



18  
ZES

**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO**

---

---

**FACULTAD DE INGENIERIA**

**"TECNOLOGIA PARA EL ALMACENAMIENTO  
DE CRUDO EN DOMOS SALINOS"**

**FALLA DE ORIGEN**

**TESIS PROFESIONAL  
PARA OBTENER EL TITULO DE:  
INGENIERO PETROLERO  
P R E S E N T A :  
JORGE ALBERTO MANCILLA CASTILLO**

**MEXICO, D.F.**

**OCTUBRE DE 1995**

**TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN**



Universidad Nacional  
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

**Biblioteca Central**



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.



INSTITUTO NACIONAL DE INGENIERIA

ACERCIAMIENTO DE  
CRUCES COMO



UNIVERSIDAD NACIONAL  
AUTONOMA DE MEXICO

SR. JORGE ALBERTO MANCILLA CASTILLO  
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Ing. José Martínez Pérez, y que aprobó esta Dirección, para que lo desarrolle usted como teiss de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

**TECNOLOGIA PARA EL ALMACENAMIENTO DE CRUDO EN DOMOS SALINOS**

- RESUMEN
- I INTRODUCCION
- II ANALISIS COMPARATIVO ENTRE LAS FORMAS CONVENCIONALES Y EN DOMOS SALINOS DEL ALMACENAMIENTO DE CRUDO
- III PRINCIPIOS Y PARTICULARIDADES DE UN ALMACENAMIENTO DE CRUDO EN DOMOS SALINOS
- IV BASES DE DISEÑO PARA LA CREACION DE CAVIDADES
- V CONTEXTO GEOLOGICO: REGIONAL Y LOCAL DEL DOMO SALINO
- VI POZO EXPLORATORIO
- VII EJEMPLO DE LA PLANEACION Y DESARROLLO DE LA CONSTRUCCION DE CAVIDADES EN DOMOS SALINOS
- VIII COMPORTAMIENTO DE LA MASA SALINA DURANTE LAS ETAPAS DE GENERACION DE LAS CAVIDADES
- IX CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
- NOMENCLATURA
- BIBLIOGRAFIA

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente  
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"  
Ciudad Universitaria, a 24 de octubre de 1994  
EL DIRECTOR

ING. JOSÉ MANUEL COVARRUBIAS SOLIS

JMCS'EGLM'gig



UNIVERSIDAD NACIONAL  
AUTÓNOMA DE MÉXICO

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

TÍTULO: "TECNOLOGÍA PARA EL ALMACENAMIENTO DE  
CRUDO EN DOMOS SALINOS"

TESIS QUE PRESENTA: Jorge Alberto Mancilla Castillo  
No. de cuenta 8224145-2

DIRIGIDA POR: Ing. José Martínez Pérez

JURADO DE EXAMEN PROFESIONAL:

Presidente M. en I. Rafael Rodríguez Nieto

Vocal Ing. Walter Friedeberg Merzbach

Secretario Ing. José Martínez Pérez

Primer sup. Ing. Néstor Martínez Romero

Segundo sup. Dr. Daniel García Gavito

## AGRADECIMIENTOS

*A Jorge y María Elena :  
Con todo mi cariño, por su apoyo y  
esfuerzo para brindarme lo mejor de  
ellos.*

*A Pablo, Flor y Luis :  
Por su ayuda y comprensión*

*Por Cristina y José Rodolfo :  
A quienes quiero mucho y espero no  
defraudarlos.*

*A todos mis tíos y primos :  
Por la unidad de nuestra familia.*

*Al Ing. José Martínez Pérez :  
Por su apoyo y colaboración en la  
elaboración de este trabajo.*

*A la Universidad :  
Por la oportunidad brindada.*

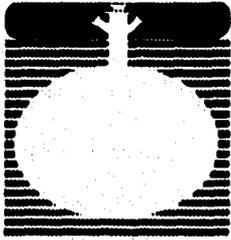
## **CONTENIDO**

RESUMEN	1
I. INTRODUCCIÓN	1
II. ANÁLISIS COMPARATIVO ENTRE LAS FORMAS CONVENCIONALES Y EN DOMOS SALINOS DEL ALMACENAMIENTO DE CRUDO	
1.- Generalidades	4
2.- Bases del Análisis	6
3.- Bases de la Evaluación Económica	11
4.- Resumen de Costos de Inversión, Operación y Mantenimiento	12
5.- Análisis Estratégico	18
III. PRINCIPIO Y PARTICULARIDADES DE UN ALMACENAMIENTO DE CRUDO EN DOMOS SALINOS	
1.- Alternativas para el Almacenamiento de Hidrocarburos	19
2.- Generación de los Domos Salinos	21
3.- Principio del Almacenamiento en Cavidades en Domos Salinos	22
4.- Particularidades sobre la Construcción de Cavidades en Formaciones Salinas	26
IV. BASES DE DISEÑO PARA LA CREACIÓN DE CAVIDADES	
1.- Parámetros necesarios para la definición de las Bases de Diseño	41
2.- Criterios de Diseño	62
V. CONTEXTO GEOLÓGICO : REGIONAL Y LOCAL DEL DOMO SALINO	
1.- Introducción	94
2.- Contexto Geológico Regional	95

---

3.- Contexto Geológico Local	118
<b>VI. POZO EXPLORATORIO</b>	
1.- Contexto Geológico del Domo Tuzandepetl	141
2.- Programa Geológico para el Domo Seleccionado	142
3.- Programa Geofísico General	145
4.- Programa del Pozo Exploratorio	149
<b>VII. EJEMPLO DE LA PLANEACIÓN Y DESARROLLO DE LA CONSTRUCCIÓN DE CAVIDADES EN DOMOS SALINOS</b>	
1.- Antecedentes	179
2.- Contexto Técnico-Económico	179
3.- Datos de Base del Almacenamiento	186
4.- Planeación de las Cavidades de Almacenamiento	195
5.- Construcción de las Cavidades	228
<b>VIII.COMPORTAMIENTO DE LA MASA SALINA DURANTE LAS ETAPAS DE GENERACIÓN DE LAS CAVIDADES</b>	
1.- Estabilidad de Cavidades	235
2.- Estudios Preliminares	237
3.- Modelización Geomecánica de la Masa Salina	245
4.- Conclusiones sobre el Comportamiento de la Masa Salina	251
<b>IX. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b>	
1.- Conclusiones	252
2.- Recomendaciones	256
<b>NOMENCLATURA</b>	259
<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	265

---



## RESUMEN

---

**E**l almacenamiento subterráneo de hidrocarburos ha cobrado auge a nivel mundial por sus características de seguridad y bajo costo; una de las opciones para crear este tipo de almacenamiento son los domos salinos, donde se pueden generar cavidades de diversos tamaños de acuerdo a las necesidades particulares del usuario.

Debido a que la producción de crudo en México es mayor a la demanda interna, se generan excedentes, que en principio, se exportan a otros países. Sin embargo, el manejo de tales excedentes, así como la producción para consumo interno, requiere de un almacenamiento adecuado para su control de carácter estratégico, ante las eventualidades que se puedan presentar.

En esta tesis se presenta una parte de la tecnología aplicada durante la creación de cavidades en el desarrollo del proyecto de almacenamiento de crudo en el Domo Salino de Tuzandepetl, Ver., definiendo los métodos y procedimientos más adecuados para asegurar la estabilidad mecánica y funcionalidad de las cavidades, ya que de esto dependerá la optimización de los costos programados para la creación y operación de los almacenamientos de este tipo.

En el Capítulo I se establece que, generalmente, el petróleo o sus derivados se almacenan en tanques superficiales, lo cual no es necesariamente la mejor solución, desde el punto de vista económico y de seguridad, y se mencionan las ventajas del almacenamiento en domos salinos.

En el Capítulo II se describe un análisis comparativo entre el almacenamiento de crudo en tanques de acero y en cavidades creadas en domos salinos donde se observa que para capacidades mayores a 6 millones de barriles resulta más ventajoso el almacenamiento en domos salinos por que son menores los costos de operación y mantenimiento, así como del costo de inversión.

Las técnicas y procedimientos específicos para establecer el diseño y definir las características particulares de un almacenamiento dependerán principalmente de la estructura y composición mineralógica del domo salino así como del producto a almacenar. Esto permitirá tener un control adecuado de los parámetros involucrados en las diferentes etapas requeridas para la construcción de cavidades. En el Capítulo III se mencionan los principios y particularidades de las técnicas y procedimientos generales para este tipo de almacenamientos.

Para determinar las dimensiones de las cavidades es necesario contar con la información básica, como capacidad, gastos de flujo de llenado y vaciado, tamaño de tuberías, etc., que permita establecer los criterios de la concepción del almacenamiento. Una vez que se recopila tal información es indispensable definir los procedimientos operativos de las cavidades para verificar su compatibilidad con las bases de diseño y en su

caso modificar la Ingeniería. El Capítulo IV describe estas bases para la creación de cavidades.

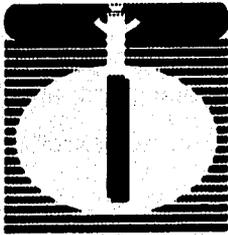
El capítulo V define las condiciones geológicas de las estructuras salinas desde un contexto regional, que nos permita saber los tipos, como se formaron estas, cual es la composición, su extensión, estratigrafía, etc., y un contexto local, al profundizar sobre las condiciones geológicas de las subestructuras para detallar la información disponible. Con esta información deberemos proceder a una preselección del domo salino sin perder de vista la infraestructura del área que ocupa y que sea factible para las obras en superficie y la construcción de las cavidades.

De acuerdo con el contexto geológico que se describe en el Capítulo V, se hace necesario programar un pozo exploratorio para cumplir con todos los criterios de selección del lugar a donde se pretende desarrollar la construcción del almacenamiento, ya que las condiciones geológicas recapituladas no serán suficientes para determinar la factibilidad de dicha selección. En el Capítulo VI se explica el programa geológico y geofísico del pozo para tal objetivo.

A continuación, en el Capítulo VII, se presenta un ejemplo de la planeación y desarrollo de la construcción de cavidades en domos salinos, con la información generada en el proyecto de Tuzandepetl, Ver. Se describen los antecedentes, la evaluación técnico-económica, los datos de base, como se planearon las cavidades y el programa de su construcción.

Finalmente, en el Capítulo VIII, se describe un análisis geomecánico de la masa salina, durante las etapas de construcción de las cavidades, con el propósito de establecer conclusiones y recomendaciones del comportamiento del domo, para definir la filosofía de operación de las cavidades, es decir, en su etapa de explotación, y con ello garantizar en lo posible la vida útil de las mismas.

Una vez que se analiza la tecnología del almacenamiento de crudo en domos salinos, es posible afirmar que, para grandes volúmenes, este sistema es más ventajoso que el almacenamiento superficial, ya que es más económico, seguro y de desarrollo sustentable, sin embargo, habrá que tomar muy en cuenta que el comportamiento de la masa salina puede ser complejo de acuerdo a su composición, y por ende, mientras mayor sea la cantidad de información que se tenga para su estudio, la planeación y construcción de las cavidades tendrán mejores resultados.



## INTRODUCCIÓN

---

**E**l progreso de la sociedad va normalmente al parejo con el aumento del consumo de energía, por lo que una reestructuración de la economía de los energéticos es necesaria, como consecuencia de la evolución de los precios, disponibilidad o el empleo de nuevas alternativas de estos recursos.

Nuestro país es un productor importante de hidrocarburos a nivel mundial, y el manejo adecuado de éstos es primordial en estos tiempos, donde se requiere el máximo aprovechamiento de las riquezas naturales. El almacenamiento de hidrocarburos se emplea para afrontar momentos cumbres de demanda o bien para situaciones críticas, es decir interrupciones en el suministro, problemas de transporte, etc.

Hasta la fecha el petróleo y sus derivados se han almacenado en tanques superficiales, lo cual no es necesariamente la mejor solución, cuando se manejan grandes volúmenes.

Actualmente están ganando importancia las tecnologías para la transformación, el transporte y en especial para el almacenamiento de hidrocarburos.

Para el almacenamiento de petróleo y sus derivados se presentan en forma idónea las cavernas rocosas y de sal, mientras que para el gas natural se almacena en cavernas de sal y formaciones porosas (acuíferos o yacimientos de gas/aceite ya agotados).

Comparados con el almacenamiento en superficie, los subterráneos, a partir de volúmenes de aproximadamente 50 000 m<sup>3</sup>, son mucho más económicos y además de ello considerablemente más seguros. Las ventajas que presenta este tipo de almacenamientos pueden resumirse de la siguiente forma:

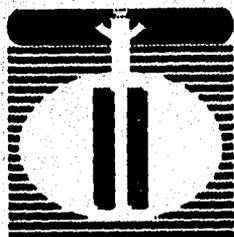
<b><u>VENTAJAS</u></b>	<b><u>CONCEPTO</u></b>	<b><u>COMENTARIOS</u></b>
<b>TÉCNICAS</b>	<b>SEGURIDAD</b>	MÍNIMAS POSIBILIDADES DE EXPLOSIÓN E INCENDIO
	<b>PROTECCIÓN DEL MEDIO AMBIENTE</b>	SE EVITA LA CONTAMINACIÓN ATMOSFÉRICA
	<b>MÍNIMAS PÉRDIDAS POR EVAPORACIÓN</b>	EL HIDROCARBURO SE ENCUENTRA CONFINADO
	<b>TERRENO</b>	INSTALACIONES SUPERFICIALES MÍNIMAS
	<b>CAPACIDAD</b>	LIMITADA POR LA EXTENSIÓN DE LA ESTRUCTURA

<b>ESTRATÉGICAS</b>	<b>PRODUCCIÓN CONTINUA</b>	EVITAR CIERRES DE POZOS, ABSORBE LOS EXCEDENTES DE PRODUCCIÓN
	<b>PROTECCIÓN</b>	A SALVO DE CUALQUIER CONTINGENCIA SUPERFICIAL DESFAVORABLE
	<b>COMERCIAL</b>	POSIBILIDADES FAVORABLES DE MERCADEO

<b>ECONÓMICAS</b>	<b>OPERACIÓN</b>	<b>GASTOS MÍNIMOS</b>
	<b>MANTENIMIENTO</b>	<b>SE LIMITA A LAS INSTALACIONES SUPERFICIALES</b>

Cabe aclarar que el concepto de **Sistema** de Almacenamiento de Crudo en Domos Salinos, se refiere a todas las instalaciones involucradas en la operación de las cavidades desarrolladas.

El objeto de este trabajo es la descripción de la tecnología empleada para el desarrollo y uso de cavidades en domos salinos, como una alternativa para almacenar crudo, tomando como referencia el proyecto desarrollado en el área de Tuzandepetl, Ver., que se localiza en el sureste de México, cerca de los complejos petroquímicos de Cangrejera y Pajaritos. Actualmente se encuentra en operación este proyecto de almacenamiento de crudo en 12 cavidades con una capacidad total programada de 10.5 MMbis.



## **ANÁLISIS COMPARATIVO ENTRE LAS FORMAS CONVENCIONALES Y EN DOMOS SALINOS DEL ALMACENAMIENTO DE CRUDO**

---

### **II.1.- Generalidades**

**L**a conveniencia de contar con amplias facilidades de almacenamiento de crudo, que permitieran a la Industria Petrolera Mexicana operar sin las presiones a que generalmente está sujeta generalmente y hacer frente a cualquier eventualidad para cubrir las necesidades internas y los compromisos de exportación, propició la elaboración de un estudio para conocer la factibilidad técnica y económica del almacenamiento de crudo en cavidades subterráneas.

La capacidad adicional de almacenamiento que se requiere, se sustenta en las siguientes necesidades:

- Contar con reservas para asegurar que las refinerías dispongan del crudo necesario para continuar en operación durante suspensiones en la operación de los pozos o líneas de conducción.
- Asegurar un ritmo de producción constante, cuando por causas de mal tiempo o suspensión en las operaciones portuarias, no puedan ser embarcados los volúmenes destinados a exportación.
- Contar con reservas que permitan satisfacer las demandas internas

y externas ante un paro ocasional en la operación de las instalaciones de producción.

- Contar con reservas para asegurar la disponibilidad de los derivados del petróleo durante cualquier período de paro en las refinerías.
- Asegurar que las refinerías cuenten con suficiente capacidad para almacenar productos refinados durante períodos de dificultad en el transporte o consumo excepcionalmente bajo.

Generalmente el almacenamiento de petróleo y sus derivados se hace en tanques superficiales, sin embargo, en este sistema de almacenamiento es importante considerar las condiciones ambientales, la presión de vapor del producto a estas condiciones, toxicidad, corrosión, etc.

En el caso de almacenamiento de productos a baja temperatura (Gas Líquido a Presión, GLP y Gas Natural Líquido, GNL) se requieren consideraciones especiales para el material, forma y aislamiento de los tanques así como en el diseño de sus cimientos.

Asumiendo que el producto a almacenar es crudo, y que se prevén volúmenes muy grandes, en donde las pérdidas por evaporación pueden ser considerables. El área requerida para la instalación es también importante.

A fin de resolver la mayor parte de estos problemas, en muchos países se han adoptado métodos de almacenamiento subterráneo (ver Fig. II.3.).

## " ALMACENAMIENTO DE CRUDO EN DOMOS SALINOS "



FIGURA II.1.  
**LEYENDA**

- |   |  |
|---|--|
| 1. Disolución de una caverna de almacenamiento      | 5. Área de cavidades                         |
| 2. Instalaciones para la construcción de cavidades  | 6. Estación marítima de Exportación de crudo |
| 3. Cavidades para el almacenamiento de crudo        | 7. Plataforma de producción costa afuera     |
| 4. Instalaciones para la operación de las cavidades | A. Domo salino                               |

Finlandia, por ejemplo, cuenta con una amplia reserva de crudo almacenado en cavernas minadas en roca. Francia y Alemania disponen de capacidad para almacenar hasta 100 millones de barriles de crudo entre los dos países, en recintos de almacenamiento, de hasta 3.5 MMBSL por unidad, formados por disolución en domos salinos.

En Estados Unidos se desarrolló, desde 1977, un programa de almacenamiento para la reserva estratégica de crudo en la costa del golfo de Texas y Louisiana, que a la fecha cuenta cavernas formadas por disolución en domos salinos con capacidad hasta de 10 MMBSL por unidad y una capacidad total de más de 750 MMBSL, empleando técnicas perfectamente desarrolladas y controladas.

## **II.2.- Bases del Análisis <sup>(1)</sup>**

En el presente capítulo se hace un análisis económico-técnico comparativo, de diferentes sistemas de almacenamiento de crudo ubicados en el sureste de la República Mexicana. Básicamente se consideró la construcción de cavernas formadas por disolución en domos salinos en Tuzandepetl, Ver. comparado con tanques superficiales de almacenamiento, a ubicarse en Dos Bocas, Tab.

Para la selección del primer sitio se tomó en cuenta la existencia de domos salinos con características adecuados, así como su cercanía a los centros de recibo y embarque de crudo.

El análisis se elaboro considerando instalaciones modulares con capacidades unitarias de 0.5 MMBSL; que permitan el almacenamiento de

---

<sup>(1)</sup> Referencias al final, en la Bibliografía.

0.5, 1.0, 1.5, 2.0, 2.5, 3.0, 7.0, y 10.0 millones de barriles de crudo, tanto en tanques superficiales como en cavernas en domos salinos.

Para cada caso se elaboró el análisis económico que incluye el costo de inversión requerido y los gastos anuales de operación y mantenimiento en un horizonte de 20 años, de manera que pueda establecerse el costo por barril almacenado para cada sistema de almacenamiento, a sus respectivas capacidades.

### **II.2.1.- Almacenamiento en Domos Salinos.**

Para la elaboración de los estimados de inversión del almacenamiento en Domos Salinos, en sus diferentes capacidades, se consideraron las erogaciones necesarias, tanto para la etapa de lixiviación como para la de explotación, aclarando que no se incluyó el transporte del crudo hacia Tuzandepetl, Ver. debido a que este rubro se considero en un proyecto aparte, referente a la construcción de una nueva estación de distribución y mezclado de los diferentes tipos de crudo producidos en el área marina y en el área del mesozoico hacia los centros de consumo interno, de exportación y almacenamiento en las cavidades de Tuzandepetl.

A continuación se enlistan los conceptos principales que involucra la inversión :

#### **1. - Fase de creación de las cavidades**

##### **1.1. Adquisición de equipo**

- Bombas de toma de agua dulce

- Equipos para servicios auxiliares
- Patín de lixiviación
- Bomba de inyección de agua a Domos
- Bombas de desecho de salmuera
- Tuberías de entrada y salida a los Domos
- Cuarto de control e instrumentos
- Subestación eléctrica y material eléctrico
- Materiales electromecánicos

### 1.2. Construcción

- Bocatoma para el suministro de agua
- Acueducto de agua dulce
- Instalación de bombas y equipos auxiliares
- Salmueroducto terrestre
- Salmueroducto marino
- Caminos de acceso y urbanización
- Perforación de pozos y sus materiales
- Presa de agua dulce y salmuera

### 2.- Fase de explotación de las cavidades.

## 2.1. Adquisición de equipo

- Bombas de crudo
- Bombas de salmuera
- Equipos auxiliares
- Cuarto de control e instrumentos
- Material electromecánico

## 2.2 Construcción

- Instalación de bombas de crudo y salmuera;
- Equipos auxiliares, material electromecánico
- Casa de bombas
- Torre de telecomunicaciones
- Estación meteorológica

## 2.3 Ingeniería y Administración

- Los costos de Ingeniería y administración representan un porcentaje de la suma de Adquisición y construcción.

### **II.2.2.- Tanques de almacenamiento.**

Para la estimación del costo de inversión de los tanques de almacenamiento, se tomaron en cuenta los siguientes rubros:

- 1.- Construcción
- 2.- Adquisición
- 3.- Administración
- 4.- Ingeniería.

### **1.- Construcción**

Para los tanques de almacenamiento se consideraron los siguientes conceptos:

- Material
- Cimentación
- Edificación
- Área de almacenamiento y dique
- Recubrimiento
- Construcción de casas de bombas y servicios
- Servicios Auxiliares

### **2.- Adquisición de equipo**

Para el rubro de adquisiciones se estimó el costo del equipo

electromecánico, servicios auxiliares, equipo de seguridad (sistema contra incendio) y equipo de bombeo.

### **3.- Administración**

Para este concepto se considero un porcentaje de 2.5 del costo total de construcción y adquisición, como se hace en proyectos de similar magnitud.

### **4.- Ingeniería**

El costo de Ingeniería, se considero de un 3% del costo total de construcción y adquisición.

## **II.3.- Bases de la Evaluación Económica**

A continuación se presentan las bases de la evaluación económica :

- a) Tipo de cambio de \$2821.70 /DLS (promedio en 1990).
- b) Tasa de descuento del 31.2 % (según indicadores del Banco de México).
- c) Precios constantes de 1990.
- d) Horizonte de estudio de 20 años.
- e) Costos de operación y mantenimiento anualizados.

El método de evaluación utilizado fue el del Costo Anual Uniforme Equivalente (CAUE), que se emplea en la evaluación de proyectos de similar magnitud al aquí descrito. Este método consiste en distribuir en forma uniforme la suma de los costos de operación y mantenimiento e inversión, en un horizonte de 20 años.

El costo por barril almacenado se calculó dividiendo el costo anual mencionado entre la capacidad de almacenamiento.

#### **II.4.-Resumen de Costos de Inversión, Operación y Mantenimiento**

Los resultados de la evaluación económica para los dos tipos de almacenamiento analizados, se presentan a continuación:

En la Tabla II.1., se presentan los costos de Inversión, Operación y Mantenimiento, para diferentes magnitudes de capacidad de almacenamiento. Como se estableció anteriormente las instalaciones modulares fueron de 0.5 MMB (millones de barriles) cada una. Como puede apreciarse, en el concepto de inversión, es a partir de los 7 MMB cuando el almacenamiento en domos salinos es más económico que en tanques superficiales. Sin embargo para la operación y mantenimiento el costo es más redituable en domos salinos para cualquier capacidad de almacenamiento.

**COSTOS DE INVERSIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO**

CONCEPTO	CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO (MMBL)	DOMOS (MM\$)	TANQUES (MM\$)
INVERSIÓN	0.5	88,012	27,397
	1	111,183	51,310
	1.5	135,009	75,142
	2	158,488	101,057
	2.5	180,317	124,784
	3	204,738	148,139
	7	318,803	334,647
OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	0.5	536,750	717,560
	1	578,355	1,156,485
	1.5	972,106	1,655,527
	2	988,824	2,248,500
	2.5	1,531,347	2,832,105
	3	1,855,898	3,515,313
	7	4,130,549	7,927,517
	10	7,291,278	12,107,858

**TABLA II.1.**

En la Tabla II.2., se presenta el costo por los conceptos de Ingeniería, Administración, Adquisición y Construcción, para el Almacenamiento de crudo en Domos Salinos. Para todas las capacidades se puede observar que la Construcción es los más costoso, enseguida la Adquisición de equipo, la Ingeniería y por último la Administración.

**COSTOS DE INVERSIÓN PARA EL ALMACENAMIENTO DE CRUDO EN DOMOS SALINOS**

CONCEPTO	CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO							
	(0.5 MMBL)	(1.0 MMBL)	(1.5 MMBL)	(2.0 MMBL)	(2.5 MMBL)	(3.0 MMBL)	(7.0 MMBL)	(10.0 MMBL)
INGENIERIA	11,838	18,427	18,738	21,714	25,110	27,949	43,670	58,064
ADMINISTRACION	3,882	4,891	6,062	7,025	8,081	9,308	14,544	19,854
ADQUISICION	17,737	22,868	27,975	33,084	38,213	45,244	70,684	95,533
CONSTRUCCION	52,477	67,889	82,238	94,835	108,803	122,237	180,985	258,102
TOTAL	88,012	111,183	135,009	158,488	180,317	204,738	318,803	432,343

**TABLA II.2.**

La Tabla II.3., muestra el costo de inversión para los rubros de Ingeniería, Administración, Adquisición y Construcción, para el almacenamiento en tanques superficiales. En este caso la Adquisición de equipo y materiales es el concepto más costoso para las capacidades de 0.5 a 3.0 MMB, mientras que para las capacidades de 7.0 y 10.0 MMB, la Construcción es lo mas costoso.

COSTOS DE INVERSIÓN PARA EL ALMACENAMIENTO DE CRUDO EN TANQUES SUPERFICIALES

	CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO							
	(0.5 MMBL) (MMB)	(1.0 MMBL) (MMB)	(2.0 MMBL) (MMB)	(3.0 MMBL) (MMB)	(5.0 MMBL) (MMB)	(7.0 MMBL) (MMB)	(10.0 MMBL) (MMB)	
INGENIERIA	779	1,469	2,197	2,974	3,649	4,241	6,516	19,513
ADMINISTRACION	643	1,216	1,761	2,396	2,957	3,534	7,930	11,291
ADQUISICION	19,749	26,161	36,483	48,997	50,131	72,167	166,026	224,396
CONSTRUCCION	12,226	22,474	34,741	46,801	58,157	69,207	169,176	226,030
TOTAL	27,397	61,310	79,142	101,067	124,794	149,139	324,647	475,166

TABLA II.3.

Comparando las dos últimas tablas, para una capacidad de 10.0 MMB, se requiere una inversión de 432,323 millones de pesos para Domos Salinos, siendo este costo menor que el requerido para el sistema de almacenamiento en tanques de acero, cuya inversión es del orden de 475,199 millones de pesos.

