

資料 19

第2回高圧ガス規格委員会

岩盤備蓄保安検査基準・定期自主検査指針の規格化について（案）

1. 趣旨

石油ガス岩盤備蓄基地の建設は我が国では初めてのものであるが、既に許認可を得て、波方基地及び倉敷基地の建設が進められている。

高圧ガス保安法では、都道府県知事等が行う保安検査及び事業者が行う定期自主検査を義務づけているが、従来の民間基準には石油岩盤備蓄基地特有項目は含まれておらず、今後、石油ガス岩盤備蓄基地関係の保安検査基準を告示で指定する必要がある。

一方、当協会では JOGMEC から平成 17 年度委託事業として保安検査基準（案）及び定期自主検査指針（案）を作成しているため、これを基にして所定のプロセスを経て検討し、（JOGMEC との共同規格として）制定したい。

2. 分科会の設置について

検討にあたっては、高圧ガス規格委員会の下部組織に岩盤備蓄基地保安検査基準等分科会（仮称）を設け、専門的な審議をし、その審議内容を基に規格委員会で更に審議し決定することとしたい。

3. 分科会の目的

保安検査基準が告示に指定されるように、公平性、公正性、公開性を原則とする技術基準作成プロセスにしたがって検討する。

- ・公開審議、書面投票
- ・パブリックコメントの実施
- ・技術委員会によるテクニカルレビュー、プロセスレビューへの対応

4. 委員の構成

(1) 高圧ガス規格委員会（別紙 1 参照）添付略

高圧ガス規格委員会には岩盤備蓄の技術的知見を有する委員が少なく、特に岩盤関係委員がいないため、技術的知見を有する委員の追加が必要である。

(2) 岩盤備蓄規格分科会（別紙 2 参照）添付略

- ・高圧ガス規格委員からの分科会委員
萩原一裕（アストモスエネルギー）、渡辺要（ジャパンエナジー）
- ・分科会の委員

学識経験者	5名（電中研、東大、愛媛大、岡山大、元KHK）
ガス製造事業	2名（アストモスエネルギー、ジャパンエナジー）
設備製造	4名（鹿島、清水、大成建設、大林）
エンジニア事業者	2名（千代田化工、日揮）
行政機関	2名（愛媛県、岡山県）

5. 規格ドラフトについて

平成17年度JOGMEC委託事業として岩盤備蓄保安検査基準（案）及び定期自主検査指針（案）を以下の手順で検討した。

- ① コンビ則の規定、KHKS0850-3、KHK/KLKS0850-7との比較と岩盤備蓄基地への適否及び追加項目を検討した。
- ② 検討項目に対し、コンビ則の対応条項を記述した。
- ③ 検討項目に対し、岩盤備蓄基地に設置している設備等で、新たに検討する必要があるものとKHKS0850-3で対応可能なものとを分類し、検討対象を明確にした。
- ④ 新たな検討対象に対し、検査の方法を検討した。
- ⑤ 検査方法を決めた根拠（技術的根拠、実績等）について記述した。
- ⑥ KHKS0850-3及びKHKS1850-3の形式にまとめた。

6. スケジュール

- | | |
|----------------|--------------------------|
| ①第1回分科会 | : 平成19年 6月頃（設置後4回程度開催予定） |
| ②分科会審議（原案作成）終了 | : 平成19年12月頃 |
| ③規格委員会における承認 | : 平成20年 3月頃 |
| ④パブリックコメント終了 | : 平成20年 4月頃 |
| ⑤基準の制定 | : 平成20年 6月頃 |

H20年度中に経済産業省の審査委員会を経て告示に指定。

波方基地建設完了予定：平成22年8月

倉敷基地建設完了予定：平成24年3月



添付 1

平成 19 年 2 月 28 日

高圧ガス保安協会
会長 大角 恒生 殿

独立行政法人石油天然ガス・金属鉱物資源機構

理事長 掛札



液化石油ガス岩盤備蓄基地関係の保安検査基準及び
定期自主検査指針の共同規格制定について

拝啓 貴協会ますますご清栄のこととお慶び申し上げます。

平素は、弊機構の高圧ガス保安法に係る審査、検査など各種業務につきまして格別のご指導を賜り、厚く御礼申し上げます。

さて、弊機構では「保安検査基準（液化石油ガス岩盤備蓄基地関係）（案）」及び「定期自主検査指針（液化石油ガス岩盤備蓄基地関係）（案）」を作成しましたが、これを基に貴協会の規格委員会等によるご審議をいただき、貴協会と弊機構との共同規格として制定いたしたく、ご協力の程よろしくお願い申し上げます。

業務ご多忙の折とは存じますが、ご高配の程よろしくお願い申し上げます。

敬具

添付：液化石油ガス岩盤備蓄基地関係の保安検査基準及び定期自主検査指針
の共同規格に係る制定趣旨などを記載した書類

添付：液化石油ガス岩盤備蓄基地関係の保安検査基準及び定期自主検査指針の
共同規格に係る制定趣旨などを記載した書類

1. 制定趣旨書

1) 必要性

現在、独立行政法人石油天然ガス・金属鉱物資源機構は国から委託を受け、愛媛県今治市及び岡山県倉敷市で液化石油ガス国家備蓄基地（波方基地及び倉敷基地）の建設を行っています。

液化石油ガス岩盤備蓄基地は我が国では初めてのもので、水封など既存の「保安検査基準」及び「定期自主検査指針」が適用できない事項があり、このため、新たに液化石油ガス岩盤備蓄基地関係の保安検査基準及び定期自主検査指針（以下「本基準類」という。）を制定する必要があります。

2) 適用範囲、規定すべき事項

本基準類は、コンビナート等保安規則（以下「コンビ則」という。）の適用を受ける液化石油ガス岩盤備蓄基地（以下「岩盤備蓄基地」という。）の製造施設*¹（コンビ則第2条第1項第14号の特定液化石油ガススタンド、同第15号の圧縮天然ガススタンド、同第15号の2の液化天然ガススタンド及び同第15号の3の特定圧縮水素スタンドを除く。）の内、コンビ則第34条第1項に規定する特定施設に係る高圧ガス保安法（以下「法」という。）第35条の保安検査について適用します。

*1 本基準類を適用する液化石油ガス岩盤備蓄基地は液化石油ガス輸入基地に併設され、液化石油ガス岩盤貯槽（関連設備を含む）及び備蓄基地のエリアの地上設備で、次の設備があります。（添付「液化石油ガス岩盤備蓄基地の概念図」参照）

液化石油ガス岩盤貯槽（以下「岩盤貯槽」という。）、液化石油ガス払出ポンプ（以下「LPG払出ポンプ」という。）、岩盤貯槽の配管竪坑内金属管（以下「金属管」という。）の内に設置される内管、金属管の腐食防止設備、金属管の漏えい遮断設備（フェールセーフバルブシステムに限定）、金属管地上部分の破損防止設備、水封機能を維持するための設備、液化石油ガス配管、脱水設備

なお、本基準類にない製造施設については KHKS 0850-3(2005)保安検査基準「コンビナート等保安規則関係（スタンド関係を除く。）」及び KHKS 1850-3(2005)定期自主検査指針「コンビナート等保安規則関係（スタンド関係を除く。）」によることとします。

本基準類では、検査項目及び検査方法、検査の周期（時期）を規定します。

3) 関連する海外及び国内の法令、規格、基準等

- ・ 高圧ガス保安法、関連政令、省令、告示
- ・ KHKS 0850-3(2005)保安検査基準「コンビナート等保安規則関係（スタンド関係を除く。）」
- ・ KHKS 1850-3(2005)定期自主検査指針「コンビナート等保安規則関係（スタンド関係を除く。）」
- ・ 日本工業規格

