

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 ₂ 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 ₂)	3.5	—	3.5	(通常型フロー) 2.5~3.5

※MDEA: Methyl Di-Ethanol Amine

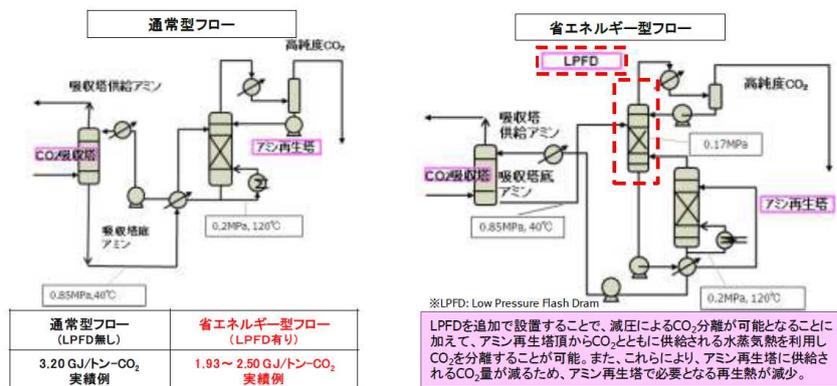


図 2.2-2 分離・回収システム（活性アミン法と省エネルギー型フロースキーム）

D 1-1 基地およびD 1-2 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、D 1-2 基地では、緊急時に系内のP S A下流ガス、分離後ガス、高純度CO₂を安全に処理するための設備を設置する。具体的には、P S A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CO₂については放散用ベント設備（ベントスタック）を設置する。放散用ベ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

CO₂排出源である水素製造装置は既存施設内にあるため、C C S 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CO₂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-CO₂以下を目標とし、費用対効果等も勘案しながら、2.0GJ/トン-CO₂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、CO₂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CO₂を圧縮・液化設備で液体CO₂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。

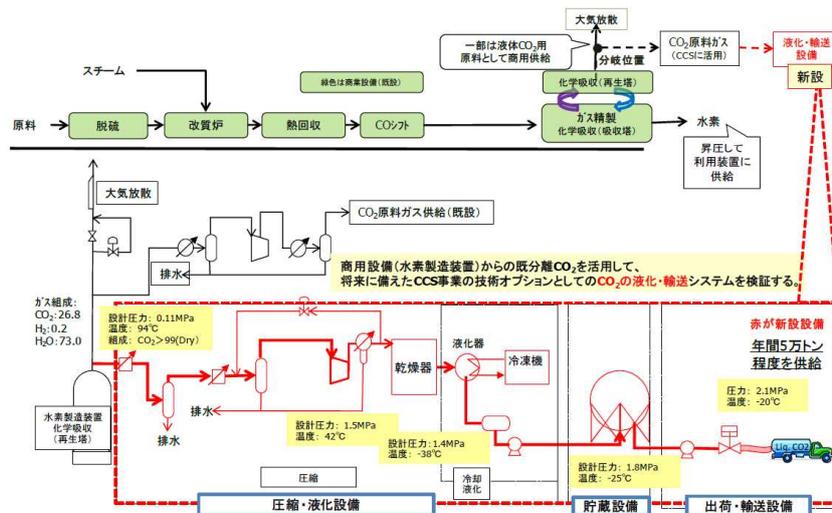


図 2.2-3 D2基地の基本フロー

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CO₂を含むガス（ドライベースで濃度99容量%程度、以下、「既分離CO₂ガス」という）に分離されている。このガスの一部は、液体CO₂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CO₂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CO₂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CO₂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CO₂ガスは液化設備に送られ、スクリュウ式の冷凍機ユニットで冷却され、液化器を経て液体CO₂となる。液体CO₂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、CO₂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CO₂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CO₂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。

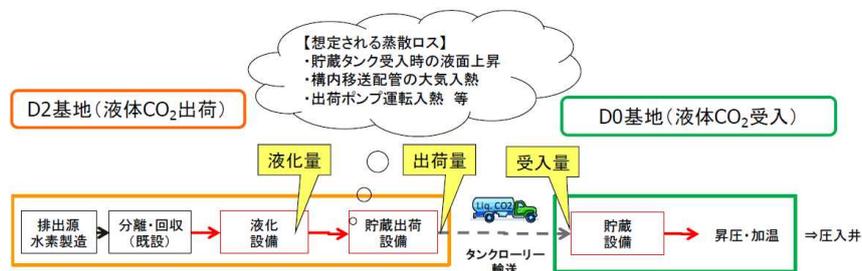


図 2.2-4 液体CO₂の大規模輸送システム

液体CO₂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CO₂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CO₂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。CO₂液化設備に供給できる既分離CO₂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CO₂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CO₂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、CO₂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CO₂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CO₂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。