En la Tabla II.4., se muestra un resumen de los costos de Inversión, de Mantenimiento y el costo anual total por barril, para las diferentes magnitudes de capacidad de almacenamiento. De aquí se derivan las Figuras II.2. y II.3., que presenta la tendencia de los costos de inversión y por barril, contra la capacidad de almacenamiento, siempre comparando los tipos de almacenamiento evaluados.

RESUMEN DE COSTOS: DE INVERSIÓN, MANTENIMIENTO Y POR BARRIL

DOMOS SALINOS					
CAPACIDAD (MMBLS)	INVERSIÓN (MM\$)	COSTOS OP-M (MM\$)	COSTO ANUAL (MM\$)	CAP. ALMAC (MMBLS)	\$/BL
0.5	86,013	637	27,550	0.5	55,101
1.0	111,163	678	35,480	1.0	35,480
1.5	135,008	672	43,273	1.5	28,848
2.0	156,468	958	50,109	2.0	25,055
2.5	160,317	1,531	58,161	2.5	23,265
3.0	204,738	1,956	66,256	3.0	22,085
4.0	231,177	2,217	74,821	4.0	18,705
5.0	267,304	2,556	86,816	5.0	17,363
6.0	301,988	3,588	98,430	6.0	16,405
7.0	319,903	4,131	104,600	7.0	14,943
8.0	353,011	5,248	116,115	8.0	14,514
9.0	387,356	6,186	130,880	9.0	14,553
10.0	432,343	7,291	143,073	10.0	14,307

TANQUES SUPERFICIALES					
CAPACIDAD (MMBLS)	INVERSIÓN (MM\$)	COSTOS OP-M (MM\$)	COSTO ANUAL (MM\$)	CAP. ALMAC (MMBLS)	\$/BL
0.5	27,387	718	9,322	0.5	18,645
1.0	51,310	1,156	17,270	1.0	17,270
1.5	75,142	1,656	25,255	1.5	18,837
2.0	101,057	2,249	33,987	2.0	18,994
2.5	124,784	2,832	42,025	2.5	16,810
3.0	148,138	3,515	50,354	3.0	16,785
4.0	196,482	4,458	65,854	4.0	16,454
5.0	242,746	5,621	81,858	5.0	16,372
6.0	289,700	8,826	97,809	6.0	16,302
7.0	334,647	7,828	113,027	7.0	16,147
8.0	382,712	8,357	128,552	8.0	16,194
9.0	428,770	10,885	145,345	9.0	16,149
10.0	475,198	12,108	161,349	10.0	16,135

i = 0.31 TABA DE INTERES  
n = 20 años

TABLA II.4.

En la Figura II.3. se puede observar que los costos por barril almacenado en domos salinos es de: \$14,307.00 y para tanques de acero es de: \$16,135.00., para una capacidad de 10.0 MMB.

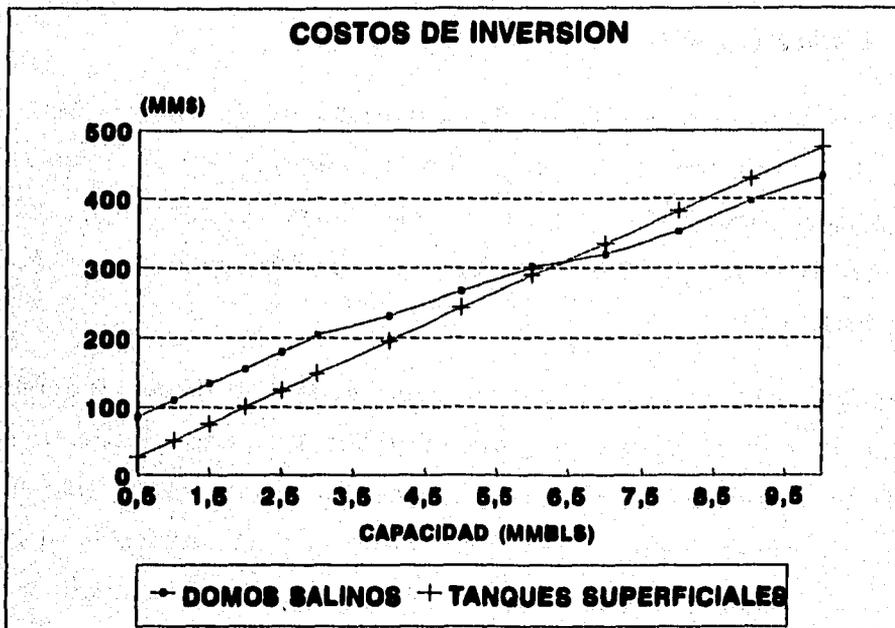


FIGURA II.2.

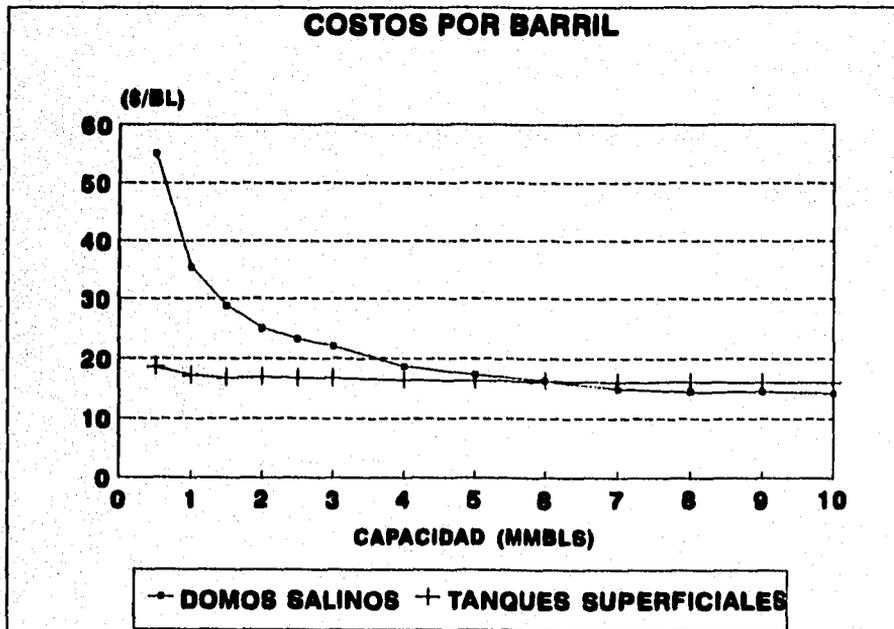


FIGURA II.3.

## **II.5.- Análisis Estratégico**

En el almacenamiento en Domos Salinos los riesgos son mínimos y se esta a salvo de cualquier contingencia superficial desfavorable, lo cual garantiza seguridad y disponibilidad casi en cualquier momento, siendo esto una posición favorable en el mercado con posibilidades de óptima comercialización.

Del análisis realizado podemos concluir que el sistema de Almacenamiento de Crudo en Domos Salinos, en Tuzandepetl, Ver., para capacidades de 6 a 10 millones de barriles resulta mas ventajoso que el almacenamiento en tanques de acero superficiales. Por lo que se consideró conveniente la instalación de un sistema de almacenamiento en cavernas formadas por disolución en domos salinos, por las siguientes razones :

- a) Es un sistema estable y seguro.
- b) Requiere una inversión menor a cualquier otro sistema y los costos de operación y mantenimiento son inferiores.



## **PRINCIPIO Y PARTICULARIDADES DE UN ALMACENAMIENTO DE CRUDO EN DOMOS SALINOS**

---

### **III.1.- Alternativas para el Almacenamiento de Hidrocarburos <sup>(1)</sup>**

Existen diversos métodos para el almacenamiento de hidrocarburos, y la elección adecuada de uno de ellos depende de las condiciones específicas que se requieran. Sin embargo, los aspectos económicos y de seguridad tienen un papel preponderante para la selección de la alternativa más adecuada.

Los métodos que destacan para el almacenamiento de hidrocarburos:

#### **Tanques Superficiales**

El almacenamiento de hidrocarburos en tanques había sido el único procedimiento en la industria petrolera de México. Su operación es relativamente sencilla, sin embargo como se vio en el capítulo anterior en el almacenamiento de crudo la inversión inicial es grande, especialmente cuando se almacena gas licuado.

Por otra parte este tipo de almacenamiento presenta altos riesgos de siniestros, por encontrarse en la superficie.

<sup>(1)</sup> Referencias al final, en la Bibliografía.

### **Yacimientos Agotados**

En otros países, como Estados Unidos, se han aprovechado los yacimientos agotados de gas, para almacenar fluidos en estado gaseoso, ya que tienen las características adecuadas en cuanto a volumen y sello. La presión de operación generalmente es mayor que la inicial del yacimiento.

En yacimientos de aceite agotados, es menor el volumen disponible debido al aceite residual que queda dentro del medio poroso. Por otra parte el gas inyectado absorbe componentes más pesados, presentes en el aceite, lo cual requiere de una planta adicional para su eliminación.

Las dos limitaciones para almacenar hidrocarburos en yacimientos agotados, de gas o aceite, son: (a) Su disponibilidad en una área de interés, (b) problemas de inyección y extracción si el producto por almacenar es líquido.

### **Acuíferos**

Es posible almacenar gas en acuíferos, que se localicen en estructuras rocosas cerradas. El gas se inyecta a presión con el fin de desplazar el agua, con lo cual se obtiene un sistema comprimido que puede explotarse como cualquier yacimiento de gas.

### **Cavernas minadas**

En este caso mediante procedimientos mineros se forma una caverna dentro de formaciones rocosas, que se caractericen por ser muy

compactas e impermeables como: lutitas, calizas o granitos. Debe tenerse cuidado de que no existan fracturas que propicien la fuga de los fluidos almacenados además de un nivel freático adecuado. En algunas ocasiones se aprovechan minas abandonadas para el almacenamiento, de aceite principalmente.

### **Cavidades en domos salinos**

Una alternativa adicional es almacenar hidrocarburos en cavidades desarrolladas en formaciones de sal. De manera simplificada, estas cavidades se obtienen inyectando agua dulce y recuperando agua salada. Obviamente su uso está limitado a la disponibilidad de estructuras salinas.

## **III.2.- Generación de los Domos Salinos**

Existen dos fuentes principales de sal como materia prima:

- la sal de evaporación de salinas artificiales o naturales
- la sal fósil o sal gema

La sal gema es una roca sedimentaria, depositada a partir del agua de mar, en condiciones geográficas y climáticas particulares en ciertas épocas de la historia geológica e inicialmente bajo forma de capas alternando con otros materiales. La forma estructural primaria es entonces una capa como cualesquiera otra roca sedimentaria.

Debido a sus propiedades mecánicas particulares, si se somete la sal a una presión y a una temperatura suficientes, se tiende a adoptar un comportamiento viscoso y a fluir.

Es por esto que al estar sometida a la presión geostática, tiende a trasladarse hacia las zonas de menor resistencia. Si no existen condiciones tectónicas desfavorables, el traslado sería hacia arriba. Este fenómeno, denominado halokinesis (este aspecto se discutirá en el capítulo V), es el que explica que la capa de sal adquiera la forma de domo o diapir, el cual en las fases finales de su evolución, llega a traspasar los sedimentos suprayacentes, y en ocasiones, aflorar en superficie.

Entre las formas que existen de las estructuras salinas, capa ó domo, pueden encontrarse numerosos estados intermedios, en función de la mayor o menor madurez del domo, o de las formas complejas que se derivan de los fenómenos tectónicos que hacen invertir los pliegues, las fallas y fenómenos de cizalladura o de acarreo.

### **III.3.-Principio del Almacenamiento en Cavidades en Domos Salinos <sup>(3)</sup>**

Un sistema de almacenamiento de hidrocarburos en cavidades salinas, consiste en la utilización de un volumen creado en forma artificial en un domo salino y repartido generalmente en varias cavidades que comunican con la superficie mediante un pozo revestido con una o más tuberías cementadas. En el caso de productos volátiles (presión de vapor baja), se recomienda el empleo de dos tuberías cementadas dentro de la estructura salina.

La creación de las cavidades se obtiene por disolución de la sal mediante la inyección de agua dulce.

Al final de la disolución, la cavidad se equipa de una tubería de explotación colocada al nivel más bajo de llenado.

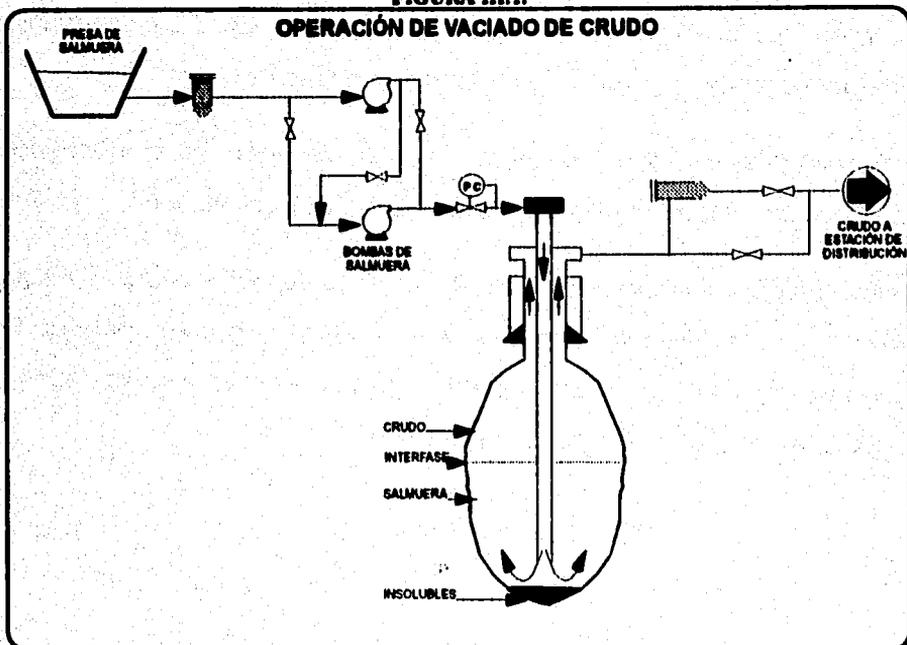
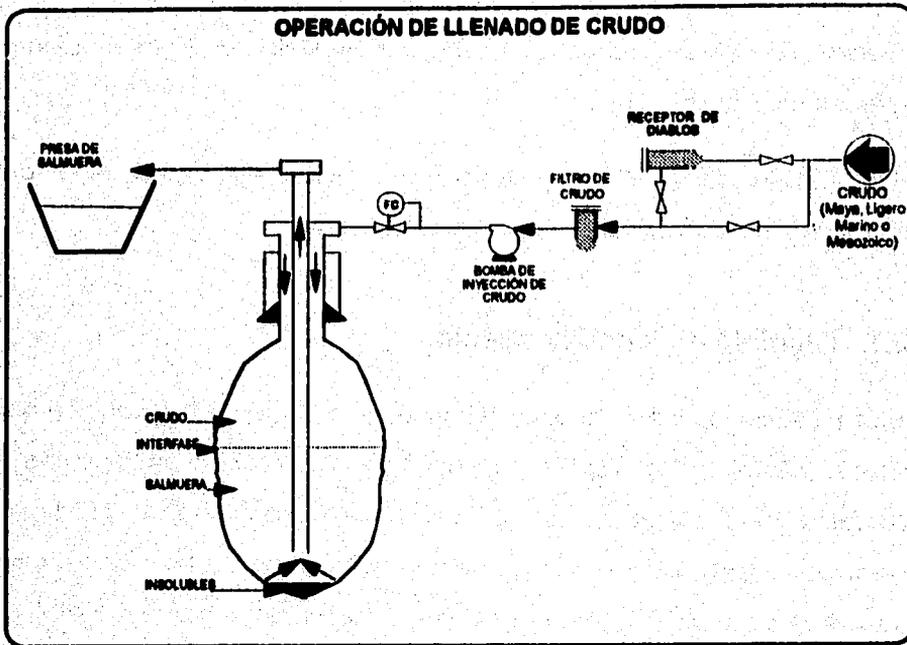
### **III.3.1.- Principio de funcionamiento.**

La utilización de este tipo de almacenamiento consiste en la inyección del producto (gas o crudo) desplazando la salmuera contenida en la cavidad. El vaciado de la cavidad se realiza por el desplazamiento del producto con salmuera (principio de compensación hidráulica), de tal manera que las cavidades están siempre llenas en fase líquida (salmuera o producto).

La inyección y el vaciado del producto se realizan por el espacio anular entre la tubería de explotación y la de revestimiento del pozo.

Los movimientos de salmuera necesarios para asegurar la compensación hidráulica se realizan por el interior de la tubería de explotación.

En el caso de productos volátiles, la diferencia entre la densidad de estos y la de la salmuera asegura el mantenimiento de presión en el cabezal del pozo a un valor superior al de la presión de vapor, lo cual impide que el producto se evapore (ver Figuras III.1. y III.2.).



### **III.4.-Particularidades sobre la Construcción de Cavidades en Formaciones Salinas <sup>(4)</sup>**

#### **III.4.1.- Lixiviación**

El principio fundamental de la disolución de la sal reside en el hecho de que una salmuera al contacto con la pared de una cavidad o pozo, es capaz de disolver sal, mientras no este saturada. Este criterio se ve fortalecido cuando se utiliza agua dulce como fluido de disolución; entonces a través de un pozo perforado y mediante la circulación de agua dulce se logra la disolución de la masa salina. A éste proceso se le denomina lixiviación.

#### **III.4.2.- Técnicas**

En el proceso de lixiviación básicamente se emplea una tubería de revestimiento cementada desde la superficie hasta por lo menos 50 m dentro de la estructura salina, así como dos tuberías concéntricas que se mantendrán colgadas con el objeto de establecer una circulación de agua dulce-salmuera a través de ellas mismas que pueden ser movidas durante el proceso, de acuerdo al programa previamente establecido.

Este proceso puede llevarse a cabo mediante dos técnicas :

##### **III.4.2.1.- Circulación Directa**

Consiste en inyectar el agua dulce por el interior de la tubería de menor diámetro, produciéndose la salmuera por el espacio anular entre las dos

### **III.3.2.- Concepto de estanqueidad.**

Se entiende por estanqueidad de una cavidad a la hermeticidad que debe tener esta para evitar cualquier filtración de los fluidos almacenados. La estanqueidad de una cavidad de almacenamiento está asegurada por la Impermeabilidad intrínseca de la sal, la cual resulta de su estructura cristalina.

A nivel del pozo, la impermeabilidad está asegurada por la tubería de revestimiento cementada. Esta propiedad se verifica con una prueba *in-situ* realizada antes y posteriormente de la fase de lixiviación con la prueba realizada al final de la disolución. En ambos casos, la presión de prueba es superior a la presión máxima de servicio durante la explotación, con esto se verifica la hermeticidad del almacenamiento.

La presión máxima de servicio se define en función de la profundidad del extremo inferior de la tubería (zapata) de revestimiento, cuya base, es la parte más débil de la cavidad. En este nivel es donde la diferencia de presión hidráulica con la presión geostática es más significativa, y por lo tanto, donde hay una mayor probabilidad de fracturar la sal si el gradiente de presión hidráulico es superior al gradiente de presión geostático.

Durante las diferentes fases, especialmente durante las operaciones de disolución y de explotación, la presión de la cavidad no debe sobrepasar la presión máxima de servicio establecida.

tuberías colgadas, según se muestra en el centro de la figura III.3. Teóricamente, mediante este método, la cavidad tiene un diámetro mayor en el fondo.

### III.4.2.2.- Circulación Inversa.

En este caso la inyección del agua dulce se lleva a cabo por el espacio anular entre las tuberías colgadas y la salmuera se recupera por el interior de la tubería de menor diámetro, obteniéndose una cavidad de la forma mostrada en el lado derecho de la figura III.3.

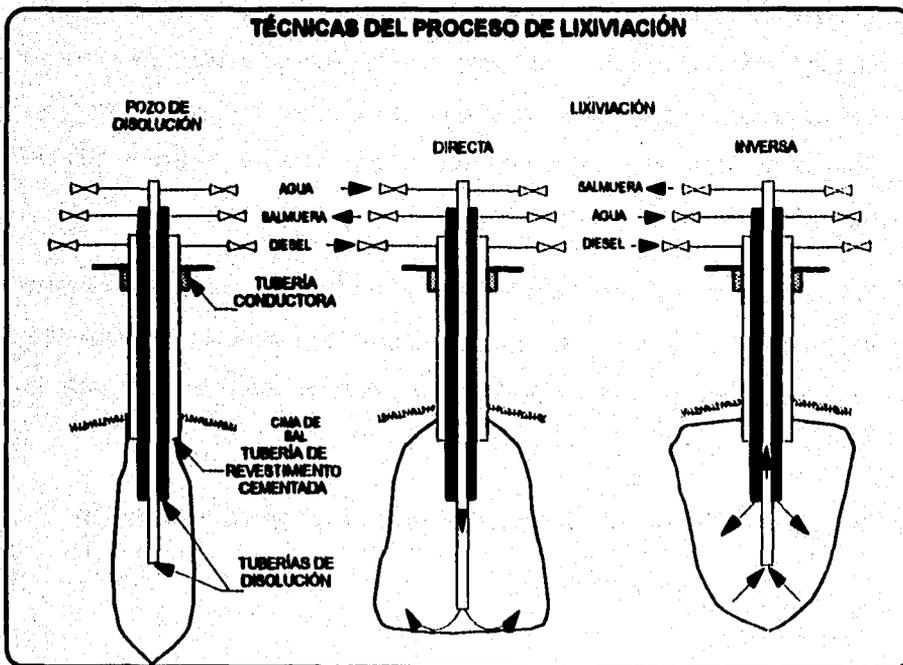


FIGURA III.3.

En ambas técnicas, es necesario mantener un sello de fluido inerte (diesel, kerosene ó crudo) en el espacio anular entre la última T. R. cementada y la tubería colgada de mayor diámetro para controlar la lixiviación en el intervalo programado, evitando así lixiviar las zonas superiores.

### **III.4.3.- Fases.**

El desarrollo de una cavidad se planea en tres fases principales las cuales se describen a continuación:

a) *Generación del receptáculo de insolubles* : En primera instancia se debe formar un receptáculo para almacenar los sólidos de la masa salina que no se logran disolver con el agua dulce y que se precipitan al fondo de la cavidad reduciendo el volumen útil de almacenamiento.

El volumen del receptáculo dependerá del contenido de insolubles existentes en la masa salina, previamente estimado a partir del análisis de los registros geofísicos y núcleos tomados durante la perforación del pozo.

Para el cálculo de este volumen se emplea la siguiente relación :

$$\%INS (B+V) f = B$$

donde:

B : Volumen del receptáculo de insolubles,

% INS : Porcentaje máximo de insolubles en el intervalo de sal a lixiviar.

V : Volumen programado para la cavidad.

f : Coeficiente de aumento de volumen de los insolubles.

De acuerdo con la experiencia obtenida en ensayos de laboratorio, se ha observado que el coeficiente " f " tiene un valor de 2.

Para proceder a la formación del receptáculo de insolubles, se ubica la zapata de la tubería de disolución de menor diámetro hasta la profundidad máxima alcanzada con la perforación del pozo y la zapata de la tubería colgada de mayor diámetro a una distancia del fondo igual a la altura del receptáculo. (ver figura III.4.). El espacio anular entre esta tubería y la última T. R. cementada se llena con un fluido inerte, como diesel o kerosena.

Generalmente la técnica de lixiviación empleada es en esta etapa circulación directa.

b) *Generación del cuerpo de la cavidad* : Una vez concluido el receptáculo de insolubles se inicia el desarrollo del cuerpo, lo cual se lleva a cabo mediante una secuencia de etapas de lixiviación. En cada una de las cuales se levanta el aparejo de tuberías colgadas y se disuelve la sal hasta obtener un diámetro programado, como se muestra en la figura III.4.

Es en esta fase donde se disuelve la mayor parte del volumen programado para la cavidad.

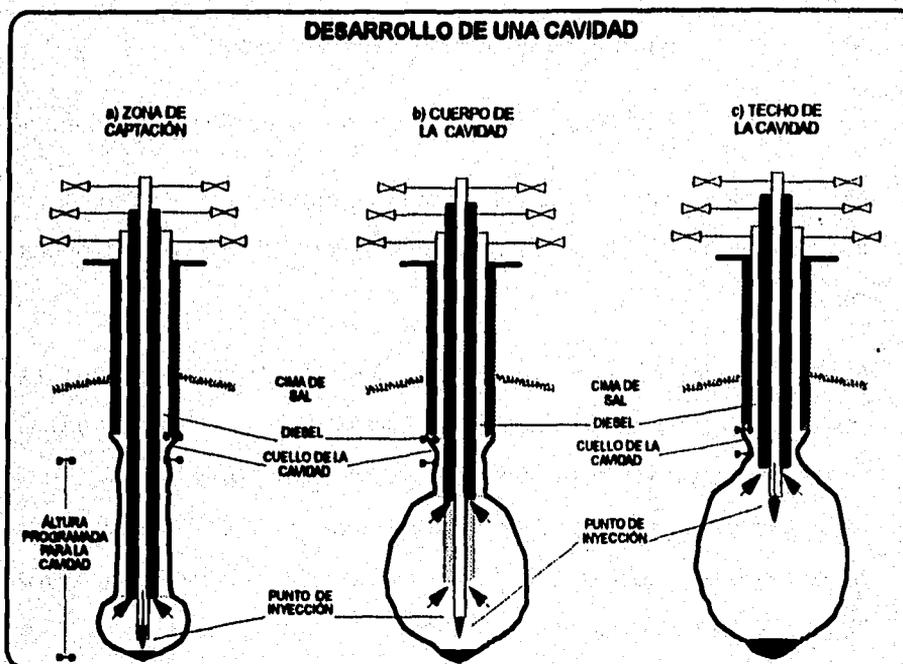


FIGURA III.4.

c) *Generación del techo de la cavidad* : Algunos autores consideran que el desarrollo del techo forma parte del cuerpo de la cavidad, sin embargo aquí se considera aparte, pues en esta fase es donde se conformará la zona con mayor concentración de esfuerzos. Por lo que su forma es importante para asegurar la estabilidad de la cavidad. En general se ha determinado que la forma cónica es la más adecuada para este propósito. Para el desarrollo de esta fase, se procede a levantar el aparejo de las tuberías de disolución y combinando circulación directa e inversa para ajustar a la forma deseada. Es conveniente limitar la influencia de la lixiviación con un control estricto de la interfase diesel-salmuera, para evitar la disolución en el cuello de la cavidad.

### **III.4.4.- Registro Sonar <sup>(3)</sup>**

Con el objeto de vigilar la forma y el volumen de la cavidad, es necesario tomar registros mediante el empleo del sistema denominado "Sonar de Calibración" (ver figura III.5.) que es un registro geofísico que permite obtener la forma, dimensión y volumen de dicha cavidad. Se basa en el principio del sonar, esto es, emite impulsos ultrasónicos que son reflejados por las paredes de las cavidades, y ya en forma de ecos son detectados al regresar a la herramienta de medición. Contando el tiempo que transcurre desde la emisión de un impulso hasta la detección de su respectivo eco, y conociendo la velocidad de propagación del sonido en el medio que llena la cavidad - en este caso salmuera -, el equipo puede determinar la distancia al punto de la pared de la cavidad que produjo el eco.

