

菊間石油地下備蓄実証プラント(その2)

星野 一 男(燃料部)

Kazuo HOSHINO*1

*1 昭和58年10月号(通年350号)より続く

6 構造上の安定性

地表下50~70mの地下に 幅15m 高さ20mのような大きな断面のトンネルを掘削することは 一部の地下発電所をのぞき 今迄ほとんど経験していないことである。石油備蓄は相当長期の貯蔵を想定しているので 掘削された地下トンネル空洞は長期間にわたって変形せず 最初の形状を保持するものではなくてはならない。本章の実験項目は掘削された貯油構 および周辺岩盤の力学的安定性と地震に対する影響 耐震性を調査するものである。これらの事項の調査のために貯油槽周辺の岩盤内に変位計 ロックボルト軸力計を設置して以下の測定を行った。

(1) 内空変位

空洞壁面の変位であり 貯油槽の両端と中央部に設定されたA B Cの3断面について貯油槽側壁 天盤に設置した計測足場からエクステンションメーターにより測定した。結果を見ると各断面間での顕著な差異はなく 掘削では断面通過に伴って若干の内空変位を生じているのが 掘削終了後はもとにもどりほとんど内空変位のない安定したものとなっていた。最終変位量は各断面とも10mm程度であった。

(2) 岩盤内変位

空洞周辺岩盤のゆるみ領域の分布とゆるみの進展を調査するものである。A B Cの断面について空洞壁面より約15mのボーリングを掘削し 4段にわたって変位量の測定を行った。各断面ともに 天盤および右側壁(作業トンネル側)での動きはほとんどなく 左側壁(海側)に掘削の通過に伴い最大でも5mm程度の小さい変位を生じたが 掘削作業の通過後は短時間で安定したものとなっている。第2図にB断面における作業終了後の岩盤内変位の例を示す。

(3) 空洞壁透水試験

上述のゆるみ領域を確かめるためにB断面の壁面からボーリングによって1.5m区間の5ヶ所の透水係数を測定した。また作業トンネルから貯油槽近くまでのボーリングを行い外部からの測定も行った。貯油槽内部外部ともに 掘削段階の進行に従い 透水係数は増える傾向にある箇所も見られたが 全般的には壁面近傍で特に大きく増加するということなく 全体的に微増したにすぎない。

このほかにロックボルト軸力の測定も行った。以上の測定結果にもとづいて岩盤の物性の検討を行っている。

第2次地質調査までに得られた諸々の岩盤データを用いて貯油槽空洞を掘削したときの岩盤の変位 ゆるみ域

の分布などの予測解析を行っているが

この結果を今回の測定結果と対応してみると この花崗岩岩盤が地質調査の段階で予想していたよりも堅硬な力学的に良質の岩盤であることが明らかとなり このような地下空洞の力学的安定性は十分に確認された。解析結果からみると 岩盤物性値としては第1表の如き数値が最も計測結果と合致していると思われる。この物性値はC_H~B 級岩盤に近いものである。

このような岩盤の挙動解析はその後原油を空洞内に出し入れする実証運転の前後についても行われたが 原油量

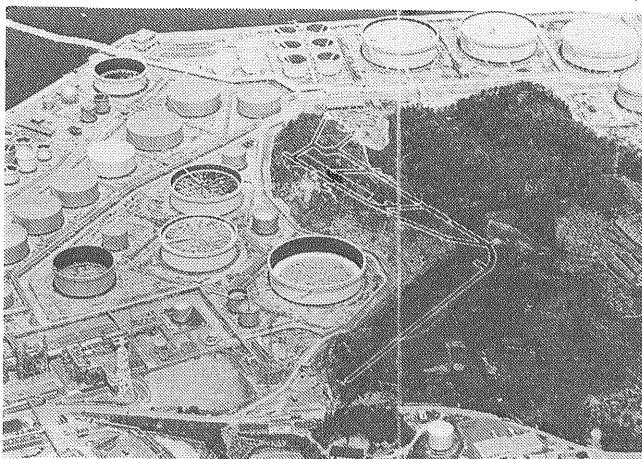


写真1 菊間石油地下備蓄実証プラント全景

の増減に伴う貯油槽内の液圧変化に対しては 周辺岩盤の定型的変形挙動は予想どおり弾性変形であることが認められた。

岩盤の変形 ゆるみ領域に関しては以上のように当初予想した良好な地質岩盤条件を裏づける結果が得られた。岩盤はもともと目立った断層の少ない等方均質の花崗岩体が選定されているのでこの結果はむしろ当然と言うべきであるが 本実験中の測定を通じておそらく割れ目(断層 破碎帯など)に起因すると思われる非定型的挙動を示すような数値も部分的に観察された。これらについては後で透水性との関連でまた検討したい。

7 地震観測

世界有数の地震国といわれる我国ではどんな構築物も地震に対する配慮を欠くことはできない。石油備蓄として地下方式が推奨されている理由の1つは地下は地震動が小さく 地震に対して格段に安全であるということである。菊間実証プラントはもともと地震の少ない地域に選定されているが岩盤および地下空洞の地震時挙動を捉えると共に地震に対する貯油層の安定性を確認する目的で地震観測を行った。観測には加速度計とひずみ計を用いており 前者は貯油槽 周辺岩盤およびサービストンネル内に 後者はサービストンネル内の2断面に設置されている

観測計器類の設置がすべて完了した 昭和56年12月から57年8月までに4個の地震が観測された(第2表)。

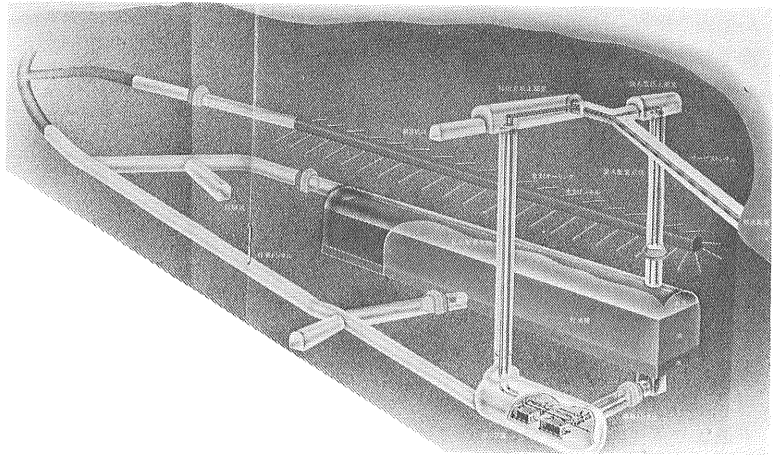
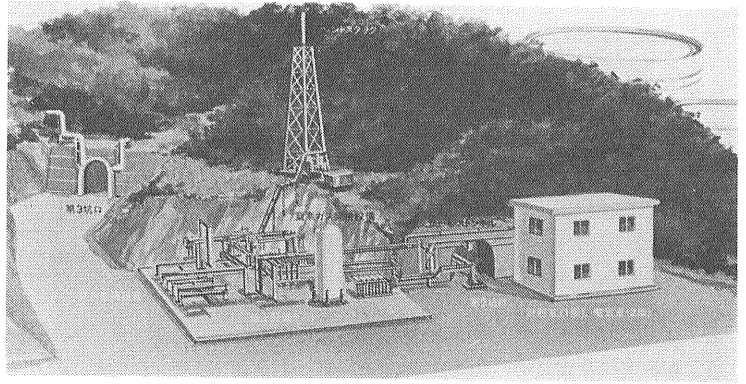
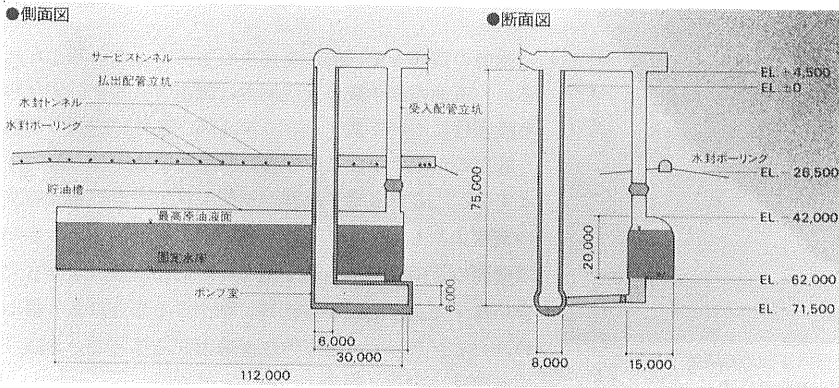
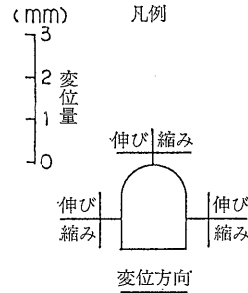
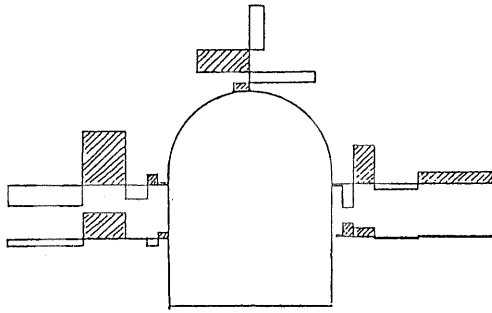


