

水封式燃料地下貯蔵用空洞周辺岩盤の 浸透流に関する検討

STUDY ON SEEPAGE FLOW THROUGH SURROUNDING ROCK MASS OF
UNLINED UNDERGROUND CAVERN FOR PETROLEUM STORAGE

駒田 広也*・中川加明一郎**・北原義浩***・林 正夫****
By Hiroya KOMADA, Kameichiro NAKAGAWA,
Yoshihiro KITAHARA and Masao HAYASHI

1. ま え が き

石油類の貯蔵方式としては、わが国では、地下鋼製タンク方式が主である。しかし、近年の消防法の強化、石油コンビナート等の防災法の施行等により、土地確保が困難になってきたので、海洋式、半地下式、地下式などの貯蔵方式が検討されている。

一方、火力発電所の燃料タンクにおいても、燃料の多様化に伴い土地確保、環境保全、保安防災等の面から、より安全な貯蔵方式の検討が必要になってきている。

これらの貯蔵方式の中で、水封式燃料地下貯蔵方式は土地の有効利用、環境保全、安全性および経済性などにすぐれているとして、スウェーデンでは30年前から始められ、欧米各国で数多くの実績があり、安全性が実証されている。しかしながら、この方式をわが国に採用するにあたっては、岩質および地質構造、地震、法規および国情の違いにより、地質、貯油槽の構造、環境への影響、保安防災を含む設備機器等を検討する必要がある。

本報告は、水封式燃料地下タンクにおいて構造上最も重要と思われる、漏油と漏気の防止に必要な水封圧、環境に影響を及ぼす恐れがある地下水位の低下、および設備機器の容量、経済性を決める湧水量等の検討方法の一例を述べ、そして、これらの問題についての解析結果および実験結果について考察したものである。

2. 水封方式の概念と従来の研究

水封方式とは、貯蔵油の漏油、漏気を地下水圧によって防止する方式である。本方式の最大の特徴は、スチールライニング等を使用することなく、自然または人工の地下水圧により漏油、漏気を防止する、いわゆる水封システムである。地下水位以下の岩盤中の貯油空洞を掘削し、空洞内の排水を行えば、周辺岩盤より空洞内への地下水の浸透が発生し、地下水位の低下によって地下水盆が形成される。この中に重油、軽油などの蒸気圧が低い石油類を大気圧で貯蔵すると、石油類は空洞底部のウォーターベッドに浮き、さらに空洞周囲からしみ出してくる地下水に押しつつまれて漏油することなく貯蔵できる。この方式を常圧貯蔵とよんでいる。一方、大気圧以上の貯蔵圧を要求される原油、LPGなどを上記の状態に貯蔵すれば、貯蔵圧のため、ペーパーが空洞上部の地下水不飽和帯を通して地表に漏洩する。したがって、原油、LPGなどの貯蔵の場合には、空洞周囲を完全に地下水で覆った状態で貯蔵し、しかも空洞周囲の地下水圧は常に貯蔵圧以上でなければならない。このような状態を作るには、地下水面下深くに空洞を設置するか、あるいは空洞部に人工的にウォーターカーテンなどを設ける必要がある。この方式を圧力貯蔵とよんでいる。したがって、水封式燃料地下貯蔵施設の設計に際して、空洞周辺の地下水の挙動を検討することが必要である。

水封方式の貯油槽の液密・気密構造に関する研究や実験はこれまでほとんど提出されていないが、代表的なものとして常圧貯蔵と圧力貯蔵に対して、おのおのÅberg^{1),2)}の論文がある。常圧貯蔵に関する論文では、隣接する2つの貯油槽間に密度差や液面位置の違いなどによって、岩盤壁 (rock pillar) を通って油類の混合が

* 正会員 工博 電力中央研究所土木技術研究所 地盤耐震部地下構造物研究室

** 正会員 電力中央研究所土木技術研究所 地盤耐震部地下構造物研究室

*** 正会員 電力中央研究所土木技術研究所 地盤耐震部地盤基礎研究室長

**** 正会員 工博 電力中央研究所土木技術研究所 副所長

起り、自然地下水位だけではこの混合を防止することができないことを確かめている。しかし、rock pillarの高さ方向全域にわたって垂直ウォーターカーテンなどを設置することによって、混合防止を行えることを確かめ、必要な注水圧や注水量に関する理論式を誘導している。圧力貯蔵に関する論文では、岩盤内の無覆工な貯油槽内のガスが岩盤内の亀裂を通して洩れないための条件を水理学的見地から論じたものである。まず、ガス気泡の上昇を妨げる条件の理論式を導くことによって、気密構造を判定する要素として、動水勾配の概念を導入している。この場合、毛細管力を考慮するかどうかで、おのおの理論式を誘導できるが、著者は貯油槽天盤等の不規則性などを理論的に考察することによって、毛細管力を考慮しにくいと考え、この場合の鉛直方向動水勾配を1以上に保つことによって気密構造にすることができると提案している。また、貯油槽への掘削時、完成後の水の流れ等を考えることによって、自然地下水位で貯油槽の気密構造を保持するためには、貯油槽の設置深さをかなり深くしなければならない等の観点から、水平ウォーターカーテンの設置などによって人工的に気密構造を保持すべきだと述べている。そして、水平ウォーターカーテンなどに必要な水封圧の関係式を誘導している。

また気密構造に関する論文としては、ほかに空洞中にLPGの圧力範囲内の圧縮空気を用いた気密試験に関する論文³⁾がある。この論文では、LPG圧力範囲内における空気漏洩率を測定した結果、空洞上部にウォーターカーテンを形成することを用いることによって漏洩率が、0.006%より小さくなったと報告している。

3. 自然地下水圧による水封効果の数値解析的検討

(1) 概 説

重油、軽油などの蒸気圧が低い石油類を大気圧で貯蔵する場合には、2.で述べたように、地下空洞周辺が完全に地下水で覆われた状態でなく、地下水面が空洞に達していても漏気することがなく、空洞周囲からしみ出してくる地下水によって漏油を防止すれば、石油類を貯蔵できる。

一方、地盤中の自然地下水下に地下空洞を掘削し、放置すれば、周辺地盤より空洞内への地下水の浸透が起こる。空洞内に入った地下水を排水すれば、空洞上部の地下水面が経

時的に低下し、空洞掘削後のある一定期間後に定常状態になることが予測される。

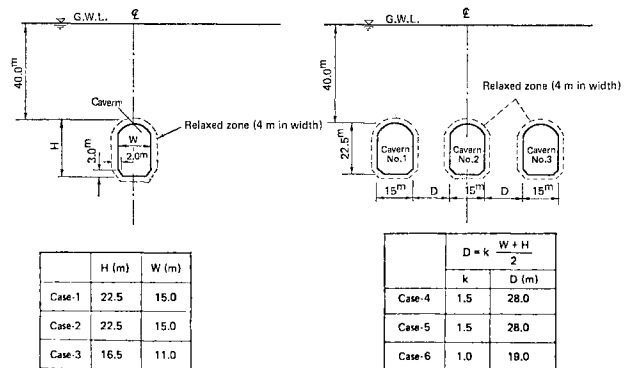
したがって、重油、軽油などを自然地下水のみ水封によって貯蔵する場合には、空洞周辺における自然地下水の経時的挙動を把握することが必要である。ここでは、飽和・不飽和2次元浸透流解析⁴⁾によって、わが国で建設可能と考えられる岩盤条件を想定して、空洞周辺の地下水の挙動を解析し、自然地下水のみによる水封式地下貯蔵の可能性を検討することにする。

(2) 解析条件

非定常浸透流解析の解析ケースを表一に示す。解析モデルの空洞の個数は1個および3個とし、空洞の大きさは、図一に示すように、空洞の力学安定性および貯蔵容量の効率などを考慮して、北欧等で多く採用されている。高さ22.5m、幅15mおよび高さ16.5m、幅11.0mの2種類とした。そして、空洞3個の場合には空洞離間距離を28.0mと19.0mの2種類について検討した。空洞周辺の緩み領域の大きさを幅4mとし、緩み領域の透水係数は緩み以前の透水係数の約 10^2 倍になった地下水力発電所空洞の実測例⁵⁾により、浸透流解析に関しては、緩み領域も空洞の一部と考えて、緩み領域