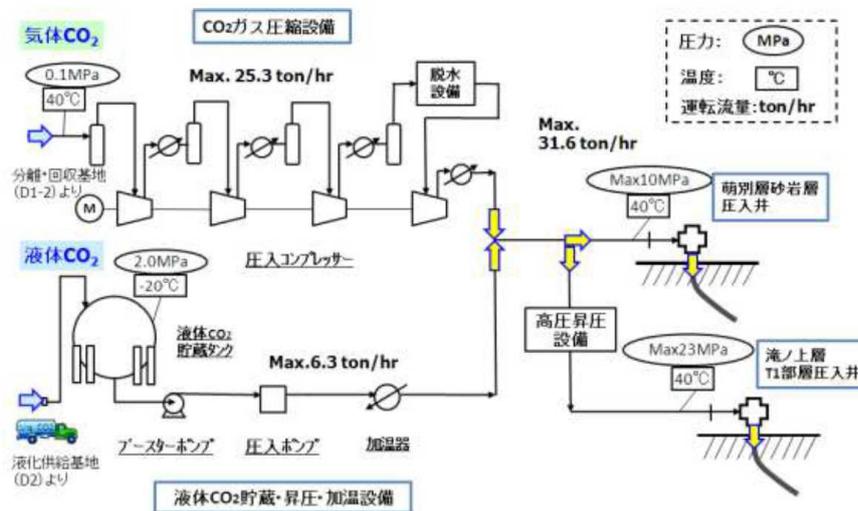


図 2.2-5 D O 基地の基本フロー

a 気体CO₂圧縮設備

D 1-2 基地から受入れる気体CO₂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CO₂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。

CO₂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CO₂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、VVVF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CO₂受入設備

D 2基地で生成された液体CO₂を、タンクローリーによりD 0基地に輸送し、液体CO₂貯蔵タンクに貯蔵する。D 2基地から輸送する液体CO₂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CO₂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CO₂およびCO₂ガスの統合設備

液体CO₂は、ブ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CO₂は、CO₂ガス圧縮設備から供給されるCO₂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CO₂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CO₂を大気へ安全に放散するため、CO₂緊急放散用バント設備(バントスタック)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CO₂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。

バ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CO₂の着地

濃度(0.5%)未満となるように設定する。

ベント設備以外の緊急放散設備として、i) 各所の安全弁(圧縮機ドラム、液体CO₂貯蔵タンクなど)、ii) 圧縮機吐出緊急放散弁、iii) 加温器出口緊急放散弁を設置し、緊急時の安全性を確保する。

② 技術検証課題

技術検証項目として最も重要なものは、圧縮設備における最適な制御システムの検証である。このため、回転数制御およびアンチサージシステムの性能を確認し、CO₂を安定的に圧入できることを検証する。

(5) 圧入井掘削

製油所に隣接する敷地内のD0基地に坑井掘削基地を設け、萌別層砂岩層および滝ノ上層T1部層の2層を圧入対象層として、それぞれに圧入井を掘削する。以下では、滝ノ上層T1部層を対象にした圧入井を「CCS-3」、萌別層砂岩層を対象にした圧入井を「CCS-4」とする。2つの坑井を掘削することにより、深度および離岸距離ならびに地質状況に応じた坑井掘削技術を検証する。

なお、圧入井掘削時には、これまでの調査で採取しなかった地下水を採取・分析(同位体測定等を含む)し、地層水流動や貯留層および遮蔽層の地化学的検討に用いる。

① CCS-3

圧入井CCS-3は、苫小牧CCS-1および3D弾性波探査の解析結果に基づき、滝ノ上層内でも圧入性状が良好な地点を目標に掘削する。これにより、坑底までの水平偏距4,103m、垂直深度2,789m、掘削長5,570m、最大傾斜角70°の高傾斜坑井となる(図2.2-6および表2.2-1参照)。