写真2 地上部分(上)と地下部分(下)の見取図

しかし これらの地震はすべて数ガル程度の振幅の小さなものばかりであったため 加速度に関しては比較的良好な観測波を得ることができたものの ひずみに関しては途中で感度を上げたにもかかわらず 最後のNo. 4地震で4箇所記録が得られただけである。これらの地震の諸元を第2表に示す。No. 1 2 4の震央は広島湾と愛媛県佐田岬半島の間ほぼ南北に並んで分布する。



第1図 貯油槽周辺の構造



第2図 岩盤内変位の例 (B断面)

第3図に No. 1地震の地表土壌 風化帯花崗岩 新鮮岩盤花崗岩中の加速度波形を示す。図で示されるように風化帯 新鮮岩盤では振幅が地表の振幅のほぼ2分の1 7分の1であり地下貯油槽の地震安定性が数字の上で確認されたと言える。

8 水封機能

8.1 水封の意味

水封機能は菊間実証実験型式の最も大きな特長であって 貯油空洞の壁面を鉄板などの内張をせず素掘のままにしておき 空洞内に入れた石油および蒸発ガスは空洞壁に働く地下水圧で閉塞しようとするものである。水封機能を保持するためには地下水圧を石油の流体圧および石油より蒸発によって発生するガスの圧力より高く保持することが必要である。(石油地下備蓄の型式と水封式の原理については地質ニュース314号1980年10月号を参照されたい) このため 空洞周辺では必要な地下水圧が保持されるような十分な地下水(位)がなければならない。このように貯油槽周辺の地下水圧は常に空洞内液圧 およびガス圧より高く設定されるの

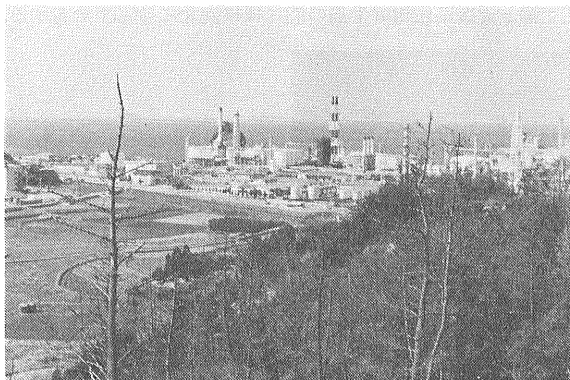


写真3 地下備蓄基地。地下部分は手前の丘陵地下にある。前景は隣接の太陽石油菊間精油所施設

第1表 岩盤の安定解析に用いた物性値 このうちケース1が最も実測値に適合している。

	ケース1	ケース2	ケース3
単位体積重量 γ (g/cm ³)	2.65	2.65	2.65
変形係数 D_0 ($\times 10^4$ kg/cm ³)	5.0	2.0	7.0
ポアソン比 ν_0	0.25	0.30	0.25
剪断強度 τ_{R0} (kg/cm ³)	40.0	20.0	40.0
引張強度 σ_0 (kg/cm ³)	4.0	2.0	4.0
破壊包絡線指数 (τ/τ_R) ³ = 1 - σ/σ_0	2	2	2
緩み定数 K	4	4	4
クリープ係数 α	0.3	0.3	0.1
クリープ係数 β (1/day)	0.5	0.5	0.25
内部摩擦角 ϕ (deg.)	55	45	55

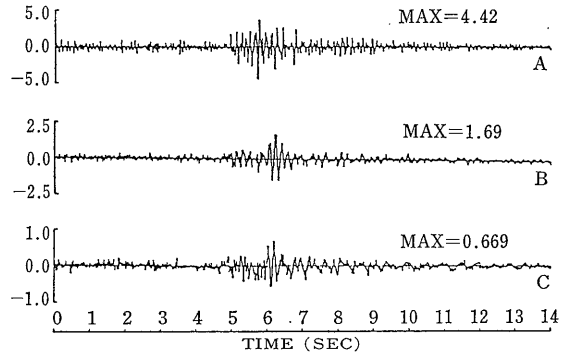
で 地下水はたえず空洞内に流れ込むことになる。したがって水封式貯油槽では空洞内の水の量 排水量が経済的に重要な問題である。経済性および安全性の見地からは排水量はできるだけ少ない方が望ましい。空洞周辺岩盤の透水性は それゆえ 零であってはならず過大であってはならず 適度の透水係数でなくてはならない。

水封の機構を原理的に考察すると次のように考えられる。石油の如き液体を空洞内に閉塞すること すなわち液密性について考える。第4図のように空洞の頂部底部から地下水位までの鉛直距離をそれぞれ d_1 d_2 とする。このとき 通常の状態では 石油の密度は水の密度よりも小さく 石油の高さ h は d_2 よりも小さいので壁面のどの場所でも地下水圧は貯油槽内液圧よりも大きいはずであり石油が空洞外に滲出することはあり得ない。したがって 地下水圧が静水圧を保っている限り液密性は完全に保持されることになる。

第2表 実験中に起った地震

地震番号	No.1	No.2	No.3	No.4
発震月日	昭和57年4月5日	昭和57年4月24日	昭和57年5月24日	昭和57年8月19日
発震時刻	13時34分20秒	4時56分53秒	20時9分53秒	7時5分13秒
位置	伊予灘 北緯 33° 36' 東経 132° 20'	安芸灘 北緯 34° 06' 東経 132° 24'	不明	安芸灘 北緯 33° 54' 東経 132° 18'
深さ	60 km	50 km	不明	70 km
規模(M)	不明	不明	不明	不明
震度	2 松山, 宇和島 広島, 大分 1 下ノ関	1 広島 0 松山	0 松山, 菊間	1 宇和島, 菊間 0 松山

第3図 昭和54年4月5日地震時の加速度波形(南北方向)：A・地表部 B・風化帯 C・岩盤内



石油を長期間保存する場合には 石油ガスが空洞周辺に滲出して地表に出るようなことがあってはならない。このような気体の空洞内の閉塞 気密性の条件は液密性に比較してやや複雑である。岩盤が理想的な状態 すなわち割れ目がなく岩石構造に異方性がなければガス圧も液圧と同様の考え方で気圧性が成立すると考えることができる。現実には割れ目(微小割れ目を含む)を伝ってガスが流れるケースを考えておかなければならないし空洞の気密性に関しては割れ目(亀裂)の漏気の問題について議論されることが多い。