表一 非定常浸透流解析の解析ケース

Number of caverns	Size of cavern	Distance between caverns	Permeability k (cm/sec)	Capillary rise of ground ϕ (m)	Remarks
Case-1	H = 22.5 m W = 15.0 m	-	1×10^{-6}	1 m	
Case-2	H = 22.5 m W = 15.0 m	-	1×10^{-6}	1 m	Remote boundary is water rejecting wall impervious wall at remote boundary.
Case-3	H = 16.5 m W = 11.0 m	-	1×10^{-6}	1 m	
Case-4	H = 22.5 m W = 15.0 m	28.0 m	1×10^{-6}	5 m	To grout in width of 10 m around caverns.
Case-5	H = 22.5 m W = 15.0 m	28.0 m	Grouted zone 1×10^{-2} Other 1×10^{-4}	5 m	
Case-6	H = 22.5 m W = 15.0 m	19.0 m	1×10^{-6}	1 m	



図一 地下空洞の解析モデル

と空洞と同じ取り扱いにした。なお、空洞の掘削解析による⁶⁾と、緩み領域の幅は3m以内であるので、こゝでの解析モデルの緩み領域は実際よりも広く取られている傾向にある。境界条件は、初期水面より深さ100mを不透水層とし、解析領域の中心線より300m遠方で地下水位一定とする静水圧分布(ただし、Case-2では不透水壁)とした。なお、影響半径700mとした場合も解析したが、こゝで述べる影響半径300mとの解析結果の差は空洞付近で1%以下であった。そして、空洞内では空虚($P=0$)とした。地盤の飽和透水係数は、本方式によるわが国の実証プラント建設予定地点で実測された¹¹⁾ほぼ最大の値として、 1×10^{-6} cm/sとした。この透水係数は、わが国の海岸付近の花崗岩地帯のEL. -30m以深では、一般に得られる値と考えられる。次に前述の実証プラント建設予定地点の花崗岩コアでの間隙率は1%以下¹²⁾であるが、実際の岩盤では亀裂の程度などを考慮し、地盤の間隙率を10%¹³⁾として、不飽和透水係数関数には、実測例^{1),7)}により、図-2に示す体積含水率と透水係数の関係を用いた。そして、体積含水率とサクション圧の関係には、地盤の自然飽和度を50%毛管上昇高を1mおよび5mの2種類として文献4)で提示した推定法により、図-2に示す関係を用いた。

(3) 解析結果と考察

単設空洞および3連空洞周辺の地下水位低下の経時変化を図-3および図-4に、Case-1およびCase-4の空洞内への湧水量の経時変化を図-5に示す。以下に解析結果とその考察を述べる。

(1) 常圧で貯蔵する重油、軽油などを対象とした自然地下水のみによる水封方式の地下空洞周辺岩盤における地下水の挙動を2次元非定常浸透流解析によって検討した。降雨を考慮しない今回の解析結果によると、在来地下水設置深度40mの地下空洞では、定常状態に達した地下水位は空洞側壁の高さの1/3程度以下にまで低下し、複数空洞の空洞間の地下水位はほぼ空洞底部まで低下している。

したがって、自然地下水位のみでの水封方式では空洞間の岩盤壁への油浸は避けることができないと思われる。

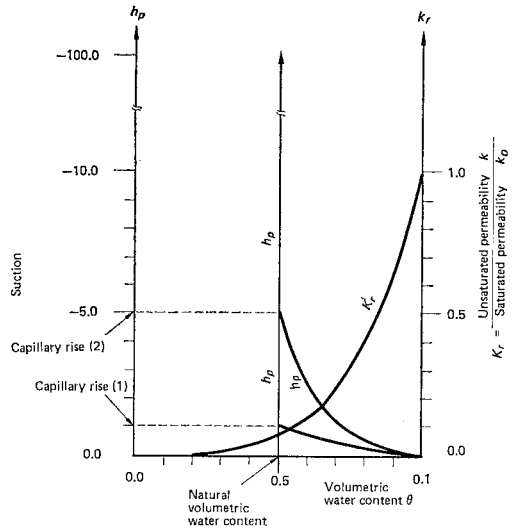


図-2 地盤の含水率、サクション圧、透水係数の関係

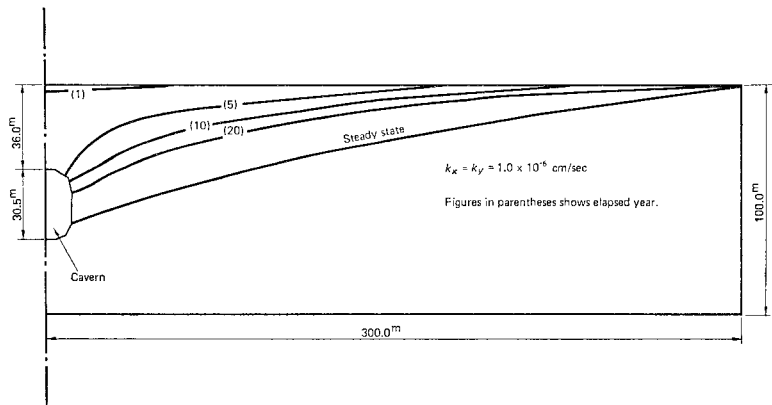


図-3 単設空洞の地下水位低下の経時変化

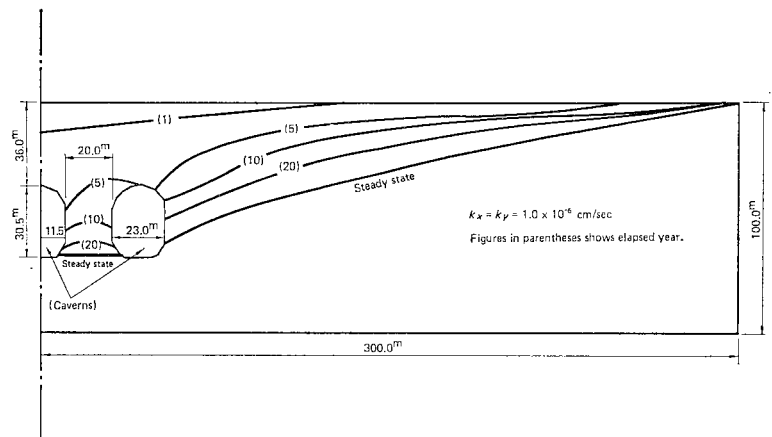


図-4 3連空洞の地下水位低下の経時変化

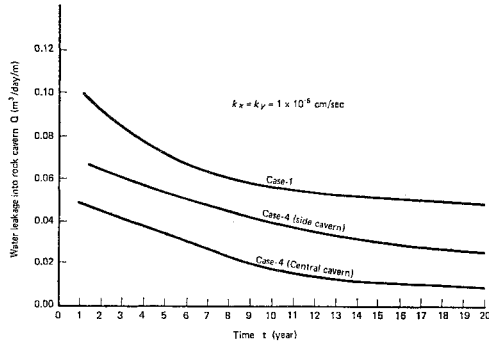


図-5 空洞内への湧水量の経時変化 (Case-1, Case-4)

(2) 前述の定常状態に達するには、岩盤の透水係数が 1×10^{-6} cm/s の場合、20 年以上も必要であるが、 1×10^{-4} cm/s の場合、1 年以下であることが今回の解析では得られた。なお、透水係数が 1×10^{-6} cm/s の場合には、単設空洞、3 連空洞とも、空洞掘削 1 年後の地下水位低下は 2~10 m であり、掘削 5 年後には地下水位が空洞天端に達している。

(3) 透水係数が 1×10^{-6} cm/s の場合、単設空洞、3 連空洞とも地下水位が低下する半径は 1 年後に約 60 m、5 年後に約 200 m、10 年後に約 300 m になる。