2. 背景の情報

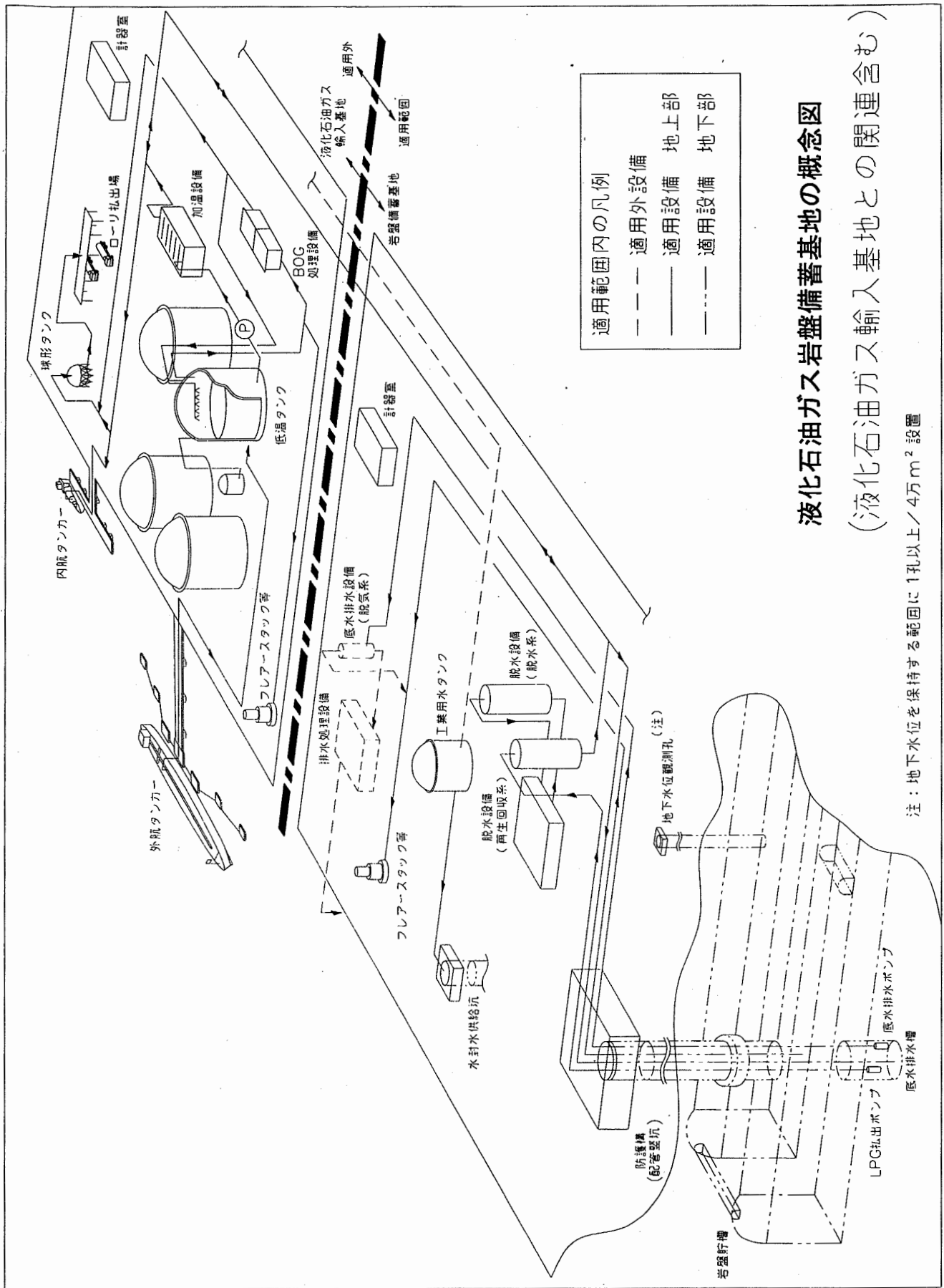
別冊「平成 17 年度石油ガス岩盤備蓄基地保安検査基準等検討業務報告書（平成 18 年 3 月高圧ガス保安協会 -独立行政法人石油天然ガス・金属鉱物資源機構委託-）」を参照願います。

3. 補足説明の必要性

補足説明などのため、必要に応じ、委員会の会議に出席いたします。

なお、必要に応じ、設計委託先などの専門家も同行し出席する場合があります。

以上



地下岩盤貯蔵技術

特集

A Special Edition

地下岩盤貯蔵の基礎知識

—概要と利点—

小野勇司

高圧ガス保安協会 高圧ガス部

1. はじめに

我が国では従来、原油、重油、LPGなどの化石燃料は地上タンク及び地中タンク（半地下タンク）に貯蔵されてきた。海外では地下岩盤貯蔵の実績があるため、海外の実例調査をし、また技術研究、実証プラントなどを実施してきた。原油国家備蓄、LPG国家備蓄では、貯蔵方式の一つとして大容量貯蔵で有利な地下岩盤貯蔵が採用されている。

原油の国家備蓄基地は3カ所（久慈、菊間、串木野基地）で500万klが操業中であり、LPG国家備蓄基地は2カ所（波方、倉敷基地）で95万tが建設中である。また、エネルギーセキュリティの確保及び地球温暖化への対応などの観点から、天然ガスシフトの加速化による内陸部への需要拡大への対応として、従来方式に加え、天然ガスの高圧貯蔵による岩盤貯蔵実証プラントが建設中である。図1に我が国における岩盤貯蔵基地の場所を示す。本稿では地下貯蔵の歴史、海外で実施されている地下貯蔵方式の分類と概要、及び国内で実績のある水封方式の岩盤貯蔵の特徴と水封方

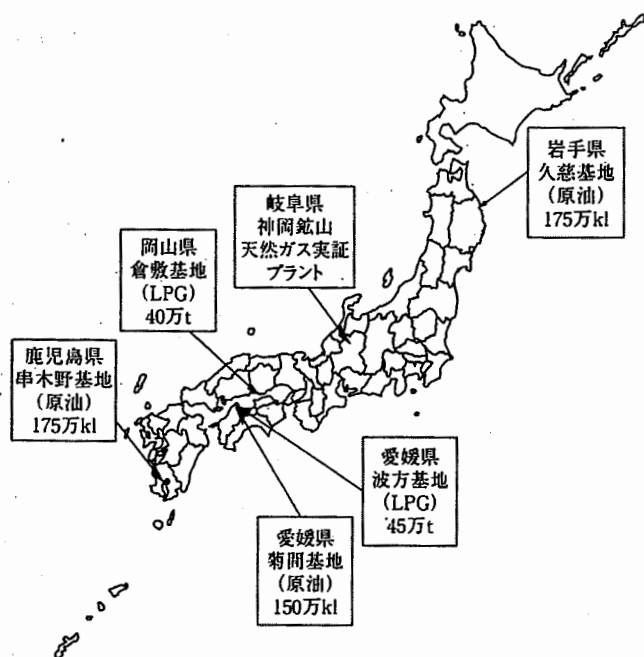
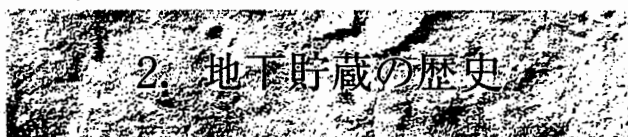


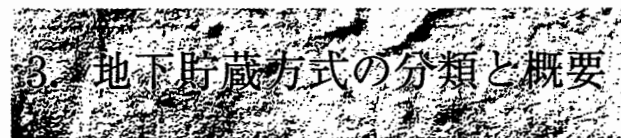
図1 我が国の岩盤貯槽の位置図

式の原理について述べる。



海外での地下貯蔵の歴史は古く、1910年代にカナダにおいて枯渇ガス田に天然ガスを貯蔵したのが始まりで、地下岩盤貯蔵としては1940年代にスウェーデンで岩盤の掘削空洞に石油類を貯蔵したのが最初であった。初期の岩盤貯蔵は、岩盤を掘削した空洞にコンクリートを打設し、漏えい防止用の内張として鉄板を使用していたが、経済性や耐久性から地下水位で漏えいを防止する水封方式が多く建設されている。その後、エネルギー消費の拡大に対応するため、1960年代後半から地下貯蔵が急速に進み、石油の地下貯蔵は1億5,000万 m^3 以上（判明している岩盤貯蔵は約3,000万 m^3 ）、LPGは7,000万 m^3 以上（岩盤貯蔵は

約1,200万 m^3 ）といわれている。これらの大部分は岩塩層内の貯蔵である。



地下貯蔵は原則として岩盤を強度部材とし、漏えいを防止する方法により、貯蔵方式が異なっている。

海外で実施されている地下貯蔵方式を分類すると以下の通りとなる。

地下貯蔵方式	水封式岩盤貯蔵	…… 常温高压, 低温常压
	巻立式岩盤貯蔵	…… 常温高压, 低温常压
	岩塩層内貯蔵	…… 常温高压
	多孔質な地層内貯蔵	…… 常温高压
	廃坑利用貯蔵	…… 常温高压

(1) 水封式岩盤貯蔵

地下水位以下の岩盤中にトンネル形状の空洞を掘削し、これを貯槽とし、地下水位により漏えいを防ぐ方法で、軟岩から硬岩まで多くの岩種で実績がある。

この地下貯蔵の原理は、貯蔵物が水より軽く混合し難い性質を利用し、地下水位以下の岩盤に空洞を掘削し、貯蔵圧力よりも貯槽空洞周辺水压を高く保つことにより、地下水が貯槽内に浸出するが貯蔵物は漏えいしない方式（水封式）である。したがって、浸出してくる水は排出する必要がある。

貯槽空洞は簡単な支保をする程度であり、地上と結ぶ配管堅坑のプラグ方式により、コンクリートプラグ方式とスチールケーシングプラグ方式がある。

常温高压貯蔵では石油、LPGで多くの実績

がある。また、LPG、プロピレンなどを低温常圧で貯蔵する形態をとることも可能である。この場合は貯槽空洞周辺の亀裂中の地下水を凍らせることにより凍結ゾーンを形成して気密性を確保する。凍結ゾーンが形成されれば湧水が浸出することはないが、凍結ゾーン形成までの間は排水する必要がある。

