昇圧した後、分離・回収設備で高純度のCO<sub>2</sub>（濃度99容量%以上）を回収し、同一敷地内にあるD0基地へ構内配管で移送する。分離・回収装置でCO<sub>2</sub>を分離した後のガスは、H<sub>2</sub>、CH<sub>4</sub>、CO等を含む可燃性ガスであるため、i) D1-2基地内に設置するボイラーでスチームを発生させてアミン再生用ボイラーの熱源として利用するとともに、ii) スチームタービンにより発電して、CCSに係る新設設備への電力の一部として供給する。

分離・回収プロセスには、活性アミン法と省エネルギー型フロースキームを採用した。本システムは近年アンモニアやLNGプラントでの省エネルギー分離・回収プロセスとして注目されており、使用実績が多いものである。

通常のアミン再生塔では、CO<sub>2</sub>を吸収したアミンを再生して高純度CO<sub>2</sub>を取り出し、スチーム加熱器により再生塔を加熱して吸収液からCO<sub>2</sub>を回収する。

一方、省エネルギー型フロースキームでは、再生塔に低压フラッシュドラムと呼ばれる低压塔を設置する。減圧による吸収液からのCO<sub>2</sub>放散効果に加えて、再生塔における水蒸気の熱を活用するため低压フラッシュドラムでは追加の熱を必要とすることなくCO<sub>2</sub>を放散する。吸収液中に残ったCO<sub>2</sub>は再生塔においてスチーム加熱器により分離されるが、

その分離に必要な供給熱量を削減できることから、通常のアミンの再生熱と比較して、再生熱の低減効果が期待できる。

CO <sub>2</sub> 吸収アミン溶剤	1級・2級アミン	3級アミン	混合アミン	活性アミン
基材溶剤 吸収促進剤	MEA, DEA なし	MDEA なし	MDEA 1・2級アミン等	MDEA あり
溶剤再生熱 (GJ/t-CO <sub>2</sub> )	3.5	-	3.5	(通常型フロー) 2.5~3.5

※MDEA: Methyl Di-Ethanol Amine

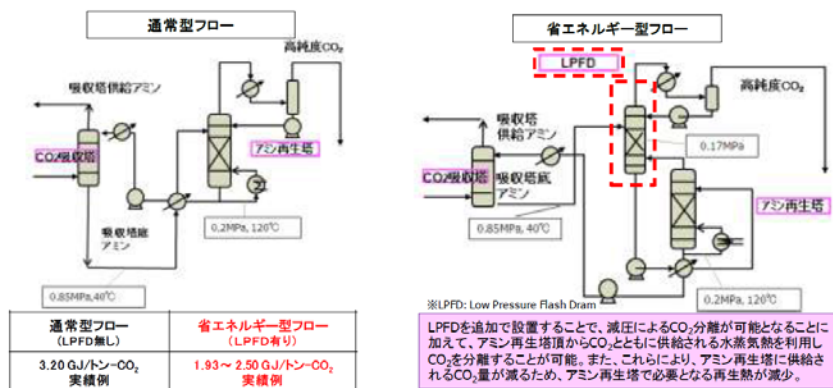


図 2.2-2 分離・回収システム（活性アミン法と省エネルギー型フロースキーム）

D1-1基地およびD1-2基地の設備は、稼働日数を330日（連続運転）と想定し、関連法令や技術基準を遵守するように設計する。また、製油所内に設置する設備については、製油所内の設備に係る法令や安全基準も満たす仕様とする。具体的に、新設設備に係る関連法令としては、高圧ガス保安法、電気事業法、ガス事業法、工場立地法等が挙げられる。

更に、D1-2基地では、緊急時に系内のPSA下流ガス、分離後ガス、高純度CO<sub>2</sub>を安全に処理するための設備を設置する。具体的には、PSA下流ガスおよび分離後ガスについてはフレアスタック、高純度CO<sub>2</sub>については放散用ペント設備（ペントスタック）を設置する。放散用ペント設備については、2.2.1(4)にて設計の考え方を示す。

② 技術検証課題

a 既存施設、設備への影響の局限化

CO<sub>2</sub>排出源である水素製造装置は既存施設内にあるため、CCS実証試験用の設備設置やその稼働状況が既存施設に与える影響を局限化するための対策が不可欠である。この点について十分に配慮した仕様とする。