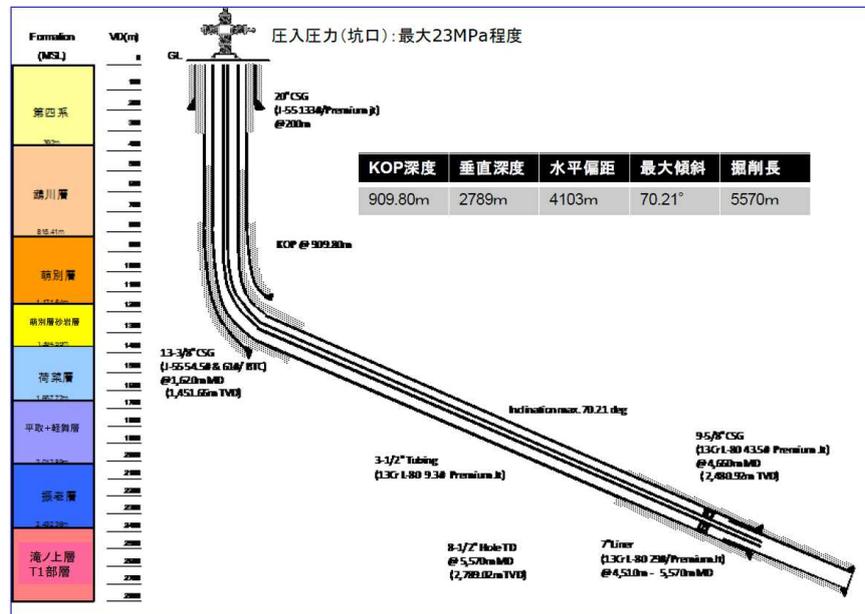


図 2.2-6 滝ノ上層 T1 部層を対象とした圧入井 CCS-3 の坑跡

表 2.2-1 CCS-3 ケーシング計画

坑径 (inch)	パイプ径 (inch)	パイプ管種			
		重量 ft/lb	グレード	継手	深度 m
打込み管	30	t=16mm	SGP	溶接	0-25
26	20	133	J-55	PJ	0-200
17-1/2	13-3/8	54.5	J-55	BTC	0-1,620
12-1/4	9-5/8	43.5	L-80 13Cr	PJ	0-4,660
8-1/2	7	29	L-80 13Cr	PJ	4,510-5,570
TBG	3-1/2	9.3	L-80 13Cr	PJ	0-4,660

② CCS-4

圧入井 CCS-4 は、3D 弾性波探査の解析結果に基づき、萌別層砂岩層が厚く発達している地点を目標に掘削する。これにより、坑底までの水平偏距 2,911m、垂直深度 1,169m、掘削長 3,520m、最大傾斜角度 86° の大偏距 (ERD) 坑井となる (図 2.2-7 および表 2.2-2 参照)。

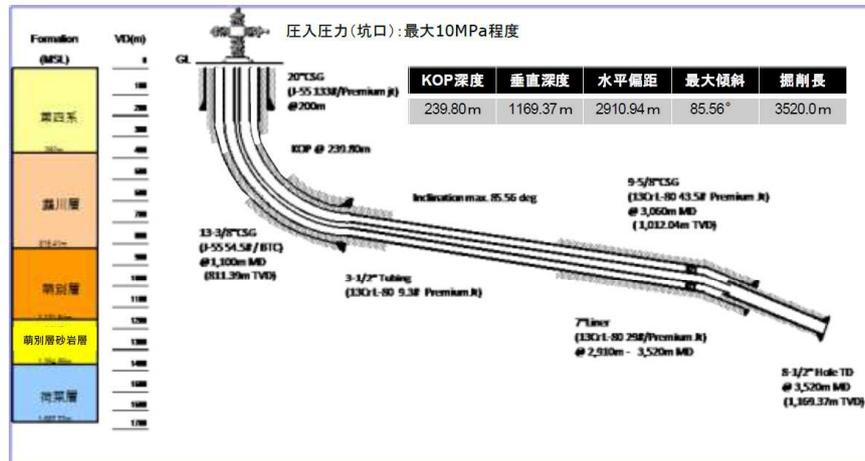


図 2.2-7 萌別層砂岩層を対象とした圧入井 CCS-4 の坑跡

表 2.2-2 CCS-4 ケーシング計画

坑径 (inch)	パイプ径 (inch)	パイプ管種			
		重量 ft/lb	グレード	継手	深度 m
打込み管	30	t=16mm	SGP	溶接	0-25
26	25	133	J-55	PJ	0-200
17-1/2	13-3/8	54.5	J-55	BTC	0-1,100
12-1/4	9-5/8	43.5	L-80 13Cr	PJ	0-3,060
8-1/2	7	29	L-80 13Cr	PJ	2,910-3,520
TBG	3-1/2	9.3	L-80 13Cr	PJ	0-3,060