空洞上部にある割れ目(幅t 奥行きb)の内部にあるガス泡が上昇せず 停留あるいは下降する条件は次のように求められる(ÅBERG 1977)(第4図)。

$$I \geq 1 - a \tag{1}$$

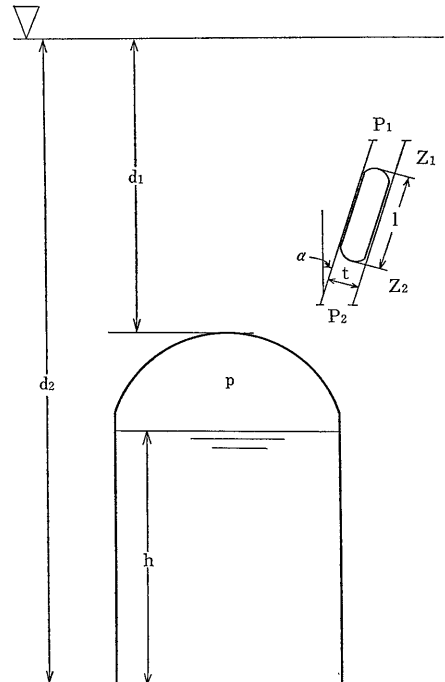
ここでIは動水勾配と呼ばれるもので流れつつある地下水の圧力勾配である。動水勾配はベルヌーイの定理から

$$I = \frac{h_r}{(Z_1 - Z_2)} = 1 + \frac{(P_1 - P_2)}{\rho g (Z_1 - Z_2)} \tag{2}$$

aはガス泡が水の充満している割れ目の中を進んで行くときの毛細管圧力などによる抵抗動水勾配であり 抵抗力のすべてを毛細管圧力とすれば

$$a = \frac{2T \cos \theta}{\rho g l t} \tag{3}$$

で表わされる。以上の式で ρg は水の密度と重力の加速度 l はガス泡の長さでこの場合 $l \cos \alpha = Z_1 - Z_2$



第4図 空洞周辺における圧力状態とガス泡の移動

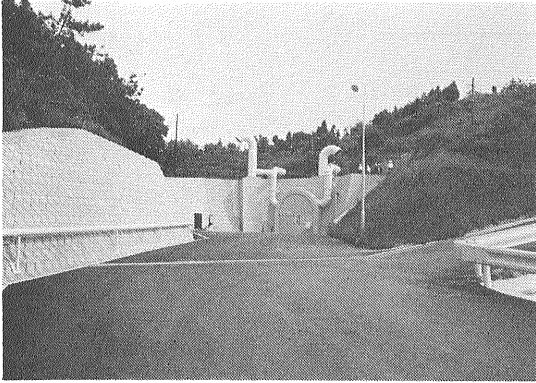


写真4 地上第3坑口

$T \theta$ は水の表面張力 接触角である。割れ目の巾が大きくなると a は零に近ずき 抵抗動水勾配が小さくなることを示す。

岩盤中の割れ目あるいは割れ目性の孔隙は形状も不規則であり 地下水で充滿されていると考えてよい。その毛細管圧力もかなり大きいので 実際の岩盤の抵抗 (動水勾配) はある程度大きいことが予想される。アルリル板によるスリットを使った室内実験では 幅 0.3-2.0mm で $a = 0.7 \sim 0.9$ になることが報告されている(駒田 1980)。ある岩盤が持っている気泡停留臨界値 すなわち 気泡を停留させることのできる最小の動水勾配を限界動水勾配と呼び I_{cr} と符号することにする。もし 上の実験値が実際に適用できる岩盤があったとすると その限界動水勾配は 0.3 から 0.1 である。

菊間実証プラントでは空洞周辺にどんなに大きな割れ目があっても理論上気密性が満足される抵抗動水勾配 $a = 0$ を採り 岩盤の (仮想) 限界動水勾配 $I_{cr} = 1$ という前提で実験を行っている。

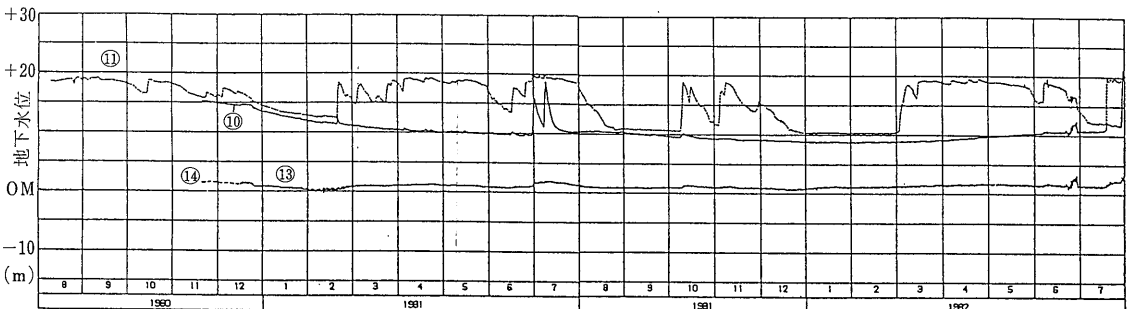
このように地下空洞内の石油貯蔵の水封機能については液密と気密の両面があり 両方を通じて地下水圧 (地下水位) の適正保持 岩盤の透水性 および 抵抗動水勾配の適正見積りが重要な項目である。このような項目に

ついて菊間実証実験でどのように実験が進められ どのような資料が得られたかをみてみよう。

8. 2 地下水位と水収支

地下水位問題で重要なことは地下に空洞がある場合 空洞周辺とくに空洞直上部の自然状態の地下水位はどのようなかということである。本実験の場合は前号で述べたように地下水位保持のために水封トンネルが掘削され 貯油槽の掘削着手後水封水が供給されるようになったので地下水位面は殆んど変化していない。第5図はC断面における4坑井の水位変化である。降水雨量に敏感な観測井とそうでない観測井があるが 1981年2月の水封水供給前に若干の低下傾向があり その後は雨量の多い時に (7月初め 10月中旬など) やや増加する傾向があつて 全体としてはやや微増しつつ当初水位面を保持していることが示される。諸掘削工事が終了した段階での全湧水量と その湧水量に見合う水量が自然地下水および水封水の2つのソースから供給されていると考えて 地下水供給量を見積ると この段階では水封水の2.5倍程度である。自然の地下水供給はほとんど地表水からと考えられる。地表の降水量 蒸発量 表面流出量などの観測値から導いた地下水補給量もほぼ上の推定を裏付ける結果を示している。湧水量は地下建設工事が終了して実際に貯油テストを繰返す段階になると全体的に落着くが 貯油槽の運転状況によってかなり変化する。第3表は貯油槽に原油を満した場合と空にした場合の湧水量 水封供給量などの例を示す。原油を貯水槽に満した段階では湧水量は激減し 周辺地下水量 水封水供給量の比率もほぼ 1 : 1 に近づく。

貯水槽の湧水量を1時間 容量1万 k_l 当りに換算すると 0.37-0.67 (m³/h²/10⁴k_l) であり これは北欧の硬質岩盤中の空洞の数値と極めて近接しており 菊間に選定された花崗岩岩盤が 北欧の先カンブリア系岩盤に匹敵する良質岩盤であることを示している。この表によると実際の原油出し入れ中の地下水供給量は15-22トン/日



第5図 水位変化の例

第3表 実証運転中の水収支

(単位t/日)

		S 57.3~6月		
			満たん	空
供給水量	周辺地下水供給量	QGW	14.8	21.9
	水封供給量	GWT	3.1 8.1	7.4 15.6
	合計	QIN	26.0	44.9
湧水量	貯油槽	QCV	22.4	41.8
	湧水量	QAT	—	—
	ドライポンプ室湧水量	QDP	3.6	3.1
	合計	QOUT	26.0	44.9
水封供給水量：				
周辺地下水量			43：57	51：49