また、周辺岩盤より熱が伝達してくるため、再液化設備（冷凍設備）が必要となる。

LPG 岩盤貯槽の例として、図 2 にコンクリートプラグ方式、図 3 にスチールケーシング方式、図 4 に低温貯槽の模式図を示す。

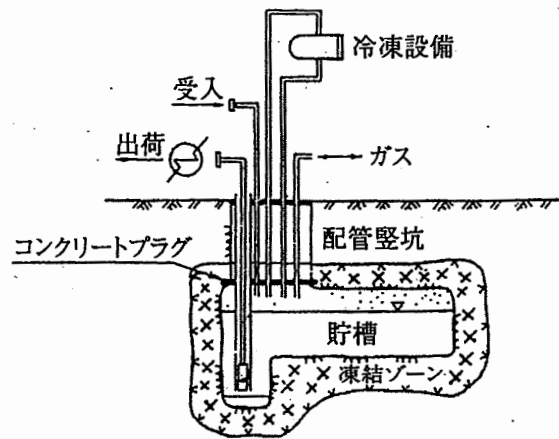


図 4 低温貯蔵方式の模式図

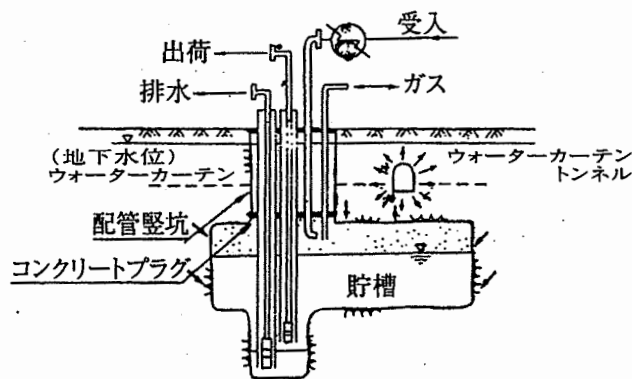


図 2 コンクリートプラグ方式の模式図

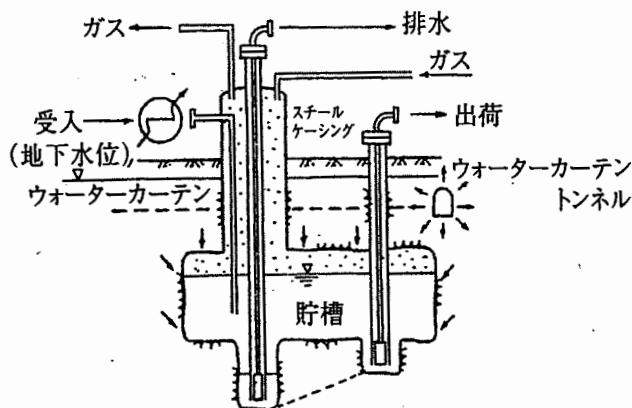


図 3 スチールケーシング方式の模式図

(2) 巻立式岩盤貯蔵

岩盤内をトンネル状または立型状に掘削した空洞にコンクリート壁を設け、スチール、プラスチックなどを内張して漏えいを防ぐ方式である。この方法は岩盤を強度部材とし、スチール、プラスチックなどが気密材となる。実績としては、LPG 及び天然ガスを常温高圧で貯蔵している。

天然ガス、エチレンなどの低温常圧で貯蔵する場合、岩盤が熱応力により亀裂が生じるため、断熱材により岩盤に亀裂が発生しない温度にする必要がある。

最近韓国で、メンブレン方式による LNG 実証プラントを実施した。

図 5 にフランスで実績のあるプラスチックを内張りした LPG 巻立式岩盤貯蔵の概略図を示す。

(3) 岩塩層内貯蔵

岩塩層まで竖坑を掘削し、注水により岩塩層を溶かした空洞に貯蔵する。岩塩層自体が漏えいを防止している。貯蔵物の出し入れは、地上に溜めたブライン（飽和塩水）との置換で行う。

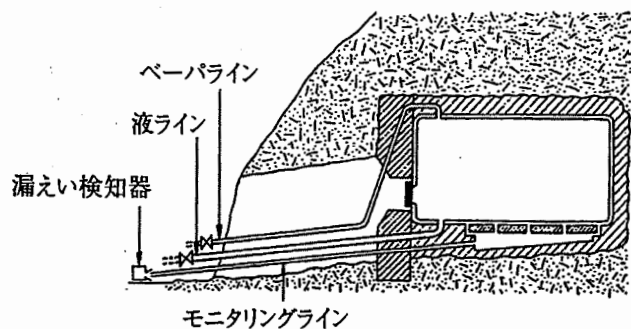


図5 巻立式岩盤貯蔵の概略図

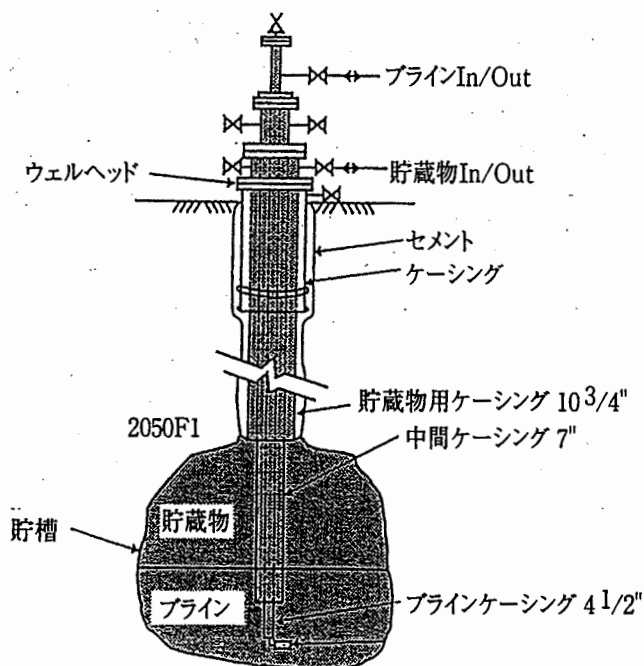


図6 岩塩層内貯蔵の概略図

建設工期が比較的短く、建設費が安く、大容量貯蔵が可能のため、岩塩層のある米国、カナダ、欧州で多くの実績があり、石油類、天然ガスなどを貯蔵している。米国における原油の戦略備蓄として有名である。我が国には岩塩層がないため実施できない。

図6に岩塩層内貯蔵の概略図を示す。

(4) 多孔質な地層内貯蔵

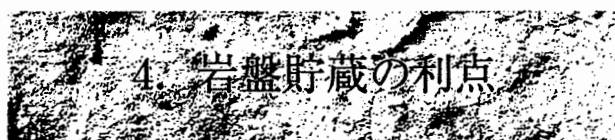
多孔質な地層で、その上部構造が水密性であれば、ガス貯蔵に適している。滞水層、ガス田や油田の跡に貯蔵している。ほとんどが天然ガス貯蔵であるが、LPGでも実績がある。

(5) 廃坑利用貯蔵

廃坑を利用して貯蔵する方式で、貯蔵原理は水封式岩盤貯蔵と同じである。石油の貯蔵に実績がある。

これらの地下貯蔵方式で、我が国では原油の水封式岩盤貯蔵が既に稼働しており、LPGの水封式岩盤貯蔵が建設中である。そして、天然ガスの巻立式岩盤貯蔵が実証プラントを計画中である。また、新潟県内のガス田跡に天然ガスの地下貯蔵実績も5カ所ある。

原油、LPGで、我が国で操業または建設している岩盤貯蔵の特徴については、以下に記述する。



4. 岩盤貯蔵の利点

岩盤貯蔵方式には多くの利点があるが、主なものをあげると以下のとおりである。

(1) 安全性が高い

貯槽は地下深い岩盤中に建設されるため大気と遮断され、貯槽内の火災、爆発の恐れはほとんどない。また、地上火災が岩盤貯槽に及ぶことがなく、天災、人災を受けにくい。また、良好な岩盤中に貯槽があるため耐震性に優れ（地下の加速度は地上の1/2～1/3程

度)、貯槽の大部分が堅固な岩盤であるため耐久性に優れている。

(2) 維持管理が容易である

水封方式では貯槽が岩盤でできているため、老化や腐食の恐れがなく、メンテナンスが不要である。また、岩盤内は温度が一定であるため、LPGの常温高圧貯蔵の場合には、入出荷および排水以外は動力が不要である。

ほとんどの設備が地下であるため、操業保安要員も少なくすむ。

(3) 環境安全性が良い

地上部の設備が少ないため、周辺環境に与える影響が少ない。

(4) 土地の有効利用が図れる

地上タンク、地上設備、山、海、湖、川などの地下に立地でき、用地の有効利用が図れる。

(5) 経済性に優れている

経済性は地質条件、貯蔵物と貯蔵容量、貯蔵条件などに大きく左右される。岩盤貯蔵は良好な岩盤があれば容量に制限がない。そのため、貯蔵規模が大きくなると岩盤貯蔵は建設費が地上タンクに比べ安くなる。