(4) 透水係数が 1×10^{-6} cm/s の場合、単位長さ当りの空洞内への湧水量は、掘削 1 年後には単設空洞で $0.10 \text{ m}^3/\text{day/m}$ 、3 連空洞の中央空洞で $0.05 \text{ m}^3/\text{day/m}$ 、端空洞で $0.07 \text{ m}^3/\text{day/m}$ であり、定常状態に達したときには、単設空洞で $0.02 \text{ m}^3/\text{day/m}$ 、3 連空洞の中央空洞で $0.005 \text{ m}^3/\text{day/m}$ 、端空洞で $0.017 \text{ m}^3/\text{day/m}$ と計算された。

(5) ここでの解析対象になった空洞では、地下水位の低下の変化は、空洞の大きさ(高さ 16.5 m, 22.5 m)空洞数(1 個, 3 個)にはほとんど影響されない。

以上の解析結果は実際のモデルを簡略化した一解析例であり、現象の概略値である。実際の設計にあたっては、地形、地層構造、降雨などの影響が大きいので、前述の解析方法等で詳細な検討が必要であろう。

4. ウォーターカーテンよりの人工地下水位による水封効果の数値解析的検討

(1) 概 説

岩盤内の無覆工な空洞(貯油槽)に、LPG や原油等の石油類を圧力貯蔵する場合には、貯油槽の液密、気密構造を確実なものとしなければならない。しかし、基盤内地下水の自然水封圧だけで対処する場合には、貯油槽を非常に深くする必要があるために、一般には 図-6

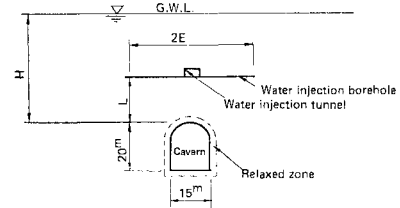


図-6 圧力貯蔵の配置モデル(貯油槽数 1 個)

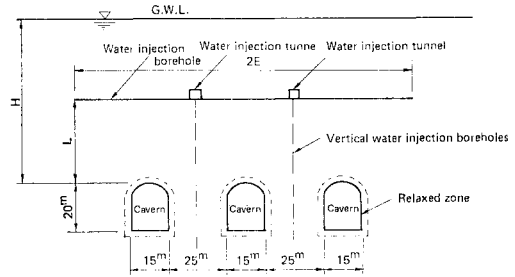


図-7 圧力貯蔵の配置モデル(貯油槽数 3 個)

および 図-7 に示すように貯油槽上部に水平ウォーターカーテン(水封トンネルと水封ボーリング)を設置して、適切な設置深度で液密、気密構造を形成する。また、ガス圧の異なる石油類を近接して貯蔵する場合には、図-7 に示すように混合防止用の垂直ウォーターカーテンを設置した構造とする。

したがって、水封方式の岩盤内の水の流れの機構を把握し、石油類およびガスの漏洩防止に必要な地下貯油槽の設置深度(H)、水封ボーリング位置(L)、水封ボーリング間隔(A)、長さ(E)、および貯油槽の湧水量(Q)、混合防止等の検討を行い最適な配置構造を決める必要がある。ここでは、2 次元定常浸透流解析によって、人工地下水位による水封効果を検討する。

(2) 有限要素法による検討

a) 解析領域および境界条件

有限要素法を用いる場合の解析領域の大きさは、水封ボーリング長さや位置および貯油槽の大きさによって異なるが、上田の理論解析結果⁸⁾によれば、図-8 に示す記号を用いて、ほぼ、次の条件を満たす解析領域をとれ

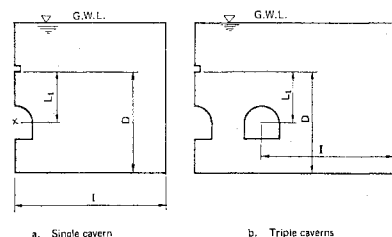


図-8 解析領域

ばよいと考えられる。

$$D/L_1 \geq 2.5, I/L_1 \geq 2.5$$

したがって、本解析では、 $D/L_1 \cong 3 \sim 4$, $I/L_1 \cong 4$ とした。

表-2 原油貯蔵空洞1個の解析ケース

$$(k_x = k_y = 1.0 \times 10^{-6} \text{ cm/s})$$

	Stores	H (m)	L (m)	Relaxed zone
Case - 1A	Crude oil - gas ($P_G = -0.5 \text{ kg/cm}^2$)	40	30	0 m
2A	Crude oil - gas ($P_G = -0.5 \text{ kg/cm}^2$)	60	30	0 m
3A	Crude oil - gas ($P_G = -0.5 \text{ kg/cm}^2$)	50	20	0 m
4A	Crude oil - gas ($P_G = -0.5 \text{ kg/cm}^2$)	40	30	4 m
5A	Crude oil - gas ($P_G = -0.5 \text{ kg/cm}^2$)	60	30	4 m
6A	Crude oil - gas ($P_G = -0.5 \text{ kg/cm}^2$)	50	20	4 m
7A	Crude oil - crude oil ($P_G = 2.5 \text{ kg/cm}^2$)	40	30	4 m
8A	Crude oil - crude oil ($P_G = 2.5 \text{ kg/cm}^2$)	60	30	4 m
9A	Crude oil - crude oil ($P_G = 2.5 \text{ kg/cm}^2$)	50	20	4 m

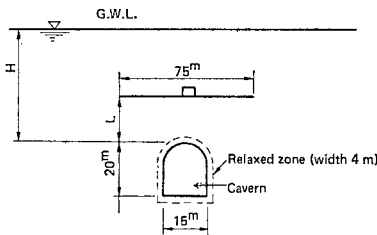


表-3 原油貯蔵空洞3個の場合の解析ケース ($k_x = k_y = 1.0 \times 10^{-6} \text{ cm/s}$)

	Stores			H (m)	L (m)	Vertical water injection boreholes S (m)
	Cavern No.1	Cavern No.2	Cavern No.3			
Case - 1B	Petroleum gas ($P_G = -0.5 \text{ kg/cm}^2$)	Petroleum gas ($P_G = -0.5 \text{ kg/cm}^2$)	Petroleum gas ($P_G = -0.5 \text{ kg/cm}^2$)	60	30	
2B	Crude oil ($P_G = 2.5 \text{ kg/cm}^2$)	Crude oil ($P_G = 2.5 \text{ kg/cm}^2$)	Crude oil ($P_G = 2.5 \text{ kg/cm}^2$)	60	30	
3B	Petroleum gas ($P_G = -0.5 \text{ kg/cm}^2$)	Crude oil ($P_G = 2.5 \text{ kg/cm}^2$)	Petroleum gas ($P_G = -0.5 \text{ kg/cm}^2$)	60	30	
4B	Petroleum gas ($P_G = -0.5 \text{ kg/cm}^2$)	Crude oil ($P_G = 2.5 \text{ kg/cm}^2$)	Petroleum gas ($P_G = -0.5 \text{ kg/cm}^2$)	60	30	4
5B	Petroleum gas ($P_G = -0.5 \text{ kg/cm}^2$)	Crude oil ($P_G = 2.5 \text{ kg/cm}^2$)	Petroleum gas ($P_G = -0.5 \text{ kg/cm}^2$)	60	30	19
6B	Crude oil ($P_G = 2.5 \text{ kg/cm}^2$)	Petroleum gas ($P_G = 0.5 \text{ kg/cm}^2$)	Crude oil ($P_G = 2.5 \text{ kg/cm}^2$)	60	30	