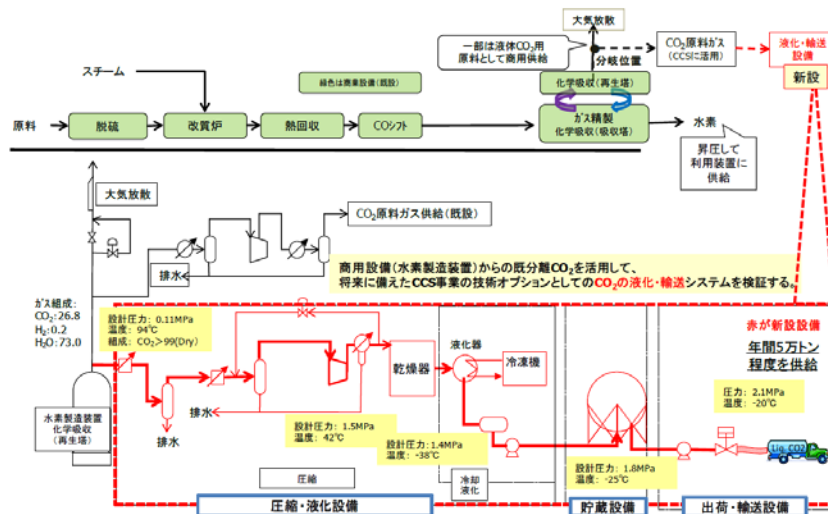
b 省エネルギー型分離・回収プロセスの性能確認

化学吸収プロセスの中でも活性アミンは特にCO<sub>2</sub>の吸収性能に優れ、装置コスト・運転コストを他のプロセスに比べて低く抑えることが期待できる。分離・回収エネルギーは、現在運用されている分離・回収法におけるエネルギー値等を考慮して2.5GJ/トン-CO<sub>2</sub>以下を目標とし、費用対効果等も勘案しながら、2.0GJ/トン-CO<sub>2</sub>程度まで低減することも狙う。この値は、アミンリボイラーにおけるスチーム消費量と溶剤循環ポンプ動力の変化を測定し、評価する。

(3) 液化・輸送設備設計 (D2基地)

① 全体フロー

D2基地は、CO<sub>2</sub>排出源である製油所内に設置する。D2基地で発生する気体CO<sub>2</sub>を圧縮・液化設備で液体CO<sub>2</sub>とし、構内配管、貯蔵設備、出荷輸送設備まで移送して、タンクローリーによりD0基地まで輸送する。D2基地の基本フローを図2.2-3に示す。



D2基地における水素の精製方式は化学吸収方式であり、ガス精製装置の再生塔では高濃度のCO<sub>2</sub>を含むガス（ドライベースで濃度99容量%程度、以下、「既分離CO<sub>2</sub>ガス」という）に分離されている。このガスの一部は、液体CO<sub>2</sub>用原料として商用供給されており、残りは大気放散されている。このガスは液化することでさらにCO<sub>2</sub>の純度が上がるため、新たに分離・回収装置を設置する必要はなく、液化・輸送等の設備を新設するのみで

CCSに適したCO<sub>2</sub>の供給が可能となる。

実証試験では、再生塔から放出されている既分離CO<sub>2</sub>ガスを分岐し、水分を除去して原料ガス圧縮機（オイルフリーターボ式圧縮機を想定）で圧縮する。その後、チリングクーラーを経て、乾燥器ユニットに移送する。そこで脱湿された既分離CO<sub>2</sub>ガスは液化設備に送られ、スクリー式冷凍機ユニットで冷却され、液化器を経て液体CO<sub>2</sub>となる。液体CO<sub>2</sub>は移送ポンプ、加温器を経て、構内配管により貯蔵設備である球形タンク、タンクローリー出荷設備に移送する。

なお、球形タンクの貯蔵量は、国内で製造実績のある最大容量の850トンとした。これは、CO<sub>2</sub>液化設備が停止した場合には2日間は継続して出荷できること、出荷が停止した場合でも、液化設備の運転を停止する必要がないように配慮したものである。

また、貯蔵および出荷設備は、石油製品の貯蔵・出荷エリアの近隣に設置して、製油所との一体運用が可能となるように配慮した。石油製品の貯蔵・出荷エリアが水素製造装置から離れた場所にあることから、液体CO<sub>2</sub>移送配管は既設の配管ラックを最大限活用することとした。