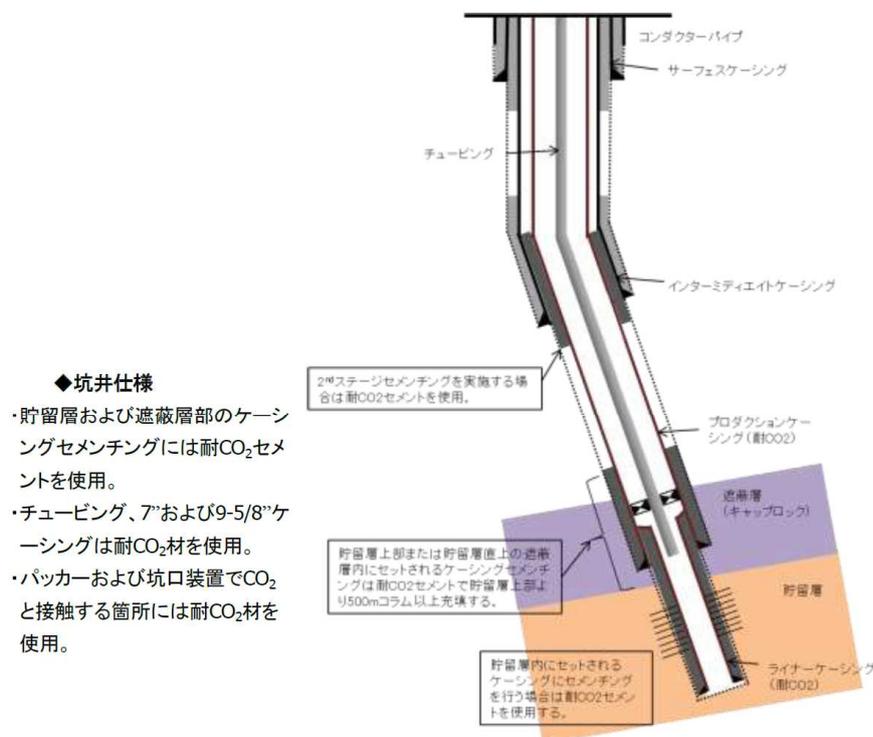
坑井の掘削および廃坑作業にあたっては、労働安全衛生法はもとより、鉱業を目的として坑井を石油鉱山内で掘削する際に適用される鉱山保安法、鉱業法等の技術基準を準用して作業の安全を図る。また、経済産業省ガイドライン「CCS実証事業の安全な実施にあたって」の項目「5. CO₂地中貯留を目的とした坑井の掘削・閉鎖にあたっての安全確保」をふまえて作業を実施し、安全を確保する。

③ 坑井の仕上げ

圧入するCO₂の漏洩を防止し、長期的な安定性に配慮するため、坑井に降下したケーシングと坑壁との間にセメントを必要区間充填することとし、7”（インチ）および9-5/8”

ケーシングのセメンチングには、耐CO₂セメントを使用する（図 2.2-8 参照）。

坑井の仕上げには、チュービングとパッカーを使用し、CO₂計画圧入圧力、圧入レート、ケーシングとチュービングの強度等を総合的に検討し、CO₂の圧入により坑井の健全性が損なわれないようにする。圧入するCO₂による腐食を防止し、長期的な安定性に配慮するため、チュービング、7” および 9-5/8” ケーシングは耐CO₂材を使用し、パッカーおよび坑口装置でCO₂と接触する箇所には耐CO₂材料を使用する。



◆坑井仕様

- ・貯留層および遮断層部のケーシングセメンチングには耐CO₂セメントを使用。
- ・チュービング、7”および9-5/8”ケーシングは耐CO₂材を使用。
- ・パッカーおよび坑口装置でCO₂と接触する箇所には耐CO₂材を使用。

図 2.2-8 圧入井掘削 坑井仕様

④ 技術検証課題

CCS-3およびCCS-4は、いずれも高傾斜井であり、特にCCS-4は大偏距（ERD）の坑跡となる。これらの高傾斜の坑井の掘削における技術検証項目は以下の通り。

- a トルク（回転方向の負荷）およびドラグ（掘削方向の負荷）を考慮したケーシング、ドリルパイプおよび掘削装置の選定

高傾斜井においては、坑内のパイプ類（ドリルパイプ、ケーシングおよびチュービン

グ)と坑壁との摩擦は、高傾斜区間が長くなることにより大きくなる。このため、通常の傾斜井よりもパイプ類にかかるトルクおよびドラグが大きくなり、掘削障害のリスクが高まる。そこで、計画した坑跡におけるトルクおよびドラグの大きさを予測し、最適なケーシング、ドリルパイプおよび掘削装置を選定する必要がある。

b 坑内洗浄のためのポンプ速度の最適化

高傾斜区間では掘進中の掘り屑が坑内下側に停滞しやすいため、抑留事故が発生するリスクがある。これを低減するため、坑内洗浄に必要とされる最適ポンプ速度を得るためのドリルパイプの径、泥水システムおよびポンプ性能についての検討が必要である。

c 坑壁安定性確保のための適正な泥水比重の検討

CCS-4のように、深度が浅い区間で高傾斜の裸坑区間が長くなると坑壁崩壊が発生する可能性が高くなる。坑壁の崩壊を防ぐためには泥水比重を上げる必要があるが、深度が浅い地層では岩石強度が小さいため、泥水比重を上げることによる逸泥が発生する可能性がある。このため事前に岩石力学的な検討を行い、岩石強度を考慮した適正な泥水比重を求めることが必要である。

d 最適な泥水システムの選定

高傾斜区間の坑内洗浄能力の向上、潤滑性の向上および坑壁安定性を考慮した最適な泥水システムを選定することが重要である。上記bおよびcを考慮し、さらに苫小牧CCS-1およびCCS-2の掘り屑の分析結果と合わせて検討した結果、CCS-3およびCCS-4の泥水システムは表2.2-3示すシステムを検討する。