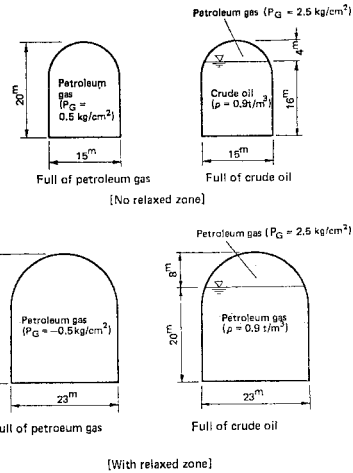
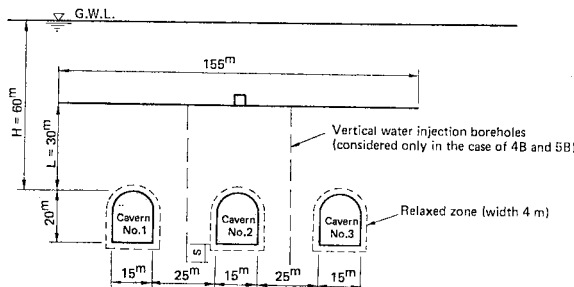


図-9 原油貯蔵の空洞寸法と空洞内圧

次に、境界条件として、地下水面、水平および垂直ウォーターカーテンには、その深さに対応する静水圧を作用させる。また、解析領域の底部境界は不透水層とし、そして側方境界は、透水壁とし、ウォーターカーテンと同様に静水圧を作用させる。貯油槽境界には、貯蔵物のガス圧と液圧を用いて、水頭値を計算して与える。

透水係数は 3. と同様に、 $k_x = k_y = 1.0 \times 10^{-6} \text{ cm/s}$ とした。なお、空洞周辺の緩み領域の大きさも 3. と同様に、幅 4 m とし、緩み領域も空洞の一部と考えた。

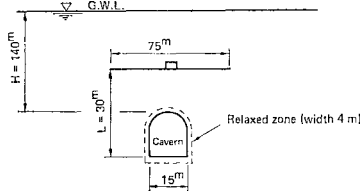
b) 解析ケース

原油貯蔵の解析ケースを 表-2, 3 に示す。原油貯蔵の場合には、ガスを密閉し、原油の受け払いに対して外気の流入、石油ガスの流出をさせない方式を採用するために、貯油槽内の原油貯蔵量の変化により、ガス圧も変化する。ここでは、安全性、有効貯蔵量、経済性などから一般に採用されると思われるガス圧の範囲として、図-9 に示すように、貯油槽内が空の状態ではガス圧を $P_G = -0.5 \text{ kg/cm}^2$ (ゲージ圧) とし、原油満たんの状態では設計最高ガス圧を 2.5 kg/cm^2 (ゲージ圧) とした。

次に、LPG の解析ケースを 表-4, 5 に示す。プロパン、ブタンなどの LPG を常温高压状態で貯蔵する場合は、原油貯蔵の場合と異なり、ガス圧は貯蔵状態に関係せず、ほぼ一定で

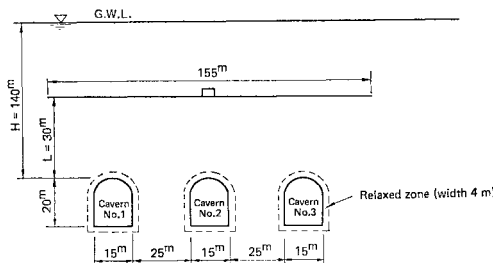
表—4 LPG 貯蔵空洞1個の解析ケース
($k_x = k_y = 1.0 \times 10^{-6}$ cm/s)

	Stores	H (m)	L (m)	Relaxed zone
Case - 10A	Propane - Propane gas ($P_G = 7$ kg/cm ²)	140	30	4 m
11A	Propane - Liquefied propane ($P_G = 7$ kg/cm ²)	140	30	4 m
12A	Butane - Butane gas ($P_G = 2$ kg/cm ²)	140	30	4 m
13A	Butane - Liquefied butane ($P_G = 2$ kg/cm ²)	140	30	4 m



表—5 LPG 貯蔵空洞3個の解析ケース
($K_x = K_y = 1.0 \times 10^{-6}$ cm/s)

	Stores			H (m)	L (m)	Relaxed zone
	Cavern No.1	Cavern No.2	Cavern No.3			
Case - 7B	Propane gas ($P_G = 7$ kg/cm ²)	Propane gas ($P_G = 7$ kg/cm ²)	Propane gas ($P_G = 7$ kg/cm ²)	140	30	4 m
8B	Liquefied propane ($P_G = 7$ kg/cm ²)	Liquefied propane ($P_G = 7$ kg/cm ²)	Liquefied propane ($P_G = 7$ kg/cm ²)	140	30	4 m
9B	Butane gas ($P_G = 2$ kg/cm ²)	Butane gas ($P_G = 2$ kg/cm ²)	Butane gas ($P_G = 2$ kg/cm ²)	140	30	4 m
10B	Liquefied butane ($P_G = 2$ kg/cm ²)	Liquefied butane ($P_G = 2$ kg/cm ²)	Liquefied butane ($P_G = 2$ kg/cm ²)	140	30	4 m



あるために、図—10 に示すように、プロパン貯蔵の場合は $P_G = 7$ kg/cm² (ゲージ圧)、ブタン貯蔵の場合は $P_G = 2$ kg/cm² (ゲージ圧) を設計圧力として解析する。

c) 解析結果

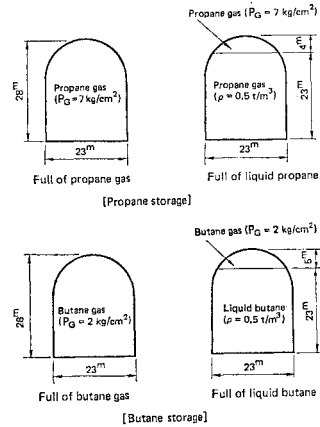
① 貯油槽内への湧水量

貯油槽内への湧水量の解析結果の平均的な値は、透水係数が 1×10^{-5} cm/s の場合、 20×10^{-2} m³/day/m であった。貯油槽内への許容湧水量は、空洞掘削時の力学的安定性、湧水処理に対する経済性、高温貯蔵の場合の保温に対する経済性などにより決定されるものである。岩盤の透水係数が 1×10^{-5} cm/s の場合には、前述の値より逆算して、10 万 m³ の貯蔵油量に対して、貯油槽内への湧水量は 30 m³/h である。

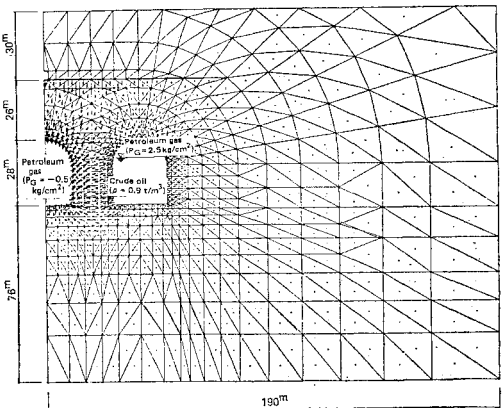
② 混合防止に対する垂直ウォーターカーテンの効果
Case-6 B のように、近接した貯油槽間に圧力差があ

る場合には、図—11 に示した流速図より、貯蔵物の混合が起こることがわかる。しかし、Case-5 B のように垂直ウォーターカーテンを設置することによって、図—12 に示すように、混合防止することができる。

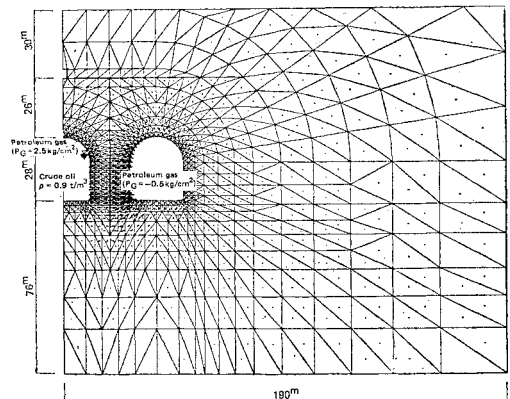
③ 動水勾配分布



図—10 LPG 貯蔵の空洞寸法と空洞内圧



図—11 垂直ウォーターカーテンのない場合の流速分布図
(Case-6 B 原油貯蔵……原油-石油ガス-原油)