La sonda del registro sonar se compone de las siguientes partes:

1. Cabeza de medición
2. Parte estabilizadora
3. Parte electrónica
4. Parte mecánica
5. Cabeza de medición

Esta herramienta resulta trascendental en el control de fondo de las cavidades, ya sea durante su construcción como en su etapa de explotación.

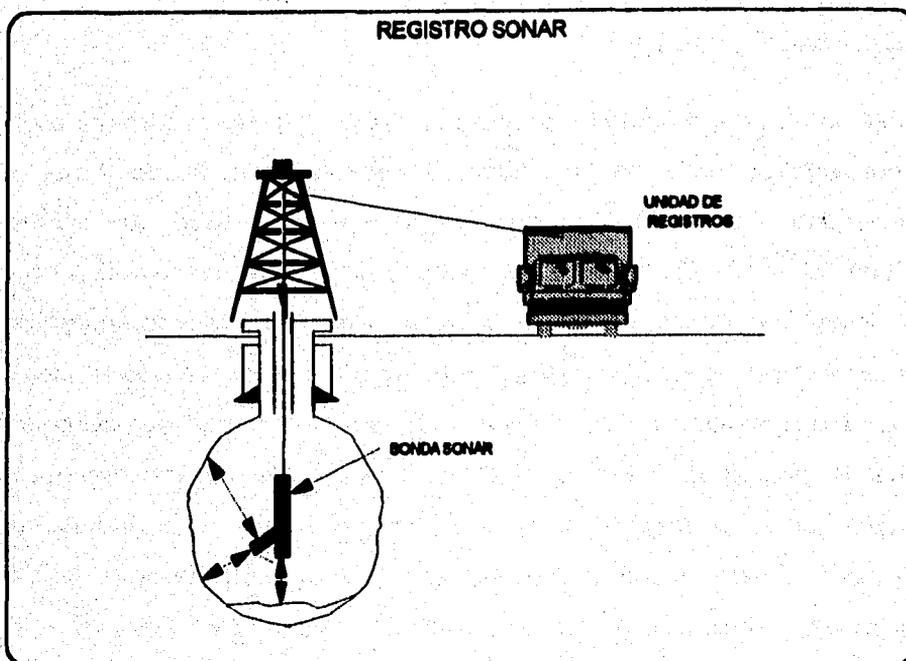


FIGURA III.5.

### III.4.5.- Mecanismo de disolución

El problema de predecir y explicar la forma de la cavidad y la concentración de la salmuera, durante el desarrollo de una cavidad, ha sido estudiado durante varios años. Sin embargo, la experiencia ha demostrado que cada caso es particular y un modelo para este objetivo no puede aún generalizarse.

En este punto abordaremos solamente la teoría del mecanismo de disolución sin profundizar en algún programa de computación que se haya diseñado para predecir la forma de la cavidad, pues hasta el momento no se ha probado la confiabilidad de ningún modelo de computación.

A partir de ensayos de laboratorio, empleando bloques de sal, se han

obtenido relaciones capaces de predecir la forma de una cavidad y la concentración de la salmuera recuperada, como una función del tiempo y otras variables, entre las que se pueden citar las siguientes:

- Posición de las tuberías de disolución y del sello de fluido Inerte.
- Gasto de inyección
- Altura de la sal expuesta a la lixiviación
- Composición de la sal en el domo salino.

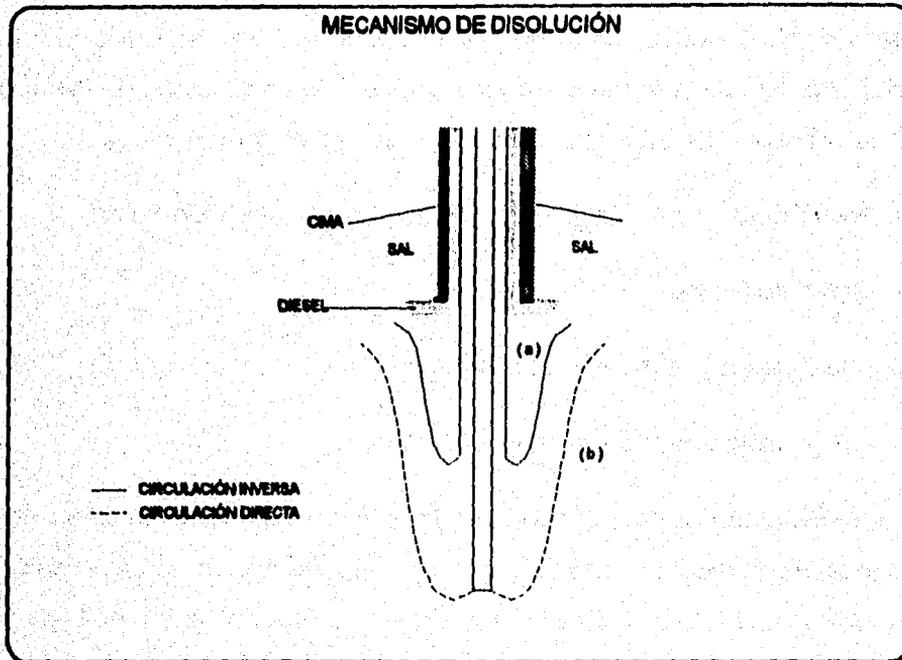
La determinación de los probables regímenes de flujo, para las diferentes técnicas de inyección (circulación directa y circulación inversa), están basados en un radio crítico de la cavidad ( $r_c$ ), que es calculado en base al número de Reynolds a gasto constante, como se puede observar en la figura III.6. En la zona (a) existe convección libre turbulenta y en la zona (b) son aplicables las siguientes condiciones:

$r < r_c$             flujo turbulento

$r > r_c$             flujo laminar

$r \gg r_c$            flujo tapón

En cualquier caso, el régimen de flujo es función del tiempo, debido a que "r" y por consiguiente el área de flujo, dependen del tiempo.



La disolución de la masa salina se lleva a cabo mediante un balance de transferencia de masa entre el agua de inyección y la salmuera existente. La forma de la cavidad y la velocidad de disolución pueden ser atribuidas al perfil de salinidad que existe y no directamente a la velocidad del flujo dentro de la cavidad, siempre y cuando la densidad del agua de disolución sea constante. Si se inyecta a bajos gastos, el agua no será capaz de llevar la sal a la superficie tan rápidamente como se vaya disolviendo.

Al incrementarse la salinidad en la cavidad, disminuye la velocidad de disolución hasta que es alcanzado un equilibrio. En este punto, probablemente el agua tendrá una menor salinidad hacia la cima por efectos de convección libre. Si el gasto de inyección fuera incrementado, resultaría un nuevo equilibrio de saturación, el cual ocasionaría que la sal

se disolviera más rápidamente.

Sin embargo, el límite superior para la velocidad de disolución de la sal, es la velocidad a la cual se disuelve en el agua dulce bajo la influencia de la transferencia convectiva y difusional de la masa.

Finalmente, cuando la cavidad es bastante amplia, los efectos del agua dulce sobre las paredes de esta son pequeños, en esta etapa coexisten dos sistemas distintos de transferencia de masa en la cavidad, primero el arrastre de la salmuera dentro de la cavidad por la elevación del agua dulce a este tipo de transferencia de masa se le conoce como efecto de penacho, y segundo, la disolución de la sal a lo largo de las paredes de la cavidad y la transferencia de la sal en la corriente de salmuera, denominada transferencia convectiva.

#### **III.4.6.- Forma de la cavidad.**

En el diseño del almacenamiento, lo primero que hay que calcular es el número de cavidades necesarias, es decir el volumen por cavidad, pues la base principal de diseño para el sistema es la del volumen total a almacenar. Posteriormente se considerara la geometría o forma de estas.

La forma ideal, desde el punto de vista de estabilidad mecánica, es la de una esfera, sin embargo muy pocas veces se obtiene dicha forma. Se prefiere construir cavidades relativamente altas, que se asemejen a unos cilindros (para un diámetro dado, es lo que permite almacenar el volumen más grande sobre una superficie de terreno dada).

Por razones de estabilidad mecánica, las cavidades se tienen que conservar llenas de fluido ya sea crudo o salmuera.

Al desplazar el crudo utilizando salmuera, la presión en las paredes de la cavidad será por lo menos igual a la presión equivalente a una columna de salmuera desde la superficie.

La salmuera de explotación se almacena generalmente en grandes presas a cielo abierto, por lo tanto estará expuesta a evaporaciones y precipitaciones, por este motivo cuando se reemplaza crudo por salmuera esta no se encuentra saturada, por lo tanto, los movimientos para extraer el crudo provocarán una lixiviación adicional, en función de:

- la concentración de la salmuera
- la frecuencia de los movimientos

El crecimiento provocado por la explotación de la cavidad no se repartirá de la misma manera según la altura de la cavidad.

De acuerdo a los estudios realizados al respecto, se considera que más del 60% del aumento de volumen se produce en el 20 % de la parte inferior de la cavidad (entorno a la zapata de la tubería de explotación).

De tal forma que una cavidad originalmente cilíndrica, al cabo de "n" movimientos verá afectada su forma al ensancharse principalmente en su base.

Considerando lo anterior, es recomendable planear para la cavidad una forma cónica ó troncocónica invertida para que la evolución del crecimiento

de la cavidad, por la explotación con salmuera no saturada, no afecte la vida útil programada para el almacenamiento.

### **III.4.7.- Selección del Sitio.**

Una parte primordial en el desarrollo del proyecto es aquélla que se refiere a la selección del sitio, ya que este debe cumplir con ciertos requisitos, mismos que se describen a continuación:

a) *Profundidad.*- La profundidad mínima para el desarrollo de la cavidad se determina en base a la presión del producto por almacenar, la cual no debe ser mayor al gradiente de fractura de la formación salina. La Asociación Americana de Gas de los Estados Unidos ha establecido un gradiente de 0.8 lb/pg<sup>2</sup>/pie como gradiente de fractura para la sal.

En cuanto al límite máximo, debe tomarse en cuenta que la sal se comporta como un fluido plástico a medida que la profundidad crece. Normalmente las cavidades no son diseñadas para profundidades mayores de 1,800 m. (6,000 pies), a fin de evitar se cierren y/o las tuberías sean atrapadas.

Tomando en base lo anterior se considera que el intervalo adecuado para desarrollar una cavidad debe estar comprendido entre 300 y 1,800 m. de profundidad.

b) *Zapata de la tubería cementada.*- La longitud mínima de la cima o techo de la sal a la zapata de la tubería de revestimiento cementada será de 50 m.

- c) *Sello.*- Se ubicará en el techo de la cavidad, cubriendo totalmente el cuello de la cavidad (aproximadamente a 30 m de la zapata de la tubería de revestimiento cementada. Si existe un espesor suficiente de sal, se tomará en cuenta una longitud de 50 m.
- d) *Espesor.*- El espesor de la formación dependerá del volumen que se quiera almacenar y el diámetro máximo de las cavidades. Por ejemplo, la Western Underground Contractors LTD (WUCLTD), acostumbra trabajar con un diámetro de cavidad de 55 m y 250 m de altura, y según los Incisos b) y c) se debe considerar un espesor de seguridad arriba de la cavidad de 80 m. A esto debe agregarse también, un espesor de seguridad abajo de la cavidad de 100 m; por lo tanto el espesor mínimo, para este ejemplo deberá ser de 430 m.
- e) *Calidad de la sal.*- Debido a que la sal con potasio tiene características mecánicas menores y que es más difícil controlar la lixiviación en sal potásica o magnésica que en sal pura, se debe elegir el intervalo que tenga el menor contenido de potasio.
- f) *Contenido de insolubles.*- Debido a que la sal con insolubles en capas produce mayores problemas de inestabilidad y más movimientos de la tubería que la sal pura, y que la sal con insolubles difusos induce una disminución del volumen útil, provocando así un incremento financiero, se debe elegir la sal que tenga el menor contenido de insolubles. De acuerdo con la experiencia que se tiene en este tipo de almacenamientos es recomendable fijar un 5 % de material insoluble, en promedio, para que el volumen útil de la

cavidad no se reduzca notablemente.

Con objeto de no tener problemas de derrumbe y controlar de mejor manera la forma de la cavidad, es recomendable evitar la presencia de intercalaciones de arcilla y anhidrita.

**g) Suministro de agua.-** Para disolver la sal, se inyecta agua dulce a gastos del orden de 200 m<sup>3</sup>/hora/cavidad o mayores, por lo que es necesario contar con una fuente de abastecimiento capaz de suministrar los volúmenes requeridos, este puede ser un río o un acuífero.

**h) Disponibilidad de Salmuera.-** Durante el desarrollo de una cavidad se estará produciendo salmuera a gastos del orden de 90 m<sup>3</sup>/hr, dependiendo del gasto de inyección de agua, por lo que es indispensable disponer de medios para depositar esos volúmenes de agua salada, para evitar contaminación ambiental.

La salmuera podrá inyectarse a formaciones porosas de alta permeabilidad, arrojarse al mar o bien venderla a alguna planta donde se recupere la sal para su uso.

**i) Localización de los Centros de producción, de Consumo y de Distribución del Producto.-** Con el fin de tener un transporte rápido y barato del producto por almacenar, es importante localizar los pozos para crear las cavidades en una área cercana a los centros de distribución, de producción y de consumo.



## **BASES DE DISEÑO PARA LA CREACIÓN DE CAVIDADES**

---

### **IV.1.- Parámetros necesarios para la definición de las Bases de Diseño <sup>(1)</sup>**

**P**ara determinar las dimensiones del sistema es necesario contar con información básica que permita establecer los criterios de la concepción del almacenamiento.

#### **IV.1.1.- Capacidad de Almacenamiento**

Fijar la capacidad de almacenamiento, depende del objetivo para el que se construye el almacenamiento. Preferentemente se considera un criterio logístico, como por ejemplo, satisfacer los compromisos de exportación durante los períodos de mal tiempo que se presenten en las zonas productoras.

#### **IV.1.2.- Flujos de llenado y vaciado**

Los flujos de entrada y salida de crudo al sistema de cavidades se establecen en base al flujo de crudo que determine la logística del sistema y que generalmente determina el mismo volumen para el llenado y vaciado del sistema.

<sup>(1)</sup> Referencias al final, en la Bibliografía.

### **IV.1.3.- Número de cavidades y pozos de explotación por cavidad**

Para la creación de cavidades existen los siguientes procedimientos:

- **Fracturación entre pozos**
- **Caverna aislada**
  - con un solo pozo
  - con varios pozos

La fracturación entre pozos consiste básicamente en crear una fractura en la sal entre dos pozos. Entonces la lixiviación se empieza empleando uno de los pozos como pozo de inyección de agua y el otro como pozo para la recuperación de salmuera, sin embargo, esta técnica provoca derrumbes de terreno además de que es difícil controlar la forma de la excavación.

La caverna aislada con varios pozos es más rápida, si se pretende obtener un volumen inicial rápido, pero el control de la forma se restringe y la formación de irregularidades es frecuente durante el desarrollo de la disolución.

Es recomendable que la construcción de las cavidades se lleve a cabo por medio de un arreglo de una cavidad aislada por un solo pozo ya que este método promueve una configuración más simétrica y estable.

El número de cavidades (igual al número de pozos), depende del flujo total que el sistema debe recibir (Flujos de llenado y vaciado), así como la capacidad de bombeo a cada cavidad, es decir:

$$\text{Número de cavidades} = \frac{\text{Flujo al sistema de almacenamiento}}{\text{Flujo a cada cavidad}}$$

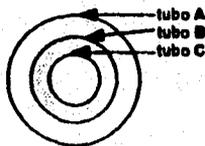
#### **IV.1.4.- Tamaño del aparejo de tuberías**

Los diámetros del aparejo se eligen en función de que:

- a) Sean de fabricación nominal
- b) Sean utilizados comúnmente en actividades petroleras
- c) La tubería satisfaga las cargas presentadas (colapso, presión interna, tensión, etc.)
- d) Las velocidades manejadas de los fluidos no sean considerables
- e) Sean capaces de manejar los flujos solicitados, sin generar caídas de presión por fricción considerables.

Aunado a lo anterior es necesario considerar las siguientes condiciones de operación:

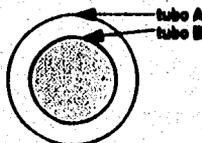
- 1) Durante la lixiviación se emplean 3 tubos concéntricos (A, B y C):



La tubería C y el anular formado entre los tubos B y C permitirán introducir o extraer agua y salmuera, cuando se lleve a cabo la lixiviación directa o inversa.

El anular formado entre los tubos A y B, tendrá la función de manejar el fluido inerte que se utilice como sello.

- 2) Durante la etapa de explotación, sólo existen dos tuberías concéntricas, eliminándose el tubo de menor diámetro utilizado en la lixiviación (tubo C).



- 3) Los tubos A y B no serán reemplazados, siendo exactamente los mismos que los utilizados para crear la cavidad, por lo que la tubería deberá escogerse para dar servicio en la lixiviación y, posteriormente en la etapa de explotación.

Para calcular las velocidades en el aparejo de tuberías elegido se aplicara:



Para la T. R.:

$$v = \frac{Q_{prom}}{A_1} \quad (IV.1.)$$

Para el anular:

$$v = \frac{Q_{prom}}{A_2} \quad (IV.2.)$$

Para definir el flujo máximo recomendado es necesario considerar el concepto de presión máxima permisible en la zapata de la tubería cementada en la sal, que será explicado más adelante.

#### **IV.1.5.- Tipo de fluidos a manejar**

Es necesario conocer las características de los fluidos que intervienen en el proceso de lixiviación y explotación (agua, salmuera, fluido del sello y el crudo a almacenar), ya que de ellos depende el tipo de equipo a utilizar.

Las principales características, para cada fluido, que se deben conocer son:

- Agua (para disolución de la sal)

Temperatura

pH

Turbiedad

Salinidad

Oxígeno disuelto

Sólidos sedimentables

Sólidos disueltos

Sólidos suspendidos

Sólidos totales

- **Salmuera (de desecho)**

Salinidad

Sólidos suspendidos

Densidad

Viscosidad

- **Fluido de Sello**

Temperatura de inflamación

Temperatura de congelación

Peso específico

Viscosidad

Azufre total

Carbón Ramsbottom

Agua y sedimento

Temp. inicial de ebullición

Temp. final de ebullición

**Poder calorífico neto**

**- Crudo**

**Composición %Mol:**

**Agua**

**Ácido sulfhídrico**

**Dióxido de Carbono**

**Metano**

**Etano**

**Propano**

**i-Butano**

**n-Butano**

**Pentano**

**Hexanos(+)**

**Peso molecular medio**

**Densidad relativa**

**Viscosidad**

**Densidad API**

**- Salmuera de Desplazamiento**

Salinidad

Sólidos suspendidos

Densidad

Viscosidad

#### **IV.1.6.- Fuentes de suministro y características del agua de disolución**

Es conveniente realizar un estudio aparte, con el propósito de analizar las diferentes alternativas para el suministro del agua dulce necesaria para llevar a cabo la lixiviación de las cavidades.

Dicho estudio deberá contemplar un análisis técnico-económico de cada alternativa que exista.

Las bases consideradas en ese estudio deben ser las siguientes:

- Número de cavidades a formar
- Localización
- Capacidad por cavidad
- Capacidad total de almacenamiento
- Formación de cavidades simultáneamente
- Tiempo de formación por cavidad

- Tuberías del aparejo de disolución
- Profundidad de las cavernas
- Distribución geográfica
- Flujo de agua para disolución

Para determinar el flujo de agua y salmuera a manejar con el aparejo considerado, deberá de calcularse las pérdidas de presión y de velocidad en función del flujo a manejar.

A partir de esto podrán obtenerse los resultados que conlleven a avalar o no el ritmo de disolución o en su caso modificar el aparejo de tuberías.

De acuerdo con el análisis de la hidráulica del sistema se podrá determinar el tiempo de lixiviación aproximado, que estará en función de la relación de solubilidad, es decir el volumen de agua dulce necesaria para disolver un volumen de sal unitario.

Una vez determinado el flujo requerido por cavidad y tomando en cuenta el número de cavidades a formar simultáneamente se estimará el volumen de agua dulce requerido.

A continuación deberá encontrarse una fuente de suministro capaz de proporcionar el flujo de agua requerido, con el único requisito de que su concentración de sales sea menor a la de saturación.

Las alternativas que pueden existir para las fuentes de suministro son, por ejemplo:

- un río
- pozos artesianos ó
- acueductos cercanos.

En la tabla IV.1. se muestra en forma cualitativa algunas ventajas y desventajas de las alternativas mencionadas.

**Tabla IV.1.**  
**ALTERNATIVAS DE SUMINISTRO DE AGUA DULCE PARA LIXIVIACIÓN**

ALTERNATIVA	VENTAJAS	DESVENTAJAS
Agua de Río	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Disponibilidad prácticamente limitada</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Requiere instalaciones para enlazar la ribera del río con el destino</li> <li>- Requiere un acondicionamiento más drástico en época de lluvia por avenidas de sólidos en suspensión.</li> </ul>
Agua de pozos artesianos	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Acondicionamiento mínimo por tener mejor calidad de agua</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Disponibilidad limitada al agua de pozos</li> <li>- Requiere de acuíferos subterráneos de gran capacidad</li> <li>- Requiere de perforación de pozos para captación de agua</li> </ul>
Agua de acueducto	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Disponibilidad suficiente</li> <li>- Agua con un tratamiento primario previo a su destino</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Disponibilidad limitada a el sobrante de la capacidad de demanda del acueducto</li> <li>- Sistema supeditado a una fuente destinada a otro uso</li> <li>- Debe encontrarse a una distancia mínima al destino</li> </ul>

#### **IV.1.7.- Disposición de salmuera de lixiviación.**

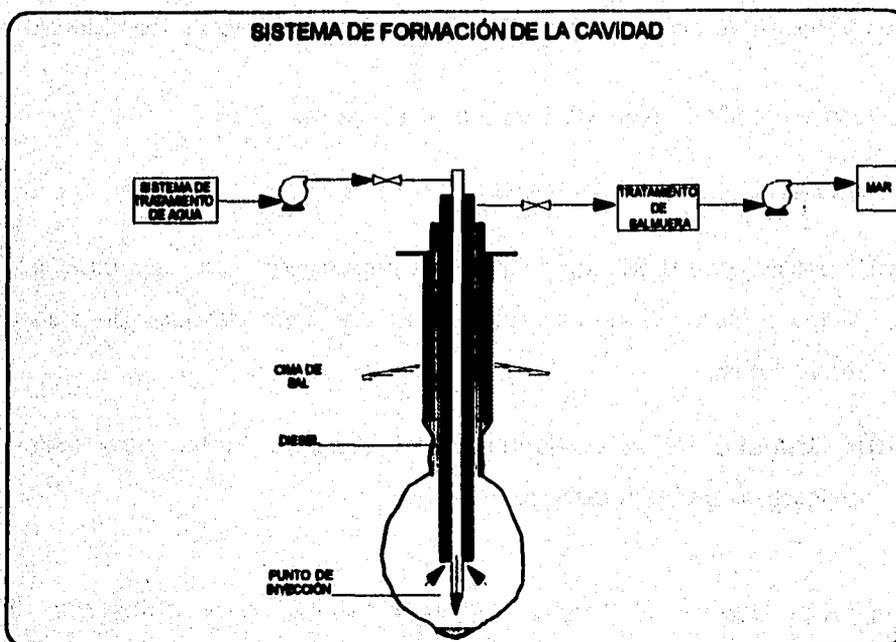
Para el desecho de la salmuera deberán de analizarse las alternativas con que se cuente. Generalmente pueden existir alguna de las siguientes alternativas:

- a) Desechar la salmuera al mar, mediante un ducto que entrara a éste, hasta encontrar una corriente lo suficientemente grande para disolverla o dispersarla sin producir daños ecológicos.
- b) Almacenar la salmuera en cuencas naturales y a largo plazo desecharla a un río.
- c) Desecharla directamente a un río.

De estas alternativas, la (c), no es posible que cumpla con los requisitos de prevención de contaminación ambiental.

La alternativa (b), aunque tal vez más económica, tiene un alto riesgo de desbordamiento de cuencas causado por la precipitación pluvial, con la consiguiente contaminación de los terrenos circunvecinos.

Entonces la opción (a) es cualitativamente la más apropiada, pues los riesgos para la ecología son mínimos. Para esta alternativa se muestra un esquema del sistema requerido en la figura IV.1.



Esta conclusión se apoya en los resultados de investigaciones realizadas tanto en Estados Unidos de América, durante la construcción de su reserva estratégica, en un sistema similar al descrito, y en el sistema de Tuzandepell, en los cuales se desecho salmuera al Golfo de México.

#### **IV.1.8.- Frecuencia de las operaciones de llenado y vaciado del crudo.**

Es importante definir el número de operaciones por año, ya que de este punto estará en función el cálculo de la vida útil de la cavidad. Cabe recordar que la salmuera que se emplea para estas operaciones se encuentra, antes del vaciado, contenida en presas y expuesta a las condiciones climatológicas del lugar.

Para definir el número de operaciones por año es necesario considerar:

- a) Las estadísticas de períodos de mal tiempo en el año
- b) Un período de vida útil mínimo
- c) El balance de precipitación pluvial- evaporación solar, que marcará el porcentaje de crecimiento de la cavidad, después de cada movimiento.
- d) El diámetro de la cavidad no debe crecer tanto, para evitar problemas de inestabilidad.

Con estos datos será posible recomendar los movimientos por año sabiendo de antemano el porcentaje de volumen que la cavidad crecerá con tales movimientos.

Para estimar el volumen de almacenamiento de la cavidad, después de n movimientos, se emplea la siguiente fórmula:

$$V_n = V_o \left( 1 + \frac{\% \text{ crecimiento}}{100} \right)^n \quad (\text{IV.3.})$$

donde:

n : número de movimientos.

V<sub>n</sub> : Volumen de la cavidad después de n movimientos.

V<sub>o</sub> : Volumen de la cavidad inicial.

% : porcentaje de volumen.

#### **IV.1.9.- Almacenamiento de salmuera de explotación.**

Al final de la lixiviación, las cavidades permanecen llenas de salmuera. Esta salmuera se desplaza a la superficie al iniciar el almacenamiento de crudo, conectándola con las presas de salmuera.

Para la localización de las presas, se debe de aprovechar las características naturales del terreno, para el almacenamiento de los volúmenes de salmuera, minimizando los movimientos de tierra y utilizando la adecuada permeabilidad del suelo.

El diseño de una presa de salmuera requiere de un amplio conocimiento de mecánica de suelos, ingeniería civil, geología, etc., por lo que en este punto se mencionaran las principales características de una obra de esta magnitud.

##### **IV.1.9.1.- Parámetros de definición de una presa**

Los parámetros de definición son:

- a) El volumen.- Es teóricamente igual al volumen de disolución, sin embargo habrá que considerar a su vez:
- la evaporación en el embalse
  - el caudal residual de infiltración
  - la disolución al agua meteórica

**b) Cantidad de presas.-** Esta depende de:

- el programa de desarrollo de las cavernas
- la localización de las cavernas sobre el domo
- de las posibilidades topográficas, geotécnicas y de la compra de los terrenos.

**c) Localizaciones posibles.-** Dos tipos de localizaciones son posibles: en una meseta o planicie y en una cuenca. En la tabla IV.2. se indican las ventajas y desventajas de estas opciones.