表 2.2-3 滝ノ上層T1部層および萌別層砂岩層圧入井 泥水システム

坑径 (inch)	ケーシング (inch)	泥水の種類	比重 (S.G)	粘性 (sec/qt)	備考
26	20	ベントナイト	1.10	150-300	
17-1/2	13-3/8	ベントナイト	1.30	150-300	
12-1/4	9-5/8	シンセティックベースマッド	1.30	60-70	
8-1/2	7	シンセティックベースマッド	1.30	60前後	滝ノ上層は1.48SG
仕上げ流体		NaCl ブライン NaCl/NaBr ブライン	1.10	-	滝ノ上層は1.48SG

e 傾斜掘り機器の選定

CCS-4においては、浅い軟弱層内から傾斜掘りを開始しなければならない。国外

で掘削されている大偏距井の情報を収集して、軟弱層内において計画通りに傾斜方向を制御できる傾斜掘り機器を選定する必要がある。

f 最適なセメンチングの実施

高傾斜区間にセットするケーシングのセメンチングにおいては、坑内下側にある泥水や掘り屑をセメントと置換することが難しく、ケーシングを坑内中央に設置するのが難しいことに加えて、セメントからの遊離水により坑内上側にセメンチング不良が生じることが原因となって、良好なセメンチングは容易ではない。これらに対処するために、セメンチング前にスパーサー（泥壁の洗浄を目的とした特殊溶液）を多く流し込む方法や、セメンチングを補完するパッカーを使用する方法の検討が必要である。

2.2.2 システム運用計画

(1) システム運用計画に関する基本的考え方

- 1) 以下に示すCO₂供給計画と圧入計画との整合を取りつつ、全体を最適化したトータルシステムを運用する。
- 2) CO₂供給計画については、排出源の稼働状況を十分にふまえたものとする。
- 3) CO₂圧入計画については、それぞれの貯留層の圧入性能を十分にふまえたものとする。
- 4) CO₂輸送計画については、効率化および経済性を考慮する。
- 5) CO₂受入・圧入は、複数排出源からのCO₂の管理と圧入量のコントロールを適切に行う。

(2) CO₂供給計画（D1-1基地、D1-2基地）

① 基本計画

D1-1基地から供給されるPSA下流ガスから、D1-2基地においてCO₂を分離・回収し、高純度CO₂（濃度99容量%以上）とした後、D0基地に気体CO₂を年間10～20万トン程度供給する。ただし、供給量については、排出源の稼働状況等による。

② 技術検証課題

D1-2基地の分離・回収設備および付帯設備に係るエネルギー消費データを蓄積し、エネルギー消費要因を明らかにする。また、分離・回収設備および昇圧設備の運用実績をふまえて、システム最適化に向けた課題を抽出し、対応策をとりまとめる。

(3) CO₂供給計画 (D2基地)

① 基本計画

D2基地から、タンクローリーによりD0基地へ年間5万トン程度の液体CO₂を供給する。ただし、具体的な供給量については、排出源の操業状況等による。D2基地では、既分離CO₂ガスを圧縮・液化設備により液体CO₂にしてタンクローリーでD0基地まで輸送する。

輸送については、市場実績がある最大容量が13.3トン積載のトレーラータイプのタンクローリーを使用し、出荷・輸送に係る設備および運行に係るコストの最適化が図れるように計画する。



図 2.2-9 液化出荷タンクローリー輸送システム

② 技術検証課題

a 運用基本性能の確認

車両輸送システムの運用により、CO₂液化出荷・輸送・受入に係る管理手法を確立する。

b 既存設備への影響の確認

液体CO₂の出荷量実績を把握することで、商用設備である水素製造装置の稼働に影響を及ぼさずに、液体CO₂の供給が可能であることを確認する。

(4) 圧入設備運転計画 (D0基地)

① 基本計画

D0基地では、D1-2基地から気体CO₂を年間10~20万トン程度、D2基地から液体CO₂を年間5万トン程度受け入れる。

D0基地において、D1-2基地およびD2基地から受け入れるCO₂の流量(D2基地からの液体CO₂については、タンクローリーによる受入れ量を重量にて測定)、温度、圧力およびCO₂濃度を測定し、受け入れるCO₂の管理を行う。