一方、考慮すべきこととして下記項目がある。

- ①どこでも立地可能ではなく、地質条件が経済性を左右し、重要なポイントとなる。
- ②建設に伴う大量のずり（掘削した岩石）を処理しなければならない。利用方法として、埋立、魚礁、骨材などに利用可能である。

- ③建設工事の大部分が地下であるため、建設工期が地上方式より長期間となる。

- ④増設を考えたときには地上方式の方が簡単である。



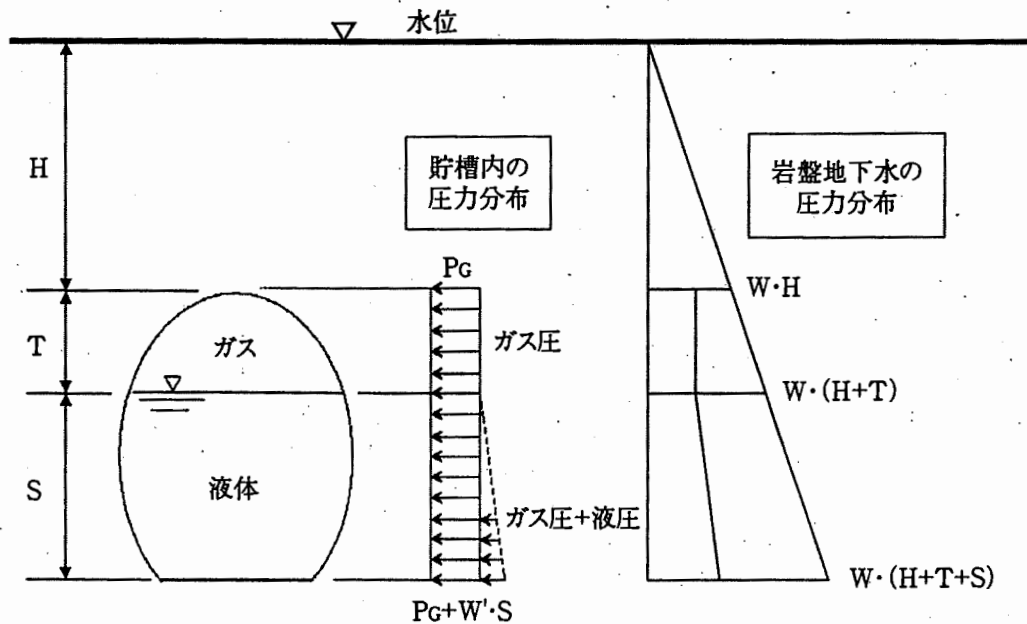
我が国で原油、LPGの国家備蓄に採用され、また、海外でも多くの実績がある水封式岩盤貯蔵の水封原理について説明する。

水封方式は、貯槽内圧より貯槽周辺岩盤の地下水圧を高く保つことにより、漏えいを防ぐ方式である。したがって、常に地下水が貯槽の中へ浸出してくるため、ポンプで湧水を排出する必要がある。図7に貯槽内圧と周辺岩盤地下水の圧力分布を示す。この図で漏気防止条件は $W \cdot H > P_G$ で漏液防止条件は、 $W(H + T + S) > P_G + W'S$ である。

水封方式には、自然水封方式と人工水封方式がある。自然水封方式とは、貯槽空洞を掘削しても貯槽周辺地下水圧が貯槽内圧より高く保たれ、人工的な注水を必要としない方法である。人工水封方式とは、湧水等で地下水位の低下が予想される場合や、貯槽周囲の地下水圧を確実に確保する目的で、貯槽空洞上部に水封トンネルと水封ボーリングを設置するものである。

我が国の原油の岩盤貯蔵では、ほとんどが人工水封方式で、一部自然水封方式を採用している。また、LPG岩盤貯蔵では人工水封方式を採用している。

図8、図9に自然水封方式と人工水封方式の概念図を示す。



P_g : ガス圧 W : 水の密度 W' : 貯蔵物の密度 H, T, S : 高さ

図7 貯槽内と周辺岩盤地下水の圧力分布

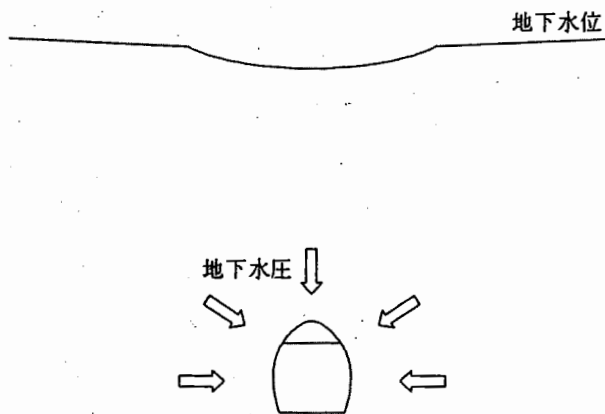


図8 自然水封方式

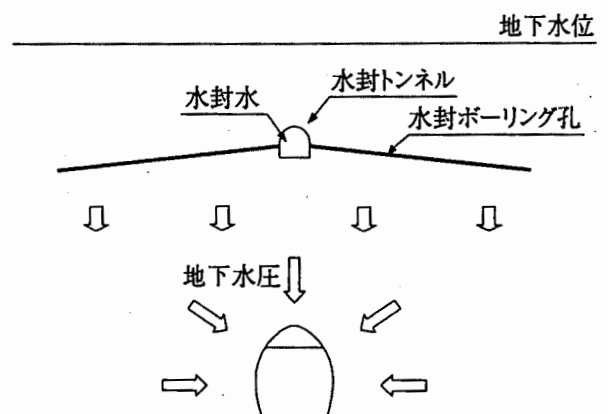


図9 人工水封方式



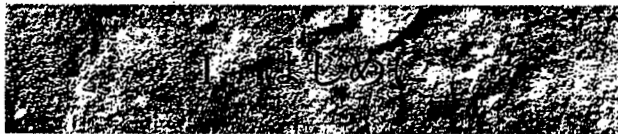
地下岩盤貯槽は、重油、軽油など蒸気圧の低い油種の貯蔵から始まり、原油、LPG など蒸気圧の高い、より技術力が必要なものを貯蔵するようになってきている。我が国では、

初めてLPG 岩盤貯蔵を建設中であるが、欧米をはじめ韓国、台湾、中国、オーストラリアではすでに多くが操業している。天然ガスの岩盤貯蔵は、日本、韓国などで実証実験等により開発、研究が行われている、LPG 岩盤貯蔵よりさらに高度な技術力が必要となる天然ガスの岩盤貯蔵の実現が望まれる。

地下岩盤タンクの点検・検査技術

竹中 久

独立行政法人石油天然ガス・金属鉱物資源機構
石油備蓄経営グループ地下備蓄システム管理センター

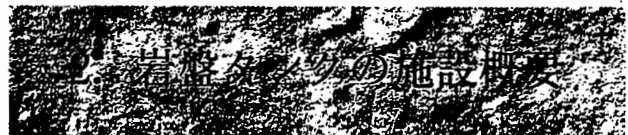


我が国における原油の備蓄事業は、1967年の第三次中東戦争を契機として1972年度より民間備蓄が始まり、その後1978年度から国家備蓄がスタートした。国家備蓄は地上タンク方式4基地、地中タンク（半地下）方式1基地、洋上タンク方式2基地、地下岩盤タンク方式3基地の10基地等で、総備蓄量は約5,100万klである。

地下岩盤タンク（以下岩盤タンクと称す）は、1980年3月からの菊間実証プラントの建設と各種実験による安全性の確認を経て1986

年に原油の国家備蓄基地として久慈、菊間、串木野基地の立地が決定し、建設が開始された。1993年から1994年にかけて3基地が順次完成、引き続いて原油の受け入れが行われ、すでに10年以上が経過している。3基地の岩盤タンクの総施設容量は500万klである。

岩盤タンクの設計技術については、LPG岩盤タンクと同様であるため次章にゆずり、ここでは、操業に伴い10年以上の実績がある岩盤タンクの点検・検査技術について報告する。



久慈、菊間、串木野基地の施設概要を表1

表1 3基地の施設概要

項 目		久慈基地	菊間基地	串木野基地
貯 油 施 設	全備蓄容量 ^{注1)}	175万kl	150万kl	175万kl
	常用圧力(MPa・G)	-0.01～0.04	-0.01～0.04	-0.01～0.04
	水封方式	人工水封	人工水封	自然水封 (一部人工水封)
	ユニット数	3	3	3
	備蓄容量(万kl/ユニット)	35, 70, 70	59.4, 74.5, 2.5 ^{注2)} 地上タンク約13.6	35, 70, 70