これまでの水素製造装置の稼働実績等を十分にふまえて、年間5万トンのCO<sub>2</sub>の出荷が可能となるような液化設備および出荷設備仕様とした。

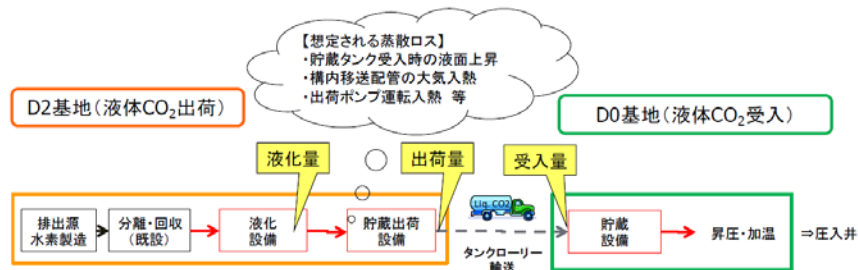


図 2.2-4 液体CO<sub>2</sub>の大規模輸送システム

液体CO<sub>2</sub>の輸送で利用するタンクローリーは、運用の効率化、コスト削減の観点から、市場での利用実績がある最大容量13.3トン積載トレーラーとして、タンクローリー積場は3レーンとした。これにより、1日あたりの往復回数は12回（6台×2往復）となる。液体CO<sub>2</sub>は、出荷時に濃度等の性状および出荷量の確認を行った上でタンクローリーに積み込む。

D2基地の設備は、稼働日数を330日（連続運転）と想定し、製油所内設備に対する適用法令および安全基準を遵守し、安全性を確保する。関連する主な法令は、高圧ガス保安

法、消防法、石油コンビナート等災害防止法である。また、タンクローリー輸送についても、高圧ガス保安法や道路交通法等の規定を遵守するように設計および運行管理を行う。

## ② 技術検証課題

### a 水素製造装置の負荷変動に対応した液化装置の性能確認

本実証試験に用いる既分離CO<sub>2</sub>ガスのD2基地における発生量は、水素製造装置の稼働状況(主として水素の製造量)により変動する。CO<sub>2</sub>液化設備に供給できる既分離CO<sub>2</sub>ガスの量は、最大でも大気放散ガス量から水素製造装置の圧力バランスをとるため最低限必要な大気放散量を差し引いた量となる。本実証試験では、実際の水素製造装置の稼働状況をふまえた出荷量実績を見ることで、設備性能に係る検証を行う。

### b 構内配管を含む出荷設備の気化ロス分低減

液体CO<sub>2</sub>は、外気からの熱によって一部気化するためロスが生じる。このため、液体CO<sub>2</sub>出荷設備では、構内移送部分も含めたロス分の低減が重要である。水素製造装置の稼働状況が著しく低下した場合も考慮した設計としているが、本実証試験においては、実際稼働状況もふまえて、このロス分を検証し、効率的な運転手法を確立する。

## (4) 圧入設備設計 (D0基地)

### ① 全体フロー

D0基地については、CO<sub>2</sub>貯留ポイントまでの圧入井の坑跡デザインを検討した結果、製油所の隣接地から圧入井を掘削することが適当であると判断し、D1-2基地と同じく製油所の隣接地に設置することとした。

貯留層総合評価では、萌別層砂岩層と滝ノ上層T1部層の2つの地層でCO<sub>2</sub>が安全に貯留できることが示されている。このため、D0基地の設備設計については、2本の圧入井を用いて年間15~25万トンのCO<sub>2</sub>を圧入可能な設備とする。