受け入れたCO₂は2.2.2(6)に示す圧入計画に従い、2本の圧入井により滝ノ上層T1部層と萌別層砂岩層に圧入する(年間15~25万トン程度)。その際、2ヶ所の排出源から供給されるCO₂を、適切に2層の貯留層に圧入するべく、温度、圧力および流量の統合管理を行う。

なお、D0基地においてCO₂圧入運転を行う際には、海洋汚染等及び海上災害の防止に関する法律(以下、「海洋汚染防止法」という。)の規定に基づき、D1-2基地およびD2基地からCO₂を受け入れる際に行う測定とは別に、D0基地における圧縮設備と圧入井の取り合い部において、圧入するCO₂の流量、温度、圧力および濃度を測定する。同法で定める測定方法に基づき、ガスクロマトグラフィーにて、圧入流体中のN₂、O₂、H₂、CO、CH₄の濃度を測定して、CO₂濃度が体積百分率で99%以上であることを確認する。

また、これらの流量および圧力の測定結果から見込まれる圧入レートと、D1-2基地およびD2基地の予定稼働状況から推定されるCO₂供給可能量を比較し、D0基地の貯蔵量や圧入量を調整する。

D0基地は、高圧ガス保安法が定める第一種製造者に該当するため、同法に基づき、保安統括者、保安技術管理者および保安係員を選任する必要がある。また、D0基地は、電気事業法が定める自家用電気工作物を設置し、特別高圧電力を受電するため、電気主任技術者を選任する必要がある。これらの者が、設備点検を定期的に行い、安全性を確保する。

また、D0基地には1日に12台の液体CO₂タンクローリーが出入りする。タンクローリーからD0基地内の受入タンクへの液体CO₂の移し替え作業時は、立会要員を配置し、同作業の安全性を確保する。

さらに、圧入運転中には、貯留層の温度、圧力に関するデータを取得する。圧入ができなくなるなどの緊急事態においては、基本的には遮断弁が自動で作動し、地下と地上設備を遮断することで安全を確保するが、これに加えて、圧入井監視要員を常時配置し、取得

したデータをもとに的確に運転状況を判断した上で、緊急事態においては手動でも遮断弁を閉めることが可能となるよう管理体制を構築する。

② 技術検証課題

a プロセス基本性能の確認

圧入量の変動に対する圧縮設備の負荷追随性や電力節減量を測定、確認する。

b 気体・液体CO₂の統合管理

DO基地内のCO₂貯蔵量や圧入量といったCO₂の量的推移に加えて、システム全体の消費エネルギーを測定することにより、システム全体の効率向上に向けた検討を行う。

CCSが実用化された際には、効率性の観点等から、複数の排出源から排出されるCO₂を、さまざまな輸送形態を用いて、1つの貯留地点に輸送一括して圧入する方式が考えられる。排出源となる商用装置は、稼働状況によりCO₂供給量の変動するため、安全かつ効率的にCO₂を圧入する上で、CO₂圧入量や貯蔵量を適切に管理することが不可欠である。このため、本実証試験では、運用管理システム等に対するオペレーションズリサーチ等の手法によるシミュレーションを実施し、技術的に問題がないことを確認する。また、本実証試験で得られた知見を十分に活用することで、圧入基地の効率的な運用や圧入に係るコストが低減されることが考えられる。

(5) 地上設備運用における確認事項のスケジュール

システム運用における地上設備の実証項目と長期信頼性に係る確認事項のスケジュールを図2.2-10に示す。

1年目から2年目にかけて実証項目のデータ取得を行う。運転中は日常点検のほか、1年目末に簡易点検（目視）、2年目末に開放点検（法定：高圧ガス保安法）を実施する。3年目初頭にはそれまでのデータとりまとめ、3年目以降の運転計画の策定を行う。また、コストダウン策の提案等を行う。3年目～4年目前半は、2年目までに得られた課題を解決するための継続データを取得するために追加試験等を行い、3年半の運転を終了する。4年目後半はデータ解析による信頼性評価等の結果をとりまとめ、最終評価を行い、設備・運転にかかる総合評価を行う。