図—12 垂直ウォーターカーテンのある場合の流速分布図
(Case-5 B 原油貯蔵……石油ガス-原油-石油ガス)

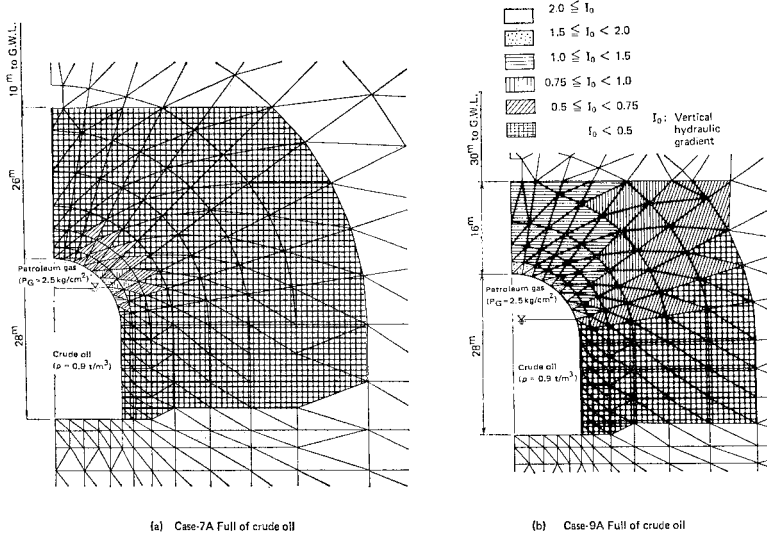


図-13 鉛直方向動水勾配分布図

液密、気密構造の検討を行うために、動水勾配分布の例を 図-13 に示した。Case-7 A では、貯油槽周辺で鉛直方向の動水勾配は 0.5 より小さく、2. で述べたように、毛細管力の影響を無視した場合に、気密構造が保たれない恐れがある。

(3) 理論解析による検討

a) 貯油槽の湧水量

岩盤中に掘削した水封方式の貯油槽への水の流れは、ほぼ有限長さをもつ、水平ウォーターカーテンより供給されるために、水封方式の浸透流問題には、有限幅の潜水部をもつ円形暗渠の浸透問題を取り扱った上田の理論式⁹⁾を適用することができると考えられる。

ここでは、浸透領域において、2次元等方等質の浸透流であり、浸透水が Darcy の法則に従うものとする。そして、上田の理論を適用するにあたって、図-14 に示すようなモデル化を行う。ここでは、

$$S = 2\pi r \dots\dots\dots (1)$$

$$H_m = \frac{1}{2}(H_1 + H_2) \dots\dots\dots (2)$$

で示す近似を行うことにする。そして上田の理論による貯油槽湧水量は次式で示される。

$$Q = \frac{2\pi k \left\{ H_0 - \left(\frac{P_c}{\gamma_w} - L \right) \right\}}{\ln \frac{a + (L-r)/\sqrt{E^2 + (L-r)^2}}{a - (L-r)/\sqrt{E^2 + (L-r)^2}}} \dots\dots\dots (3)$$

$$a = \sqrt{\frac{L^2 - r^2}{\{(L+r)^2 + E^2\} \{(L-r)^2 + E^2\}}}$$

ここで、 k は透水係数、 P_c は空洞内の圧力とする。

式 (3) より計算した貯油槽設置深度と湧水量の関係を 図-15 に示す。図には、緩み領域を考慮した FEM の解析ケースに対応して、FEM の解析結果もプロットされている。上田の式の結果は FEM 結果よりも小さな値を示しているが、その差はほぼ 10% 以内であり、両者はよく一致している。

b) 貯油槽周辺の動水勾配

次に、液密、気密構造を判定する動水勾配の算出法について記述する。上田の理論では、任意点 (x, y) の水頭を式で表示できるために、空洞周囲の各点で動水勾配を求めることができる。しかし、

図-14 のように、モデル化の作業によって空洞形状の変更や式 (2) のように境界水頭の平均化を行ったために、それほどの精度を期待することはできないと考えられる。したがって、ここでは、実用的に式 (3) より、空洞周辺の平均の法線方向の動水勾配を求めることにした。すなわち、次式で与えられる。

$$I_0 = \frac{Q}{2\pi rk} = \frac{H_0 - \left(\frac{P_c}{W} - L \right)}{r^2 \times \ln \frac{a + (L-r)/\sqrt{E^2 + (L-r)^2}}{a - (L-r)/\sqrt{E^2 + (L-r)^2}}} \dots\dots\dots (4)$$

式 (4) より計算した貯油槽設置深度と動水勾配の関係を 図-16 に示す。動水勾配に関する式 (4) は、図-15 の湧水量より適用性において劣っているが、ガスに満たされた空洞天端部の平均鉛直方向動水勾配に関する FEM 結果と式 (4) の結果との関係は定性的に一致している。

c) 水封ボーリング長さや位置

圧力貯蔵の貯油槽では、液密、気密構造を確実にすることが最も重要である。したがって、これらを判定する要素となる動水勾配 (I_0) の値を、 $I_0 = 0.75, 1.0, 1.25$ の3段階に変化させて、水封ボーリング長さや位置の関

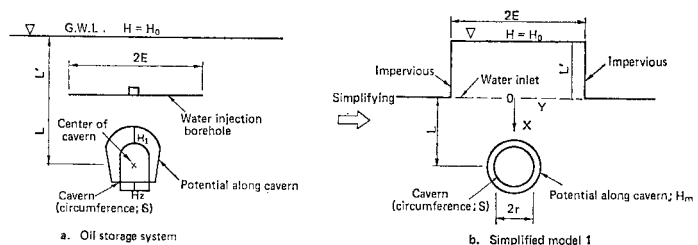
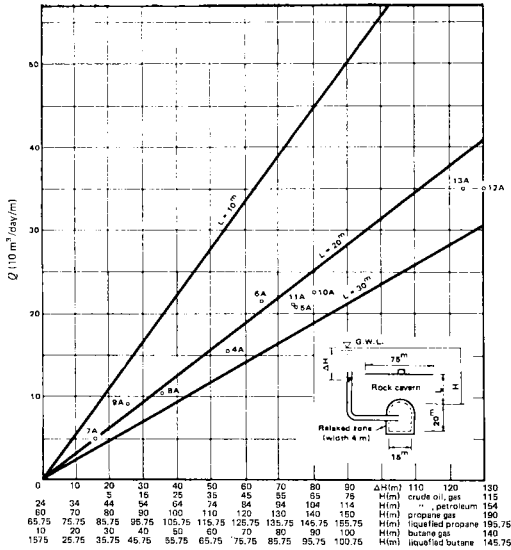


図-14 上田理論を適用するためのモデル化

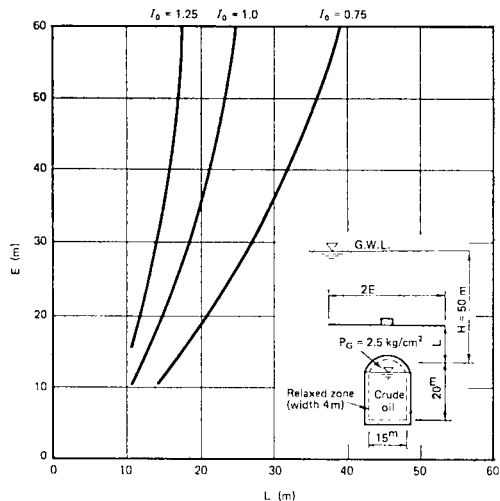
LPG	Crude oil	Stores		
		H (m)	L (m)	ΔH (m)
Case 4A	Petroleum gas (P _G =0.8kg/cm ²)	40	30	55
Case 5A	Petroleum gas (P _G =0.8kg/cm ²)	60	30	75
Case 6A	Petroleum gas (P _G =0.8kg/cm ²)	50	20	65
Case 7A	Crude oil (P _G =2.5kg/cm ²)	40	30	15
Case 8A	Crude oil (P _G =2.5kg/cm ²)	60	30	35
Case 9A	Crude oil (P _G =2.5kg/cm ²)	80	20	25
Case 10A	Propane gas (P _G =7kg/cm ²)	140	30	30
Case 11A	Liquefied propane (P _G =7kg/cm ²)	140	30	74.25
Case 12A	Butane gas (P _G =2kg/cm ²)	140	30	130
Case 13A	Liquefied butane (P _G =2kg/cm ²)	140	30	124.25

Remarks

1. Straight lines on the diagram are obtained from Ueda's approximation formula.
2. Points plotted on the diagram show the result of F.E.M. analysis.
3. P_G (gas pressure) is represented in gauge pressure in the table.
4. k_x = k_y = 1.0 × 10⁻⁶ cm/sec.