注1) 3基地合計備蓄容量：500万kl、注2) 旧実証プラント

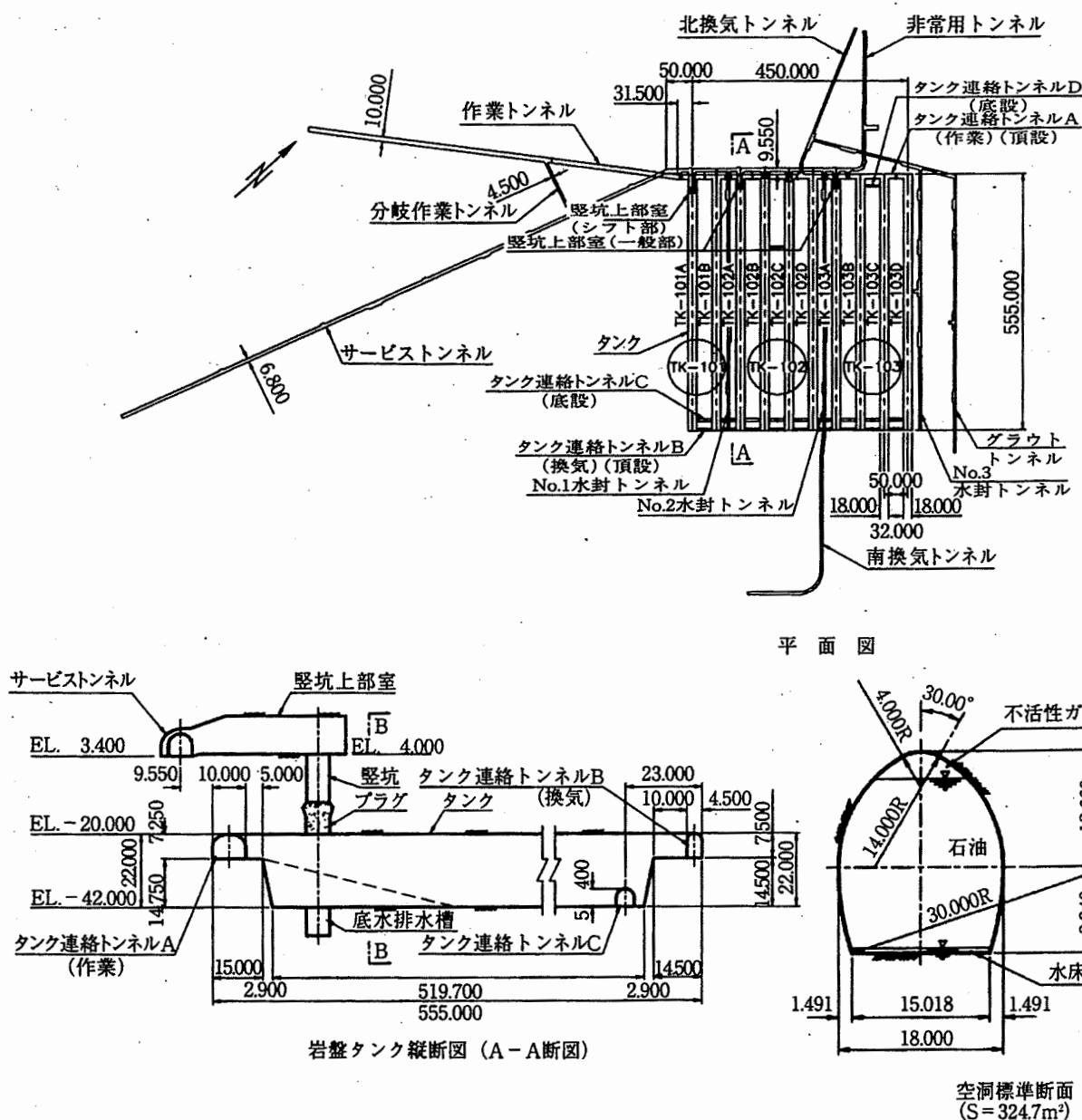
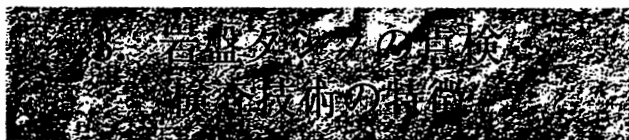


図1 串木野基地の配置図

に、施設配置図の一例を図1に示す。3基地とも横穴水封方式であり、久慈、菊間基地は人工水封方式、串木野基地は大部分が自然水封方式で、一部に人工水封方式を採用している。



岩盤タンクは、自然あるいは人工の地下水

圧により原油を岩盤空洞に封じ込めるもので、所定の地下水位（水圧）を維持することが漏油・漏気を防止し、施設の機能を維持する上で重要な要件となっている。このため、岩盤タンクの点検・検査は地下水位を低下させないように、原則としてタンク内部を開放せずに通常の操業状態で行うこととなっている。

このような岩盤タンクの点検・検査における

特徴として、以下のような事項があげられる。

○岩盤タンクの力学的安全性や水封機能の安定性（液密・気密）を点検・検査する場合は、タンクを開放せず通常の操業状態で行われるため、間接的な点検項目・手法（地下水観測孔内水位、岩盤タンク湧水量、サービストンネル等アクセス可能な坑道の内空変位、各種物理探査等調査、3次元浸透流解析など）を種々組み合わせ、総合的に判定することが求められる。

○国家石油備蓄基地では、平常時は原油の受け払いを行わないことから、一部を除く機器・設備は停止した状態が長く、運転・操作頻度が極めて少ない。このため、通常とは異なったトラブル（摺動部のさ

び等）が発生する場合があります、所要の機能を維持するためには、一般的な機器・設備とは逆の視点からの点検・検査が求められる。



(1) 点検・検査システム

岩盤タンクの維持管理に関する点検・検査システムは、日常点検、定期点検、定期保安検査および臨時保安検査で構成される。各点検、検査の概要を表2に示す。定期保安検査、臨時保安検査については次項以下に検査の内容を示す。なお、地上設備等の点検項目については一般の危険物施設と同様であることから、ここでは省略する。

表2 点検・検査の概要

	主な点検・検査項目	頻度	評価方法
日常点検	地下水位、岩盤タンク湧水量、水封水供給量、漏油・漏気、坑道の吹付けコンクリート等の異常（サービストンネル、堅坑上部室等）ほか	1回/日（一部1回/月）	点検項目の計測値が管理基準値内に収まっているかどうかのチェック
定期点検	地下水位、岩盤タンク湧水量、水封水供給量、坑道の割れ・変形、内空相対変位ほか	1回/年（一部2～4回/年）	日常点検で取得されたデータの変動傾向に異常がないことを学識経験者等で構成される保全技術検討委員会で総合的に判断する。
定期保安検査	地下水位の安定性、坑道の割れ・変形等、坑道の内空変位、堅坑内配管の腐食・変形	10年に1回	日常点検、定期点検結果を総合的に判断（2）定期保安検査の項参照
臨時保安検査	岩盤タンク開放によるタンク内部からの岩盤等の検査	特別点検Ⅰ～Ⅲ段階の調査・解析資料に基づく保全技術検討委員会の審議結果から総合的に判断	（3）臨時保安検査の項参照

(2) 定期保安検査

定期保安検査の検査項目、内容、方法等については消防法の「定期保安検査に関する運用基準」に基づき決められており、通常の運転状態において水封機能を正常に維持し、かつ岩盤タンクの開放検査は行わないことを前提として実施される。

定期保安検査の検査項目とその主旨・目的を図2に示す。

ここで、岩盤タンクの力学的安全性の確認方法は、岩盤タンク周辺の岩盤および堅坑プラグに異常が発生した場合、透水性の変化となって現れることから、水封機能の安全性の確認と同じく地下水観測孔内水位、岩盤タンク湧水量、人工水封水供給量等の変動傾向の確認を行っている。また、サービストンネル、堅坑上部室等の坑道壁面の割れ・変形等のな

いことの確認ならびに内空等相対変位の計測は、特別点検時の岩盤タンクの力学的安全性を総合的に評価するための補足資料として、整理・蓄積することとなっている。

設備の健全性の確認は、定期保安検査に関する運用基準で「堅坑内に設置された油中ポンプ等の保護管及び危険物配管の外面に耐力及び気密に支障のある腐食、変形がないかを確認すること」とされており、潜水土により撮影された水中カメラ画像をモニター画面で確認する目視検査、及び録画を含む水中点検報告書による資料検査を行っている。また、腐食変形が認められた場合は、超音波探傷試験による肉厚測定を実施することとなっている。