**TABLA IV.2**

**OPCIONES PARA LA LOCALIZACIÓN DE LAS PRESAS DE SALMUERA**

<b>ALTERNATIVA</b>	<b>VENTAJAS</b>	<b>DESVENTAJAS</b>
<b>MESETA O PLANICIE</b>	<ul style="list-style-type: none"><li>- Un suelo de embalse homogéneo</li><li>- Una extensión "infinita" con relación a las dimensiones del proyecto</li><li>- Un fácil acceso</li><li>- La superficie del suelo puede servir de material de construcción de las presas</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>- Una superficie importante, por lo que el precio de los terrenos es elevado</li><li>- El largo de la presa es muy importante por lo que el costo es elevado si hay que hacer un tratamiento a los suelos superficiales</li><li>- Una protección anti-oleaje pues el sitio está expuesto a los vientos</li></ul>

TABLA IV.2 (continuación)

**OPCIONES PARA LA LOCALIZACIÓN DE LAS PRESAS DE SALMUERA**

ALTERNATIVA	VENTAJAS	DESVENTAJAS
	<ul style="list-style-type: none"><li>- Un proyecto con presa de poca altura tendrá fácil construcción y alta seguridad</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>- Un volumen de retención y por lo tanto de salmuera, así como de disolución mas importante debido a la evaporación.</li></ul>
CUENCA	<ul style="list-style-type: none"><li>- Un volumen mas concentrado que evita los inconvenientes que se enumeran para la MESETA O PLANICIE</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>- El riesgo de terrenos heterogéneos en el perfil de la cuenca (si hay una cuenca es que la erosión de los terrenos es mas grande que en otras partes y por lo tanto los riesgos de zonas de fallas, de fracturas, etc. son mas grandes y existen posibilidades de pérdidas</li><li>- El riesgo de no estar próximos a los yacimientos de materiales para la represa.</li><li>- La necesidad de construir una represa alla con una técnica mas compleja y un costo mas elevado.</li></ul>

d) Formas de explotación.- Los siguientes parámetros tienen que ser tomados en cuenta:

- Ensanche o no de las cavidades en el curso de la explotación
- Utilización del excedente de salmuera si hay (desechar o vender)
- Compensación de los déficits si hay

#### **IV.1.9.2.- Estanquidad de la presa**

La estanquidad de la presa puede ser natural, provocada o artificial:

1. Natural.- En el caso de una planicie con depósito superficial de limo o de arcilla suficientemente impermeable, por lo que la infiltración es mínima.
2. Provocada.- Es necesario generar una costra de sal impermeable mediante la evaporación rápida en un clima preferentemente tropical. Existe el riesgo de su ruptura en el período de vaciado, es decir cuando las retenciones están vacías y coincide con un temporal de lluvias importantes.
3. Artificial.- Láminas sintéticas pueden ser extendidas en el fondo de la presa. Los riesgos de ruptura de estas láminas y por lo tanto de filtraciones importantes, son:

a) Cizalladura en las zonas de asentamiento diferencial importante:

- transición obra hormigón-obra en tierra
- transición roca calcárea-depósito arenoso o de limo

b) Tracción por presión hidrostática debajo de la lámina y formación de relieves. En ambos casos los riesgos pueden ser eliminados con la colocación de una capa de drenaje subyacente igualando los asentamientos o las presiones.

#### **IV.1.9.3.- Proyecto**

El diseño de las presas requiere de una concepción óptima para elaborar un perfil tipo que contemple los siguientes aspectos:

- Terrenos
- Materiales disponibles
- Drenaje
- Protección a taludes
- Obras de evacuación.

Así una vez definidos los parámetros citados, el proyectista de la obra deberá:

- localizar los emplazamientos posibles
- definir la calidad de la obra para plantear el proyecto

- definir la cantidad de trabajo para poder establecer un contrato de Ingeniería acorde con el programa de desarrollo de las cavidades.

En una siguiente etapa se procederá al reconocimiento de las retenciones, esto se lleva cabo generalmente en tres fases:

#### 1. Primera fase: localización

- cartografía de la superficie
- reunir la historia de las obras similares ya realizadas en la región
- anteproyecto
- programa de reconocimiento preliminar
- geotecnia

#### 2. Segunda fase: Reconocimiento preliminar

- sondeo o pozos sencillos en los puntos estratégicos de la obra
- pruebas para cuantificar el anteproyecto
- reajuste del anteproyecto
- implantación de las obras
- programa de reconocimiento principal

#### 3. Tercera fase: concepción

- definición de los parámetros de cálculo
- cálculo del proyecto
- definición de las Incertidumbres

En adición a estas fases, pero no menos importantes, se deberán de realizar estudios sobre el reconocimiento del embalse de las presas a través de sondeos y pozos, ensayos petrofísicos y químicos, ensayos de permeabilidad y ensayos mecánicos.

#### **IV.1.10.- Localización del domo salino.**

Uno de los factores que más influyen en la localización del Sistema, es la cercanía relativa a los centros de consumo y sistemas de transmisión.

Para la determinación de la localización del domo salino, se requiere de una exploración que se realiza por métodos geofísicos.

Las finalidades de la fase exploratoria son:

**a) Definir la calidad**

- de la sal
- de las capas suprayacentes

**b) Conocer las propiedades de la sal (para almacenamiento y/o comercialización)**

**c) Definir la posición de la cavidad.**

Durante la perforación del pozo exploratorio, es necesario recabar la mayor cantidad de información posible, para caracterizar lo mejor posible al domo salino, procurando encontrar un espesor de sal adecuado que reúna las condiciones deseadas.

En el intervalo elegido, la sal debe tener un contenido máximo de insolubles de 5%, así como un contenido máximo de sales más solubles que el cloruro de sodio de 15%, las cuales deben estar presentes en forma diseminada, evitando en lo posible las capas, que podrían relocalizarse y ocasionar problemas de inestabilidad.

La profundidad mínima para el desarrollo de la cavidad se determina en base a la presión del producto por almacenar, que no debe ser mayor a la presión, a la cual se fractura la formación salina.

Para determinar la profundidad máxima debe tomarse en cuenta que la sal se comporta como un fluido plástico (no sigue la ley de Newton), a medida que la profundidad crece, y por lo tanto, las deformaciones no son proporcionales a los esfuerzos aplicados. Normalmente las cavidades no se diseñan para profundidades mayores a 1800 m a fin de evitar que estas se cierren y/o las tuberías sean atrapadas.

Cuando se tienen varias cavidades vecinas, debe existir un pilar de sal de un espesor mínimo recomendado, capaz de amortiguar los esfuerzos que se generen en las cavidades y no interfieran entre sí, y así evitar que se derrumbe dicho pilar y provocar una comunicación entre cavidades.

En la figura IV.2. puede observarse la distancia mínima que debe existir entre los ejes de dos cavidades vecinas.

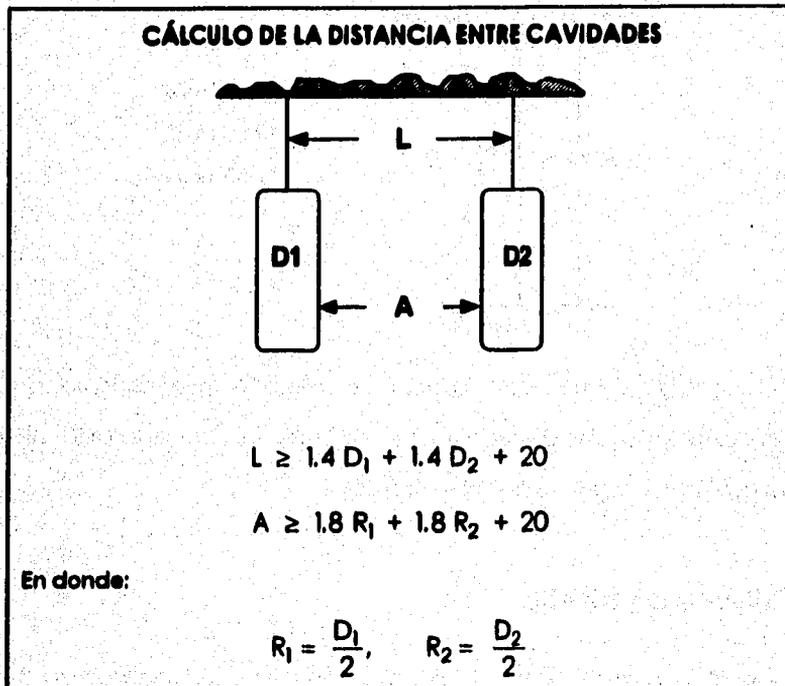
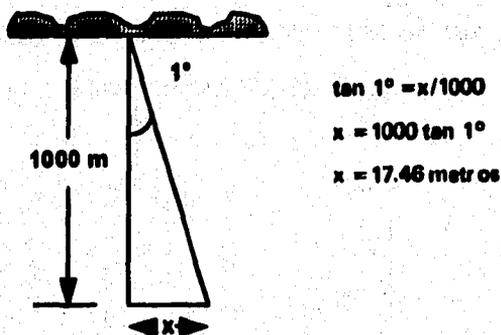


FIGURA IV.2.

En la figura todas las cantidades se encuentran en metros. La constante 20 metros es un margen de seguridad, para tener en cuenta la incertidumbre sobre la posición exacta del eje de la cavidad (eje real) con relación a la vertical del cabezal del pozo (eje ideal). Por ejemplo si existiera una desviación media de 1°, se tendrá un desplazamiento del orden de 20 metros a 1000 metros de profundidad:



Ya que la cavidad crecerá cuando se utilice como almacenamiento, existirá un aumento de diámetro que deberá ser considerado al fijar la distancia real entre cavidades adyacentes.

## IV.2.- Criterios de Diseño

Es indispensable que se definan los procedimientos operativos del Sistema para verificar su compatibilidad con las bases de diseño y en su caso modificar la Ingeniería. Una vez definidos estos, se estará en condiciones de proceder con la Ingeniería de detalle.

### IV.2.1.- Lixiviación

Para la fase de lixiviación, debemos definir los procedimientos para el agua dulce, para la dispersión de la salmuera y para la formación de la cavidad en sí.

#### IV.2.1.1.- Criterios para el agua de lixiviación.

El agua empleada para la lixiviación debe ser dulce (con baja concentración de sales disueltas) y provenir de una fuente inagotable.

Debido a que las fuentes de agua dulce no necesariamente van a estar cerca o en las inmediaciones de las instalaciones de las cavidades, se debe realizar un análisis de selección de los puntos adecuados, para elegir aquel del cual se tomará el fluido para efectuar la lixiviación, ese punto se denominará bocatoma.

La bocatoma debe reunir ciertas características y los criterios son los siguientes:

- Debe estar lo más cercano al área de las cavidades; esto es para que los niveles de energía del equipo de bombeo sean lo más bajo posibles, y permitan la alimentación a la presa de almacenamiento de agua dulce (ver mas adelante).
- En caso de que el agua dulce disponible contenga gran cantidad de materia orgánica, se debe tratar químicamente para evitar la incrustación a lo largo de la tubería.
- Las características del equipo de bombeo deben cumplir con el programa propuesto para lixiviación (bases de diseño), es decir fijar la cantidad mínima y máxima de cavidades a lixiviar simultáneamente para definir también los gastos mínimos y máximos.

En forma adicional se debe considerar equipo de relevo, para el caso en que el equipo principal se encuentre en mantenimiento y esto no sea una causa de paro en la lixiviación.

#### **IV.2.1.1.1.- Localización de presas de agua.**

En el área de las cavidades, debe existir un sistema de almacenamiento de agua dulce, cuya función sea la de alimentar al equipo de bombeo que inyectará agua a los pozos para efectuar la lixiviación y debe considerar lo siguiente:

- Situarse en un lugar elevado y cercano al área de las bombas de inyección de agua. Lo anterior es para evitar problemas por la capacidad del equipo de bombeo. Cabe aclarar que esto esta en función de la potencia disponible a la succión de la bomba.
- Tener capacidad de almacenamiento por un tiempo razonable (mínimo 3 hrs.).
- Emplear, si es posible, una formación natural en forma de cuenca o cavidad y así evitar el efectuar movimiento de tierras.

#### **IV.2.1.1.2.- Obras de succión y descarga.**

Dentro de las funciones que realiza la presa de almacenamiento de agua dulce, están:

- Recepción de agua proveniente de bocatoma.
- Alimentación a bombas de inyección de agua dulce.

Para realizar dichas funciones, se requiere de la infraestructura adecuada y esta debe considerar lo siguiente:

**Obra de descarga :**

- La tubería asociada a esta obra, debe ser diseñada para manejar velocidades relativamente bajas del fluido. Lo anterior es para evitar turbulencia y erosión en la presa.
- La obra debe mantener sujeta la tubería para evitar vibración.
- El punto de la presa en donde descarga la tubería, debe considerar en su construcción, un revestimiento de concreto, con el fin de evitar la erosión y fragmentación.

**Obra de succión :**

- La tubería asociada a esta obra, debe ser diseñada para manejar velocidades bajas del fluido. esto es para evitar tener pérdidas por fricción.

#### **IV.2.1.2.- Sistemas de dispersión de salmuera.**

Antes de llevar a cabo el diseño del sistema de dispersión de la salmuera de desecho, se deben investigar las características de sistemas similares utilizados.

En el proyecto de reserva estratégica de Estados Unidos (donde se tiene una capacidad de almacenamiento de 750 millones de barriles de crudo) se han utilizado difusores de salmuera en la construcción del almacenamiento.

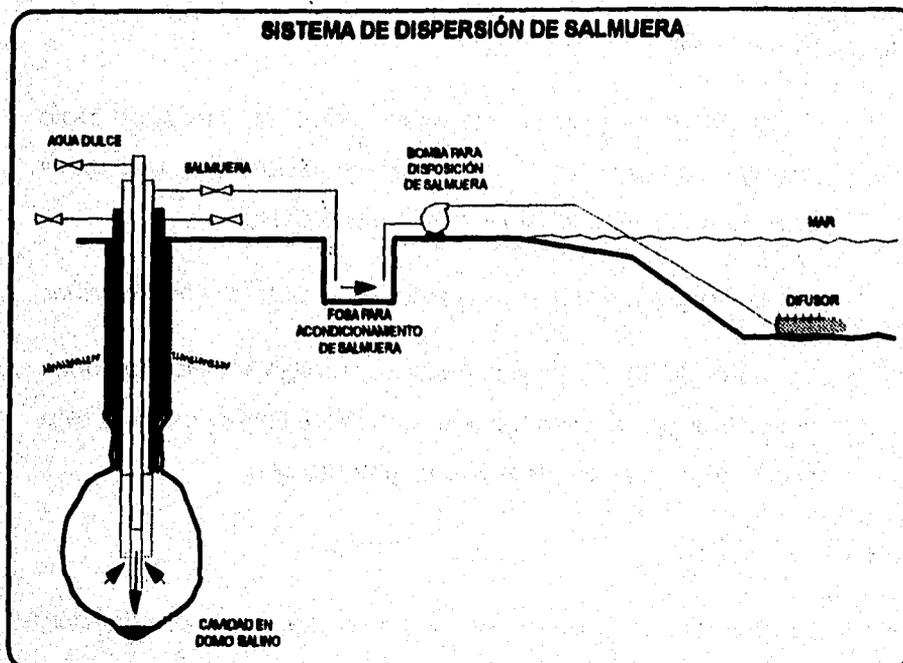


FIGURA IV.3.

Es conveniente contar con una fosa para el acondicionamiento de salmuera, para separar sólidos insolubles o suciedad que se llegará a arrastrar de la cavidad, a fin de evitar el atascamiento de las bombas que enviarían la salmuera hacia el sistema de difusión.

En la figura IV.3 se muestra un esquema del sistema recomendado para la disposición de la salmuera.

#### IV.2.1.3.- Sistemas de almacenamiento de salmuera.

Al efectuar la lixiviación, como producto de la disolución en las cavidades, se genera salmuera, la cual es enviada al mar en un punto adecuado, a fin de minimizar los daños a la ecología local.

Antes de ser desechada, la salmuera se envía a una presa de acondicionamiento. El objetivo de esta presa es la de recuperar los sólidos sedimentables y evitar que causen problemas de erosión en la línea de desecho; otro objetivo es el de recuperar el fluido inerte (diesel) que se empleó como sello y que se haya mezclado con la salmuera.

En el diseño de la presa de acondicionamiento se deben considerar los siguientes criterios:

- Debe estar localizada en un lugar céntrico del área del sistema de almacenamiento. La razón es minimizar el consumo de energía de las bombas de inyección de agua, ya que esa energía debe ser suficiente tanto para permitir la entrada de agua a las cavidades, como la descarga de la salmuera generada hacia la presa.
- Se debe contemplar el aprovechamiento de formaciones naturales en formas de cuencas y así evitar movimiento de tierras.
- La presa también debe situarse en un lugar elevado y cercano al área de bombas de desecho de salmuera, para evitar problemas con la potencia disponible de estas bombas.
- De igual manera se debe considerar una capacidad de almacenamiento por un tiempo razonable (aproximadamente 10-12 horas), para permitir el asentamiento de los sólidos y la separación de las capas aceitosas.

En la construcción de la presa se debe tomar en cuenta la impermeabilidad del terreno y así realizar una compactación del suelo para evitar filtraciones y pérdida de producto.

#### **IV.2.1.4.- Formación de la cavidad**

En el capítulo III se describió la forma general obtenida, cuando se lleva a cabo lixiviación directa o inversa.

También se dijo que, a fin de obtener una forma de cavidad determinada, comúnmente se lleva a cabo la lixiviación en tres etapas: Receptáculo de insolubles, cuerpo de la cavidad y techo.

En este capítulo se explicará como se diseña la cavidad describiendo las etapas y formas de lixiviación, que deben llevarse a cabo para obtener una forma deseada en la cavidad.

En general, la condición dada para el almacenamiento es la condición de volumen total.

Primero hay que calcular el número de cavernas necesarias para asegurar este volumen, es decir conocer el volumen de una caverna con lo que se define la geometría de esta.

##### **IV.2.1.4.1.- Forma**

La forma ideal, desde el punto de vista de estabilidad mecánica, es la de una esfera. En realidad, muy pocas veces se realizan esferas. Se prefiere construir cavidades relativamente altas, que se asemejen a unos cilindros.

Para aumentar la altura debe considerarse que el espesor de la sal es suficiente, (y es precisamente el caso en un domo) entonces se aumentará dicha altura por caverna subiendo la cota de la zapata de la última T. R. cementada.

Sin embargo existen dos limitaciones:

- La primera se refiere a la resistencia al colapso de la T. R. cementada. Por supuesto deberá tomarse en cuenta el aspecto económico al escoger los tubos de dimensiones generales. Como la T. R. no estará sometida a la presión atmosférica en su zapata, ni aún a una presión inferior a la de una columna de hidrocarburo, se escoge una T. R. cuya resistencia al colapso sea al menos igual a la diferencia de presión entre los terrenos y la presión interna, así calculada, más un coeficiente de seguridad. En realidad no se tiene conocimiento de T.R's. colapsadas en las formaciones salinas.
- La segunda limitación está en relación con la estabilidad de la cavidad. A medida que la profundidad de la caverna aumenta se encuentra en la zona de deformaciones no elásticas.

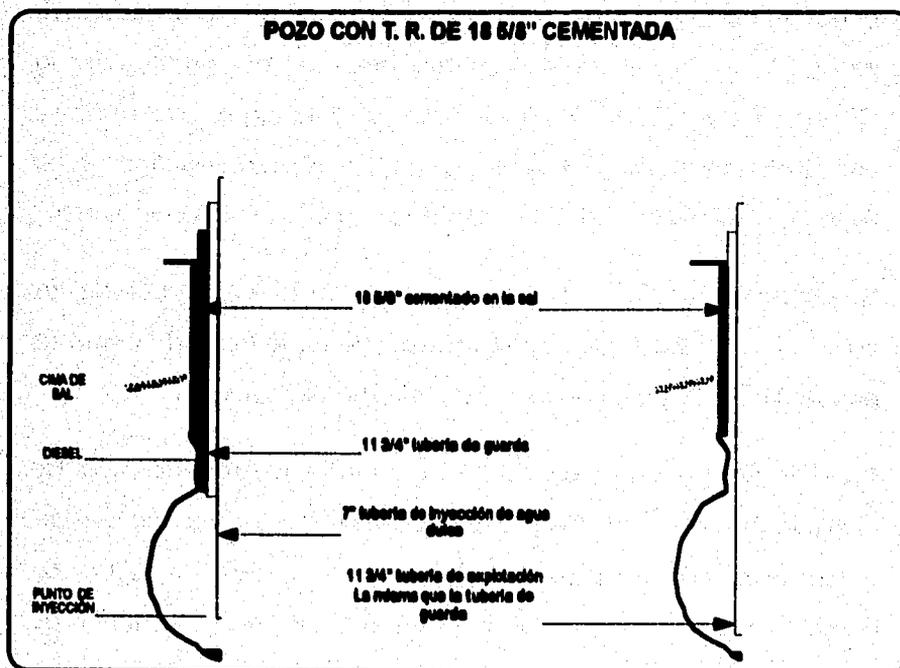
De esto resulta una pérdida de volumen, además de que los movimientos de fluidos en la cavidad producen variaciones de presión que podrían provocar daños a las paredes de esta. Las caídas de bloques son más frecuentes y entonces también las rupturas de la T. R. de explotación.

Un ejemplo del esquema de un pozo en lixiviación y explotación se muestra en la figura IV.4.

#### IV.2.1.4.2.- Incidencia de los materiales insolubles

Cuando se habla del volumen de una cavidad, se trata en general del volumen de hidrocarburos que se puedan almacenar ahí, sin embargo, en el momento de hacer el diseño de una cavidad, hay que tomar en cuenta que existen diferentes volúmenes (ver figura IV.5).

La masa salina contiene partes insolubles que caen al fondo. Al precipitarse, estos materiales insolubles aumentan los volúmenes aparentes. Inclusive puede haber hasta bloques de sal no disueltos.



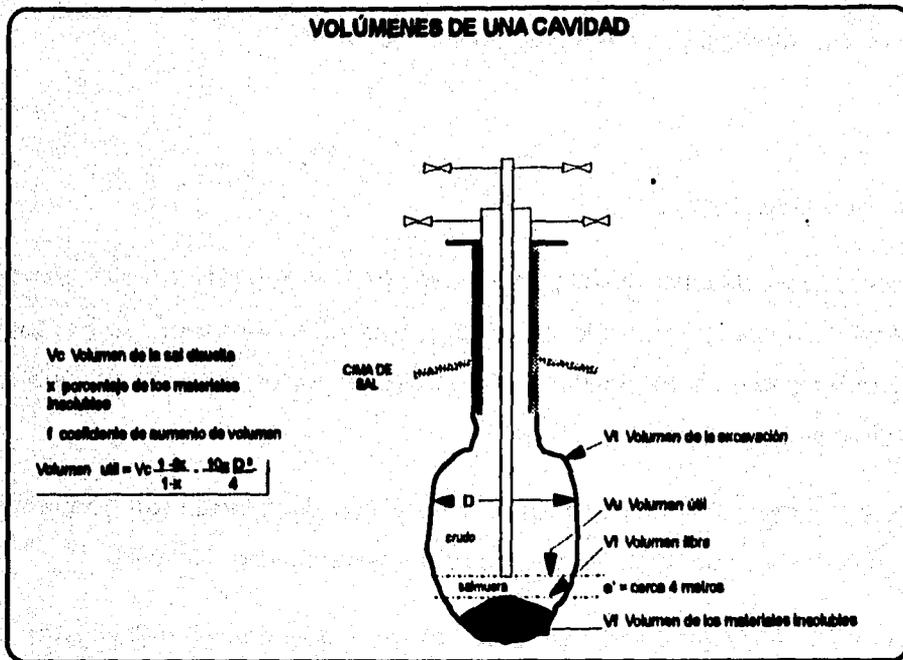


FIGURA IV.5.

Por otra parte, la zapata de la tubería de explotación no deberá situarse cerca del fondo de la cavidad. Se conocen numerosos casos donde unos bloques de tamaño variable fueron arrastrados en el interior de la tubería, acabando por obstruirla hasta el punto de impedir toda circulación.

Para gastos de inyección de agua dulce del orden de 250 m<sup>3</sup>/hr, la experiencia muestra que una distancia de diez metros es suficiente para evitar este tipo de incidente.

La figura IV.5 muestra como se descomponen los diferentes volúmenes que se deben considerar en una cavidad.

El volumen total de la excavación (V<sub>v</sub>), es el volumen que se encuentra en el interior de las paredes.

Originalmente este volumen estaba lleno de:

- sal
- materiales insolubles

Una vez la sal disuelta, el volumen de ésta ( $V_c$ ), es también el volumen de la salmuera contenida en la cavidad al final de la lixiviación. Se observa que una parte de esta salmuera llena los vacíos de los materiales insolubles precipitados en el fondo.

En efecto, las rocas insolubles están, en general, diseminadas en pequeños fragmentos, y se acumulan en el fondo aumentando de volumen.

Sea  $f$  el coeficiente de aumento de volumen, que en general, es igual a 1.8.

Sea  $x$  el porcentaje de materiales insolubles en volumen.

Se puede escribir :

$$\begin{aligned} \text{volumen de excavación} &= \text{volumen sal} + \text{volumen insoluble} \\ V_t &= V_c + xV_t, \quad (\text{IV.5}) \end{aligned}$$

o bien,

$$V_t = \frac{V_c}{1-x} \quad (\text{IV.6})$$

Si  $V_t$  es el volumen libre, es decir el volumen que sería visto por un registro sonar, por ejemplo, es igual a:

$$V_l = V_t - V_f \quad (\text{volumen de Insolubles}) \quad (\text{IV.7})$$

Si el coeficiente de aumento de volumen es  $f$  :

$$V_f = x V_t + f \quad (\text{IV.8.})$$

y

$$V_t = V_f - f \quad (\text{IV.9.})$$

Para el volumen útil ( $V_u$ ) deberá de considerarse:

- la necesidad de colocar la zapata de la T. R. de explotación 5 metros arriba del punto mas alto de los materiales insolubles,
- el hecho de que a menudo la forma en que se acomodan los materiales insolubles es más bien cónico. Se admitirá que eso equivale a duplicar la altura de 5 metros.

Por lo que entonces se pierde todavía un volumen  $e' = (10 \pi * D^2/4) m^3$  para el almacenamiento.

Durante la lixiviación lo que se conoce es:

- el volumen de sal disuelta,  $V_c$
- el porcentaje de materiales insolubles,  $x$

Por lo que expresando " $V_u$ " en función de estos parámetros:

$$V_u = V_c \frac{1 - fx}{1 - x} - \frac{10 \pi D^2}{4} \quad (\text{IV.10.})$$

Como ejemplo, para una cavidad en la cual se planea :

Volumen de sal disuelta ( $V_c$ ) = 300 000 m<sup>3</sup>

$x = 5\%$

$f = 1.8$

$D = 50$  metros al nivel de los materiales insolubles.

Por lo que se tendría:  $V_u = 300\,000 \frac{1 - (0.05)(1.8)}{1 - 0.05} = 19\,635$

o sea :  $V_u = 267\,733$  m<sup>3</sup>

La relación  $\frac{\text{Volumen Útil}}{\text{Sal disuelta}} = 89\%$

El volumen de la excavación es entonces de :

$$V_l = \frac{300\,000}{1 - x} = 315\,800 \text{ m}^3$$

Si hubiera 10 % de materiales insolubles en lugar de 5, el volumen útil sería solamente de 253 700 m<sup>3</sup>, y la relación  $\frac{\text{Volumen Útil}}{\text{Sal disuelta}} = 84\%$  solamente.