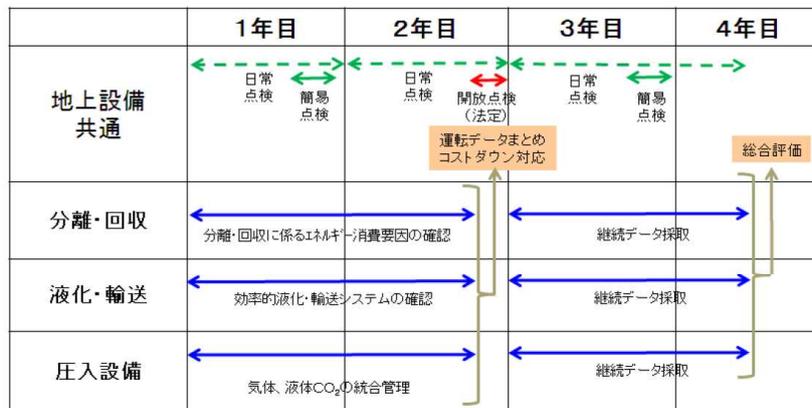


図 2.2-10 設備の運用に係る確認事項と評価スケジュール

(6) 圧入計画

萌別層砂岩層および滝ノ上層T1部層の2層を圧入対象層として、2層の貯留層へ圧入する。圧入に当たっては、坑底圧力等を常にモニタリングし、遮蔽層の破壊圧を基に算出した圧入圧力の上限值を超えないようにすることが必要不可欠である。

① 定常運転（基本圧入運転）

貯留層へのCO₂圧入は、以下に示す圧入レートによる滝ノ上層T1部層と萌別層砂岩層への圧入を基本とする（図2.2-11、図2.2-12参照）。

圧入レートは、各貯留層においてCO₂の挙動を検知する上で最低限必要と想定される累計圧入量をふまえて算出したものである。また、圧入圧力は、現在想定している圧入深度、管内ロス、遮蔽層の強度等を考慮したもので、より正確な値は圧入井掘削後の状況をふまえて最終的に決定する。

滝ノ上層T1部層

- ・ 圧入期間：3.5年
- ・ 圧入レート：10万トン/年以上
- ・ 圧入圧力：（坑口）最大23MPa程度、（坑底）最大44MPa程度

萌別層砂岩層

- ・ 圧入期間：3.5年
- ・ 圧入レート：5万トン/年以上
- ・ 圧入圧力：（坑口）最大10MPa程度、（坑底）最大15MPa程度

定常運転では、2層に対してCO₂を同時に圧入し、モニタリングを適切に行うことで、

滝ノ上層T1部層と萌別層砂岩層両層へCO₂が安全に貯留できることを実証する。これにより、地質性状と深度の異なる貯留層に対するモニタリング技術を確立する。

なお、モニタリングでは近接する異なる深度の2つの貯留層内におけるCO₂の挙動を弾性波探査により把握する必要があるため、圧入ポイントを的確に設定する必要がある。

圧入運転開始時は、徐々に昇圧しながら、それぞれの貯留層の圧入上限圧力を超えないように圧入する必要があるため、所定の圧入レートに達するまでに数ヶ月程度かかることが想定される。この間の貯留層の圧力挙動を観測することによって、不均質性の大きな火山岩貯留層と層状をなした砂岩貯留層の性状の違いを検証する。予定の圧入レートに達した後は、貯留層の圧力を監視しながら一定の圧入レートで連続運転する。

② 非定常運転

実証試験においては、定常運転を基本とするが、実用化に向けて各層の基礎データを取得することを目的に、以下の非定常運転を適宜実施する。

滝ノ上層T1部層と萌別層砂岩層のそれぞれに対して、最大圧入レート25万トン/年のCO₂を短期的に圧入し、貯留層の圧力挙動およびCO₂の挙動をモニタリングする。

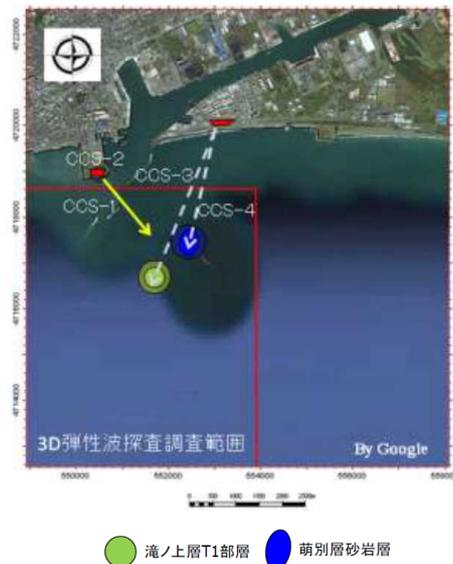


図 2.2-11 圧入対象層 (平面図)