(3) 臨時保安検査

臨時保安検査は、岩盤タンクに想定を超え

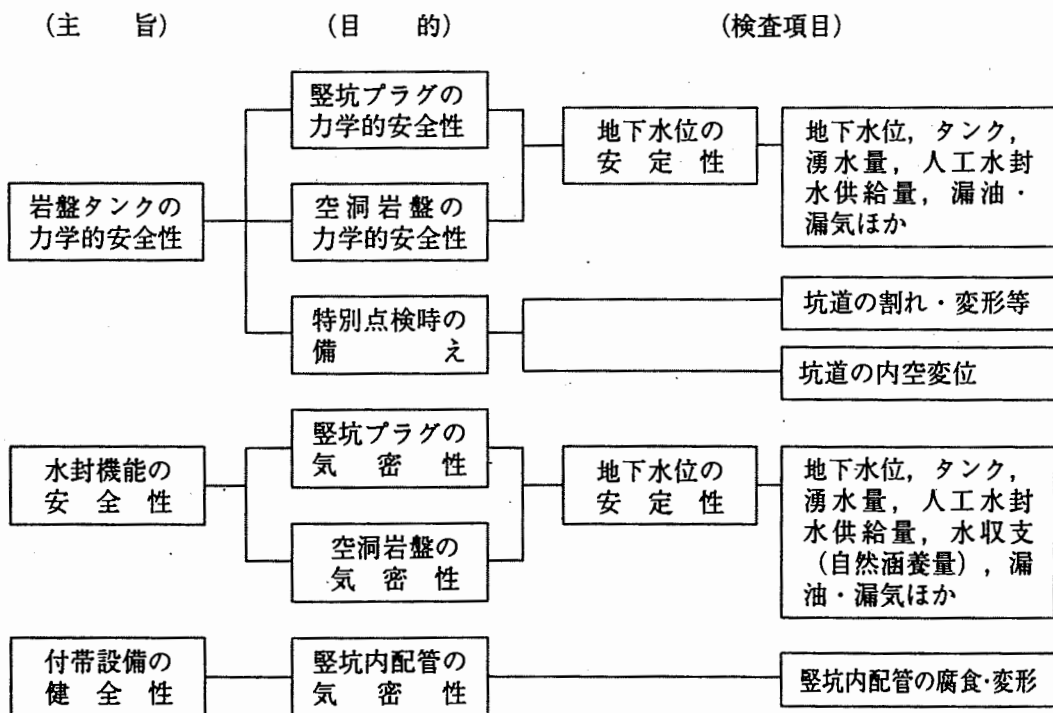


図2 定期保安検査の検査項目とその主旨・目的

る地震力が作用した場合、また、その他の著しい異常が発生したと認められた場合に、事前調査確認として3段階（特別点検Ⅰ，特別点検Ⅱ，特別点検Ⅲ）の特別点検を行い、その総合的評価から岩盤タンクの内部開放による検査の必要性があると判断された場合に実施することになる。特別点検Ⅰ～Ⅲの内容は以下のとおりである。

- 特別点検Ⅰ：想定を超える地震発生時に、岩盤タンク部等からの漏洩の有無を確認すると共に、堅坑上部室等坑道の変状調査、変位量計測及び解析を行い総合的な評価を行う。
- 特別点検Ⅱ：漏油・漏気の検知または水封機能の点検データ（地下水、湧水量）の異常な変化、または特別点検Ⅰで次段階の点検が必要と判定された場合に、水封機能の安定性について調査、解析を行い、総合的な評価を行う。
- 特別点検Ⅲ：特別点検Ⅱで次段階の点検が必要と判定された場合に、限界地下水

位の確保を前提に水封トンネル等を開放し、壁面状態等の調査と解析を行い、地域や基地の被害状況も含めて総合的な評価を行う。また、岩盤タンク貯油量の変動が可能な場合は、岩盤内水位を局部的に限界地下水位以下にすることを前提に、堅坑等の水位を下げ、プラグコンクリート部の気泡検査等による漏洩個所の確認を行うこととなっている。

平成13年3月24日15時28分ごろ、安芸灘を震源とするM6.4の芸予地震が発生し、菊間国家備蓄基地（愛媛県今治市菊間町）の地下部に設置してある強震計が149ガルの地震力を記録した。この数値は想定地震力120ガルを超えていたので特別点検Ⅰが実施されたが、特別点検Ⅰに定められた点検項目には異常がなく、特別点検Ⅱを実施する必要がないと判定された。このときの地震の影響による岩盤タンク湧水量の経時変化を図3に示す。地震後一時的に湧水量が200t程度増大

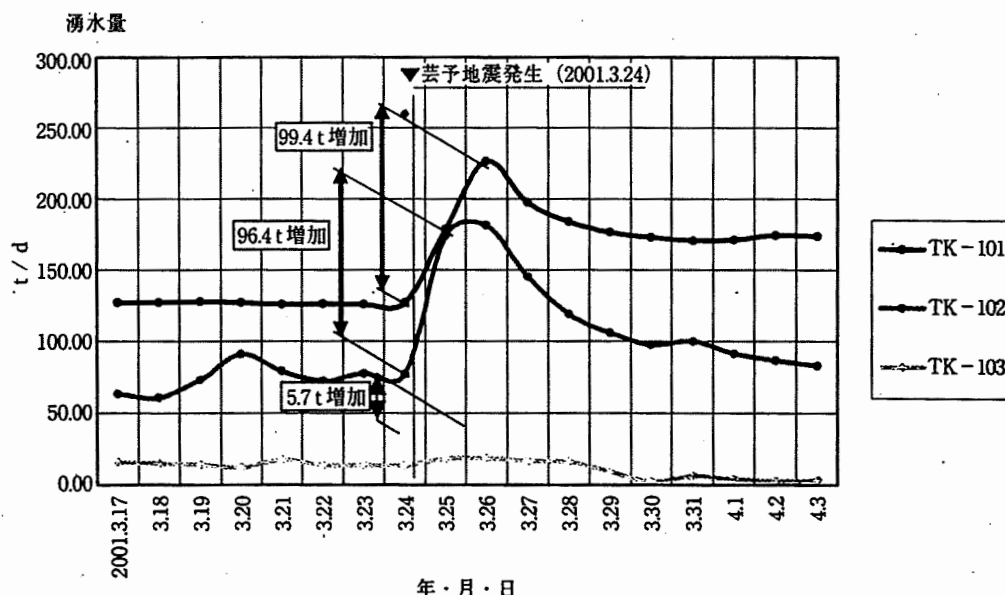


図3 芸予地震時のタンク湧水量経時変化



したが、時間経過とともに定常状態に戻っていく様子が示されている（湧水量の最大値は排水ポンプの能力以下である）。他の2基地でも想定地震力は下回っているものの、比較的規模の大きな地震を経験したが同様な傾向を示しており、岩盤タンクが地震に対して安全性の高い構造物であることが実証されたといえよう。



わが国の久慈、菊間、串木野基地の3基地

ともオイルイン後十数年の歳月を経過した。この間、平成13年11月の串木野基地 TK-101 タンクの定期保安検査受検を皮切りに3基地ともに無事検査に合格し、現在に至っている。今後、岩盤タンクの特徴の一つであるモニタリングシステム（日常点検、定期点検、定期保安検査）を有効に活用するとともに、最新の点検技術等を取り入れるなど点検・検査技術の合理化、ならびに評価・診断技術の向上を図り、3基地が内外の厳しい石油情勢に対し機動性に優れかつ安全な基地であり続けるよう維持管理していかなければならない。

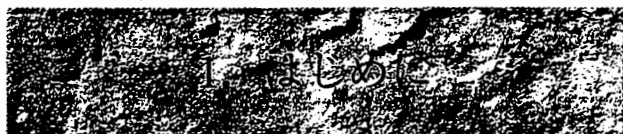


LPG 岩盤貯槽

—地下深部岩盤内の巨大高压ガス貯槽—

高山信紀

独立行政法人石油天然ガス・金属鉱物資源機構
石油備蓄経営グループ地下備蓄システム維持管理センター



LPG は全国の半数以上の家庭のほか、タクシー用、工業用など幅広く使用され、生活や経済を支える重要なエネルギー源である。しかし、その供給量の3/4を海外から輸入し、その約80%を中東に依存している。国は安定供給を確保するため、すでに達成している50日分の民間備蓄に加え、2010年までに150万t(40日分)の国家備蓄を進めている。備蓄方式は、地上低温タンク方式が3基地(石川県七尾基地25万t、長崎県福島基地20万t及び茨城県神栖基地20万t、計65万t)、地下岩盤貯槽方式が2基地(愛媛県波方基地45万t及び岡山県倉敷基地40万t、計85万t)である。

独立行政法人石油天然ガス・金属鉱物資源機構(JOGMEC; Japan Oil, Gas and Metals National Corporation)は、国からの委託を受けLPG国家備蓄基地の建設を行ってきた。地上低温タンク方式の3基地は平成17年度に完成、操業を開始する予定で、地下岩盤貯槽方式の波方基地と倉敷基地は建設中である。