であり これに11-23トン/日の水封水供給が加ったものが湧水量に相当する。水封トンネル無しで地下水位を保つためには湧水量を上廻る地下水供給量があればよい。推定される地表集水域(ほぼ21,000m²と考えられる)で湧水量を除くと原油満タン時には単位面積あたり1.24mm/日 原油空の時には2.14mm/日の地表水供給(涵養量)があればよいことになる。過去2年の降水量 地表面蒸発数量 表面流量などから地下水の水収支を解析して岩盤内に供給されている地下水補給量(涵養量)を求めてみると 涵養量は降水量の4割から2割であり1.8mm/日から0.7mm/日と推定された。対象の期間が短かく資料の精度などの問題もあり観測方法や解析手法自体にも検討すべきことが多く残されているが この地域で自然水だけで水封を維持する可能性は極めて大きいと思われる。期間を更に過去8年にまで広げて涵養量を見積ってみると多雨月には2.3mm/日 渇水月では-0.6mm/日 1年を通じたの平均値では0.73mm/日の数字が得られる。実証実験では原油貯蔵運転テストが終ったのち貯油槽内を大気圧の状態に保持して約2ヶ月水封水の供給を停止し自然水位の変化を観測する実験を行った。その結果は水位はほとんど変化せず1部ではおそらく自然地下水の補給により水位が上昇することも見られた(第6図)。

以上のように本実証実験では地下に大断面空洞を掘削して原油貯蔵した場合の水封水の効果 および水封水供給がない時の自然地下水位

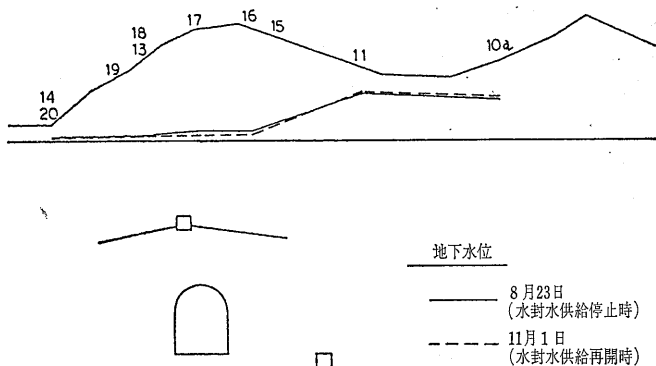
のレベルについて 実験室規模では得られない 実際の岩盤の直接的データが数多く得られた。実規模の備蓄施設では本実験のように単一空洞ではなく多数の空洞が並置され 使用期間も非常に長期に亘る。このようなケースについての予想解析に関しても 本実験の結果は非常に有用で貴重な資料を提供することになる。

8.3 岩盤透水性

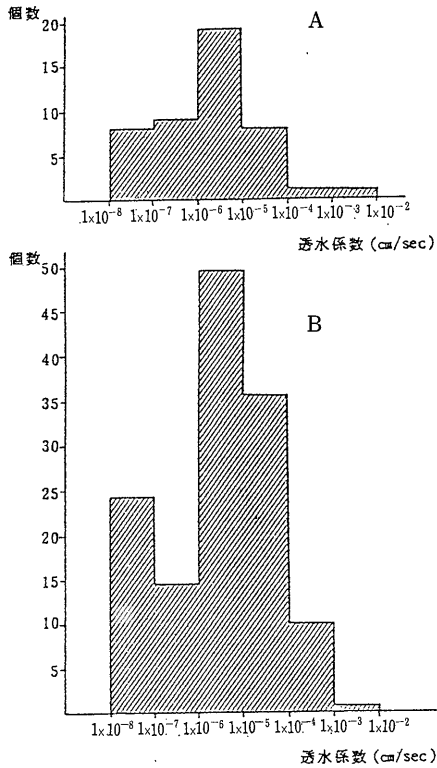
実験室規模の割れ目のない均質小試料の透水係数は花崗岩で10⁻¹²-10⁻⁹cm/秒程度である。岩盤規模の透水係数は割れ目の入り方によって左右され 直接に測定することは非常に難しい。しかし 岩盤透水係数は石油地下備蓄技術にとっては最も重要な基本数値の1つであるために本実証実験で最も精力的に観測調査を行った事項である。

第7図に2次調査の際の予備地質調査ボーリング3坑 実証観測ボーリング31坑で測定したルジオン試験より求めた透水係数の頻度分布を示す。1次調査の際の3本のボーリング坑における新鮮岩盤の大部分の透水係数は10⁻⁷-10⁻⁸cm/秒の範囲であった。第7図のように第2次調査以降 測定箇所が多くなるにつれて係数値がやや大きい方に移動する傾向が現われ 10⁻⁶-10⁻⁷cm/秒が主体となる。これらの測定結果をもとに岩盤の平均透水係数を求める方法はいろいろあるが 対数分布と見なしてその平均を求めると(予備)地質調査ボーリングが1.1×10⁻⁶ 観測ボーリングが3.75×10⁻⁶cm/秒となる。なお空洞周辺のゆるみ域判定用ボーリング孔で測定した平均透水係数は1桁小さい 3.86×10⁻⁷cm/秒(1次ベンチ通過後)から7.05×10⁻⁷cm/秒(全掘削終了後)の値を示している。以上の数値を参照して本域岩盤全体の平均透水係数を2.5×10⁻⁶cm/秒と判定している。

この透水係数値を用いて湧水量と間隙水圧分布のシミ



第6図 水封水供給停止時の水位変化



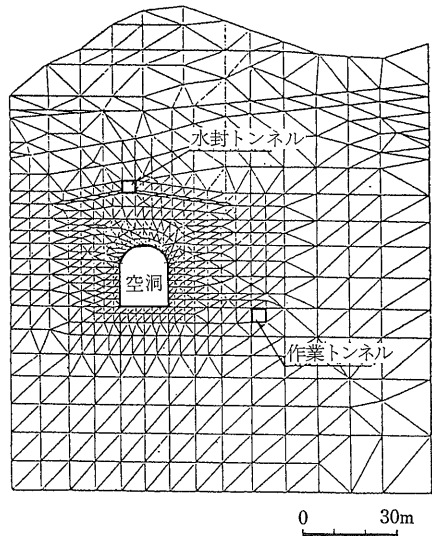
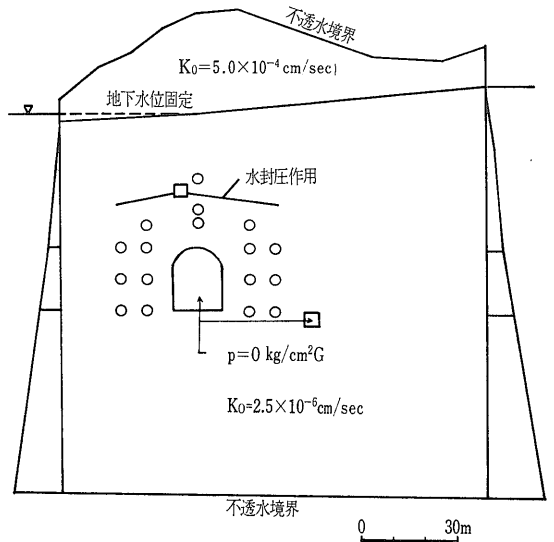
第7図 第2次調査における透水係数頻度分布：A・予備ボーリング(45点) B・観測ボーリング(170点)

シミュレーション予測を試みた。

ここで用いた解析手法は、基本的には等方・等質な多孔質媒体内の流れを対象とするダルシー則による浸透流解析である。通常、地下水挙動は3次元的な現象であり本来3次元による解析を行うべきであるが、非常に煩雑となること及び設計時に使った鉛直定常2次元FEMの解析手法の妥当性の検討という観点から、貯油槽周辺の代表断面についての間隙水圧や湧水量の解析には鉛直2次元FEM浸透流解析を用い、さらに施工段階及び完成時の間隙水圧の分布の解析について簡便法である3次元鏡像法を用いた。第8図に2次元有限要素法(FEM)解析のモデルおよび境界条件と要素メッシュ図を示す。湧水量に対する各種の解析結果は第4表の通りであるが、たとえば1981年5～7月におけるケースでは実測湧水量22.1から19.0l/分に対し透水係数 2.5×10^{-6} cm/秒を使った2次元FEM法による計算値は22.9l/分とよく一致している。