No deberá pasar desapercibido el hecho de que, según el procedimiento de disolución utilizado, o más bien, según la forma de la cavidad al final de la lixiviación, la forma del montón de materiales insolubles puede no ser cónico, y la proporción del volumen útil puede ser más importante.

#### **IV.2.1.5.- Criterios de Selección de Equipo Superficial**

Como equipo superficial entenderemos el conjunto de tubería, tanques, filtros, bombas, compresores, etc., tanto para proceso como para servicios auxiliares.

##### **IV.2.1.5.1.- Proceso**

Dependiendo de los requerimientos de la lixiviación, en las bases de diseño quedan definidas: la ubicación de la bocatoma, las características del agua o fluido de proceso, los gastos de flujo a manejar en lixiviación, la ubicación de la zona de los domos salinos, etc.; tomando como punto de partida los datos anteriores, se evalúa el número de equipos de bombeo, considerando adicionalmente equipos para relevo, esto último es previendo necesidades de mantenimiento correctivo o preventivo.

Con relación a las tuberías, serán diseñadas de acuerdo a los gastos de flujo máximos de operación esperados, y se deberá considerar que la caída de presión por fricción será mínima y suficiente como para permitir que el fluido llegue a su destino. La combinación de espesor y material de tuberías debe ser la adecuada para transportar los fluidos, en forma segura y eficiente, es decir: si los fluidos son corrosivos el material debe resistir esa condición.

El equipo de filtración deberá ser seleccionado para impedir que partículas sólidas de tamaño apreciable, penetren al sistema y puedan dañar al equipo de bombeo, sobre todo a los equipos que desarrollan grandes presiones de descarga.

#### **IV.2.1.5.2.- Servicios Auxiliares**

Como se mencionó en el inciso anterior, en las bases de diseño quedan definidos: el tipo de proceso a emplear y por consiguiente los servicios auxiliares que se requerirán para el buen funcionamiento de los equipos. Particularmente para la lixiviación, se requiere de la inyección de agentes químicos, cuya finalidad es la de proteger la tubería de proceso contra la incrustación de materia orgánica y evitar la corrosión mediante la adición de inhibidores o secuestrantes de oxígeno.

Un servicio auxiliar que prácticamente forma parte del proceso durante la lixiviación, es la inyección del fluido inerte que se utilice como sello en las cavidades, este sello, hay que recordar, impide que se disuelva la sal en las cercanías de la zapata cementada y/o limita el intervalo a disolver.

Para la selección del equipo que manejará estos servicios auxiliares, se debe prever que los materiales sean adecuados con relación a los fluidos a manejar, se deben considerar tiempos de residencia recomendables para almacenamiento, atendiendo la disponibilidad de los agentes químicos, la disponibilidad del suministro, y sobre todo la degradación de los reactivos con el tiempo, así como la dosificación que se debe efectuar al proceso. Con esto se determinan las características para los recipientes y atendiendo a la premisa de economizar energía, se proponen áreas de localización cercanas a los puntos de inyección para determinar las características del equipo de bombeo de los servicios. con relación al equipo de bombeo, se debe considerar tanto las dosificaciones normales como máximas, al igual que la energía suficiente para efectuar la integración al proceso y la energía requerida para el transporte.

A continuación se presentan los criterios de diseño de los principales equipos:

<b>SERVICIO</b>	<b>CRITERIO</b>
<b>Cavidad en domo salino</b>	El almacenamiento debe tener capacidad suficiente para recibir el flujo preestablecido
<b>Tanque de inhibidor de oxígeno</b>	Diseñado para el flujo de agua de lixiviación, conteniendo oxígeno a saturación, con dosificación de Inhibidor recomendada por el fabricante.
<b>Fosa para acondicionamiento de salmuera</b>	Proveer el tiempo de residencia suficiente para separar sólidos Insolubles que se arrastraran de la estructura salina. En caso de existir falla en el sistema de disposición de salmuera, la presa será utilizada como almacenamiento, para continuar la lixiviación durante un determinado tiempo.
<b>Fosa para almacenamiento de agua tratada</b>	Deberá tener capacidad suficiente para proveer de agua al sistema de lixiviación durante un tiempo, en caso de que fallara el sistema de transporte del agua de la bocatoma.

continuación...

<b>SERVICIO</b>	<b>CRITERIO</b>
Fosa de separación agua-aceite tipo API	Diseñada para efectuar la separación de 50 MBPD, aproximadamente, de agua aceitosa, que es el flujo de lixiviación de una sola cavidad.
Bombas para suministro de agua cruda	Con una diferencial de presión suficiente para enviar 50 MBPD/bomba de la bocatoma a la zona de almacenamiento.
Sistema de bombeo de agua a las cavidades	Con un diferencial de presión suficiente para inyectar agua dulce a las cavidades venciendo las pérdidas de presión en los aparejos de tuberías, y desplazar la columna de salmuera presente en la cavidad.
Sistema de bombeo de la salmuera de desecho.	También con un diferencial de presión suficiente para vencer las pérdidas de presión en la tubería y en el caso de desechar la salmuera al mar, enviarla por el difusor a una presión de 2 kg/cm <sup>2</sup> mayor a la presión ejercida por el agua de mar en ese punto.

#### **IV.2.2.- Explotación**

En lo que se refiere a la fase de explotación los procedimientos a definir son para controlar la evolución de la forma de la cavidad durante la fase de

explotación y definir el equipo superficial en función de la filosofía de explotación.

#### **IV.2.2.1.- Criterios de Selección de Equipo Superficial**

Los criterios de diseño de los equipos de proceso principales son:

<b>SERVICIO</b>	<b>CRITERIO</b>
Presas para el almacenamiento de salmuera	Capacidad igual a la capacidad total del sistema de almacenamiento. Si son cuencas naturales, debe buscarse una área superficial mínima con una profundidad máxima.  Por cuestión de costos, deben construirse en terreno impermeable.
Bombas para inyección de crudo	Con una diferencial de presión suficiente para vencer las pérdidas por fricción y desplazar la salmuera almacenada, dejando la cavidad a una presión aproximada de 2 kg/cm <sup>2</sup> a fin de que se alcancen las presas para almacenamiento de salmuera.

continuación...

<b>SERVICIO</b>	<b>CRITERIO</b>
<b>Bombas para inyección de salmuera</b>	<p>La presión de descarga debe ser tal, que puedan hacer llegar el crudo desplazado a la estación de distribución a donde se conectara el sistema.</p> <p>Si existe una diferenciación en los tipos de crudo a manejar (ligero, pesado, etc.), será necesario contar con las bombas adecuadas y definir los arreglos para el desplazamiento de cada tipo de crudo.</p>

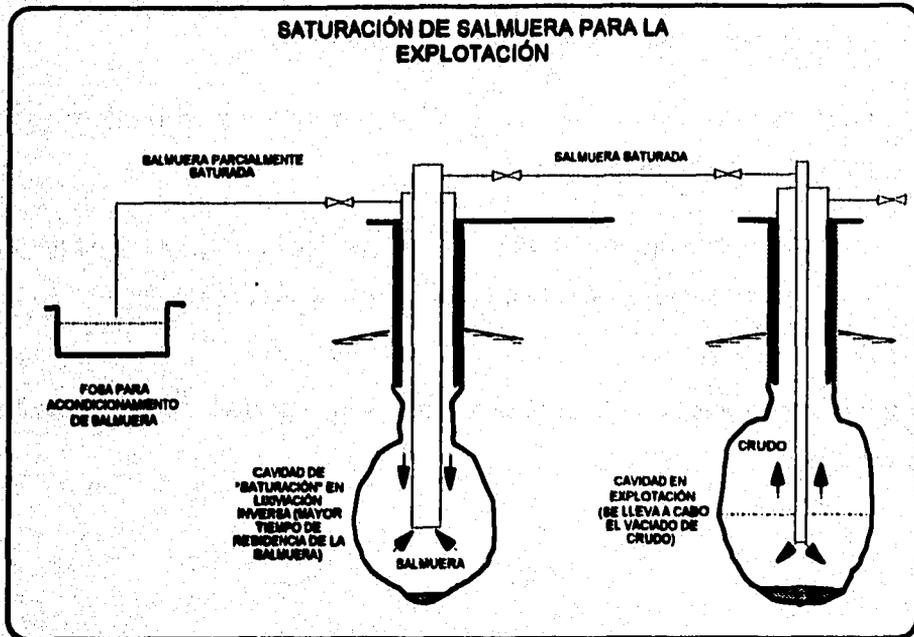
#### **IV.2.2.2.- Evolución de la forma de la cavidad, durante la fase de explotación.**

El empleo de salmuera parcialmente saturada, trae como consecuencia el crecimiento de la cavidad durante la explotación.

Como se mencionó en otro capítulo, la salmuera de explotación se almacena generalmente en grandes presas a cielo abierto, por lo tanto esta expuesta a evaporaciones y precipitaciones.

Cuando en la cavidad se reemplaza el crudo por salmuera esta no se encuentra saturada, por lo tanto, los movimientos para extraer el crudo provocarán una lixiviación adicional, en función de:

- la concentración de la salmuera



- la frecuencia de los movimientos

Existe la posibilidad de saturar la salmuera almacenada en presas, si antes de efectuar el vaciado de crudo, se circula por una cavidad destinada para dicho fin, como se ilustra en la figura No. IV.6.

Sin embargo los costos que esto representa pueden afectar el costo/bl almacenado del Sistema. Por lo tanto es necesario determinar un valor límite de la concentración de la salmuera para la explotación y con ello evitar que provoque un crecimiento descontrolado. Esto es posible mediante una evaluación de las precipitaciones pluviales del lugar donde se ubican las presas de retención y sin considerar la evaporación podemos efectuar un cálculo en función de las siguientes hipótesis:

- las retenciones llenen una sección constante
- entre dos desalmacenamientos la salmuera ocupa un porcentaje ( $X_s$ ) de la altura de la presa
- la pluviometría (agua dulce) promedia entonces  $1-X_s$ , en el mismo intervalo de tiempo que ocurre entre dos desalmacenamientos

Se puede considerar que la concentración de la salmuera disminuirá hasta un valor de:

$$\frac{X_s \times 317 + (1-X_s) \times 0}{10} = C_i \text{ (g/l)} \quad \text{(IV.11.)}$$

La experiencia que se tiene de sistemas de almacenamiento similares demuestran que si se utiliza salmuera con una concentración de alrededor de 311 g/l de sal, la evolución del aumento del volumen, esta dentro de los límites permisibles. Por lo tanto, si  $C_i > 310$  g/l, entonces la evolución del crecimiento de la cavidad no requerirá un control especial, como el ilustrado en la figura IV.6.

Aún así, en el diseño de las presas de retención de salmuera se recomienda construir las profundas y de pequeña superficie, a fin de captar la mínima cantidad posible de precipitación pluvial.

### Cálculo del crecimiento de las cavidades

El aumento de volumen de una cavidad, cuando se emplea salmuera no saturada, se puede calcular por medio de una fórmula práctica que determina la relación de sal disuelta por salmuera inyectada (fórmula del Ing. Dubois):

$$\frac{V_c}{V_e} = \frac{1}{\rho} (\rho_e - S_e) \frac{S_s}{\rho_s - S_s} - \frac{S_e}{\rho_e - S_e} \quad (\text{IV.12.})$$

considerando que la variación de la temperatura no es significativa, respecto a la altura, tenemos:

- $V_c$  : Volumen de sal disuelta
- $V_e$  : Volumen de salmuera que entra a la cavidad
- $\rho$  : densidad de la sal (2.168 gr/cm<sup>3</sup>)
- $\rho_e$  : densidad de la salmuera que entra a la cavidad (kg/l). Para una concentración de 31 l g/l, equivale una densidad de 1.197gr/cm<sup>3</sup>
- $\rho_s$  : densidad de la salmuera que sale de la cavidad (se supone saturada 1.200gr/cm<sup>3</sup>)
- $S_e$  : salinidad de la salmuera que entra a la cavidad
- $S_s$  : salinidad de la salmuera que sale de la cavidad

por lo que el volumen de sal disuelta por  $m^3$  de salmuera no saturada inyectada sería de:  $\frac{V_c}{V_e} = 0.33\%$ .

Lo que quiere decir que en cada movimiento de vaciado de crudo y al emplear salmuera no saturada (311 g/l) se provocará un aumento de volumen del 0.33 por ciento.

Para tener una mejor visión de lo que esto representa supongamos que se programan 8 movimientos de crudo al año y que se tiene contemplado una vida útil de la cavidad de 20 años lo que equivale a un total de 160 movimientos; por lo al final de la vida útil de la cavidad tendremos:

$$\begin{aligned} V_{160} &= (1.033)^{160} V_0, \\ &= 1.7 V_0 \end{aligned}$$

O sea que la cavidad tendrá un aumento de 70% del volumen original.

Ahora bien, la repartición de este aumento en la altura de la cavidad no es homogéneo, según la experiencia adquirida en almacenamientos similares desarrollados. Por ejemplo, en el almacenamiento de Manosque, Francia, (Cía. Geostock) permitió definir empíricamente el porcentaje del aumento de volumen en función del porcentaje de la altura de la cavidad, por medio de observaciones entre dos mediciones de registro sonar.

En este caso se obtuvo una relación como la mostrada en la figura No. IV.7. Se dividió la cavidad en diez celdas con un volumen ( $V_j$ ), y porcentajes de aumento de volumen, nombrados  $C_j$ .

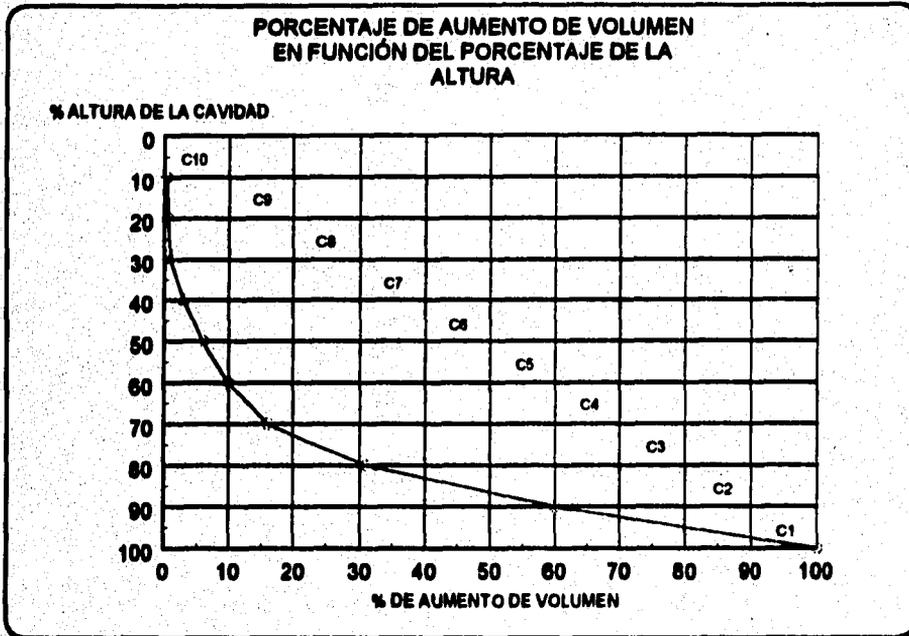


FIGURA IV.7.

Si:

$V_0$  = Volumen Inicial

$V_n$  = Volumen final (después de n movimientos)

Entonces el aumento de volumen, después del primer movimiento será:

$$(\Delta V)_1 = V_1 - V_0 \quad (IV.13.)$$

y el aumento de volumen entre el movimiento n y el n-1:

$$(\Delta V)_n = V_n - V_{n-1} \quad (IV.14)$$

La repartición del aumento de volumen es :

celda no.	1	40 %
	2	29%
	3	15%
	4	6%
	5	4%
	6	3%
	7	2%
	8	0.4%
	9	0.3%
	10	0.3% (celda más superficial)

Entonces:

$$\begin{aligned} (V_1)_1 &= (V_1)_0 + C_1(\Delta V)_1 \quad 1 \leq i \leq 10 \\ (V_1)_2 &= (V_1)_1 + C_1(\Delta V)_2 \\ &= (V_1)_0 + C_1[(\Delta V)_1 + (\Delta V)_2] \end{aligned}$$

para el movimiento "n":

$$\begin{aligned} (V_1)_n &= (V_1)_0 + C_1[(\Delta V)_1 + (\Delta V)_2 + (\Delta V)_n] \\ (V_1)_n &= (V_1)_0 + C_1[V_n - V_0] \end{aligned} \quad (IV.15.)$$

si suponemos también una vida útil de 20 años, y 8 movimientos al año, al final de la fase de explotación tendremos:

$$\begin{aligned} n &= 160 \\ (V_1)_{160} &= (V_1)_0 + C_1[(1.0033)^{160} V_0 - V_0] \\ (V_1)_{160} &= (V_1)_0 + C_1 V_0 (1.69 - 1) \end{aligned}$$

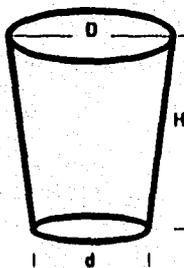
$$(V)_160 = (V)_0 + 0.69 C_1 V_0 \quad (IV.16.)$$

que es el volumen de la celda "I" después de 20 años de explotación.

Como se mencionó anteriormente, el crecimiento provocado por la explotación de las cavidades no se repartirá de la misma manera según la altura de las cavidades.

En particular, más del 50 % del aumento de volumen se producirá en el 20 % de la parte inferior de la cavidad (de acuerdo con la gráfica presentada en la figura No. IV.7.).

Por lo tanto debe tomarse en cuenta este fenómeno en el diseño de la forma de las cavidades, estableciendo diámetros más pequeños en la parte inferior. La forma programada podría ser la de un cono truncado invertido:



La fórmula del volumen de esta figura geométrica es:

$$V = \frac{\pi H}{3} \left( \frac{D^2 + d^2 + D d}{4} \right) \quad (IV.17.)$$

De las bases de diseño se definen el volumen (V) de la cavidad y su altura (H), por lo que sólo quedará pendiente determinar la relación entre los

diámetros superior e inferior, la cual deberá satisfacer que al final de la etapa de explotación, y como se mencionó anteriormente, se cumpla con la siguiente relación :

$$L \geq 1.4D_1 + 1.4D_2 + 20 \quad (IV.18.)$$

Donde:

L : Ancho del pilar de sal, entre dos cavidades adyacentes.

D1 y D2: Diámetro mayor de las cavidades adyacentes.

#### **IV.2.2.3.- Definición del equipo superficial, en función del tipo y formas de explotación.**

Al igual que en la etapa de lixiviación, se parte de las bases de diseño, en donde quedan definidas las operaciones que se van a realizar, los flujos a manejar, características de los fluidos, condiciones de entrada y salida de los productos, etc.

Para la fase de explotación, las diferentes operaciones que se pueden realizar son:

- Llenado de crudo
- Vaciado de crudo
- Vaciado de crudo con rebombeo
- Rebombeo de crudo sin paso por cavidades

- Transferencia de crudo de cavidad a cavidad
- Corridas de diablos.

Para realizar el desplazamiento de fluidos hacia las cavidades, se requiere de equipo de bombeo, el cual debe satisfacer los flujos indicados en las bases de diseño, considerando además las profundidades de cada una de las cavidades, así como las condiciones de presión de recibo/envío en la estación de distribución.

Las tuberías serán seleccionadas de acuerdo a los flujos máximos de operación esperados, además de considerar que la pérdida de presión por fricción permita que el fluido llegue a su destino. Algo que está fuera del diseño, pero que no es una limitante en sistemas de la magnitud del almacenamiento de crudo en domos salinos, es la disposición en el mercado nacional de grandes cantidades de tubería, lo cual debe tomarse en cuenta en la selección de esta.

#### **IV.2.2.4.- Criterios de seguridad**

Para que las instalaciones operen en forma adecuada, se requiere de equipo adicional que trabaje en paralelo con el proceso, y en este aspecto debemos contar con servicios auxiliares y sistemas de seguridad.

Dentro de los servicios auxiliares, tenemos:

- Recuperación de aceite
- Recolección superficial de agua de lluvia

- Descristalización de la tubería de pozos

Dentro de los sistemas de seguridad, tenemos:

- Agua contra incendio

#### **IV.2.2.4.1.- Recuperación de aceite**

Al efectuar las diversas operaciones en el sistema, se pueden presentar perturbaciones que provoquen el tener una condición insegura en las tuberías de entrada y salida de la planta. Esta condición puede ser debida al fenómeno de golpe de ariete, lo cual trae consigo un sobre presionamiento en la línea y un posible rompimiento, esto se evita instalando equipos de relevo, que al eliminar una cantidad relativamente pequeña de fluido, depresiona la tubería y estabiliza el sistema. El producto eliminado puede ser dirigido a un tanque de almacenamiento que además cuenta con equipo de bombeo, para la reintegración del producto al proceso.

Otra condición insegura se puede presentar en el llenado de las cavidades. Cuando la cavidad está completamente llena si no se cuida el nivel de la interfase, puede ocurrir que el crudo penetre por la tubería de explotación y se dirija hacia las presas de almacenamiento de salmuera, lo que provoca el derrame de crudo sobre las presas. Para recuperar el producto se debe contar con equipos portátiles del tipo desnatadores con los que se extrae el crudo con pequeñas trazas de salmuera, este fluido recuperado se deberá pasar por la presa separadora API en la que se

separa completamente el crudo y la salmuera, de aquí se podrá reintegrar el crudo al proceso.

#### **IV.2.2.4.2.- Recolección superficial de agua de lluvia**

Al ocurrir una precipitación pluvial, se forma una tenue capa de agua sobre la salmuera, la cual tiende a diluirse y provocar su desaturación, y como se mencionó anteriormente, al efectuar el vaciado de las cavidades e inyectar salmuera no saturada se incrementan las dimensiones de las mismas. Este incremento en el tamaño de las cavidades, trae consigo el riesgo de su inestabilidad; por tal motivo es conveniente eliminar al máximo el agua de lluvia, esto se consigue por medio de la instalación de equipo de bombeo que excluirá las capas superficiales de salmuera diluida y que podrá enviarse a la presa de acondicionamiento de salmuera.

#### **IV.2.2.4.3.- Descristalización de la tubería de pozos.**

Al estar llenas las tuberías con salmuera saturada y presentarse un cambio en la temperatura de la misma, ocurre que la sal tiende a precipitarse y formar depósitos cristalizados; con el tiempo esta cristalización puede llegar a originar tapones en la tubería, con lo que el sistema prácticamente sale de operación.

Para evitar problemas de este tipo es conveniente implantar un sistema de descristalización, el cual estaría compuesto por un equipo de bombeo y tubería. Es factible que al finalizar la etapa de lixiviación, la red de tuberías y el equipo de bombeo que se empleó para la inyección del fluido de

sello, se aproveche para este caso. El fluido que será inyectado para la descristalización va a ser agua dulce.

#### **IV.2.2.4.4.- Agua contra-incendio.**

En plantas donde se manejan productos inflamables, como es el caso del petróleo crudo, debe preverse la instalación de dispositivos que permitan controlar un incendio. Dentro de estos dispositivos podemos hablar de sistemas a base de espumas, de gases y lo más comúnmente usado: agua. En definitiva, el empleo de cada uno de estos sistemas, esta en función de qué es lo que se va a proteger y en dónde se encuentra localizado.

En el caso que nos ocupa, existen dos áreas principales de riesgo:

1. El tanque de crudo recuperado
2. El área de bombas de crudo.

En el caso del tanque de crudo recuperado, se recomienda un sistema de espuma, el cual será accionado automáticamente al detectarse fuego dentro del tanque.

De igual manera se recomienda contar con una red de agua contra incendio que rodee al tanque, dicha red debe estar provista de monitores y tapones tipo fusible, estos dispositivos al detectar la presencia de fuego accionan y producen el arranque de un equipo de bombeo, con lo cual se rocían las áreas involucradas para extinguir el fuego.

En lo que se refiere al área de bombas, también deberá rodearse con una red de agua contra incendio.



## **CONTEXTO GEOLÓGICO : REGIONAL Y LOCAL DEL DOMO SALINO**

---

### **V.1.- Introducción**

**P**ara la planeación de un Sistema de almacenamiento de crudo en cavidades creadas en domos salinos, es indispensable conocer las condiciones geológicas de las estructuras salinas desde un contexto regional que nos permita saber los tipos, como se formaron estas, cual es la composición característica de la sal que la conforma, su extensión, estratigrafía, las subestructuras en que se seccionan y las que son prospecto para este fin. A continuación deberemos profundizar en las condiciones geológicas de las subestructuras desde un contexto local para detallar en la información disponible, las características de los domos, la geología estructural, etc.; para concluir sobre la selección del domo sin perder de vista la infraestructura del área que ocupa y que sea factible para las obras en superficie y la construcción de las cavidades.

Una definición adecuada de ambos contextos es de suma importancia para la determinación de la factibilidad de un proyecto de esta magnitud.

En este capítulo abarcaremos estos tópicos enfocados a las principales estructuras salinas de nuestro país y que condujeron a la selección de los lugares más favorables.

El proyecto que sirve de referencia a esta tesis se localizó finalmente en la región del Istmo de Tehuantepec, en el domo Tuzandepetl, por lo que en este capítulo se presenta la evaluación que se hizo de este lugar.

## **V.2.- Contexto Geológico Regional <sup>(6)</sup>**

Para comenzar a responder a la pregunta ¿dónde?, debemos partir por conocer el tipo de estructura que vamos a emplear, como se forma esta, cual es su composición y cual su distribución continental (para brevedad, y de acuerdo al interés de nuestro caso nos referimos al continente americano). De tal forma que podamos situar en la región de interés las estructuras propicias y definir sus características principales.

### **V.2.1.- Origen, morfología y composición de los domos salinos**

La sal gema es una roca sedimentaria, cuya formación en la naturaleza requiere de un medio ambiente donde la precipitación de las sales solubles, a través de largos periodos de tiempo geológico, exceda la evaporación de las aguas. Así, los minerales menos solubles son los primeros en separarse de la solución tales como el yeso y la anhidrita, que son menos solubles que la halita y se depositan primero.

La forma estructural primaria de estos cuerpos salinos viene a ser entonces una capa como cualesquiera otra roca sedimentaria.

<sup>(6)</sup> Referencias al final, en la Bibliografía.