本稿ではLPG地下岩盤貯槽方式(以下「LPG岩盤貯槽」という)について、その概要や主要な技術について紹介する。



LPG岩盤貯槽は、地下深い硬固な岩盤を掘削して貯槽とし、貯槽周辺の地下水压をLPG貯蔵内圧より高く保持することで漏えいを防止する水封方式を採用している。LPG岩盤貯槽の水封の原理は石油岩盤貯槽と同じであるが、貯蔵圧力(設計圧力約1MPa)は、石油岩盤貯槽の貯蔵圧力(約0.05MPa)より高い。また、石油岩盤貯槽の貯蔵物は原料(原油)であるが、LPG岩盤貯槽の貯蔵物は製品(プロパン及びブタン)であることなどの違いはある。

LPG岩盤貯槽は、地形や地上施設による制約が少なく大容量の貯槽の建設が可能で、LPGを常温高压で貯蔵する。

なお、地上低温タンクは、LPGを低温常圧で貯蔵する。LPG岩盤貯槽とLPG地上低温タンクの比較を表1に、LPG岩盤貯槽の概念図を図1に示す。

表1 LPG 岩盤貯槽と LPG 地上低温タンクの比較

貯蔵方式	LPG 岩盤貯槽 (常温高圧貯蔵)		LPG 地上低温タンク (低温常圧貯蔵)
基地	波方基地	倉敷基地	七尾基地
貯蔵能力	45 万 t		25 万 t
貯槽	プロパン貯槽 1 基	ブタン/プロパン 兼用貯槽 1 基	プロパン貯槽 3 基 ブタン貯槽 2 基
貯槽容量	30 万 t	15 万 t	40 万 t
貯槽位置	EL (標高) - 150m ~ EL (標高) - 180m		EL - 160m ~ EL - 182m
貯槽寸法	幅 26m, 高さ 30m 長さ 485m, 2 条 長さ 430m, 1 条		幅 18m, 高さ 22m 長さ 640m, 4 条
敷地面積	4.0 ha		28.5 ha

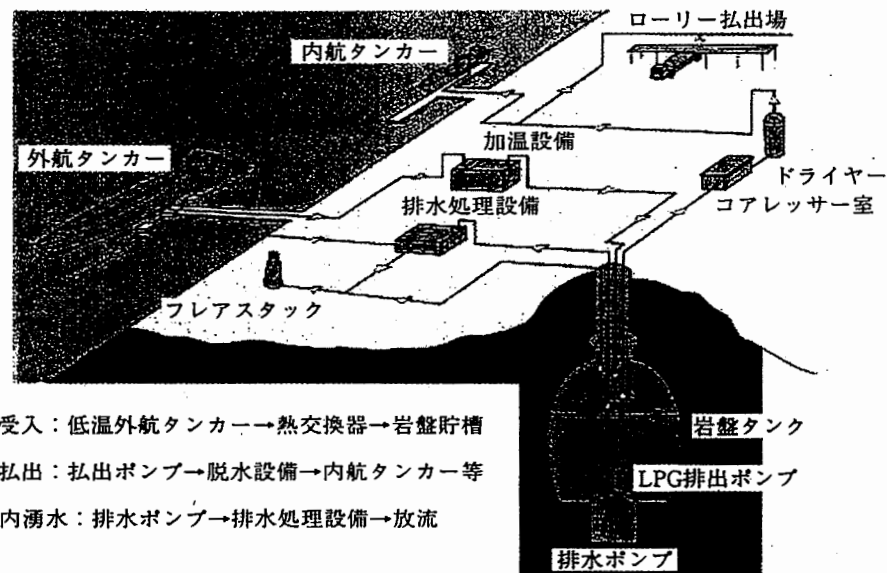


図1 LPG 岩盤貯槽概念図



波方基地及び倉敷基地の概要

波方基地及び倉敷基地は、世界最大規模のLPG 岩盤貯槽で、現在建設中である。

波方基地は愛媛県今治市波方町に位置し、山林及び埋立地の地下 (EL - 150m ~ - 180

m) に、プロパン貯槽 1 基 (30 万 t) 及びブタン/プロパン兼用貯槽 1 基 (15 万 t) を設置する。倉敷基地は岡山県倉敷市水島に位置し、石油コンビナートの地下 (EL - 160 m ~ EL - 182m) にプロパン貯槽 1 基 (40 万 t) を設置する。波方基地岩盤貯槽の概念図を図2に示す。

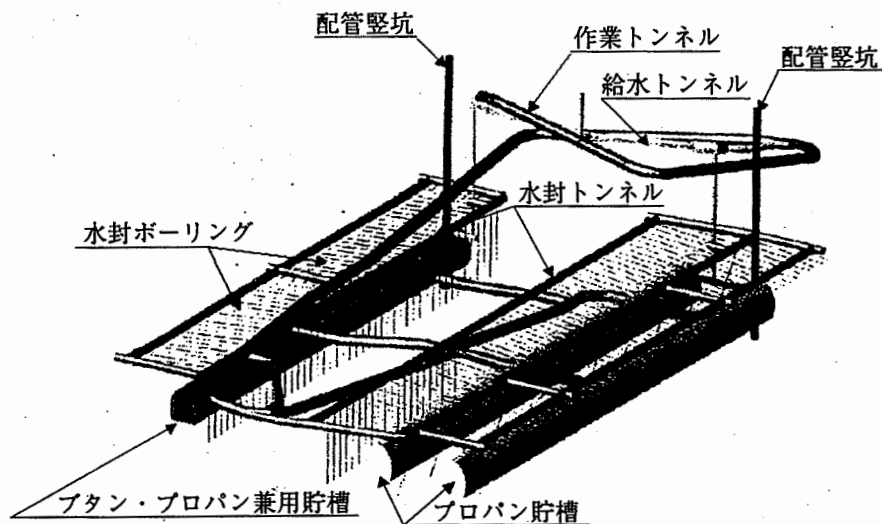


図2 波方基地岩盤貯槽概念図

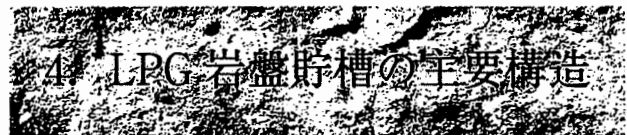
地質は、両基地とも西南日本内帯に属し、波方基地周辺には中生代白亜紀、倉敷基地周辺には中生代白亜紀～新生代第三紀の花崗岩類が分布している。波方地点は浅部（尾根で EL + 10 m、海岸部で EL - 40 m 程度）より新鮮な花崗岩類である。倉敷地点は干拓・埋立地で、シルト層、レキ層、泥岩・砂岩互層などが堆積し、新鮮な花崗岩類の上面深度は概ね EL - 120 m 以深で、波方より低位の岩級が多い。このため、倉敷（高さ 22 m）の貯槽空洞寸法は波方（高さ 30 m）より小さい。

外洋航海用 LPG タンカーで運ばれた低温常圧の LPG は熱交換器で加温し、地下岩盤貯槽に受入、常温高压で貯蔵される。LPG の払出は払出ポンプにより行い、脱水設備で脱水し、出荷する。また、貯槽への湧水は底水排水槽に流れ込み、底水排水ポンプで地上に排水する。

貯槽と地上をつなぐ配管・計測機器類（LPG 受入管、揚液管、底水排水管、液面・界面計など）は、配管竖坑（直径 6.8 m）内

に設置し、金属管（保護管）で保護する。

配管竖坑や作業トンネルと貯槽空洞の間は、鉄筋コンクリートのプラグを設ける。



4 LPG 岩盤貯槽の主要構造

4.1 岩盤分類

岩盤は、岩盤貯槽の耐圧部を構成する重要な材料である。貯槽空洞やプラグの安定解析に必要な物性値（変形係数、せん断強度など）は、現地試験、室内試験、文献資料などに基づき設定する。岩盤等級は、良好な方から Hv, H, M, L, Lv の五つとする。

4.2 貯槽空洞の力学的安定性

(1) 力学的安定性の考え方

貯槽空洞は地下深部に設置する大断面の空洞で、耐圧部である。掘削により岩盤内の地圧による応力が開放され、応力の再配分が行われる。貯槽空洞周辺を除き岩盤の安定は保



たれるが、貯槽空洞周辺にはゆるみ域（微小き裂が発達し緩んだ岩盤領域）が発生する。このゆるみ域を安定させるため、貯槽空洞は、石油岩盤貯槽と同様に、空洞の支保部材としてロックボルトと吹付コンクリートを用いる構造とする。

(2) 解析方法

ゆるみ域は断面2次元有限要素法により求める。支保は、石油岩盤貯槽等、既存の岩盤空洞の設計に準じ、岩盤等級ごとに下記(3)のように設定し、設定した支保及び岩盤が力学的に安定であることを確認する。