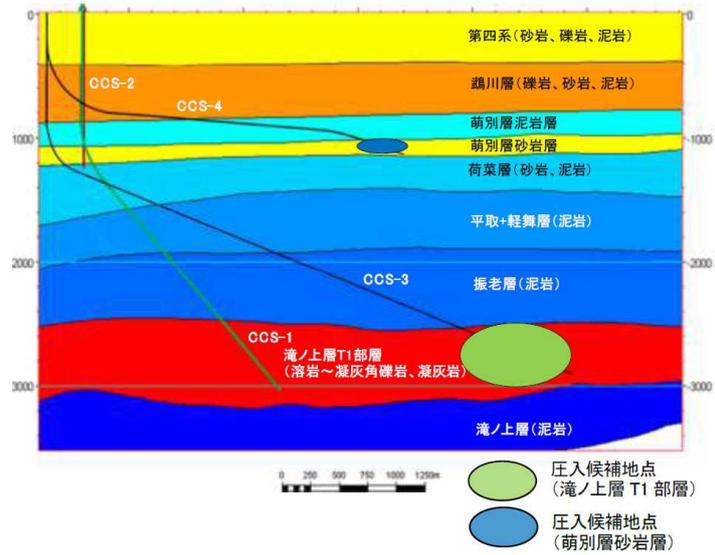


図 2.2-12 圧入対象層 (断面図)

2.2.3 貯留モニタリング計画

(1) CO₂モニタリング計画に関する基本的考え方

CCSを安全かつ安定的に実施するためには、貯留したCO₂の挙動（移動・拡がり）の把握や貯留層外部への漏出・漏洩検知を継続的に行う必要がある。このため、貯留層に圧入したCO₂の量や圧入方法に応じたモニタリングを実施する。これらのモニタリングのベースは弾性波探査であるが、試験中は、常にその時点での最新の技術（BAT（Best Available Technology））を用いることとする。また、実証試験の状況や結果によっては、弾性波探査以外のモニタリング手法（新しいボーリングによる検層、トモグラフィ、海底の電磁場の連続測定等）も臨機応変に適用する。加えて、CO₂の圧入が微小振動を生じさせているかを確認、検証するべく微小振動と自然地震のモニタリングを実施するとともに、各種モニタリングを通じて、継続的に断層活動の有無や他の断層の可能性を確認する。また、モニタリング計画については適宜見直す。その際は、想定外の地震も考慮する。なお、微小振動や自然地震のモニタリングについては、原則的に連続観測とする。

実証試験では、海洋汚染防止法に加えて、「CCS実証事業の安全な実施にあたって」の内容もふまえて、CO₂の圧入開始前、圧入中、圧入後において適切な場所および頻度でモニタリングを実施する。

なお、「苫小牧地点における貯留層総合評価」におけるシミュレーションによれば、CO₂圧入後、貯留層内の圧力が安定するまでに2～3年を要する。このため帯水層に安定的にCO₂を貯留できることを確認するためには、圧入後2～3年程度のモニタリングが必要である。これは、あくまで実証試験としてのモニタリング期間であり、その後も海洋汚染防止法の規定に基づき、モニタリングを継続することが必要である。

実証試験におけるモニタリングの目的は、以下の通り。

目的1：CO₂の漏洩、貯留層圧力の異常の検知

- ・圧入されたCO₂が計画通りに安全に貯留層内に留まっていることを確認する。
- ・貯留層からのCO₂の漏洩を検知する。

目的2：圧入されたCO₂の貯留層内での挙動把握（貯留層モニタリング）

- ・CO₂の圧入および貯留が計画通り安全かつ安定的に行われていることを確認する。
- ・CO₂の圧入後も安定して貯留されていることを確認する。

目的3：モニタリングにより得られたデータをもとに貯留層モデルの更新、CO₂の挙動予測シミュレーションの精度向上（貯留層モニタリング）

- ・貯留層モデルの信頼性を向上させる。
- ・シミュレーションによるCO₂の長期挙動予測の信頼性を向上させる。

目的4：CO₂の圧入と微小振動の関連性検証（微小振動、自然地震モニタリング）

- ・CO₂の圧入により、貯留層付近で発生する微小振動の規模、振源位置を求め、CO₂の地中貯留との関連性を確認する。
- ・自然地震により観測される振動の貯留層内のCO₂に対する影響について評価する。

図2.2-13に圧入前から圧入後に至るまでのモニタリングスケジュールの概要を示す。



図2.2-13 モニタリングスケジュールの概要

(2) 圧入前モニタリング

① モニタリング項目

CO₂圧入前には、圧入後の各種物性値（弾性波速度、圧力、温度等）の変化、微小振動の発生の有無や発生する場合その振源を把握できるようにベースラインデータを取得する。モニタリング項目については、必要に応じて追加するとともに、ベースラインデータは、その後の実証試験結果を評価する上で基本となるため、十分なデータを蓄積する。

以下に、圧入前に実施するモニタリング項目を示す。

- ・2D弾性波探査（ベースラインデータ取得のための調査）
- ・3D弾性波探査（ベースラインデータ取得のための調査）

以下は、連続測定・観測する項目である。

- ・観測井（調査井CCS-1坑を改修）内の受振器による微小振動、自然地震観測