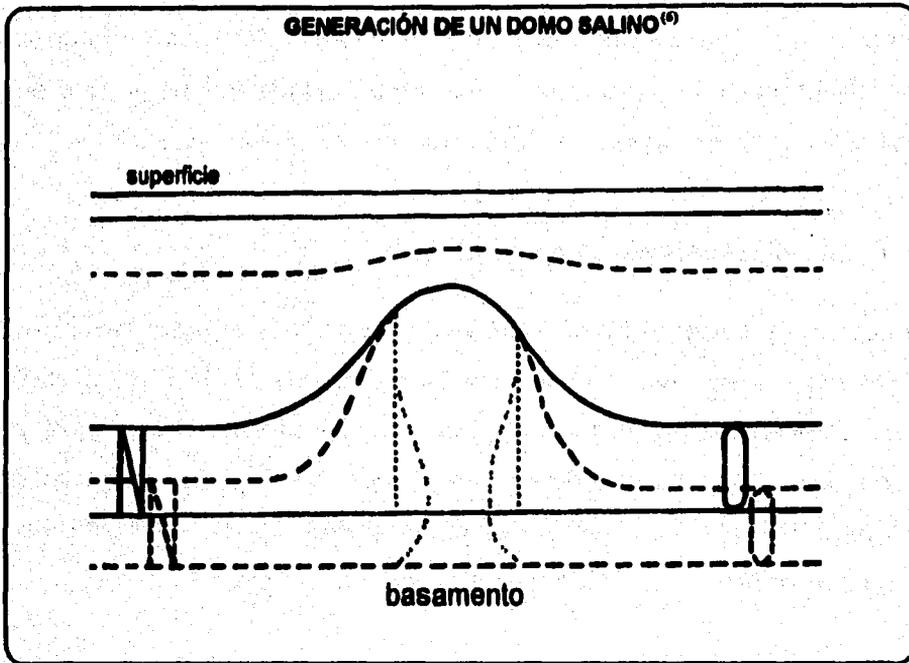


FIGURA V.1.

La evidencia recopilada por muchas personas durante la mitad del siglo pasado ha llevado a la mayoría de los geólogos a acordar que los domos salinos han sido producidos por la deformación plástica de una o varias capas de sal de origen sedimentario. Sin embargo, la mecánica de este proceso no está completamente comprendida, a pesar de que se han desarrollado numerosos estudios de modelización. Más adelante ampliaremos en los modelos del mecanismo de origen de los domos salinos en la zona de interés, sin olvidar que estos conceptos se basan en aproximadamente cien años de especulaciones e interesantes controversias.

Sin embargo, las teorías modernas del origen y crecimiento de los domos salinos, esencialmente expresan que la sal gema ha fluido, en forma

ascendente y/o lateral, en respuesta a la diferencia de densidades entre la sal ( $2.2 \text{ gr/cm}^3$ ) y los estratos de sedimentos consolidados ( $2.5$  a  $2.6 \text{ gr/cm}^3$ ) que la cubren (ver figura V.1.).

### **V.2.1.1.- Tipos de cuencas salinas y su distribución en el Continente Americano <sup>(6)</sup>**

Existen dos tipos de cuencas salinas: una que contiene sal estratificada la cual, si es deformada, es resultado del halo-tectonismo (fuerzas compresivas tectónicas) y otra que contiene estructuras de sal resultado del fenómeno de halokinesis (mecanismo del movimiento isostático de la sal, en un medio ambiente no compresivo).

Las cuencas salinas donde la halokinesis es evidente son nombrados domos salinos.

Las cuencas salinas de mayor extensión en nuestro continente se muestran en la figura V.2. y su edad y localización geográfica son enlistados en la tabla V.1. Como podemos observar, en nuestro país, se conocen cuencas salinas de gran magnitud localizadas principalmente en el sureste, en la región conocida como la Cuenca del Istmo de Tehuantepec y que ocupan la parte sur y noroeste de los estados de Veracruz y Tabasco, respectivamente, entre los paralelos  $17^{\circ}00'$  y  $18^{\circ}30'$ , latitud norte. Estas cuencas salinas son del tipo de domo salino, es decir que tuvieron un origen por halokinesis y pertenecen a la región del Golfo de México.

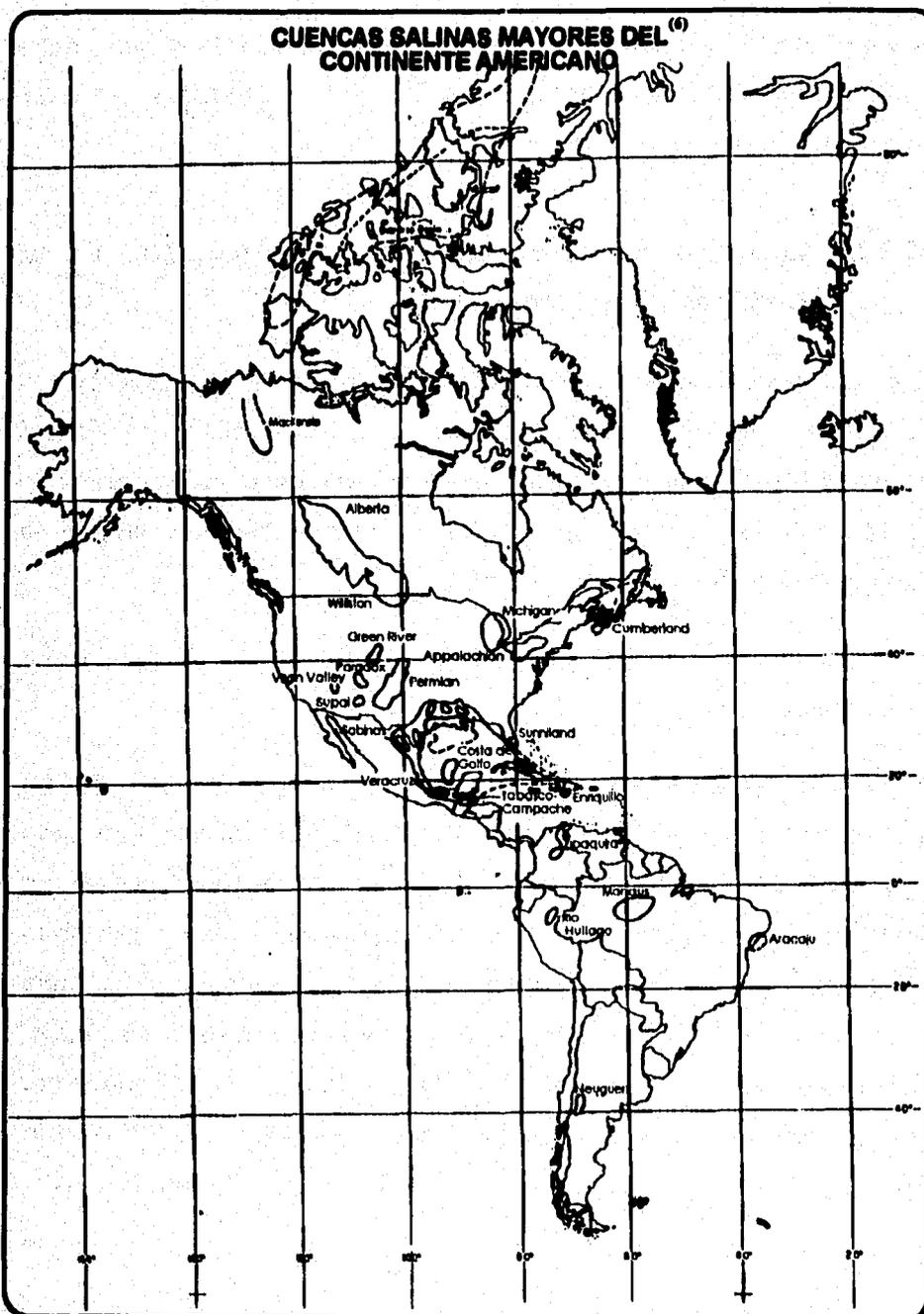


FIGURA V.2.

Tabla V.1.  
CUENCAS SALINAS MAYORES DEL  
CONTINENTE AMERICANO (6)

EDAD DE LA SAL	PAÍS O REGIÓN	CUENCA O PROVINCIA	O R I G E N	
			sal estratificada y Halocentrismo (cuenca de sal)	Halokinesis (Domo Salino)
Plioceno	Nevada	Virgin Valley	X	
Eoceno	Wyoming	Green River	X	
Pre-Terciario	República Dominicana	Enriquillo	X	
Mesozoico	Argentina	Neuquen	X	
Cretácico	Florida	Sunniland	X	
	Colombia	Zipaquira	X	
	Brasil	Aracaju	X	
Jurásico	Dakota	Williston	X	
Triásico-Jurásico	Sur de EUA	Costa del Golfo		X
		Sabinas		X (princ. yeso)
	México	Veracruz		X
		Tabasco		X
		Campeche		
Triásico	Perú	Rio Huallaga		X
Permiano	Texas, New Mexico, Oklahoma, Kansas	Permiano	X	
	Dakota, Montana	Williston	X	
Post-Pensylvánico	Brasil	Manaos	X	
Pensylvánico	Utah, Colorado	Paradox		X
	Arizona	Supai	X	
	Islas Árticas de Canadá	Sverdrup		X (princ. yeso)
Missisipiano	Provincia Marítima de Newfoundland	Cumberland		X
Devoniano	Alberta	Alberta	X	
	N. Dakota, Montana	Williston	X	
Siluriano	N. York, Ohio, Ontario	Appalachian	X	
	Michigan, Ontario	Michigan	X	
Cambriano-Ordoviciano	Territorios del Noroeste	MacKenzie	X	

### V.2.1.2.- Mecanismo de origen de los domos salinos en la región del Golfo de México

La idea de que la sal tiene menor densidad que los sedimentos circundantes y que la diferencia de densidades constituye una fuerza de flotación que ocasiona el levantamiento, fue aludida por algunos investigadores después de la teoría original de Arrhenius en 1912.

Para explicar la mecánica de origen de los domos salinos, en esta región, se han propuesto tres modelos :

- flujo por fuerzas o presiones de empuje
- carga diferencial
- convección termal

**Modelo de flujo.-** Este modelo es el más antiguo y el más ampliamente conocido y requiere para su funcionamiento que la sobre carga sea de mayor densidad que la carga original de sal.

Se dice que bajo una cubierta somera todos los estratos son menos densos que la sal a la que cubre, con una variación de densidad positiva a causa de que no existe inversión de densidad.

Por consecuencia una vez que exista la inversión de densidad, la sal es potencialmente diapírica y comienza a fluir.

**Modelo de carga diferencial.-** En contraste al modelo anterior, no requiere de una inversión de densidad y puede operar cuando la sal está próxima a la superficie. Los agentes involucrados en la carga diferencial son las fuentes de aporte de sedimentos, los cuales van siendo compactados a masas densas y causan que la sal fluya para formar un tronco de diapíro.

**Modelo de convección termal.**- A diferencia de los modelos antes mencionados, la convección termal puede funcionar sin sobrecarga a la capa de sal; ya que con la profundidad la sal se hace más caliente, se debilita y se expande debido a dicho calor. Esta expansión es mayor que la contracción ocasionada por el aumento de presión.

A una profundidad de 5,000 metros bajo un promedio geotérmico de 30 °C/Km, la halita debido al calor se expande un 2 por ciento y se contrae 0.5 por ciento debido a la presión.

La sal que emerge de una profundidad de 1,500 m tiene una temperatura cercana a 70 °C y fluye a una temperatura alrededor de los 800 °C, que es su punto de fusión. La convección termal según se dice, no requiere necesariamente de una sobre cubierta, pero una cubierta sedimentaria la favorece, ya que actúa como un aislante permitiendo incrementar la energía calorífica a la sal cercana a dicha cubierta. A la vez se considera que para una capa gruesa de unos 1,000 m de sal y una sobrecubierta de 3,000 m, la convección termal es teóricamente posible.

Independientemente de la aceptación de estas teorías ellas representan un magnífico ejemplo del movimiento plástico de la sal.

### **V.2.1.3.- Composición de la masa salina <sup>(7)</sup>**

La masa salina en la región del Golfo de México se caracteriza por estar compuesta principalmente por los siguientes minerales:

- Sal gema (halita)

- Anhidrita
- Silvita
- Carnallita

A continuación se presenta la descripción mineralógica de estos elementos.

### **Sal gema**

La sal natural cuando se encuentra en estado pétreo se le conoce también como sal gema y tiene como sinónimo a la palabra halita. Su composición química es la siguiente:

<b>Elemento</b>	<b>%</b>
Na	39.4
Cl	60.6

Las impurezas que presenta, en la mayoría de los casos son de carácter mecánico: gotitas de salmuera, burbujas de gases, inclusiones de sustancias arcillosas u orgánicas, yeso, cloruros de potasio, cloruros de magnesio, etc.

Los cristales son cúbicos y cuando es pura es transparente e incolora o de color blanco. Es frágil con una dureza igual a 2; sometida a una prolongada presión unilateral se manifiesta propensa a la deformación plástica.

Su peso específico varía de 2.1 a 2.2; es mala conductora de electricidad y posee un elevado índice de conductibilidad térmica.

La sal es muy soluble en el agua, hasta el 35 % a la temperatura ambiente. También es higroscópica (propiedad de algunos cuerpos de absorber y exhalar la humedad), pero en menor grado que los cloruros de potasio y de magnesio. A 800 °C se funde con facilidad decrepitando o envejeciendo y dando una coloración amarilla a la llama.

### **Anhidrita**

Pertenece al sistema rómbico, bipyramidal; sus cristales son raros y cuando existen son tabulares delgados o prismáticos. Generalmente se presenta en masas cristalinas parecida a un mineral cúbico con exfoliación cúbica. También es fibrosa, granular y masiva.

Su dureza es de 3-3.5, con una gravedad específica de 2.89-2.98. Tiene brillo vítreo o aperlado en las caras de exfoliación y es incolora a azul violeta; también puede ser blanca, o con un tinte rosa, castaño o rojo.

La anhidrita se compone de sulfato cálcico anhidro ( $\text{CaSO}_4$ ) y su composición química es:

Elemento	%
CaO	41.2
SO <sub>3</sub>	58.8

Es soluble en ácido clorhídrico caliente y la solución diluida con cloruro de bario da un precipitado blanco de sulfato blanco.

### **Silvita**

Su composición química es:

<b>Elemento</b>	<b>%</b>
K	52.5
Cl	47.5

A menudo contiene inclusiones de líquidos y gases, principalmente nitrógeno, en menor grado ácido carbónico, hidrógeno, metano y, lo que reviste particular interés, helio. Entre las impurezas mecánicas se observan con frecuencia cloruro de sodio y óxido de hierro.

Cristaliza en el sistema rómbico y tiene la misma estructura cúbica que la sal gema. Se puede presentar en agregados y en masas terrosas compactas. Las variedades puras son incoloras y transparentes como el agua. El color blanco lechoso se debe a inclusiones de minúsculas burbujas de gases. Las silvitas de color rojo vivo y rosa son también cristales y contienen en fase de dispersión minúsculas escamitas de hematita.

Tiene una dureza de 1.5-2.0; es frágil y sometida a una presión unilateral prolongada, manifiesta propiedades plásticas. Su peso específico 1.97-1.99, es menor que el de la sal gema.

Se distingue por su sabor salado-amargo, astringente, es de muy elevada conductividad térmica; muy soluble en el agua y de características higroscópicas. La Silvita se parece a la sal gema con la cual forma a menudo concreciones granulares y se distingue de ella por el gusto y la coloración violeta que da a la llama, visible a través de un vidrio-azul.

### **Carnalita**

La composición química de la Carnalita es:

Elemento	%
Mg	8.7
K	14.1
Cl	38.3
H <sub>2</sub> O	38.9

Como impurezas mecánicas suelen presentar cloruro de sodio, cloruros de potasio, sulfato de calcio, óxidos de hierro, sustancias arcillosas, gotas de salmuera; a menudo contiene abundantes inclusiones de gases (mezcla de nitrógeno con hidrogeno y metano).

Cristaliza en el sistema rómbico, sin embargo los cristales son extremadamente raros. Por lo común suele encontrarse en masas granulares. Las variedades puras son incoloras y lo mas común es que las inclusiones de óxidos de hierro microdispersas le den un color rosa o rojo. El pardo o amarillo se debe a las mezclas de hidróxidos de hierro.

Es frágil con una dureza de 2-3; peso específico de 1.60. Extraordinariamente higroscópica, se convierte pronto en pasta expuesta al aire y se descompone en cloruro de potasio y cloruro de magnesio con 6 moléculas de agua, formando una salmuera densa. Su sabor es amargo-salado, astringente; al disolverse en el agua emite un chasquido especial que se parece al crujir de la nieve bajo los pies.

Dicho fenómeno se debe a que en esta sal, más que en otras, se hallan inclusiones de burbujas de gases sometidos a altas presiones.

La Carnallita se encuentra en paragénesis con la sal gema y la Silvita, se humedece pronto al aire y se distingue de la bischofita ( $MgCl_2 \cdot 6H_2O$ ) y de la Tachidrita ( $2MgCl_2 \cdot CaCl_2 \cdot 12H_2O$ ), que también se convierten en pasta

al aire, únicamente por las reacciones microquímicas (por su contenido de potasio).

### **V.2.2.- Generación de los domos salinos de la Cuenca Salina del Istmo<sup>(7)</sup>**

La cuenca salina de mayor importancia en nuestro país, por su magnitud, esta localizada en la provincia de Veracruz y fue descubierta cuando el extremo sur del estado de Veracruz, fue explorado por primera vez a fines del siglo pasado, con motivo del proyecto que existió para abrir un canal a través del Istmo de Tehuantepec que conectase el Golfo de México con el Océano Pacífico. Posteriormente y en búsqueda de petróleo, se perforaron los primeros pozos en la estructura de Potrerillos en el año de 1902, dando por resultado el descubrimiento de uno de los mejores domos productores de azufre del mundo, conocido con el nombre de Jaltipan. Los primeros pozos atravesaron el "Cap-Rock" (que se genera cuando las rocas acarreadas por el domo son erosionadas y circundadas completamente por la acción de los agentes de intemperismo sobre la sal, produciendo el "techo" o "Cap-Rock" del domo) y encontraron la sal, a poca profundidad. A la zona se le ha denominado desde entonces como Cuenca Salina del Istmo.

Continuándose con la búsqueda de petróleo, se identificaron otros domos salinos; de tal manera, que los límites de la cuenca se han ido ampliando con los años, especialmente ahora que se disponen de mejores métodos para detectar esas estructuras a profundidades relativamente grandes.



### **V.2.2.1.- Situación geográfica y extensión de la Cuenca**

La cuenca salina del Istmo (figura V.3.) ocupa la parte norte del Istmo de Tehuantepec, limitada al occidente por el macizo volcánico de San Andrés Tuxtla; al sur por la sierra madre oriental; el límite oriental aún está indefinido ya que la formación salina puede acuñarse en un cambio de facies de sal a anhidrita, yeso y dolomita en el Carso de Campeche y Yucatán; hacia el norte la cuenca salina se interna en el Golfo de México tomando en cuenta los últimos descubrimientos hechos en el mar. La cuenca tiene aproximadamente 50 km rumbo norte-sur, por unos 200 km este-oeste, con una área aproximada de 5,300 km cuadrados.

En general toda el área de la cuenca salina ha sido cubierta en forma detallada por levantamientos de geología superficial, de subsuelo, estudios gravimétricos, magnetométricos y sismológicos de reflexión y refracción; además de haberse perforado más de 200 pozos en dicha área.

### **V.2.2.2.- Estratigrafía**

Los sedimentos que se han identificado dentro de la cuenca salina del Istmo van desde el probable Pérmico hasta el Mioceno Superior. En la tabla V.2. se puede observar la estratigrafía general de las cuencas geológicas del Veracruz, Chiapas-Tabasco, Campeche y Yucatán, y a las cuales pertenece la Cuenca Salina del Istmo.

Tabla V.2.  
ESTRATIGRAFÍA GENERAL (9)

VERACRUZ		CHIAPAS-TABASCO	CAMPECHE	YUCATAN	LOCALIDAD		
CENTRO DE VERACRUZ	ESTE DE SALINA DEL YUCAN	COMALCALCO-MACUSPANA	ORINDA DE CAMPECHE				
FORMACION	FORMACION	FORMACION	FORMACION	FORMACION			
ALUVION	ALUVION	ALUVION	RECIENTE	ALUVION	RECIENTE		
SEDIMENTOS CONTINENTALES	GRAVAS DE TERRAZAS	TERRA COLORADA	ARENAS Y LUTITAS	CALIZA CON MOLUSCOS	ALBU TOCENO		
	PARAJE SOLO	PARAJE SOLO	LUTITAS	CANILLO PUERTO	PLICENO		
CONCEPCION SUP.	CONCEPCION SUP.	CALIZAS, LUTITAS Y MARGAS		CALIZ MACUSPANA	OLIGOCENO		
LA LAJA	OLIGOCENO			OLIGOCENO	LA LAJA	OLIGOCENO	
HORCONES	LA LAJA			OLIGOCENO SUPERIOR	LUTITAS Y CALCARENTAS	OLIGOCENO	
QUAYABAL	LUTITAS MARGINAL (GUARUMU)	OLIGOCENO MEDIO	OLIGOCENO INFERIOR	OLIGOCENO			
ARAGON	PALEOCENO	PALEOCENO	ARECHAS CALCAREAS DOLOMITICAS	ICACHE	PALEOCENO		
VELASCO	PALEOCENO	PALEOCENO	DOLOMITAS Y CALIZAS DOLOMITICAS	UNIDAD YB			
ATOYAC	PALEOCENO	MENZEZ		UNIDAD YM			
MALTRATA	PALEOCENO	SAN FELIPE		UNIDAD YI			
DIATE	CRETACICO MEDIO	AGUA NUEVA	CRETACICO INFERIOR	TODOS SANTOS			
TAMPALUPAS	CRETACICO MEDIO	CRETACICO MEDIO					
TUXPANCUILLO	CRETACICO MEDIO	CRETACICO MEDIO					
KONAMANCA	CRETACICO MEDIO	TITHONIANO	TITHONIANO	TODOS SANTOS			
TEPELOVIA	CRETACICO MEDIO	KRMMENDRIANO					
TODOS SANTOS	TODOS SANTOS	ORFONDIANO	ORFONDIANO	TODOS SANTOS			
ISQUISTOACATLAN	ROCAS IGNEAS Y METAMORFICAS	SANTO DOMINGO	SANTO DOMINGO	SANTO DOMINGO			
SASAMENTO	SASAMENTO	SASAMENTO	SASAMENTO	SASAMENTO			

• UNIDADES PRODUCTORAS DE HIDROCARBUROS.

### **V.2.2.3.- Geología Estructural <sup>(10)</sup>**

El objetivo de definir la geología estructural es el de detectar en el terreno y ubicar en un plano las fallas geológicas que pudieran influir en el adecuado funcionamiento de las obras que integren al sistema.

Se analizó la información regional tectónico-estructural en trabajos previos con el fin de determinar los principales sistemas de falla que pudieran influir en el área de estudio.

Los sistemas de falla identificados se encuentran dentro de la zona de influencia de sistemas estructurales activos. A nivel regional se han detectado sistemas estructurales NE 50°-65° SW y NW 30°-45° SE. Estos sistemas transcurrentes están ampliamente distribuidos en el Istmo de Tehuantepec, caracterizándose por presentar fallas laterales izquierdas y derechas afectando a rocas del basamento y de la cubierta sedimentaria, presentándose grandes problemas, al tratar de definir la continuidad de estas fallas en las zonas de planicie (ver figura No. V.4.).

La cuenca salina se caracteriza por presentar fallas laterales así como fracturamiento asociado a dichos sistemas.

Los sistemas estructurales activos también tienden a favorecer el potencial de riesgo sísmico, siendo mayor este potencial en las áreas cubiertas por rocas sedimentarias y menor en las áreas que se tienen afloramientos del basamento.



Regionalmente se han identificado fallas transcurrentes con dirección noreste-suroeste, como son las fallas de Cosamaloapan, Coatzacoalcos y Comalcalco y noroeste-sureste, así como sus resultantes norte-sur y este-oeste. El primer sistema mencionado está estrechamente relacionado con problemas hidrogeológicos y de geología aplicada a la ingeniería civil, por afectar las condiciones de permeabilidad de las rocas y su grado de estabilidad, atravesando a la República Mexicana desde el Pacífico hasta el Golfo de México.

En la zona del Golfo a las orientadas NE-SW, se les ha identificado como fallas laterales izquierdas.

De estos lineamientos se tienen como principales los siguientes, describiéndolos de norte a sur:

*Falla transcurrente Cosamaloapan.*- Esta falla tiene orientación suroeste-noreste, fluyendo el río Papaloapan por el valle originado, ubicándose también importantes carsticos en las calizas que generan alta permeabilidad, como se observa en la Presa Cerro de Oro, en el estado de Oaxaca fuera del área de estudio.

*Falla transcurrente Coatzacoalcos.*- Este lineamiento estructural es el más importante para el sitio de estudio ya que cruza desde el Pacífico hasta el Golfo de México, por los estados de Oaxaca y de Veracruz, incide en el cauce del río Verde (en Oaxaca, cruzando por los poblados de Acayucan, Jaltipan y Chinameca), hasta la porción oriental de los Tuxtlas, propiamente originando los valles de los ríos Calzadas y Coatzacoalcos, hacia su desembocadura.

*Falla transcurrente Comalcalco.-* Este lineamiento estructural ha generado los valles por los que fluyen en algunos tramos, los ríos Uxpanapa y Coatzacoalcos, encontrándose también el área inestable de Guevea de Humboldt en el estado de Oaxaca.

#### **V.2.2.4.- Tectónica**

La actividad y estructuración de los sistemas de fallas mencionados anteriormente son producto de la interacción en el marco regional de las Placas de Norteamérica, Caribe y Cocos, en una región cercana a la unión de estas tres placas tectónicas.

El marco tectónico regional está formado por las placas de Norteamérica, del Caribe y de Cocos. La placa de Cocos es una placa oceánica que se hunde bajo la corteza continental en la Trinchera Mesoamericana.

Las placas del Caribe y de Norteamérica están en contacto por medio del sistema Motagua Polochic, este último trata un sistema de fallas transformantes activas que después de atravesar Guatemala penetra en territorio de Chiapas y posteriormente uniéndose a la trinchera Mesoamericana en la región del Golfo de Tehuantepec.

En el área, estas características tectónicas son las que controlan la conformación estructural de la Cuenca Salina. Por esta razón existen fallas laterales activas cuya cinemática de deformación se explica por medio de un elipse de deformación provocado por una cizalla simple de sentido izquierdo como se observa en la figura No. V.5.

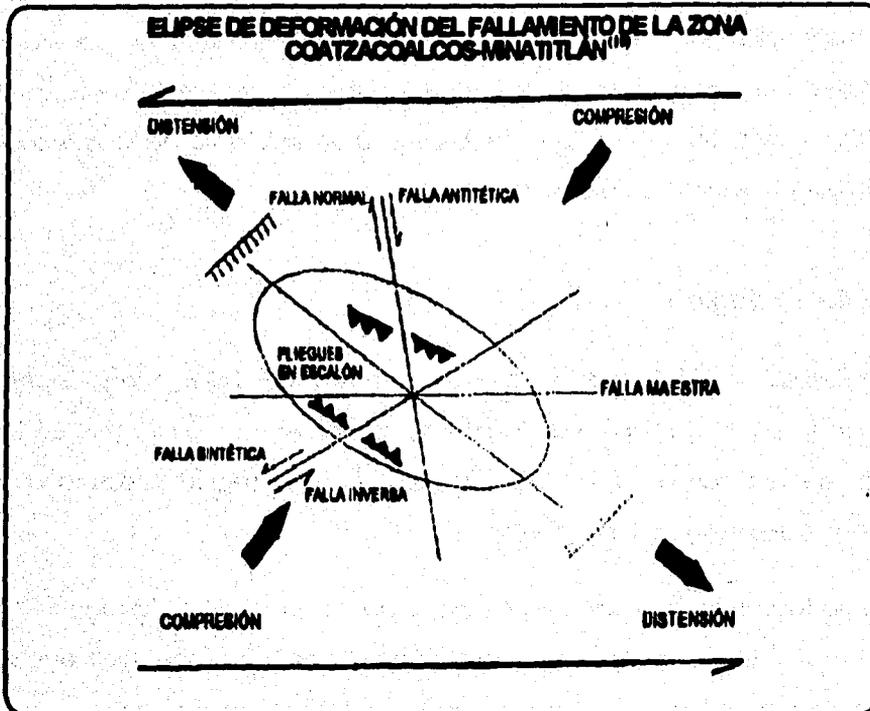


FIGURA V.5.