(3) 支保の方法

ロックボルトの長さは、ゆるみ域を縫付けるように設置する（図3参照）。

ロックボルトの設置間隔は、アーチ部の岩塊を吊下げてもロックボルト軸力及び付着力が所要の安全率を保持できるよう、石油岩盤貯槽の事例も参考に設定する。

吹付コンクリートの厚さは、アーチ部のロックボルトに囲まれるゆるみ域岩盤が、吹付コンクリートのせん断強度により保持できるよう、石油岩盤貯槽の事例も参考に設定する。

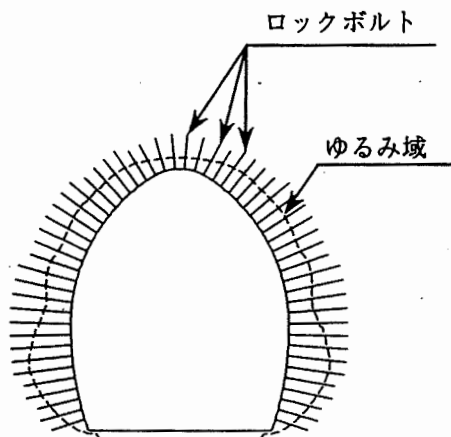


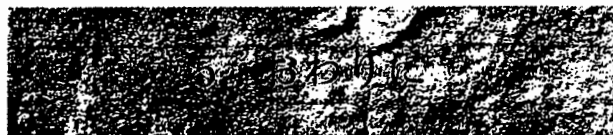
図3 ゆるみ域とロックボルト配置例

4.3 プラグ

プラグは、岩盤貯槽の耐圧部となる重要な構造物で、配管竪坑や作業トンネルと貯槽空洞の間に設けられる鉄筋コンクリートの隔壁である。作用荷重（水圧、配管荷重など）に対しプラグ（コンクリート及び鉄筋）及び周辺岩盤の安定性が確保できるようにする。

4.4 水封機能

貯槽からLPGが漏えいしないよう、貯槽周辺の地下水圧をLPG貯蔵内圧より高く保持するため、貯槽空洞はLPG貯蔵圧（設計圧力約1 MPa、水頭換算約100 m）より地下水圧が大きくなる位置（波方EL-150 m、倉敷EL-160 m以深）に設置し、自然地下水に加え、人工水封設備（水封トンネル、水平水封ボーリング孔及び縦水封ボーリング孔）を設置する。水封ボーリング孔の長さは岩盤貯槽をカバーするようにする。



LPG岩盤貯槽は、海外では多数の実績があるが、我が国では初めてのものである。このため、昭和61年度から平成5年度にかけて岡山県倉敷市に「LPガス地下備蓄実証プラント」を建設し、各種実験・検討により安全性、操業の実用性等の確認が行われた。その後の各種調査、立地決定、設計を経て、現在、波方基地では貯槽空洞の掘削、倉敷基地では水封トンネルの掘削等が行われている。これまでの多くの方々の御尽力に深い敬意を表するとともに、今後とも関係各位のご支援をお願い致します。

保安検査基準比較と岩盤備蓄基地への適否

添付 3

○：そのまま適用 △：一部修正 ×：適用対象外 ◎：新規内容検討

KHKSの項目	コンビ則条項	岩盤備蓄基地の適否
1. 警戒標等	第5条第1項	○
1.1 境界線・警戒標	第1号第65号イ	
1.2 可燃性ガスの貯槽であることが容易にわかる措置	第5条第1項第29号	○
1.3 バルブ等の操作に係る適切な措置	第5条第1項第45号	○
1.4 毒性ガスの識別措置・危険標識	第5条第1項第52号	× 毒性ガスの施設がない
2. 距離・施設レイアウト等	第5条第1項第2号～8号、65号ハ、ニ、ホ	○
2.1 保安距離		
2.2 設備間距離	第5条第1項第11号～13号	○
2.3 火気取扱施設までの距離	第5条第1項第14号	△ シリンダーキャビネットがない
2.4 保安区画	第5条第1項第9号	○
2.4.1 区分・面積		
2.4.2 高圧ガス設備の位置・燃焼熱量数値	第5条第1項第10号	○
2.5 防液堤内外の設備設置規制	第5条第1項第36号	× 防液堤の必要がない
2.6 埋設貯槽	第5条第1項第38号、39号	× 埋設貯槽がない
2.7 滞留しない構造	第5条第1項第51号、65号ト	△ シリンダーキャビネットがない
2.8 計器室	第5条第1項第61号	○

KHKSの項目	コンビ則条項	岩盤備蓄基地の適否
2.9 直射日光を遮るための措置	第5条第1項第65号へ	× 充填容器等がない
2.10 ジシラン等の自然発火に対し安全な構造	第5条第1項第65号チ	× ジシラン等の容器置き場がない
2.11 二階建容器置場の構造	第5条第1項第65号ヌ	× 二階建容器置場がない
3. 高圧ガス設備の基礎・耐震設計構造等	第5条第1項第23号	○
3.1 基礎		
3.2 耐震設計構造	第5条第1項第24号	◎
3.3 貯槽の沈下状況測定	第5条第1項第64号	× 岩盤貯槽は除かれている
4. ガス設備（導管を除く。）	第5条第1項第15号	△ 毒性ガス及び酸素のガス設備がない
4.1 ガス設備（高圧ガス設備を除く。）の気密構造		
4.2 ガス設備に使用する材料	第5条第1項第16号	○
4.3 高圧ガス設備の耐圧性能及び強度	第5条第1項第17号、19号	◎
4.4 高圧ガス設備の気密性能	第5条第1項第18号	◎
5. 計装・電気設備	第5条第1項第20号	○
5.1 計装設備		
5.1.1 温度計		
5.1.2 圧力計	第5条第1項第21号	○
5.1.3 液面計等	第5条第1項第33号	◎
5.1.4 界面計	第5条第1項64号の2イ	◎

KHKS の項目	コンビ則条項	岩盤備蓄基地の適否
5.2 電気設備	第 5 条第 1 項第 48 号	○
5.2.1 電気設備の防爆構造		
5.2.2 保安電力等	第 5 条第 1 項第 50 号	◎
5.2.3 静電気除去措置	第 5 条第 1 項第 47 号	○
6. 保安・防災設備		×
6.1 常用の温度の範囲に戻す措置	第 5 条第 1 項第 20 号	岩盤貯槽は除かれている
6.2 安全装置	第 5 条第 1 項第 21 号	○
6.3 安全弁等の放出管	第 5 条第 1 項第 22 号	○
6.4 内部反応監視装置	第 5 条第 1 項第 25 号	×
		反応器はない
6.5 危険状態防止措置	第 5 条第 1 項第 26 号	×
		特殊反応設備等がない
6.6 緊急遮断装置（特殊反応設備等）	第 5 条第 1 項第 27 号	×
		特殊反応設備等がない
6.7 緊急移送設備	第 5 条第 1 項第 28 号	×
		特殊反応設備等がない
6.8 貯槽の温度上昇防止装置、貯槽の耐熱・冷却措置	第 5 条第 1 項第 31 号、 32 号	×
		岩盤貯槽は除かれている
6.9 負圧防止措置	第 5 条第 1 項第 34 号	×
		低温貯槽がない
6.10 液化ガスの流出防止措置	第 5 条第 1 項第 35 号	×
		岩盤貯槽は除かれている
6.11 不活性ガス置換構造	第 5 条第 1 項第 40 号	×
		アルソン等の製造設備がない

KHKSの項目	コンビ則条項	岩盤備蓄基地の適否
6.12 毒性ガス配管等の接合	第5条第1項第41号	× 毒性ガスは取り扱いわない
6.13 毒性ガス配管の二重管等	第5条第1項第42号	× 毒性ガスは取り扱いわない
6.14 貯槽の配管に設けたバルブ	第5条第1項第43号	○
6.15 緊急遮断装置（貯槽配管）	第5条第1項第44号	○
6.16 除害のための措置	第5条第1項第46号、 65号リ	× アルソ等の製造設備がない
6.17 インターロック機構	第5条第1項第49号	△ 毒性ガスの製造設備がない
6.18 ガス漏えい検知警報設備	第5条第1項第53号	△ 毒性ガスの製造設備がない
6.19 防消火設備	第5条第1項第54号、 65号ル	○
6.20 ベントスタック、フレアスタック	第5条第1項第55号、 56号	○
6.21 アセチレン容器の破裂防止措置	第5条第1項第58号	× アセチレン容器置場がない
6.22 圧縮機とアセチレン・圧縮ガス充填場 所等間の障壁	第5条第1項第59号、 60号	× 圧縮アセチレンガスを充填しない
6.23 保安用不活性ガス等	第5条第1項第62号	△ 毒性ガス及び酸素がない
6.24 通報措置	第5条第1項第63号	○
6.25 金属管の腐食防止措置	第5条第1項64号の2 ハ	◎

KHKS の項目	コンビ則条項	岩盤備蓄基地の適否
6.26 金属管の漏えい遮断措置	第 5 条第 1 項 64 号の 2 ニ	◎
6.27 金属管地上部分の破損防止措置	第 5 条第 1 項 64 号の 2 ホ	◎
7. 水封機能 7.1 水封機能を維持するための措置	第 5 条第 1 項 64 号の 2 ロ	◎
8. 導管	第 9 条第 10 条	× 導管はない
9. その他 コンビナート製造者の連絡用直通電話	第 11 条第 2 項	○