8.4 間隙水圧と動水勾配

前項に述べたように気密性の検討のために実験中の岩盤の動水勾配値を知ることは重要である。岩盤の動水



第8図 定常2次元有限要素法による解析モデル(上)と要素メッシュ(下)

勾配は8.1-(2)式を用いて計算される。すなわち位置 Z_1 および Z_2 における間隙水圧 P_1 および P_2 を(2)式に入ればよい。あるいは次の式で表わされる。

$$\rho gh_r = \frac{\rho}{2} (q_2^2 - q_1^2) \quad (4)$$

ここで q_1 および q_2 は Z_1 および Z_2 における地下水の流速である。

間隙水圧は前号で述べたようにA、B、Cの3断面について、空洞周辺をとりまくように56箇の多数の間隙水

第4表 湧水に対する実測値と解析値の対比

湧水地点 解析ケース	貯油槽 (頂設導坑を含む)	ドライポンプ室	水封トンネル 水封ボーリング
実測値	7.5 l/分	10.6 l/分	湧水 16.5 l/分
B-1 (鏡像)	7.7	2.6	16.7
実測値	9.2	15.9	25.3
B-2 (鏡像)	20.9	10.9	27.0
1981. 5.22 実測値	14.9	11.3	22.1
1981. 7.1 実測値	14.3	9.7	19.0
A-3 (FEM)	16.7	7.8	22.9
B-3 (鏡像)	31.7	11.2	30.2

($K_0 = 2.5 \times 10^{-6}$ cm/sec 使用)

圧計によって観測されている。このように測定される間隙水圧分布は動水勾配の算定のみならず 地下水位変化 透水係数の不均質性の検討にも重要である。

第9図に実験中の主要時期における間隙水圧分布の経時変化(中央断面B)を示す。A B C Dはそれぞれ間隙水圧計設置直後 工事終了後 原油貯蔵(最高圧)時 水封水試験時 である。

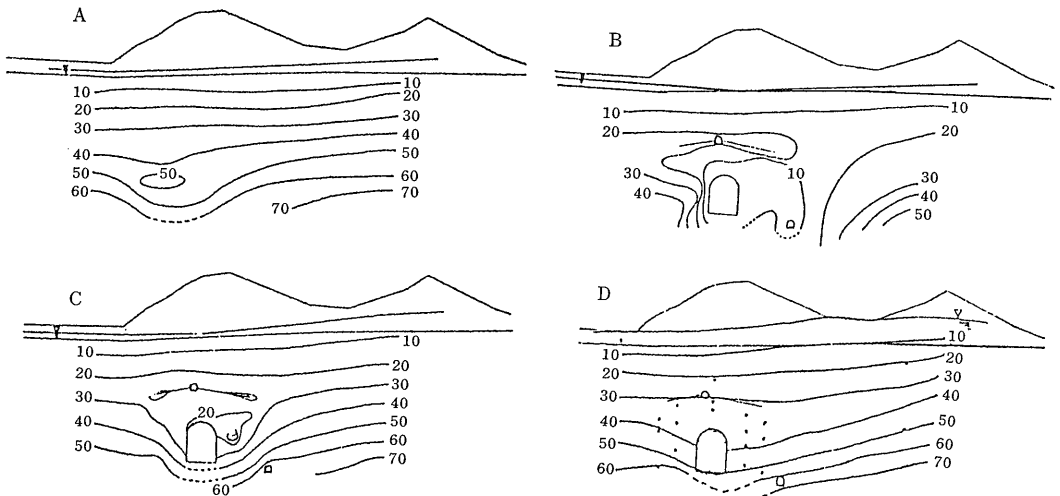
これに対してシミュレーション解析を行った B段階における解析結果を第10図に示す。左が2次元有限要素法による 右が3次元鏡像法による結果である。後者では貯油槽・作業トンネル斜坑は円形モデルと単純化されているが両法による解析図とも実測図とよく一致

しており 境界条件 岩盤透水係数などの前提条件、およびシミュレーション手法のほ 妥当なことを示している。

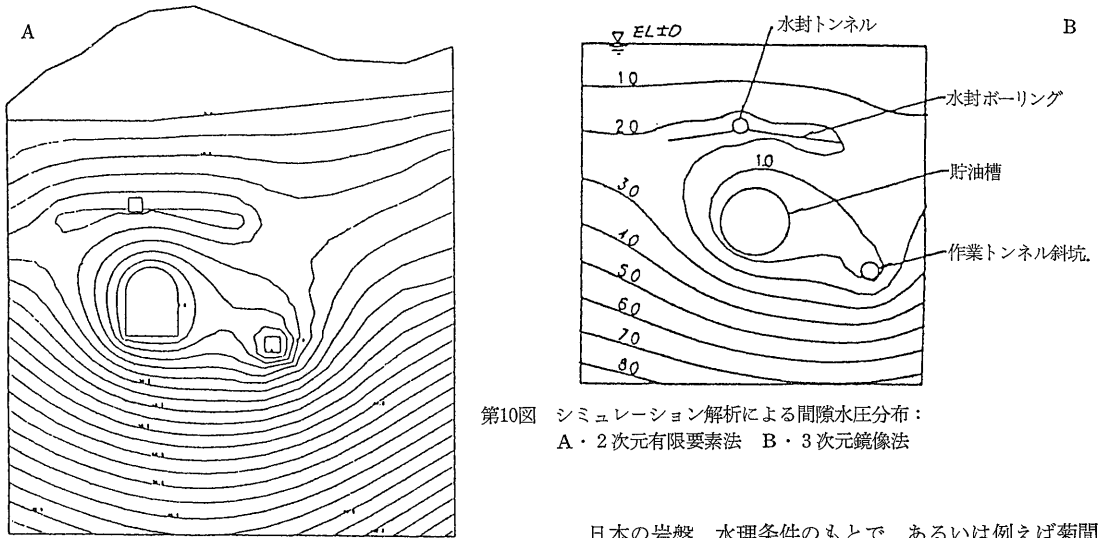
また 浸透流解析において間隙水圧分布と共に流速分布のシミュレーションも行っている。

これらの間隙水圧分布より空洞周辺の動水勾配分布を求めた。その1例を第11図に示してある。ここでの動水勾配値は第4図で $\alpha = 0$ とした鉛直方向の値であり鉛直動水勾配(通常 I_0 と記される)と呼ばれるものである。これは空洞および諸附帯工事の終了後 原油運転時に行われたものであり空洞内の圧力をほぼ 1.83 kg/cm^2 (ゲージ圧力)に上げたとき(第9

図のC段階)のデータである。Aは全体図でありこれによって貯油槽周辺の鉛直動水勾配分布を見ると 空洞頂部から肩部は1.0以上であり 肩部より下った側方部分が1.0以下である。実際の原油貯蔵時の気密性は空洞頂部のみが問題であり この結果から今回の実験貯油槽は当初設計条件通り 1.0以上の鉛直動水勾配能力を持っていることが確認されたわけである。第10図Bに空洞頂部の詳細数字を添付した。最高圧力時 (1.83 kg/cm^2)ですら 1.1から1.8の鉛直動水勾配を持っている。これで本プラントの気密性は理論上確認されたが気密試験では空洞内の微小圧力変動を測定してガス漏洩の認められないことも追認した。



第9図 間隙水圧分布の推移：A・間隙水圧計設置後 B・工事終了後 C・原油貯蔵時 D・水封水試験時



第10図 シミュレーション解析による間隙水圧分布：
A・2次元有限要素法 B・3次元鏡像法

以上の結果でこの菊間実証実験の花崗岩岩盤が1.0以上の動水勾配を持っていることが認められたのだが、このような大きな動水勾配は水封トンネルからの水封水供給によって保持されているのである。水封トンネルの設備を装備しない自然水封方式のときの岩盤の動水勾配がどのくらいになるか、また、そのような状態で水封機能を保持できる最小の動水勾配、限界動水勾配はいくらかということを知ることができれば、今後の実際の地下空洞を設計、建設する際に非常に役に立つことになる。諸外国では多くの貯油槽が自然水封方式で長期間問題なく運転されている。