図一15 空洞湧水量 (Q) と貯油槽設置深度 (H) の関係



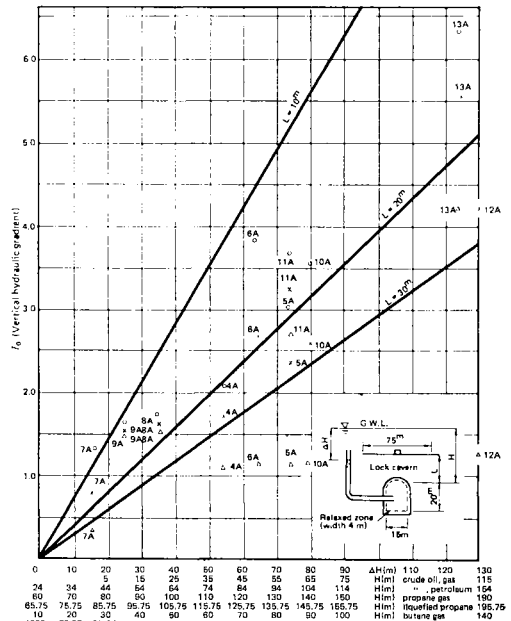
図一17 水封ボーリング長さ (E) と位置 (L) の関係
(原油貯蔵……原油満たん, H=50m)

係を式 (4) で与えられる上田の式を用いて求めた。ここで、原油貯蔵の場合は、原油満たん (P_G=2.5 kg/cm²) 状態で、貯油槽設置深度 (H) を 50 m の条件下で、LPG 貯蔵の場合は、液化プロパン満たん (P_G=7 kg/cm²) の状態で H を 100 m の条件下で関係を求め、それぞ

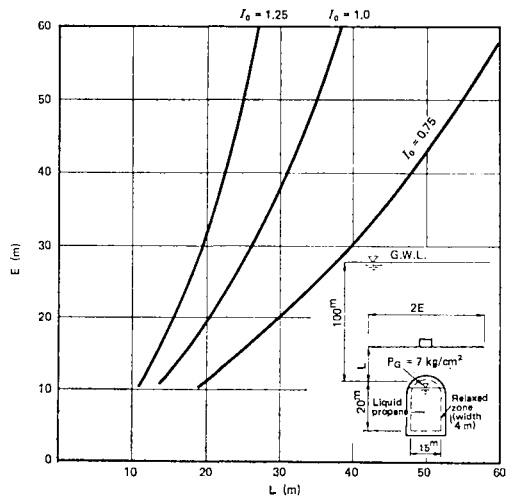
LPG	Crude oil	Stores		
		H (m)	L (m)	ΔH (m)
Case 4A	Petroleum gas (P _G =0.8kg/cm ²)	40	30	55
Case 5A	Petroleum gas (P _G =0.8kg/cm ²)	60	30	75
Case 6A	Petroleum gas (P _G =0.8kg/cm ²)	50	20	65
Case 7A	Crude oil (P _G =2.5kg/cm ²)	40	30	15
Case 8A	Crude oil (P _G =2.5kg/cm ²)	60	30	35
Case 9A	Crude oil (P _G =2.5kg/cm ²)	80	20	25
Case 10A	Propane gas (P _G =7kg/cm ²)	140	30	30
Case 11A	Liquefied propane (P _G =7kg/cm ²)	140	30	74.25
Case 12A	Butane gas (P _G =2kg/cm ²)	140	30	130
Case 13A	Liquefied butane (P _G =2kg/cm ²)	140	30	124.25

Remarks

1. Straight lines on the diagram mean the average hydraulic gradient
2. Points plotted on the diagram show the result of F.E.M. analysis of vertical hydraulic gradient at cavern crown filled with gas.
○: maximum value
△: minimum value
3. P_G (gas pressure) is given in gauge pressure in the table.
4. k_x = k_y = 1.0 × 10⁻⁶ cm/sec.



図一16 動水勾配 (i₀) と貯油槽設置深度 (H) の関係



図一18 水封ボーリング長さ (E) と位置 (L) の関係
(LPG 貯蔵……液化プロパン満たん, H=100m)

れ 図一17, 18 に示した。

d) 水封ボーリング間隔

2次元有限要素法では、水封ボーリングを板状のスリ

ットとしてモデル化しているため、水封ボーリング間隔の影響を考慮していない。ここでは、水封ボーリング間隔を決めるために、**図-19**のようなモデルを取り扱う。

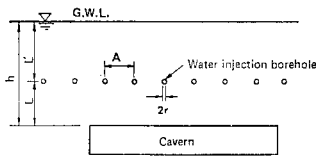


図-19 貯油槽の縦断面配置図

水封ボーリングには、地下水面 (G.W.L.) からの深さに対応する静水圧をかけ、水頭 $H=h_w$ 、貯油槽上端の水頭 $H=h_1$ とする。ここで浸透領域において、2次元等方等質性の浸透流であり、浸透流が Darcy の法則に従うものとする、Muskat⁹⁾ が誘導した無限に配列された無限長さの井戸のまわりの圧力分布の式を用いて、Åberg⁹⁾ が水封ボーリング間隔 (A) に関する理論式を提出している。

この問題を取り扱う場合は、地下水面と水封ボーリング間で水の流れがない状態を仮定し、次式によって水封ボーリングの水封圧 h_w と貯油槽上端の動水勾配 I の関係式を用いることができる。

$$h_w = h_1 + A \cdot I \left\{ \frac{L}{A} + \frac{1}{2\pi} \ln \left(\frac{A}{2\pi r} \right) \right\} \dots\dots (5)$$

ここに、 h_w : 水封ボーリング水圧 (m)、 h_1 : 貯油槽上端の水圧 (m)、 A : ボーリング孔間隔 (m)、 I : 動水勾配、 r : ボーリング半径 (m)

ただし、上式は $L > A$ の条件の場合に成立する。

式 (5) を用いて、原油貯蔵について、水封ボーリング間隔と水封ボーリング位置の関係性を求め、**図-20** に示す。水封ボーリング間隔を大きくすると、水封ボーリング位置を貯油槽に近づけなければならないことがわかる。また、貯油槽の設置深度を深くすることによって、水封ボーリング間隔を大きくすることができる。

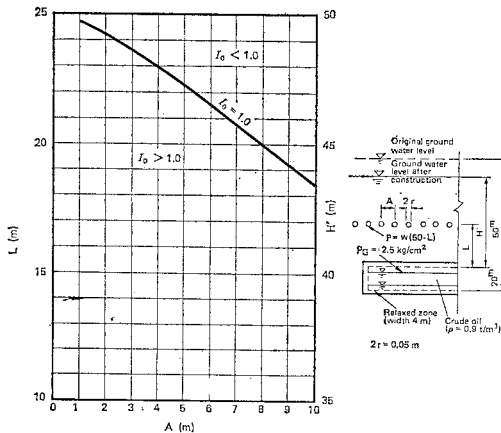


図-20 水平ウォーターカーテンの間隔 (A) と位置 (L) の関係 (原油貯蔵……原油満たん、 $H=50$ m)

5. 岩盤亀裂内への燃料ガス漏気に関する実験的検討

(1) 概 説

2. で述べたように、漏気防止のための動水勾配の鉛直成分 I_0 が 1 より大きい ($I_0 > 1$) という条件は、亀裂内の毛管力を無視することを前提にして得られたものである。しかし、実際の現象としては、毛管力が作用するものであり、したがって、 $I_0 > 1$ は相当の安全率をもつものではないかと思われる。