D0基地の基本フローを図2.2-5に示す。

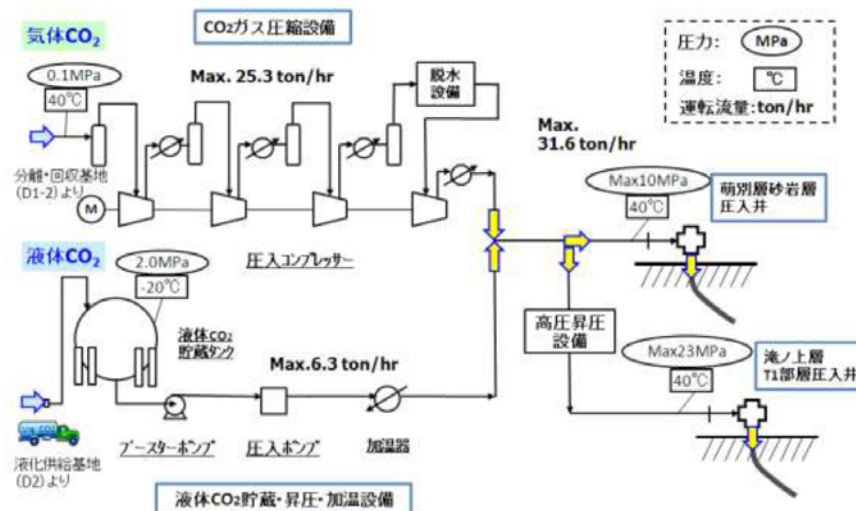


図 2.2-5 D O 基地の基本フロー

a 気体CO<sub>2</sub>圧縮設備

D 1-2 基地から受入れる気体CO<sub>2</sub>は、圧縮機を用いて萌別層砂岩層の圧入圧力（最大10MPa 程度）まで昇圧する。

なお、圧縮機には容積型（往復動式と回転式）とターボ型（軸流式と遠心式）のタイプがあるが、往復動式や回転式は高圧縮が可能であるものの大容量には適さない。軸流式は大容量には適しているが高圧縮には適さない。以上から、将来、年間100万トン規模のCO<sub>2</sub>を圧入・貯留する実用化段階を想定し、遠心式の圧縮機を採用することとした。ただし、実証試験では、実用化段階のものより小規模（最大年間20万トン規模）の遠心式圧縮機を採用する。

CO<sub>2</sub>圧入運転時には、貯留層に負荷を与えない安定した圧入量で運転する必要がある。このため、圧縮機には流量と圧力を最適に制御できる応答性の優れた制御システムが求められる。また、運転時には圧縮機高圧段のCO<sub>2</sub>流量が不足してサージを発生させないように十分注意する必要がある。

これらを考慮して圧縮機の制御システムとして、回転数制御システムおよびアンチサーージシステムを採用する。

回転数制御システムには、いくつかの方法があるが、V V V Fがよく知られたシステムである。これにより、i) 起動時電力を通常運転時並みに抑制し、ii) 圧入流量や坑口圧に合わせて圧縮機の回転数を自動で制御でき、通常時運転の消費動力を削減することが

可能となる。

また、アンチサージシステムは、吐出流体の一部を吸込み側に戻すことにより、一定値以上の吐出流量が確保できる制御システムである。例えば、回転数制御システムにV V V Fを採用した場合、吐出流量が圧縮機定格の70%程度以下になった場合、流量の制御が困難となるが、アンチサージシステムによりV V V Fがカバーできない低流量域においても、サージを回避することが可能となる。

#### b 液体CO<sub>2</sub>受入設備

D 2基地で生成された液体CO<sub>2</sub>を、タンクローリーによりD 0基地に輸送し、液体CO<sub>2</sub>貯蔵タンクに貯蔵する。D 2基地から輸送する液体CO<sub>2</sub>は、平均すると一日160トンであり、タンクローリー(13.3トン積み)6台によりピストン輸送が行われる。タンクローリーからの荷卸しによる車両の滞留を防ぐため、タンクローリー荷卸場を3レーン設置するとともに、タンクローリーのスムーズな運行が可能となる配置計画とする。

液体CO<sub>2</sub>貯蔵タンクには、貯蔵タンクからの供給時に生じる内圧低下によりタンク内温度が低下することを避けるため、温浴式の気化器を設置する。

#### c 液体CO<sub>2</sub>およびCO<sub>2</sub>ガスの統合設備

液体CO<sub>2</sub>は、プースターポンプおよび圧入ポンプにより萌別層砂岩層の計画圧入圧力(最大10MPa程度)まで昇圧し、加温器により圧入温度(40℃)まで昇温する。

加温器下流のCO<sub>2</sub>は、CO<sub>2</sub>ガス圧縮設備から供給されるCO<sub>2</sub>と混合して、萌別層砂岩層(坑口圧:最大10MPa)に圧入する。滝ノ上層T 1部層には、さらに圧入に必要な圧力(坑口圧:最大23MPa程度)まで高圧昇圧設備で昇圧して圧入する。また、それぞれの圧入井の上流には、圧入するCO<sub>2</sub>性状を測定する監視システム(温度計、圧力計、流量計および分析計)を設置する。

#### d 緊急放散設備

稼働日数を330日(連続運転)と想定し、適用法令を遵守して安全性を確保する。主な関連法令としては、高圧ガス保安法、工場立地法がある。

加えて、D 0基地には緊急時に系内のCO<sub>2</sub>を大気へ安全に放散するため、CO<sub>2</sub>緊急放散用ベント設備(ベントスタック)を設置する。具体的には、i) D 0基地緊急停止時にD 1-2基地から受入れるCO<sub>2</sub>を緊急放散して、D 1-2基地への影響回避することと、ii) 圧入井メンテナンス時の活用が想定される。

ベントスタックの高さは、労働安全衛生法が安全な作業環境として定めるCO<sub>2</sub>の着地