この状態の自然水位面が貯油槽頂部から d_1 (m) 上位に保持されており、また貯油槽のガス圧力を P (kg/cm²) であるとすると(第4図)貯油槽頂部における岩盤の鉛直動水勾配(I_0)は8.1の(2)式で

$$\rho g(Z_2 - Z_1) = 0.1 \times d_1 \text{ (kg/cm}^2\text{)}$$

$$P_2 - P_1 = P \text{ (kg/cm}^2\text{)}$$

なので

$$I_0 = 1 + \frac{10P}{d_1} \quad (5)$$

として求めることができる。外国におけるこのような自然水封機能が保持されている実際の貯油槽について上記データを当ててみると、それらの鉛直動水勾配は0.8~0.3の範囲にある。したがって自然の岩盤の限界鉛直動水勾配($I_{0.02}$)は1.0よりも小さく、おそらく0.8ないし0.6非常に岩盤条件、水理条件のよい場合には0.3まで下がり得る可能性もある。

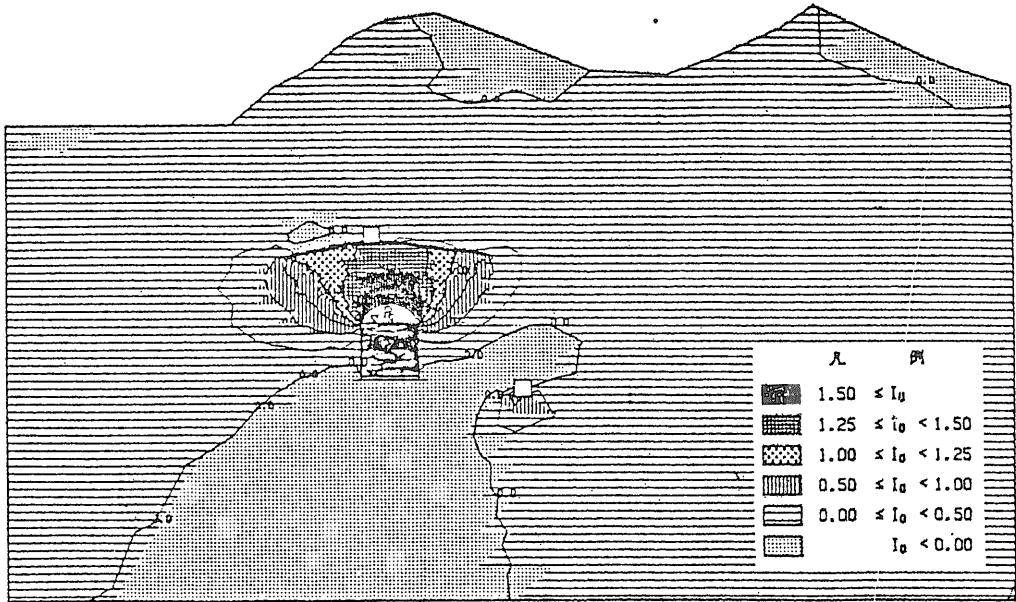
日本の岩盤、水理条件のもとであるいは例えば菊間花崗岩の場合に、限界鉛直動水勾配がどのくらいであるかを調べておくことは非常に大切なことである。今回の実験では、自然水位実験のあとに鉛直動水勾配を0.8まで低下させたときの気密試験を行い成功している。

実際には空洞壁は表面整形などのためにコンクリートの吹付けが行われることがある。このような吹付けコンクリート自体にも抵抗動水勾配を高める効果のあることが、並行して行われた研究により明らかにされている。

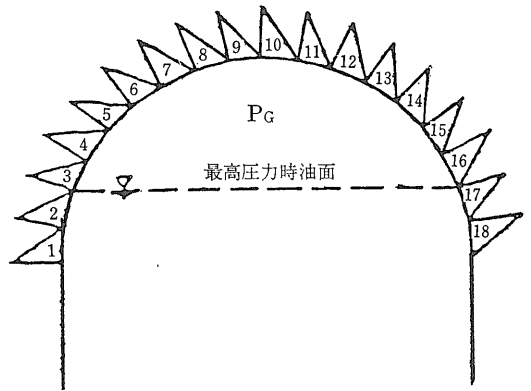
8.5 岩盤の不均質性、割れ目の水理

これまでは岩盤を均質として扱ってきたが、実際の岩盤には大小、多少を問わず割れ目が存在する。菊間実証プラントの岩盤は、これまで述べてきたように割れ目の少ない良質の岩盤であるが、現実の岩体として割れ目が存在し、しかもその分布に偏向性のあることは言うまでもない。地下水位や透水性が割れ目の性質に直接関係する所の大きいことは十分に予想できることであるが、その実態は従来必ずしも良く把握されていなかった。限られた地域に多数の計器を配置した今回の実験は、従来から関心を集めてきたこのような課題に解答を与える良い機会であったに違いない。多数の観測データについての解析は、完全に行われ尽した段階に至っていないが、いくつかの例を見てみよう。

第9図B、Cで本来空洞を中心に左右対称であるべき間隙水圧分布が右(山側あるいは北東側)にゆがみ、右側が間隙水圧の比較的低い部分となっているのが示される。これはこの部分に透水性を大きくするようなものが分布していることを示すものであり、その実態は透水性のある割れ目と考えられる。この断面の附近について測定された透水係数の数値から観察された割れ目の分布(前



番号	最低圧力	最高圧力
	$P_C = -0.36 \text{ Kg/cm}^2$	$P_C = -1.83 \text{ Kg/cm}^2$
1	1206	—
2	1675	—
3	2149	1779
4	2610	1945
5	3039	2047
6	3423	2120
7	3745	2171
8	3991	2207
9	4120	2211
10	4168	2232
11	4097	2223
12	3913	2195
13	3634	2148
14	3270	2071
15	2845	1961
16	2360	1797
17	1830	—
18	1267	—

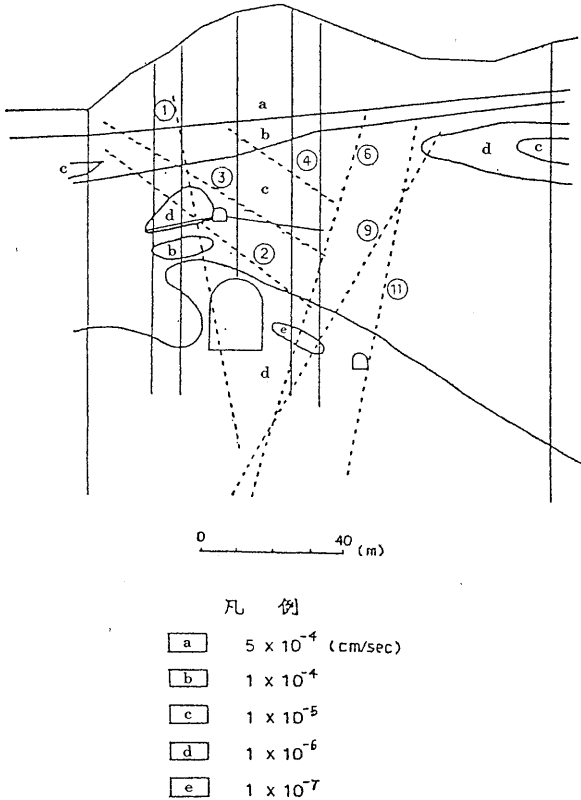


第11図 原油貯蔵時の鉛直動水勾配分布図：上・空洞周辺 下・空洞上部

号第11図参照)を参考にしながら 透水係数の分布を想定したのが第12図である。右側 とくに空洞右肩上部に透水係数の比較的大きい部分のあることが窺える。しかし この透水係数値で間隙水圧分布のシミュレーション計算を行ってみると全般にやや過大であって 10^{-5}