本実験は、このような観点に立ち、亀裂模型を用い、亀裂からの漏気を防止するのに必要な鉛直動水勾配を求めようとするものである。

(2) 実験装置

実験装置の概略を **図-21** に示す。岩盤内の透水径路を **図-21** に示すような平行壁面の多数で構成されているものと仮定すると、間隙幅 t と透水係数 k 、間隙率 n 、水の動粘性係数 ν との関係式は次式で表示される¹⁴⁾。

$$k = \frac{g \cdot n \cdot t^2}{12 \nu}$$

3. で用いた $k=1 \times 10^{-6}$ cm/s、 $n=0.1$ および $\nu=0.013$ (10°C) では、上式より間隙幅は 0.0004 mm となる。

しかし、実際のダム基礎の花崗岩の測定結果¹⁵⁾によると、1 mm 以上の間隙幅の亀裂本数は全体の亀裂本数の 10% 以上を占めるので、今回の実験に用いたスリット厚は、0.3 mm、0.5 mm、1.0 mm および 2.0 mm の 4 種類とした。そして、亀裂はアクリル材を用いて模擬した。スリット本体は、径 100 mm、長さ 300 mm のアクリル円柱を半割にしたものを **図-21** に示すように、幅 80 mm および所定のスリット厚 t を確保して、仕上げたものである。上部空洞および下部空洞は、バルブとチューブを通して、それぞれ上部水槽および下部水槽に連

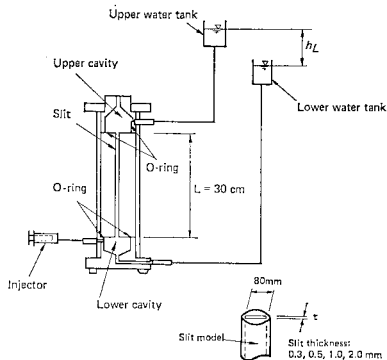


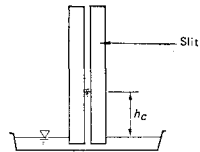
図-21 実験装置概略図

結されている。上部水槽および下部水槽はオーバーフローさせることにより一定の水位を保持できるようにし、また、水槽の高さを調整して、任意の水頭差を設定できるようにした。下部空洞に貯蔵する気体は空気とし、注射器によって注入を行うものとした。

漏気防止のための水頭差の測定は、次の手順によった。

- ① 所定の厚さ t のスリットをセットし、上部空洞、下部空洞およびスリット内をすべて水で満たす。
- ② 注射器によって下部空洞に空気を最初に圧入する際に、空気を停留させることが可能な最小の水頭差 h_1 を下部水槽を移動させて求める。
- ③ 下部空洞に十分空気をため、次に、下部水槽を移動させて、漏気が始まる水頭差 h_2 を求め、その漏気が再び止まる水頭差 h_3 を求める。

スリット内の毛管上昇高さを求めるために、スリットを図-22のように水中に立て、スリット内の水面上昇高さ h_c を測定した。



(3) 実験結果

漏気防止に関する水頭差 h_1 , h_2 , h_3 , および毛管上昇高さ h_c を表-6 に示す。これらの水頭差は上部水槽からスリットを通り下部水槽にいたる径路における全損失水頭を表している。いま、スリットにおける損失が卓越するものとして、水頭差 $h_i (i=1, 2, 3)$ をスリット長 $L=300$ mm で割ることにより求めた $I_i=h_i/L$ を、スリット内の鉛直動水勾配とする。表-7 に I_1, I_2 および I_3 の値を示す。

スリット内の水に関する力のつり合いから水-空気-アクリルの接触角 θ は、表-6 の毛管上昇高さ h_c を用いて、次式で表される。

表-6 水頭差および毛管上昇高

Thickness of cracks t (mm)	Capillary rise h_c (mm)	Head loss (cm)		
		h_1 : Head loss to hold air in cavern	h_2 : Head loss at which air leakage begins	h_3 : Head loss at which air leakage stops
0.3	40.0	6.0	3.0	6.0
0.5	20.0	6.0	3.0	8.0
1.0	7.0	6.0	4.0	6.0
2.0	5.0	40.0	4.0	7.0

表-7 動水勾配

Thickness of cracks t (mm)	Hydraulic gradient		
	I_1 : Hydraulic gradient to hold air in cavern	I_2 : Hydraulic gradient at which air leakage begins	I_3 : Hydraulic gradient at which air leakage stops
0.3	0.20	0.10	0.20
0.5	0.20	0.10	0.27
1.0	0.20	0.13	0.20
2.0	1.33	0.13	0.23

表-8 接触角

t	0.3 mm	0.5 mm	1.0 mm	2.0 mm
θ	34.7°	46.8°	61.4°	46.8°

$$\theta = \cos^{-1} \left\{ \frac{w \cdot h_c \cdot t \cdot b_s}{2(t+b_s)T} \right\} \dots\dots\dots (6)$$

ここで、 w : 水の単位体積重量 (g/cm^3), h_c : 毛管上昇高さ (cm), t : スリットの厚さ (cm), b_s : スリットの幅 (cm), T : 水の表面張力 (g/cm)

式 (6) において、 $w=1.0$ g/cm, $T=0.073$ g/cm (ただし 25°C のとき) として接触角を求めると表-8 のようになり、これらを平均すれば $\theta=47.4^\circ$ を得る。

(4) 考察

漏気防止に対して、Åberg²⁾ は、亀裂内の気泡が上昇しないことを条件とした。亀裂内の気泡の状態の概略を図-23 (b) における気泡の形状を長方形と仮定して、停留状態にある気泡に関するつり合い式は次式のようになる。

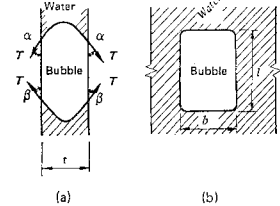


図-23 亀裂内の気泡

$$w \cdot (1 - I_0) \cdot l \cdot b \cdot t - 2T \cdot b \cdot (\cos \alpha - \cos \beta) = 0 \dots\dots\dots (7)$$

ここで、 w : 水の単位体積重量, I_0 : 鉛直動水勾配, l : 気泡の長さ, b : 気泡の幅, t : 亀裂幅, T : 水の表面張力, α : 気泡上部の接触角, β : 気泡下部の接触角

式 (7) の左辺を零または負とすれば、気泡が上昇しない条件となる。これより、 I_0 に対する条件は次式のように表現できる。ただし、気泡の上昇開始直前では $\beta=90^\circ$ とする。

$$I_0 \geq 1 - \frac{C}{l \cdot t} \dots\dots\dots (8)$$

ここで、 $C=2T \cos \alpha/w$ つまり、気泡の長さ l および亀裂の幅 t によって、気泡を上昇させないための鉛直動水勾配は変化する。この変化の様子を図-24 に示す。式 (8) において、右

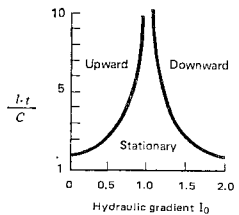


図-24 亀裂内の気泡の挙動

Åberg の条件と同一のものとなる。しかしながら、亀裂の幅 t および気泡の長さ l が小さく、また接触角 α が小さければ、気泡の停留条件は $I_0 \geq 1$ よりも軽減できるものと思われる。今回の実験では、水-空気-アクリルの接触角を毛管上昇高さより測定することを試みたが、気泡の大きさの測定を行うことが困難であったため、亀