### V.2.2.5.- Fisiografía e Hidrografía

El área de la cuenca salina forma parte de la planicie costera del Golfo de México, en ellas predominan terrenos bajos y pantanosos con algunos lomeríos. La plataforma continental, de pequeñas pendientes, se prolonga varios kilómetros mar adentro, siendo común encontrar barras arenosas paralelas a la costa.

Hacia el sur del territorio que comprende la cuenca salina del Istmo se encuentran algunas prominencias topográficas con flancos escarpados, entre los que pueden mencionarse los cerros de la Encantada, el Manatí, el cerro Pelón y el cerro Jimbal.

La red hidrográfica de la porción norte del Istmo de Tehuantepec pertenece a la vertiente del Golfo de México. Las principales corrientes fluviales las constituyen : el río Coatzacoalcos, con sus afluentes Coachapa, Uzpanapa, además de un sinnúmero de arroyos tributarios y el río Tonalá con sus afluentes los ríos Zonapa, Tancoachapa y el río Blasillo.

#### **V.2.2.6.- Domos salinos existentes**

Dentro de la Cuenca Salina aparecen una multitud de domos salinos de muy diversas características estando la mayor parte concentrados en una área de 15,000 Km<sup>2</sup>, de los cuales unos 500 Km<sup>2</sup> son considerados susceptibles de ser explotados económicamente por azufre y sal.

En base a los estudios geológicos realizados en la cuenca, actualmente se cuenta con más de 85 estructuras dómicas, sin embargo, de estas estructuras las más viables a seleccionarse como posibles sitios para almacenamiento subterráneo se enlistan en la tabla V.3., con los nombres y su localización, y en la figura V.6. se muestra la configuración de la cuenca salina y los domos prospectos.

#### **V.2.2.7.- Infraestructura del área**

Una vez señaladas estas estructuras, es importante mencionar los aspectos de interés del área en cuestión, a fin de que se proporcionen alternativas a la solución del problema.

Tabla V.3.  
DOMOS SALINOS FACTIBLES DE UTILIZARSE EN LA CUENCA SALINA DEL ISTMO

NOMBRE	UBICACIÓN	CIMA DE LA SAL (m)	DIMENSIONES (Km)	
			Eje principal	Eje secundario
Tuzandepell	Veracruz	500	10	5
Moloacán	Veracruz	500	7	4
Túnel		500	6	5
Ixhuatlán	Veracruz	500	1	0.5
Nuevo Teapa	Veracruz	500	2.5	1
Palmitoia	Veracruz	400	4	1
Pajaritos	Veracruz	800	3.5	2
El Plan	Veracruz	1000	6	4

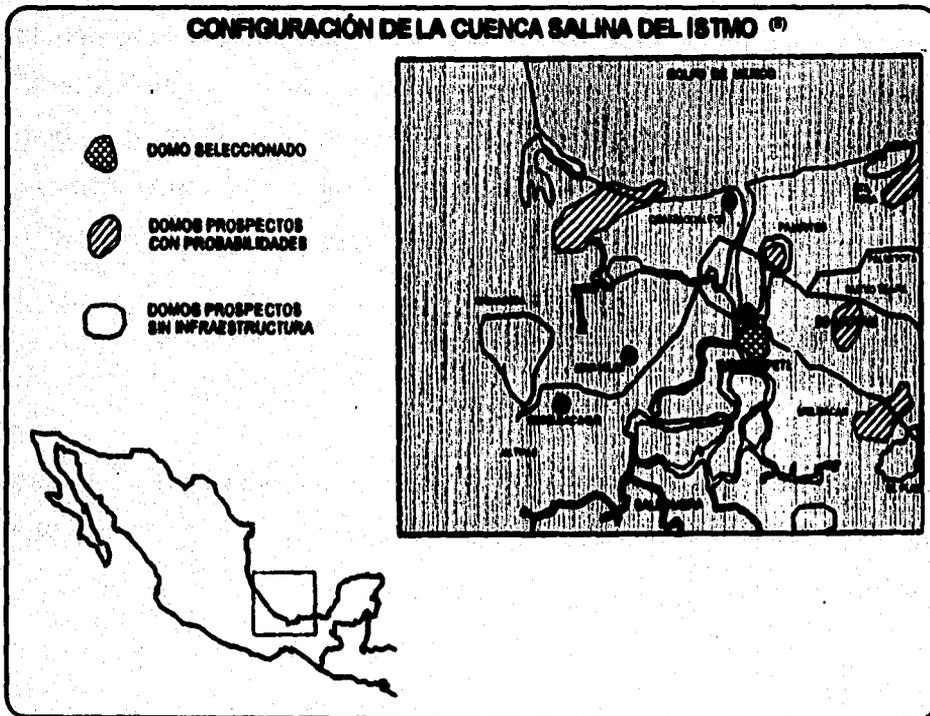


FIGURA V.6.

**Vías de comunicación.-** Ésta área se encuentra comunicada en todas direcciones, pero destacan en orden de importancia la carretera Coatzacoalcos-Villahermosa, el ferrocarril del sureste y los puertos de Pajaritos y Coatzacoalcos, así como también la carretera Tuxtepec-Oaxaca y el puerto de Salina Cruz.

**Ductos.-** Convergen en esta área la red de ductos procedentes de Ciudad Pemex, Cactus, Samaria y La Venta entre otros.

**Estaciones de Bombeo.-** Existen estaciones de bombeo en: Tehuantepec, Matías Romero, Sarabia, Carranza, Paredón, Cactus, Cárdenas, La Venta, Pajaritos, Arriaga, etc.

**Instalaciones Existentes.-** En esta zona se localizan tres de los complejos Petroquímicos Industriales más importantes del país, Pajaritos, Cangrejera y Salina Cruz.

**Abastecimiento de Agua.-** La red hidrográfica en la porción del Istmo corresponde a la vertiente del Golfo de México, las principales corrientes fluviales las constituyen: el río Coatzacoalcos, con sus afluentes Coachapa, Uzpanapa, además de un sinnúmero de arroyos tributarios y el río Tonalá con sus afluentes, los ríos Zanapa, Tancoachapa y el río Blasillos, los que aseguran el abastecimiento de agua.

**Utilización de la salmuera producida.-** A este respecto se estudiaron 4 alternativas:

- Inyectarla a los yacimiento depresionados de Nuevo Teapa, como un proceso de recuperación secundaria.
- Arrojar la salmuera a unos 5 ó 6 Km. dentro del mar por medio de difusores estratégicamente colocados; previo estudio para evitar daños a la ecología marina.
- Arrojar la salmuera diluida al río Coatzacoalcos.
- Entregar la salmuera a un complejo Industrial para su utilización y/o comercialización.

En base a los requerimientos esenciales y a lo antes mencionado, se estableció que ésta área ofrece grandes posibilidades para el almacenamiento de crudo en cavidades.

### **V.3.- Contexto Geológico Local <sup>(11)</sup>**

Definir las características geológicas del área elegida es indispensable para conocer las ventajas y desventajas de cada domo prospecto y con ello tener los parámetros necesarios para una selección adecuada. Sin embargo, había que considerar la infraestructura del área pero como un complemento del contexto geológico local, que a fin de cuenta es lo que podría repercutir en mayor medida en el costo del Sistema en general.

Una mala selección del sitio, podría provocar una reducción en la vida útil del Sistema o de un control demasiado complejo y de mayor costo, para contrarrestar la inconveniencia de tal selección. Es por lo anterior que un

estudio geológico preliminar completo coadyuvará a aceptar o descartar un sitio favorable para la construcción de cavidades.

### **V.3.1.- Estudio Geológico Preliminar**

De acuerdo a los principales requisitos para efectuar la selección del sitio para la construcción de las cavidades y en base a la información de los estudios geológicos realizados en la Cuenca Salina del Istmo se determinó la existencia de una multitud de domos salinos de muy diversas características. Dentro de estos domos salinos se cuenta con el domo Tuzandepetl el cual ofrece varias ventajas para desarrollar cavidades para el almacenamiento de crudo.

Algunas de estas ventajas son las siguientes:

- La cima de la sal se encuentra a poca profundidad (aprox. 500 m) y tiene un espesor promedio de 1,500 m.
- La sal es de buena calidad ya que contiene pocas impurezas (menos de 5%) y bajo contenido de sólidos insolubles.
- La localización esta muy cercana a Nuevo Teapa, que es un importante centro de distribución. Además de que en esta zona se localizan tres de los complejos petroquímicos industriales más importantes del país como son: Pajaritos, Cangrejera y Salina Cruz.
- Se encuentra cerca del río Coatzacoalcos (4 km) que es una fuente de abastecimiento importante, que puede aportar los volúmenes de agua dulce suficientes para la lixiviación.

- Respecto a la salmuera producida, esta se podrá arrojar al mar, inyectarse a pozos depresionados o bien podrá entregarse a compañías para su industrialización.
- El domo salino de Tuzandepetl, Ver. tiene una extensión aproximada de 10,000 m de largo por 3,000 m de ancho. Por lo cual es posible efectuar la construcción de varias cavidades e incrementar paulatinamente la capacidad de la instalación sin que prácticamente exista limitación al respecto.

Estas conclusiones se derivaron del Estudio Geológico Preliminar, cuya planeación general se describe a continuación.

### **V.3.1.1.- Planeación del Estudio Geológico Preliminar <sup>(12)</sup>**

La planeación para la localización de sitios geológicamente favorables, para la construcción de cavidades en domos salinos, debe iniciar con un estudio geológico preliminar que deberá considerar los siguientes puntos:

#### **1. Delimitación del área de estudio:**

En esta etapa se definirán, de acuerdo con las necesidades a cubrir por el proyecto, los límites del área que se reconocerá con el objetivo de localizar cuencas salinas favorables, desde el punto de vista geológico, a la construcción de cavidades para el almacenamiento de crudo en domos salinos.

Se tomarán en consideración las regiones adyacentes a las instalaciones petroleras, tales como refinerías y ductos de varios tipos,

teniendo en mente que la zona económicamente óptima, de acuerdo con la experiencia de algunas compañías en este tipo de proyectos, esta situada en un radio de 10 km a partir de las instalaciones mencionadas.

## **2. Recopilación de la Información geológica existente:**

Este punto consiste en la recopilación de toda la información pertinente del área considerada, tomada de los mapas elaborados por varias instituciones y de publicaciones.

La información incluirá: la topografía, el clima, la vegetación, la hidrogeología (nivel freático), los datos sísmicos de la región (frecuencia e intensidad de los sismos), el régimen tectónico al cual están sometidas las cuencas salinas y los esfuerzos resultantes, la presencia de actividad minera y de bancos de materiales, la cercanía a líneas de fuerza eléctrica.

Con estos datos se hará una primera selección de las localidades que se consideran favorables desde el punto de vista tanto de la geología como de la Ingeniería civil.

## **3. Fotogeología de las áreas seleccionadas y verificación de campo:**

Con la ayuda de mosaicos o fotografías aéreas se procederá a un reconocimiento de las localidades preseleccionadas. Este permitirá obtener los parámetros geológicos con los cuales se procederá a una selección final.

Se tomarán en cuenta los siguientes datos:

a) **Litología.**- Se estudiará la composición y origen de la cuenca, se efectuará un muestreo detallado para estudio petrográfico de las distintas variaciones de litología.

b) **Modificaciones de orden químico.**- Se observará la alteración de la región por intemperismo y el espesor de la zona intemperizada. Se observaran los rasgos superficiales que puedan indicar fenómenos de disolución en el subsuelo.

c) **Modificaciones de orden físico:** Se determinarán los sistemas principales de fracturas, el rumbo e inclinación de los planos de fractura, la existencia de fallas activas, el relleno de las fracturas, la existencia de permeabilidad por fracturamiento.

4. **Información geológica sobre las áreas más favorables para la generación de cavidades:**

Se elaborará un informe en el cual se deberá detallar la información y los datos obtenidos y se presentarán recomendaciones tentativas sobre la selección de las localidades más aptas para el objetivo del proyecto, indicando los criterios en los cuales están basadas. Se recomendarán igualmente estudios ulteriores previos a la decisión final o la obra civil.

5. **Selección final de las localizaciones:**

Se sugiere que en la selección definitiva de las localizaciones intervengan expertos en la construcción de las obras civiles de similar magnitud.

### **V.3.1.2.- Caracterización preliminar del domo seleccionado <sup>(10)</sup>**

El domo salino Tuzandepetl se encuentra localizado, en las Cuencas Terciarias del Sureste (Cuenca Salina del Istmo) a 12 km al sur de la ciudad de Coatzacoalcos, Ver. Este domo forma parte de una masa salina que cubre un área conocida de 6,000 km<sup>2</sup> (ver figura V.7.)

La presencia y profundidades de dicha masa salina, fue definida en forma indirecta por método geofísicos y verificados mediante la perforación de pozos cuyos objetivos principales fueron los de descubrir y explotar los hidrocarburos existentes en yacimientos asociados a intrusiones locales de sal. La existencia del domo Tuzandepetl fue probada en julio de 1949, con la perforación del pozo Tuzandepetl No. 3, que cortó a la sal a 391 metros bajo la mesa rotaria (mbmr).

Para 1983 se tenían perforados 8 pozos, 3 de ellos son productores de salmuera de uso industrial (201A, 202 y 203).



### V.3.1.3.- Información disponible

La información disponible para la caracterización del domo, consta fundamentalmente de una configuración sísmológica de la cima de la intrusión salina y de la obtenida de la perforación de 7 pozos. Esta información incluye los registros geofísicos y la descripción litológica de muestras de canal y núcleos de la columna de sal, tomados durante la perforación de los pozos. La información de los pozos se detalla en la tabla V.4.

Tabla V.4.  
**INFORMACIÓN DISPONIBLE PARA LA CARACTERIZACIÓN PRELIMINAR (13)**

No. Pozo	Intervalos con descripciones litológicas (mbmr)	Intervalos con registros geofísicos (mbmr)	Intervalos con registros litológicos (mbmr)	Intervalos con datos de echados (mbmr)	Observaciones
1					No se alcanzó la cima de la sal
2					No se alcanzó la cima de la sal. PT=369mbmr
3			0-397		PT=397 mbmr, sólo cortó la cima de la sal
5	907-2990' 411-2903.2'		0-3,000	1,400-2,590	Se cortaron 70 núcleos PT=3,000mbmr
7		E-100-400			PT=1,000mbmr
201	55-350' 380.3-1,500' 380.3-1,500'	S.G.-50-1,400 M.R.-400-1,175 E.-50-1,500 G.N.-401-1,504 S.-398-1,503	300-1,500 300-1,500	408-1,420	Se cortaron 64 núcleos. PT=1,500 mbmr
201A		M.R.-25-1,500 G.N.-50-1,500 E.-25-1,500 S.C.- 400-1,300 S.-450-1,500			PT=1,500 mbmr
202		G.N.-25-1,325 M.R.-25-1,500 S.C.-25-1,200		340-1,338	PT=1,500 mbmr

\*De muestras de canal E: Registro Eléctrico

\*De núcleos

M.R.: Micro Registro  
G.N.: Rayos Gamma Neutrón  
S.: Registro Sónico  
S.C.: Registro Sónico de Cementación  
PT: Profundidad Total

### V.3.1.4.- Características del domo

El domo Tuzandepetl es una estructura alargada, con su eje longitudinal orientado en dirección NE-SW y una longitud de 12.5 km y una pendiente aproximada de  $10^\circ$  tanto al NE como al SW. El eje transversal tiene una longitud de 7.5 km, con una pendiente de  $10^\circ$  hacia el flanco Este y de  $20^\circ$  al Oeste (ver figura V.8.).

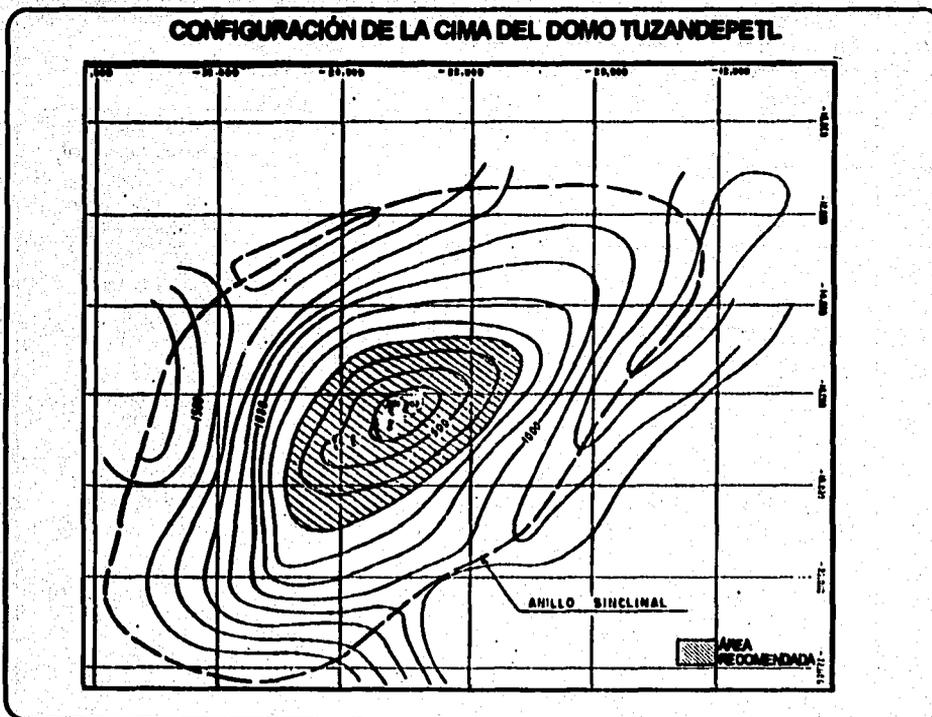


FIGURA V.8.

De acuerdo con la configuración estructural se determinó el anillo sinclinal que corresponde a la porción periférica más baja que rodea al domo,

encontrándose a diferentes profundidades, como a continuación se describe: en la porción oriental se localiza de 1,050 a 1,350 en el flanco sureste de 1,050 a 1,450, en el oeste de 1,400 a 1,650 y en la porción noreste sus profundidades varían de 1,150- a 1,400 y 1,350. Estas profundidades están dadas en metros bajo nivel del mar (mbnm).

El anillo sinclinal limita una área aproximada de  $67.7 \text{ km}^2$ , cuya cúspide se localiza a 350 mbnm.

La profundidad media, de acuerdo con la configuración estructural, de la figura V.8., es de 1,050 mbnm.

El cierre estructural a la curva cerrada -1,000 es de 650 m.

Debido a que el anillo sinclinal que limita el domo se localiza a diferentes profundidades, los flancos de la estructura presentan relieves estructurales de diferentes valores.

<b>FLANCO</b>	<b>RELIEVE ESTRUCTURAL (m)</b>
Norte	1,300
Sur	1,150
Este	880
Oeste	1,300

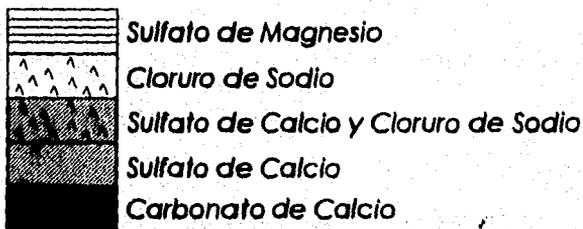
Los volúmenes originales de roca calculados para la estructura fueron los siguientes:

Volumen a la máxima profundidad del anillo sinclinal (1,650 m)  $67,840 \times 10^6 \text{ m}^3$

Volumen al máximo espesor perforado (2,300 m, pozo TUZ-5)  $135,680 \times 10^6 \text{ m}^3$

En el pozo TUZ-5 se perforaron aproximadamente 2,300 m, aparentemente de pura sal. La información de los núcleos describe a la columna perforada como constituida de sal, mostrando diferentes tipos y en algunos casos presencia de anhidrita.

Tomando en cuenta que una Secuencia de Evaporación está constituida por carbonatos, sulfatos y cloruros, como se muestra a continuación, es de suponerse que una columna tan grande (2,300 m) debe estar intercalada con cuerpos de anhidrita (sulfatos) y calizas (carbonatos).



La información de registros geofísicos de los pozos, disponible para la definición estratigráfica de la masa salina, resultaba insuficiente. En el registro radioactivo (pozos 201 y 202) se observan secuencias en los valores de radioactividad medidos tanto en la curva de Rayos Gamma como en la de Neutrón, con espesores que varían de 100 a 200 m. De acuerdo con las descripciones litológicas de las muestras tomadas en el pozo TUZ-201, estas variaciones de radioactividad no concuerdan con los cambios litológicos, por lo que sería necesario que con mayor información se comprobará, si dichas secuencias de valores de radioactividad corresponden realmente, a la secuencia de evaporación.

En los pozos TUZ-5, 201 y 202 se dispuso de datos de echado (ángulos de inclinación de capas), medidos probablemente en los contactos litológicos (sal-anhidrita, anhidrita-caliza), lo que indica que la columna reportada como sal pudiera estar, como ya se comentó anteriormente, interestratificada con cuerpos de otros tipos litológicos (anhidrita, caliza).

Si se acepta la suposición de que la sal ha emigrado, lógicamente su estratificación originalmente horizontal ha sido deformada en forma irregular, pudiendo existir dentro de la masa de sal zonas con capas inclinadas, a diferentes ángulos, inclusive verticales, lo cual sería desfavorable para el control de la disolución de las capas de sal.

### **V.3.1.5.- Geología Local**

De acuerdo con los trabajos desarrollados para la Industria Petrolera de nuestro país, se registraron datos litológicos y estratigráficos de los sitios en el campo. Los datos estructurales se obtuvieron directamente en el campo, buscando un enfoque geomecánico. Los datos de campo se incluyen en la figura V.4.

#### **V.3.1.5.1.- Litología**

Los tipos de roca encontrados corresponden a rocas clásticas de origen sedimentario, tales como areniscas, limolitas y lutitas.

### V.3.1.5.2.- Estratigrafía Local <sup>(12)</sup>

Se describirán a continuación las diferentes unidades que afloran en la zona, de acuerdo con los sitios verificados en campo ( ▲ ) incluidos en la figura No. V.4.

**Sitio No. 1.-** Al oriente del poblado de Nanchital, se observó en unos cortes materiales arenosos del Pleistoceno.

Dada la granulometría de estos sedimentos, no fue posible observar sistemas de fracturamiento, sin embargo, se nota un cauce antiguo formado en una depresión con orientación NE-SW.

**Sitios Nos. 2 y 3.-** Estos puntos se localizan también al oriente de Nanchital y son utilizados como bancos de materiales arenosos y grava para construcción, correspondiente al igual que el sitio No. 1 a unidades del Pleistoceno, sin que se observarán sistemas de fracturamiento.

**Sitio No. 4.-** En la orilla poniente del poblado de El Chapo, se encuentran algunos cortes donde se observa una interestratificación de lutitas arenosas y areniscas color café y gris, plegadas con echado de 60° al N 25° W.

Los espesores de las capas varían de 0.10 m a 0.40 m, correspondiendo a la Formación Concepción Inferior.

Esta formación se encuentra afectada por fallas transcurrentes (laterales), con una densidad de planos a cada 0.30 m, con orientación NE 60° SW.

**Sitio No. 5.-** Cercano al Sitio No. 4 y subyaciendo a la formación Concepción Inferior afloran lutitas arenosas color gris azulado, masivas, con abundancia de nódulos y concreciones de hematita y limonita, correspondientes a la formación Encanto. Por su naturaleza arcillosa, los planos de afallamiento que afectan a la Formación Concepción Inferior que le sobreyace son menos notorios, sin embargo persisten.

**Sitios Nos. 6 y 7.-** Sobre la carretera que conduce de la ranchería de Pollo de Oro a Pajaritos, se observan en los cortes material arenoso del Pleistoceno (Sitio No. 6) y lutitas de color café medianamente cementadas (Sitio No. 7), correspondiendo estas últimas a la Formación Fillisola. El espesor medio de las capas es de 1.00 m.

Las lutitas de la formación Fillisola tienen un ligero echado de 6° al sur siendo fácilmente erosionables.

**Sitio No. 8.-** Al norte de los sitios 6 y 7 por la misma carretera a Pajaritos, se localizan otros cortes en los que se presentan lutitas arenosas color café y crema, con gran contenido de nódulos y concreciones de hematita y limonita pertenecientes a la formación Paraje Solo. Los espesores de las capas varían de 0.30 m a 1.00 m, siendo sus contactos poco definidos.

Los planos de fracturas y fallas tienen los siguientes datos estructurales:

- Rumbo NE 50°-80° SW verticales con una frecuencia de 0.10 a 0.15 m de separación.

- Falla normal rumbo NE 64° SW con echado de 75° al NW.

Aprovechando estos sistemas de fallas la formación Paraje Solo fue erosionada notándose un cauce antiguo con dicha orientación.

**Silo No. 9.-** Afloramiento de la formación Concepción Superior constituida por lutitas calcáreas color gris claro y areniscas café claro, ubicado hacia el empotramiento del puente Antonio Dovall, en la margen derecha; el rumbo de las capas es NW 36° SE con 8° de echado al SW.

Aquí se presentan fallas normales con frecuencia de 1.00 m y rumbo NE 55° SW con echado de 70° al SE.

**Silo No. 10.-** Este afloramiento se encuentra en la parte sur del poblado de Ixhuallán y consiste en estratos de arenisca carbonosa de color café claro y lutitas arcillosas color gris claro a verdosas, de la formación Paraje Solo.

Presentan fracturas E-W verticales cortando perpendicularmente a la estratificación. Estas fracturas no presentan relleno ni deslizamiento. La frecuencia de estas es cada 0.60 m.

**Silo No. 11.-** Sobre la carretera Minalilán-Villahermosa, se observa en un corte a la formación Concepción Superior con echado de 10° hacia el oriente, con sistemas de fracturamiento NE-SW y NW-SE.

**Sitio No. 12.-** Dentro del poblado de Amatlán, se tienen afloramientos de la formación Filisola, con su coloración rojiza característica y rasgos de bioturbación.

**Sitio No. 13.-** Se observan lutitas arenosas grises de la formación Concepción Inferior, la cual manifiesta sistemas de afallamiento NE-SW.

**Sitios Nos. 14 y 15.-** Se localizan dos cortes en la formación Concepción Superior, en donde se presentan los sistemas de afallamiento transcurrente preferenciales en el área, con orientación NE-SW y NW-SE.

**Sitio No. 16.-** La margen izquierda del valle, que se localiza en esta zona, esta constituida por areniscas arcillosas y limollitas de la formación Concepción Superior, con echado de 7° al sureste.

**Sitio No. 17.-** En la margen derecha del mismo valle, a la mitad del vaso, se localizó una falla normal con rumbo NE-SW y echado de 56°

**Sitios Nos. 18 y 19.-** En estos dos sitios, se localizan pequeños manantiales que abastecen de agua a los habitantes del poblado de Amatlán.

La presencia de estos manantiales está íntimamente relacionada con la zona de fallas descritas en el Sitio No. 17 y la que se describirá en el Sitio No. 20, siendo la causa del aumento de permeabilidad por dichas estructuras.