cm/秒台の透水係数域はこれ程広がっておらず 右肩上の限定された範囲であることが想定される。

第5図はすでに述べたように 地下工事開始前から2年にわたるC段面に沿う4観測井の水位変化図であるが4坑井の水位変化状態はかなり差がある。No. 11は図



第12図 透水係数分布 (想定) 図

でみるように水位変化が大きい。水位の急増時期はすべて降雨量の大きい時期に相当しており非常に地表水量の変化に敏感である。これに対し No.13 No.14 は海側の隣接する2坑井で非常に安定している。水封水 降雨量に対する反応は非常に緩慢であり2年間における水位変化も非常にわずかである。No.14のみは風化帯の下までケーシングを入れ岩盤中の水位を記録している。他の3坑井は風化帯も含めた自然水位である。No.13 と No.14 がほぼ完全に一致した数値を示していることはこの地域の地下水位が花崗岩中の地下水の動きと連結していることを示している。No.10はNo.10 と No.13 との中間の動き方をしている。No.10の水位変化状態は明らかにこのボーリング坑の附近に地表附近に達する割れ目があることを示しておりNo.10 観測井の降雨量との密接な関係はこの割れ目の影響である。

9 原油貯蔵実験

諸工事設備の完了後 いよいよ貯油槽への原油貯蔵の実験が行われた。地下空洞への原油貯蔵のテストはすでに諸外国における実績 および以上に述べたような今

までの検討によって技術的 環境保全的安全性は充分に予想されているが なお実用段階において予想される種々の問題点の実証のためにも重要なプロセスである。原油貯蔵実験すなわち原油運転における実証事項として挙げられたのは次の項目である。

- ①貯油槽内空気の不活性ガスによる置換方法の確認
- ②運転設備のシステムとしての作動性の確認。
- ③スタートアップ時排出ベーパーの組成と洗浄方法の妥当性の確認。
- ④貯油量管理方法の妥当性確認 (タンクテーブルの作成)。
- ⑤換気設備能力及び換気方法の妥当性の確認。
- ⑥圧力挙動の把握。
- ⑦最高運転圧力とベーパーの組成の把握。
- ⑧最低運転圧力と不活性ガス補給状況の把握。
- ⑨原油成分の経時変化の測定。
- ⑩貯油槽内から排出される地下水の水質及び水量の確認。
- ⑪環境保全性の確認。

第13図は実証プラントの操油ライン・設備の概要図である。原油は地上の原油ポンプ (図の左上) から受入配管立坑4 Aを通じて貯油槽①に送られる。取り出す時には 原油は貯油槽の底部のポンプピットよりドライポンプルーム⑤の原油ポンプ (図の左下) によって払出配管立坑4 Bを通して地上へ送られる。

今回の原油運転で使用した原油の性状は第5表のとおりで 比重0.868のイラン産ヘビーである。

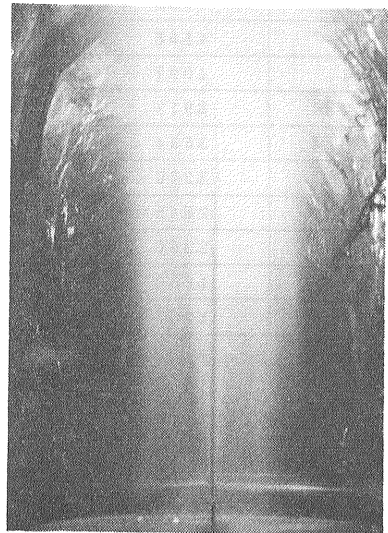


写真5 貯油槽完成後に行われた送水テスト

第5表 使用原油性状

油種名	イラン産ヘビー
比重	0.868 (15/4℃)
リード蒸気圧	0.583 (kg/cm ² G)
流動点	-10.0 (℃)
硫黄含有率	1.63 (wt%)
粘土	10.1 (cSt at 30℃)
水分	0.10 (vol%)
塩分	35 (ppm)

のち不活性ガスで置換する方法を採用した。

これらの準備が終了し 原油運転実験が開始されたのは昭和57年3月24日である。その後 第6表に示すように6サイクルの受払い実験を繰返し 予定の各項目にわたる実験 観測を行い 7月8日に運転を終了した。第1 第2サイクルは予備運転で送油速度は緩速であった。第3サイクルより設計速度である 1,000l/時の送油速度の運転を行い 第3 第4サイクルを通じて設計条件下における運転性が極めて良好であることを確認した。第5サイクルでは内圧変動のほか 環流運転 ポンプピット加温運転などのテストを行った。

地下貯油槽の原油密閉能力 すなわち液密性 気密性については 漏油漏気検知器による観測と共に貯油槽の気密テストも行った。検知器は第14図のような2種類でこれらを観測ボーリング8坑井の18ヶ所に設置した。光ファイバー式漏油検知器は 光ファイバー中を伝わる光が油分によって散乱減少する性質を利用したもので ボーリング孔に埋没した光ファイバーのセンサー部と計器室に備付けた警報回路とよりなる。油膜が0.2mm以上となった場合 計器室盤上のランプが点灯し 同時

第6表 原油貯蔵実験細目

受払い 運転番号	運転期間		受入れ運転		払出し運転		中心的な 調査項目
	自	至	速度kl/h	期間	速度kl/h	期間	
第1サイクル	3月24日	4月26日	500	昭和57年 3/24~3/26	200/300	途中中断 4/8~4/17	内圧変動
第2サイクル	4月26日	5月14日	700	4/26~4/27	600	途中中断 5/4~5/8	同上
第3サイクル	5月14日	6月1日	1,000	5/14~5/15	1,000	5/24~5/25	同上
第4サイクル	6月1日	6月17日	1,000	6/1~6/2	1,000	6/8~6/9	同上
第5サイクル	6月17日	7月1日	1,000	6/17~6/18	1,000	6/24~6/25	同上
第6サイクル	7月1日	7月8日	1,000	途中中断 7/1~7/3	1,000	途中中断 7/6~7/8	タンクテーブル

にブザー警報を発する。フロート式漏油検知器は 水と石油の導電性の違いを電気抵抗の変化として把える方式で 油膜が1.5mm以上となった場合 検知し 計器室においてランプ及びブザーで警報を発する。漏気検知器はボーリング孔内よりポンプで吸引した気体を 接触燃焼型の漏気検知器を通しガス濃度を測定する方法で 25%LEL (爆発下限界) を超えた場合 計器室においてランプ及びブザーで警報する。

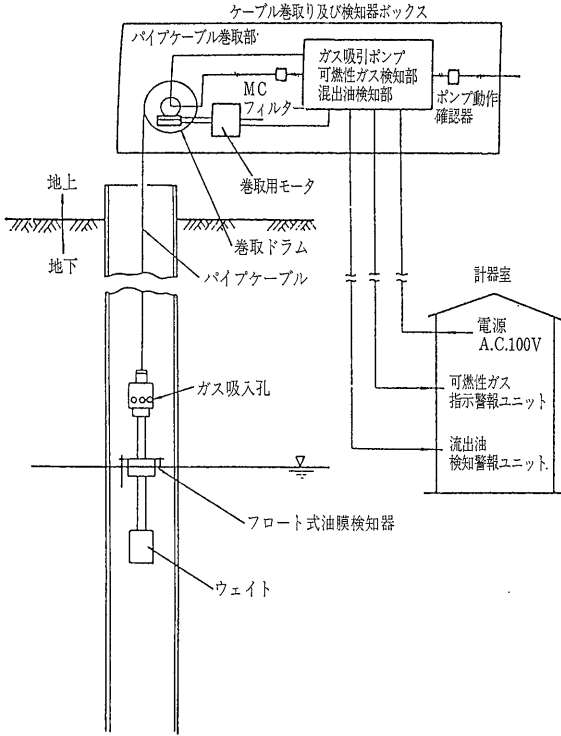
気密試験は原油運転に先立って消防庁基準に応じて行われたもので貯油槽を気体 (N₂) で充填した後 気体の漏洩を気体圧力の減少により検知するものである。