裂内の気泡の停留条件に対する検討を行うことはできなかった。

ところで、漏気防止に対して、空洞からの漏気を停止することだけを条件とすれば、今回の実験結果からは、1よりも小さな鉛直動水勾配によっても、漏気防止の可能なことが表-7に示されている。ただし、下部空洞に空気の貯蔵を開始するとき、注射器による圧入の際の衝撃のために、漏気開始の水頭差 h_2 よりも大きな水頭差が要求された。しかし、空気がある程度貯蔵された後は、順調に注入を行うことができた。なお、2.0 mm のスリットの場合は、空気が貯蔵されていても非常に不安定であった。これに比べて、0.3 mm, 0.5 mm, および 1.0 mm の場合は安定して空気が貯蔵された。したがって、大きな亀裂がなく、掘削された段階で空気がすでに存在する地下空洞には $I_0 < 1$ でもガスの貯蔵が可能と思われる。

岩盤空洞内に気体を貯蔵する際、ある程度以上の間隔の亀裂をグラウトすれば、巻立を行わなくても、水封式が可能となる見通しを得た。そして、今回求められた接触角 47.4° は、水-空気-普通ガラスの接触角¹⁰⁾に比べて大きく、接触角に基づく抵抗の小さいことが予想されるが、このような大きな接触角を示す場合も、必要な鉛直動水勾配は、必ずしも $I_0 > 1$ でなくてもよいことが今回の実験から示された。しかしながら、ここでは、定量的に断定することができなかった。さらに、空洞の形状や寸法の影響に関しても論じられなかった。今後の研究課題としたい。

6. 結 語

水封式燃料地下貯蔵の浸透流について、数値解析および模型実験によって検討し、次のような結果が得られた。

(1) 常圧で貯蔵する重油、軽油などを対象とした自然地下水のみによる水封方式の地下貯蔵用空洞周辺岩盤における地下水の挙動を、2次元非定常浸透流解析によって検討した。降雨を考慮しない今回の解析結果によると自然地下水位下設置深度 40 m の地下空洞では定常状態に達した地下水位は空洞側壁の高さの $1/3$ 程度以下にまで低下し、複数空洞の空洞間の地下水位はほぼ空洞底部まで低下する。したがって、自然地下水のみの水封方式では空洞間の岩盤壁への油浸は避けられないと考えられる。

(2) 前述の定常状態に達するには、岩盤の透水係数が 1×10^{-8} cm/s の場合、20 年以上も必要であるが、 1×10^{-4} cm/s の場合、1 年以下である。なお、単設空洞、3 連空洞とも定常状態に達する期間が 20 年の場合

の例では、空洞掘削 1 年後の地下水位低下は 2~10 m であり、掘削 5 年後には地下水位が空洞天端に達している。

(3) 大気圧以上の貯蔵圧が要求される揮発性の原油、LPG などを対象とした水封ボーリング設置による水封方式について、2次元定常浸透流解析によって検討した。

貯油槽となる地下空洞への湧水量を上田式で試算した結果は FEM で解析した結果よりも小さな値を示しているが、その差は 10% 以内であり両者はほぼ近似している。また、動水勾配に関する両者の結果は湧水量の場合ほどの近似度はないが、定性的には類似の傾向といえる。したがって、概略的な湧水量および動水勾配を知るには、上田式を用いても有効であることがわかった。

(4) 貯油槽となる地下空洞への湧水量や空洞周辺の動水勾配は地下水頭に比例する。毛管力を無視した場合には漏油、漏気を防止するための動水勾配は理論的には 1.0 以上必要である。水平ウォーターカーテンの位置により多少の違いがあるが、この条件を満たすためには、原油貯油槽は地下水面下 50 m 程度、LPG 貯油槽は地下水面下 100 m 程度の設置深度を必要とすることが、FEM および上田式の結果から得られた。

以上の解析結果は、実際の貯蔵方式を簡略した一解析例であり、現象の概略値である。実際の設計にあたっては、地形、地層構造、降雨などの影響を受けるので本文で述べた解析方法等で詳細な検討が必要であろう。

(5) 貯油槽数が多くなれば、水封に必要な動水勾配を保持するための水平ウォーターカーテンの役割が増す。そして、数値解析により動水勾配に関しては、水封ボーリング長さよりも、水封ボーリングの位置と貯油槽の設置深度の影響が大きいことが得られた。

(6) 人工的に水圧を与えるためのボーリングの孔の間隔と位置との関係を Muskat の理論式で求めることができる。この理論式によると、間隔を大きくすれば、水封に必要な動水勾配を得るためには、その位置は貯油槽により近づけなければならない。また、貯油槽の設置深度を深くして地下水頭を大きくすれば、ボーリング孔の間隔を大きくすることができる。

(7) 隣接する貯油槽間に圧力差がある場合には、垂直ウォーターカーテンからの貯油槽への浸透水があり、湧水量が増大するが、垂直ウォーターカーテンを設置することによって貯蔵物の混合を防止することができる。

(8) 貯油槽からの漏気はおもに岩盤内亀裂を通過するものと思われる。岩盤亀裂内の漏気を防止するための限界動水勾配を、アクリル材料の岩盤亀裂模型実験によって求めた。亀裂幅 0.3 mm では限界動水勾配 0.10、0.5 mm では 0.10、1.0 mm では 0.13、2.0 mm では

0.13 であった。一方、毛管力を無視した理論限界動水勾配は 1.0 であるので、亀裂幅が 1~2 mm 以下に限定できる程度に貯油槽周辺近くの岩盤に綿密なグラウトを施した場合には、毛管力の効果も考慮し、動水勾配を 1.0 以下で設計することも可能であると考えられる。

(9) 貯油槽内への許容湧水量は、空洞掘削時の力学的安定性、湧水処理に対する経済性、液体燃料の保温に対する経済性などより決定されるものである。岩盤の透水係数が 1×10^{-3} cm/s の場合には、10 万 m^3 の貯蔵油量に対して、貯油槽内への湧水量は 30 m^3/h になる。

謝 辞：本研究を進めるにあたり、中国電力(株)ならびに清水建設(株)の関係各位より、種々のご協力を得た。末筆ながら深謝いたします。

参 考 文 献

- 1) Åberg, B. : Model Tests on Oil Storage in Unlined Rock Caverns : Storage in excavated rock caverns, Rock Store 77 Vol. 2, pp. 517~530, 1977.
- 2) Åberg, B. : Prevention of Gas Leakage from Unlined Reservoirs in Rock : Storage in excavated rock caverns, Rock Store 77 Vol. 2, 399~414, 1977.
- 3) Ule, E. : Lindblom, Inger Janelid, Torgny Af Forselles, Tightness Test of an Underground Cavern for LPG; Storage in excavated rock caverns, Rock Store 77, Vol. 2, pp. 415~423, 1977.
- 4) 駒田広也：飽和・不飽和土中の非定常浸透流解析，電力中央研究所報告 No. 377015, 昭和 53 年 2 月。
- 5) 御牧陽一：大規模地下発電所の設計と施工，土木学会・地下構造物の設計と施工, pp. 115~152, 昭和 51 年 9 月。
- 6) 日比野・林・北原：水封式燃料地下貯蔵の技術開発に関する研究—並設空洞の離間距離と安定性との関係—，電力中央研究所報告 No. 379001, 昭和 54 年 6 月。
- 7) 八幡ほか 2 名：土壌物理実験，東京大学出版会, p. 97, 1967.
- 8) 上田年比古・杉尾 哲：被圧水で満たされた円形暗きよの取水量について，土木学会論文報告集第 194 号, pp. 91~101, 1971 年 10 月。
- 9) Muskat, M. : The Flow of Homogeneous Fluids Through Porous Media. pp. 524~530, McGraw-Hill, 1937.
- 10) 本間 仁：水理学，丸善, p. 4, 1972.
- 11) 日本立地センター：石油地下備蓄技術調査研究報告書, pp. 61~63, 昭和 54 年 9 月。
- 12) 文献 11) の p. 79.
- 13) 山本・樫根監修・建設省水文研究グループ編訳：最新地下水学, p. 12, 山海堂, 昭和 52 年。
- 14) 土木学会：土木技術者のための岩盤力学, p. 240.
- 15) 宮田美幸：高瀬ダム基礎岩盤のグラウティングの検討(第一報), pp. 20~34, 発電水力, No. 149, 1977 年 7 月。

(1979.7.26・受付)