貯油槽周辺のほかに 管配立坑 作業坑にも漏気検知器を設置した。これらの漏油・漏気検知器は実験全期間を通じて全く警報を発したことはなかった。また 気密試験に於ては漏洩率は1%以下であることが確認された。また 第7表のように ベーパー 原油 排ガス 排水の分析を行い 原油運転上 および環境保全上の問題がないことを確かめた。

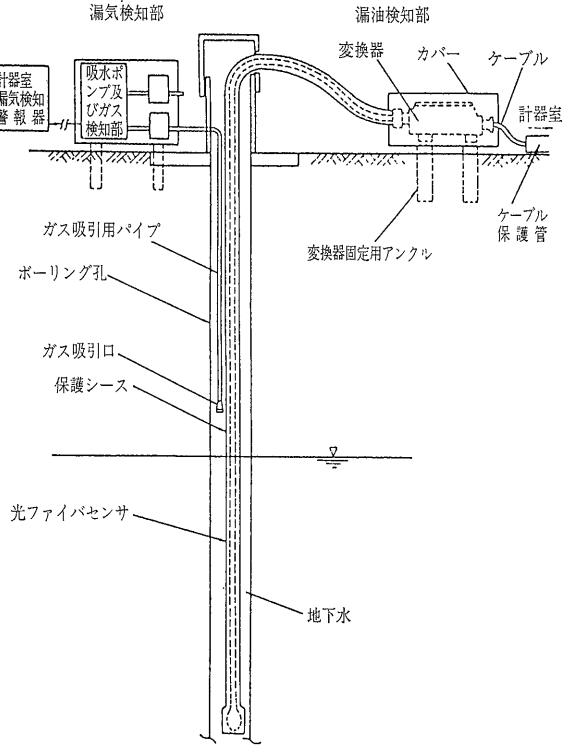
10 おわりに

以上のように 石油地下備蓄技術の検証を目的とした 菊間石油地下備蓄実証実験は 予想以上の順調な推移で 成功裡に57年度までの計画を終了することができた。地下備蓄方式は我国の地質・岩盤条件に良く適合するものであり 在来の陸上備蓄方式以上に安全であり 耐久性があり 環境保全性も優れており 経済的にも廉価であることが現場実験により証明されたと言ってよい。この成果を基に今後我国において本格的な石油地下備蓄基地が次々に実現して行くことを期待することにしよう。

最後に本実証実験に関する報告書 (石油公園 昭和58年3月) の末尾に記された「今後の技術的課題」の全文を



フロート式漏油漏気検知器(漏油・漏気検知器併用型)



光ファイバ式漏油検知器及びガス吸引式漏気検知器

第14図 漏油漏気検知器の概要(説明本文)

再録して小文の結びに代えたい。

今後の技術的課題

今回の実証プラントは 我が国における最初の実験空洞であり 石油地下貯蔵技術の可能性および安全性の確認を主目標としたために プラント建設は地質構造および岩盤・水理条件が特に優れた所を選定し 限界鉛直動水勾配などの実験条件値もできる限り高い値を採用した。また プラント方式としても経済条件などの検討よりも上述の目標を優先することとして 人工水封ならびに密閉(圧力)貯蔵の方式を採用した。

今後我が国において菊間実証プラントの如き水封式石油地下貯蓄基地の建設を行う際には 地質構造 岩盤水理状態についての調査を充分に行い 本実証実験で得られた成果を活用してそれぞれの地域の実態に適合した経済性の高い方式を選定することが必要であろう。

本実証実験によって 岩盤内の石油貯蔵に関して非常に多くの知見が得られ 当初の目的は達成された。これにより我が国においても石油地下貯蔵施設の可能性の道は開かれたといえよう。更に 様々な自然条件 プラント方式における石油地下貯蔵技術の確立を期するた

めに 特に下記の項目について今後の研究を行うことが望ましい。

1. 貯油空洞周辺に設置した各種計器類の観測を引き続き継続し 空洞および空洞周辺岩盤・地下水の長期における実態を把握すること。
2. 自然地下水位の把握は 水封機能および環境条件の面から必要なことである。昭和57年8月~10月における自然地下水位観測によって 自然水封状態における地下水位の傾向はある程度明らかになったが 更に長期にわたる観測を実施して 空洞上部の自然地下水位の推移について検討を行うこと。
3. 貯油空洞の気密性については 鉛直動水勾配値 1.0 および 0.8 の状態におけるテストを行い この結果 本実証プラント岩盤の限界鉛直動水勾配は 0.8 以下であることが確認されたが 岩盤の鉛直動水勾配は水封機能性の検討に重要な数値であり 現場実験などにより岩盤の限界鉛直動水勾配をより直接的に把握すること。
4. この他海外での実施例をみると貯蔵圧力は常圧で 払出しポンプはサブマージ型ポンプが採用されている

第7表 分析の概要

分析対象	分析項目	分析方法と精度			分析の目的
		分析方法	精度		
			単位	有効数字	
1. 地下貯油槽ベ ーパ	(1)軽質炭化水素濃度 C ₁ ～C ₆	試料調製:行わず ガスクロ:水素炎イオン化検出器(FID)付 カラム:スクアラン-ポリエチレングリコール400 濃度算出:検量線を使用する。	Mol.%	3桁	槽内気液平衡解析用
	(2)悪臭物質濃度 硫化水素 H ₂ S メチルメルカプタン MM	環境庁告示第9号に依る 同上	PPM	3桁	大気圧貯蔵地下貯油槽の排 ガス処理設備の負荷確認
	(3)窒素及び酸素濃度	JIS K2301に依る	Mol.%	3桁	槽内気液平衡解析及び安全性 の確認(酸素濃度計の検定)
2. 原油 (地下貯油 槽及び地 上タンク)	(1)原油中の軽質炭化水素含有率 C ₁ ～C ₆	試料調製:原油に希釈剤及び内部標準物質を加えて調製する ガスクロ:熱伝導検出器(TCD)付 カラム:スクアラン-ポリエチレングリコール400 濃度算出:内部標準法	Wt.%	3桁	槽内気液平衡解析及び 原油成分の変化追跡
	(2)原油中の溶解N ₂ ガス含有率	試料調製:耐圧容器に採取した原油を常圧のガスビュレットに開放 し溶解N ₂ ガスを気相中に放散する。更に原油もビュレットに移し 気液平衡に達する迄放散後、ビュレットのガスを試料とする。 ガスクロ、カラム、濃度算出:1-(3)に同じ	CC/ℓ	3桁	槽内気液平衡解析用
	(3)原油性状 比重 蒸気圧 RVP 水泥分 塩分 常圧蒸留 粘度 流動点	JIS K-2601 に依る JIS K-2258 // JIS K-2601 // 塩分計(電極法) // JIS K-2601 // JIS K-2283 // JIS K-2269 //	左記規 格に従 う	同左	原油性状変化
3. 排ガス	(1)悪臭物質 H ₂ S, MM	1-(2)に同じ	PPM	3桁	排ガス処理設備の負荷と 能力確認
	(2)軽質炭化水素 C ₁ ～C ₆	1-(1)に同じ	Mol.%	3桁	悪臭物質の濃度決定
4. 排水	水素汚染物質他 水素イオン濃度 PH 化学的酸素要求量 COD 浮遊物質 SS ノルマルヘキサン抽出物含有量油分	JIS K-0102に依る 同上 同上 同上	左記規 格に従 う	同左	排水処理設備の負荷 と能力確認

ものが多く今後これらの方式での貯蔵の可能性 更に
大規模連設空洞での安全性についても検討を進める必
要がある。

(謝辞) この原稿の執筆にあたり種々便宜を図って頂いた資源
エネルギー庁石油部備蓄課および石油公団に感謝する。