**Sitio No. 20.-** En la parte alta de la margen derecha del valle mencionado en el Sitio No. 17, se identificó otra falla normal con rumbo NE-SW y echado hacia el noroeste, que afecta también a la formación Concepción Superior y favorece la presencia de los manantiales descritos anteriormente.

### V.3.1.6.- Topografía y Edalogía <sup>(10)</sup>

#### Topografía

Topográficamente Tuzandepetl es un área con pendientes suaves y elevaciones que están caracterizadas por lomeríos que conforman un drenaje de tipo dentrítico abierto (ver figura V.9.).

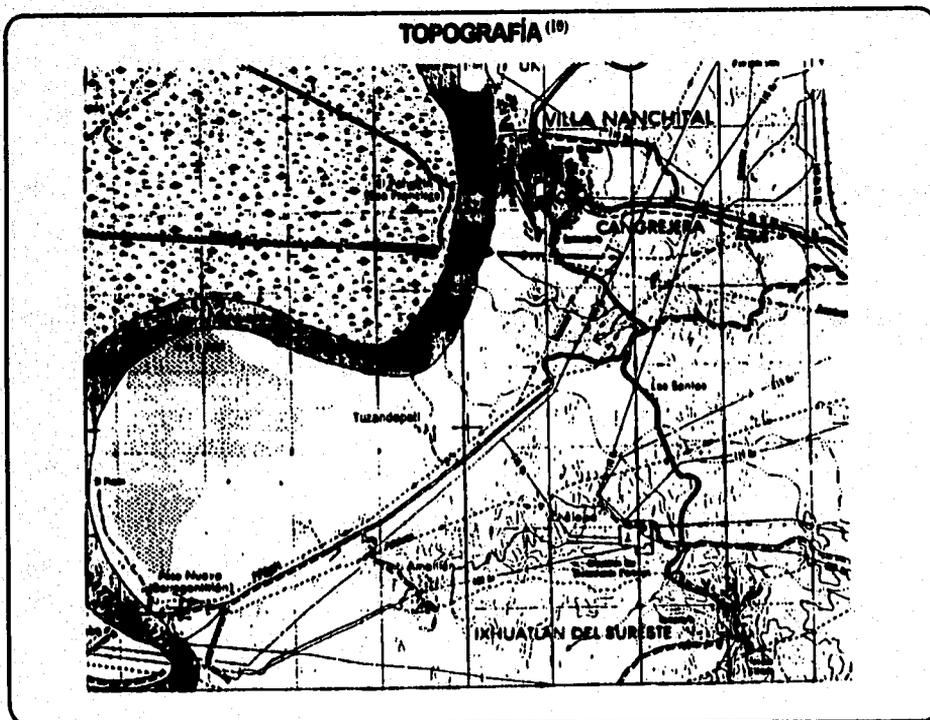


FIGURA V.9.

Cerca del área del proyecto se encuentra el río Coatzacoalcos donde el drenaje tributario descarga sus aguas. Las elevaciones donde se ubica el proyecto van de 10 a 30 m, sobre el nivel del mar.

Los trabajos topográficos que se han desarrollado fueron llevados a cabo por la Industria Petrolera de nuestro país y cartas editadas por otras dependencias gubernamentales.

### **Edafología**

En los alrededores de Tuzandepetl se observan 3 tipo de zonas(ver figura No. V. 10):

**Zonas Bajas.-** Estas zonas se encuentran cercanas a las márgenes del río Coatzacoalcos y se compone de suelos pantanosos, con desarrollo de vegetación compuesta de lirios y pastizales húmedos y desarrollados. En la zona norte de playas y Torno del Diablo se forma una laguna perenne con intermitente que incrementa su extensión de acuerdo a la precipitación pluvial.

**Zonas medias.-** Con elevaciones hasta de 10 m son terrenos de pendientes suaves compuestos por aluvión arcilloso en donde crecen pastos, arbustos y árboles de mediano tamaño.

**Zonas altas.-** Esta zona está determinada por elevaciones que van de 10 a 35 m, formada de lomerios con pendientes que van de suave (5°) a pendientes medias (30°). en estas zonas se desarrollan pastizales cerrados y árboles de mediano tamaño.

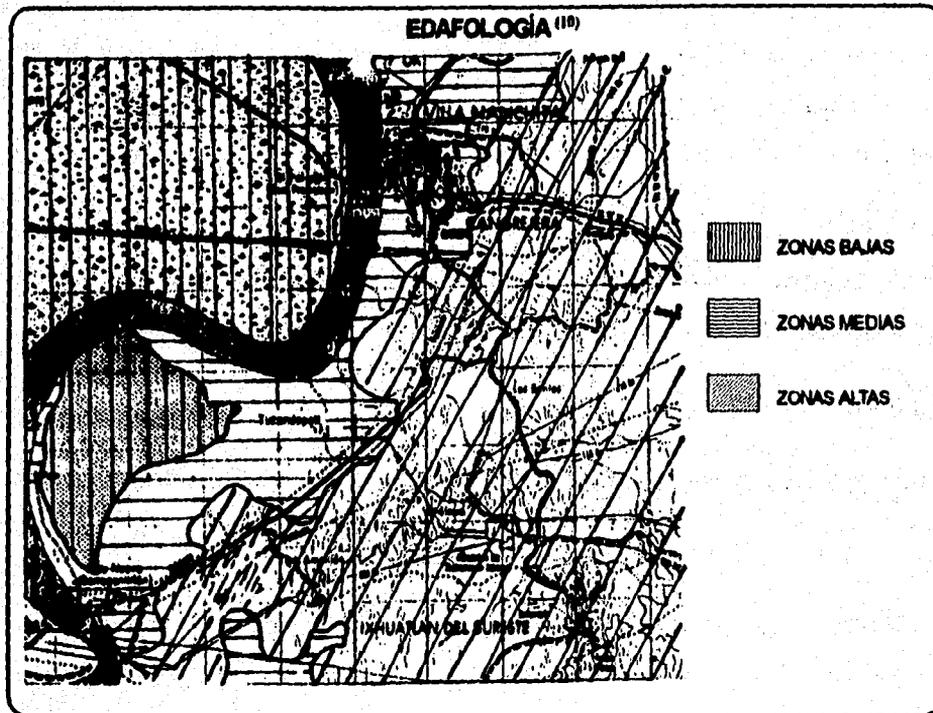


FIGURA V.10.

### V.3.3.- Conclusiones del Estudio Geológico Preliminar

La Cuenca Salina del Istmo hasta 1983, constituía la base de la columna geológica productora de los campos petroleros localizados en la Subprovincia Geológica El Plan-Agua Dulce.

La superficie de la masa salina está configurada por estructuras dómicas con características particulares diferentes, localizándose también a diferentes profundidades; por ejemplo, en el extremo sureste (área Ogarrío) la cima de la intrusión se localizó a 1,500 mbnm, encontrándose cada vez más someras hacia la porción oeste-noroeste, área Moloacán: 400 mbnm, área Tuzandepetl: 350 mbnm, área Jallipan: 100 mbnm.

En forma general se puede considerar que la cima de la masa salina está cubierta por sedimentos terrígenos pertenecientes al Sistema Terciario (Mioceno Inferior y Oligoceno Superior), localizándose en las porciones más altas de cada estructura de sedimentos del Mioceno Inferior y en los flancos sedimentos, generalmente arcillosos, del Oligoceno Superior.

En base a las definiciones estratigráficas que se realizaron en el área se consideró que la sal pertenece al sistema Jurásico Inferior o Pre-jurásico ya que en algunas localidades se encontró interestratificada con sedimentos pertenecientes a los Sistemas mencionados. Sin embargo, en las áreas tanto del domo Tuzandepetl como las vecinas, se encontró que la sal llega a estar en contacto hasta con sedimentos de la Formación Encanto del Mioceno Medio-Inferior, lo que indica que la sal se trasladó pasando a niveles estratigráficos superiores.

De acuerdo con las columnas geológicas perforadas en el área, hasta ese entonces, en la porción este (Campo Ogarrío) afloran sedimentos terrígenos del Mioceno Superior (Formación Cedraí). Sin embargo, en el lado opuesto, área Tuzandepetl, se halló que afloran sedimentos terrígenos del Mioceno Inferior (Formación Encanto), lo que indica que había un mayor levantamiento de la masa salina en la porción oeste-noroeste, originado, probablemente, por el flujo de sal en dirección sureste-noroeste provocado por la sobrecarga de sedimentos terrígenos que la sobreyacen, lo que explicaría, también, la ausencia de domos salinos en la Subprovincia de Comalcalco.

## **V.4.- Evaluación del Contexto Geológico**

En este inciso se muestran los resultados del análisis del contexto geológico regional y del contexto local del área seleccionada. Esta evaluación es importante para fundamentar la estructura de las actividades y la continuidad de los trabajos de desarrollo, o bien redefinir las actividades de la perforación del pozo exploratorio y lixiviación.

### **V.4.1.- Regional**

El contexto regional se concreta a la Cuenca del Istmo de Tehuantepec, la zona está ampliamente estudiada desde el punto de vista de exploración petrolera.

Del análisis regional de la cartografía geológica de la Cuenca Salina resalta por su importancia la presencia de estructuras geológicas (fallas, fracturas locales y regionales), que están relacionadas al área de Tuzandepetl y que afectan a la columna geológica compuesta de rocas que abarcan toda la columna estratigráfica, desde las más antiguas (Jurásico Medio) hasta las más jóvenes (Terciarias) integradas por rocas sedimentarias heterogéneas.

La orientación de los principales sistemas de afallamiento corresponden a ejes noreste-suroeste y noroeste-sureste. Estos sistemas dan origen a bloques con movimientos laterales relativos entre ellos, los cuales generaron la formación de fallas norte-sur y este-oeste.

Es importante que se considere en la planeación de la obra civil y de las cavidades, la influencia que estos sistemas regionales pueden representar, tomando en cuenta la información de la geología estructural de detalle presentada.

#### **V.4.2.- Local**

En la construcción de las cavidades es importante resaltar la importancia del conocimiento de las características geológicas de la masa salina, principalmente las que se refieren a la mineralogía salina, las de la estructura del domo y la presencia de fallas o fracturas locales que pudieran afectar los sitios seleccionados para la construcción de las cavidades.

De acuerdo con la caracterización geológica preliminar del domo seleccionado se establecen varias recomendaciones para completar dicha caracterización y para las etapas subsecuentes a los estudios geológicos complementarios que el pozo exploratorio permitirá definir. Estas recomendaciones son las siguientes:

- La caracterización del domo Tuzandepetl se realizó en base a una configuración sísmológica somera de la formación salina y a la demás información disponible, por lo que se recomienda un levantamiento sísmico de reflexión que proporcione con detalle la estructura del área seleccionada y hacer las correcciones necesarias.

- Con especial énfasis se recomienda que para definir con precisión las características estratigráficas de la masa salina, en el programa de perforación del pozo exploratorio se incluya un muestreo continuo de núcleos, por lo menos hasta la profundidad a la que supuestamente quedará la base de las cavidades. Asimismo, se estima conveniente incluir dentro del programa de registros geofísicos de pozos: el micro registro y el de medición continua de echados.
  
- Debido a que una secuencia de evaporación típica está compuesta de diferentes tipos litológicos (caliza, anhidrita, sal) que tienen distinto grado de solubilidad, se recomienda definir con precisión las secuencias, los tipos litológicos y las profundidades de los contactos entre ellos, con lo cual se podría controlar mejor la formación de la cavidad.
  
- Ante lo insuficiente de la información geofísica o directa, se requiere llevar a cabo un estudio de Sismología de Reflexión de alta resolución en dos dimensiones para conocer y evaluar las características estructurales del domo salino, confirmando o descartando la presencia de fallas que afectasen a la construcción de las presas de retención de salmuera y de las mismas cavidades, y por otro lado definir los horizontes de sales de mala calidad (potásicas) para la lixiviación.



## POZO EXPLORATORIO

---

### VI.1.- Contexto Geológico del Domo Tuzandepetl

**D**e acuerdo con el contexto geológico presentado en el capítulo anterior, fue necesario programar un pozo exploratorio para cumplir con todos los criterios de selección del lugar (ver capítulo III, Inclso III.4.7. ) a donde se pretende desarrollar la construcción del almacenamiento, ya que las condiciones geológicas recapituladas no son suficientes para cumplir con dichos criterios.

Una vez definido el sitio, según el contexto geológico, existen dos problemas principales:

A. La geometría de la masa salina, por lo menos en la zona elegida para la ubicación de las cavidades.

B. Las características de la sal misma, en especial:

- La presencia de sales más solubles que la halita
- La presencia de insolubles (porcentaje y repartición)

- Las características mecánicas de la sal, sobre las cuales las condiciones tectónicas y las discontinuidades de la masa salina pueden influenciar

## **VI.2.- Programa Geológico para el Domo Seleccionado**

Dada la necesidad de complementar la interpretación estructural del domo seleccionado, sobre la forma geométrica del mismo, la extensión lateral de la formación salina y la composición misma de la sal fuera de la cima estructural, es necesario mayor investigación sobre el contexto geológico del domo, el método de exploración seleccionado puede desarrollarse mediante el siguiente programa general:

- Reinterpretación de la información geofísica del domo
- Realización de un pozo exploratorio

### **VI.2.1.- Reinterpretación de la información geofísica del domo**

Esta reinterpretación de la geofísica del domo y de las estructuras vecinas con las que se cuenta, concierne principalmente a los datos gravimétricos y a los datos de reflexión.

Esta reinterpretación tiene como objetivo mejorar la información que puede obtenerse de dichos datos para precisar la forma del domo, la forma de la cima de la masa salina, los aspectos principales de la tectónica intrasalina y en particular localizar las masas o los bancos de insolubles.

## VI.2.2.- Realización de un pozo exploratorio

Realizar un pozo exploratorio sobre un flanco del domo, de acuerdo con los terrenos disponibles. Este sondeo tiene por objeto verificar la posición de la cima de la masa salina y localizar un espesor de sal suficiente.

La importancia de los resultados de este pozo exploratorio, es tal, que puede sustentar la decisión de continuar la exploración del domo y de finalizar el programa general.

Esquemáticamente, los siguientes elementos de decisión deben ser tomados en cuenta:

- *Alternativa A:* El pozo exploratorio atraviesa sal de calidad aceptable, en una posición estructural semejante a la esperada.

De esta forma el estudio geológico preliminar se ve confirmado, quedando únicamente pendiente determinar las características físicas y químicas de la sal y en localizar las masas de insolubles eventuales.

- *Alternativa B:* En caso de que el pozo exploratorio determine la existencia de insolubles, en cantidades importantes en la sal, será necesario investigar si esto se debe a que el pozo se situó en el flanco del domo y no es representativa de toda la masa o bien si existe insolubles en la masa de sal.

- *Alternativa C:* El pozo exploratorio no atraviesa evaporitas pero encuentra los sedimentos cenozoicos del flanco hasta la profundidad final

Para las alternativas B y C se podría considerar:

1. Abandonar la exploración del domo en esta fase.
2. Determinar con mayor precisión la forma geométrica de la estructura; en cuyo caso deberá realizarse un registro de medición de echados para conocer la actitud de los Insolubles y si se encuentran sedimentos en el flanco, determinar a qué distancia está el mismo de la cima del domo. Para profundizar en este aspecto se podría realizar un estudio de sismología de reflexión de alta resolución para definir las características estructurales del domo salino a detalle.

Además, el estudio podrá verificar posibles fallas que se hayan observado en el estudio geológico preliminar, así como horizontes de sal potásica o de mala calidad en el domo.

A pesar de lo anterior, no se podrá tomar una decisión hasta que no se haga un análisis de los resultados de detalle obtenidos en el pozo exploratorio y se tomen en consideración elementos tales como: profundidad de la cima de la sal cuya existencia haya sido efectivamente probada, características de la misma, posición estructural, edad, profundidad, cantidad exacta de los insolubles, su repartición, entre otros.

### **VI.3.- Programa Geofísico General <sup>(5)</sup>**

Para completar los trabajos de geofísica en el domo seleccionado se deben considerar las alternativas indicadas en el inciso VI.2.2., y proceder de acuerdo a los siguientes casos:

Caso I: Al hacer el pozo se encuentran las condiciones previstas (sal masiva y a una profundidad conveniente)

Los trabajos de geofísica tendrán como objetivo esencial tratar de detectar las eventuales masas de insolubles que no fueran determinadas durante la perforación del pozo.

Un registro VSP (Vertical Sismic Profile) es necesario para este caso. Los trabajos consistirán en mediciones entre la superficie y los receptores dentro del pozo. Dada la importancia que representan los resultados que se obtienen de este registro, más adelante se presenta una breve descripción del mismo.

Caso II: Condiciones Intermedias; al observar que la sal se encuentra con importantes masas de insolubles.

Los trabajos geofísicos consistirán en:

Realizar perfiles sísmicos con cobertura múltiple, que puedan proporcionar una imagen clara de los estratos geológicos, la explicación de la formación de la sal, así como la delimitación aproximada de los bordes del domo. En este caso también se recomienda un estudio de sismología de reflexión de alta resolución.

(5) Referencias al final, en la Bibliografía.

Hacer mediciones del registro VSP con offset (puntos donde se realizan las vibraciones que emiten las ondas que serán captadas por la sonda en el interior del pozo) para delimitar los bordes del domo y detectar las masas de insolubles.

Caso III: No se encuentra sal (poco probable, se considera sólo como referencia).

Esto obligaría a prever un programa de exploración adecuado.

### **VI.3.1.- Registro VSP**

Los principales objetivos de este registro en el pozo son los siguientes:

- i) Obtención de la ley de velocidades en la vertical del pozo para una precisa conversión tiempo-profundidad.
- ii) Ubicación de la base del domo salino en la vertical del pozo.
- iii) Delineación de la cima del domo salino.
- iv) Confirmación y localización de eventuales fallas en las cercanías del pozo.

### **Método**

Para cumplir con los objetivos antes mencionados se emplean dos métodos de la sísmica de pozo:

- I) Para obtener una ley de velocidades en la vertical del pozo y determinar la base del domo salino por debajo de la profundidad total se realiza un perfil sísmico vertical del pozo.

Para el perfil sísmico vertical (VSP) se toman niveles desde la profundidad total del pozo a la superficie. En cada nivel se realizan un mínimo de 3 disparos de buena calidad con el objeto de incrementar el cociente señal/ruido de los datos.

La fuente que se emplea es un camión vibrador que utiliza un barrido ascendente de 10 a 80 Hz con una duración de 13 seg. La posición de la fuente debe ser prácticamente vertical respecto al pozo con el objeto de obtener los tiempos de viaje lo más enhiesto posible para así conseguir una conversión tiempo-profundidad precisa.

Después de la adquisición del VSP, se procesan los datos en el camión de registros para efectos de control de calidad de los resultados antes de proseguir con la operación.

- II) Con el objeto de delinear el domo salino se procede a efectuar un estudio sísmico de pozo con la fuente desplazada del pozo.

Las dos posibilidades de empleo de este método son: sísmica de reflexión y sísmica de refracción.

Empleando los datos existentes de la configuración del domo salino se simula en la computadora el método de reflexión sísmica, el cual



## **VI.4.- Programa del Pozo Exploratorio <sup>(14)</sup>**

La información requerida por los programas geológicos y geofísicos se obtiene, principalmente, a través del pozo exploratorio.

A continuación se presenta el programa a seguir para la perforación de este pozo, desde su objetivo hasta el seguimiento geológico para obtener la mayor cantidad de información posible.

### **VI.4.1.- Objetivo**

El objetivo del pozo exploratorio es verificar la posición de la cima de la formación evaporítica, reconocer los terrenos de la superficie, y la formación salina hasta la profundidad máxima considerada para la cota del fondo de las futuras cavidades, de acuerdo con lo estipulado en las condiciones de la selección del sitio, que como se recordara la formación salina debe considerar un espesor de seguridad arriba y abajo de la cavidad, por lo que la perforación debe explorar tales intervalos.

La exploración de la perforación debe enfocarse a los siguientes aspectos:

- Composición química y mineralógica
- Propiedades mecánicas
- Tectónica (presencia de fallas o discontinuidades)
- Presencia y repartición de insolubles, evaporitas o de los sedimentos terciarios.

### **VI.4.2.- Localización**

La elección de la localización se debe basar en el análisis de toda la información geológica descrita anteriormente además de tomar en cuenta los imperativos de la comunidad de la superficie, así como los límites utilizables para programar el número de cavidades y determinar su localización. Además el pozo debe ubicarse en un flanco del domo de manera que se ponga en evidencia la posición de la cima de la masa salina y localizar un espesor de sal suficiente.

### **VI.4.3.- Perforación**

La perforación de pozos para la generación de cavidades es similar a la perforación de pozos para la explotación de hidrocarburos, debido a que en la actualidad no existen programas específicos de perforación que pudieran emplearse en la generación de cavidades por disolución, por lo cual el programa de perforación está basado en algunas consideraciones convencionales para pozos petroleros.

La perforación de las estructuras salinas a profundidades someras, es una práctica común, sin embargo, estas operaciones están asociadas a problemas como: derrumbes, contaminaciones del lodo, embolamiento de la barrena, pegaduras de tubería por reducción en el diámetro, etc. que son ocasionadas principalmente por el comportamiento visco-plástico de la sal. Este comportamiento es influenciado decisivamente por la presión y la temperatura, variables cuyas magnitudes son considerables para iniciar la deformación de la sal.

A continuación se mencionarán las características y los parámetros que se deben tomar en cuenta para poder realizar la perforación de los pozos en forma óptima. Cabe señalar que estas características y parámetros son válidos tanto para el pozo exploratorio, como para los pozos de explotación; a excepción de: la descripción de las etapas, del registro continuo de la perforación, de la prueba de fracturación, y de la cementación de las T.R.'s.; ya sea por que siguen otro proceso o porque no son necesarios en los pozos de explotación. Pero inclusive se recomienda que el programa de control y de supervisión geológica sea semejante en ambos tipos de pozos.

#### **VI.4.3.1.- Equipo de Perforación**

El equipo de perforación utilizado para la perforación de pozos en domos salinos, es el equipo convencional utilizado en los pozos petroleros, debido a que el programa de operaciones es similar en ambos casos, salvo algunas particularidades que se deben considerar; generalmente la clima de las capas o de los domos salinos se encuentran a profundidades someras, factor que es muy importante para la selección del equipo, así como también se debe considerar el arreglo de tuberías de revestimiento programado, ya que el equipo debe contar con la capacidad suficiente para trabajar con este arreglo en forma segura y eficiente.

En resumen, las características principales que debe cumplir el equipo de perforación son las siguientes:

- La mesa rotaria debe permitir el paso a la más grande de las herramientas a utilizar (24").

- La capacidad dinámica al gancho deberá levantar las tuberías de revestimiento más pesadas (60 Ton aproximadamente).
- El gasto proporcionado por las bombas deberá permitir una velocidad de 50 m/min.
- La presión de salida de las bombas, al gasto máximo, deberá permitir una buena perforación (se considera como correcto el valor de 120 kg/cm<sup>2</sup>).
- Es necesario contar con tubería de perforación de 5 ó 4 1/2" y 3 1/2" que será utilizada en las diferentes etapas.
- Las presas de lodo deberán tener una capacidad por lo menos igual al volumen interior de la tubería de revestimiento que será colocada arriba de la sal, a fin de permitir el cambio del lodo no salado por el lodo saturado sin problemas (mas adelante se definen los fluidos de perforación a emplearse).
- El equipo de perforación deberá estar protegido contra la corrosión debido a que la salmuera deteriora los materiales rápidamente.

#### **VI.4.3.2.- Fluidos de perforación**

La perforación en formaciones solubles tales como la sal con impurezas de yeso, carbonato de calcio y sales de potasio puede presentar varios problemas. Si se usa un lodo base agua, habrá dificultades para controlar parámetros, tales como viscosidad, densidad, gelatinosidad, filtrado, etc., y sobre todo ocasionará la disolución de la sal del domo salino, lo que

provocaría la generación de cavidades prematuras en el fondo del agujero.

Para poder solucionar estos problemas y realizar la perforación de una manera óptima, es necesario un programa de diferentes fluidos de perforación: en un principio lodo bentonítico, hasta la profundidad donde se encuentre la cima de la sal, a continuación se puede emplear lodo salado (base agua) y/o lodo de Emulsión Inversa (base aceite), de los cuales se analizaran sus ventajas y desventajas en los incisos siguientes.

#### **VI.4.3.2.1.- Lodos salados**

Dentro de estos lodos se pueden considerar 3 tipos diferentes para la perforación del domo salino:

##### **Lodos salados saturados**

Estos lodos poseen propiedades Inhibidoras con las arcillas hidratables debido a la presencia de grandes cantidades de sal disuelta (cloruro de sodio); sin embargo en este caso, su uso principal no es por ser inhibidores sino que se usa para evitar problemas comúnmente asociados con la perforación de formaciones salinas minimizando la disolución de grandes cantidades de sal.

Exhiben ciertos problemas como son los altos volúmenes de filtración, a menos que se utilicen coloides orgánicos en su control; la suspensión será también difícil de controlar debido a la floculación de las arcillas, pudiéndose mejorar esta propiedad con el uso de atapulguita.

La mayoría de los dispersantes usados en los lodos base agua, son virtualmente inútiles en medios con altas concentraciones de sal. Se han utilizado los cromolignosulfonatos, pero son necesarias grandes cantidades de sosa para que se produzca una pequeña reducción en la viscosidad y en el filtrado.

### **Lodos salados de bentonita prehidratada y lignosulfonatos**

La bentonita no se hidrata ni se dispersa en salmuera y los lignosulfonatos tienen una solubilidad limitada en agua saturada de sal, sin embargo estos materiales pueden usarse mediante una técnica especial. La bentonita se hidrata con agua dulce y se trata con lignosulfonato y sosa cáustica, esta mezcla proporciona viscosidad y control moderado de filtración al salmuera; a este tipo de lodo preparado con la técnica descrita se le conoce como un lodo premezclado. Posteriormente el lodo se va saturando de sal.

Las ventajas que presenta este lodo son:

1. Se puede obtener una máxima viscosidad con un mínimo de sólidos
2. La premezcla suministra control de filtración en salmuera (la atapulguita usada generalmente en estos lodos no provee dicho control. El complemento del control de filtración puede obtenerse agregando material celulósico modificado (CMC).
3. El enjarre generado por este lodo es delgado y firme pareciéndose al obtenido con lodos base agua dulce.

4. Se puede usar específicamente esta mezcla (lignosulfonato-bentonita prehidratada) como emulsificante de aceite en salmuera o lodos salados, ya que esta mezcla funciona como emulsificante en salmuera a bajas concentraciones.
5. La premezcla se puede preparar en una planta de lodos, eliminando con esto, la necesidad de proveer de algún accesorio al equipo de perforación.

#### **Lodos salados tratados con asbestos**

Este lodo es una variante de los lodos salados, en los cuales, para impartirles viscosidad y capacidad de acarreo, se utilizan asbestos finamente molidos en una concentración de 12 a 15 kg por cada m<sup>3</sup> de salmuera. Los asbestos cuando se dispersan en salmuera se extienden en numerosos filamentos delgados, los cuales tienen la propiedad de suministrar viscosidad y capacidad de acarreo a muy bajas concentraciones. Sin embargo, una de las limitantes de este material es que no controla el filtrado, por lo que es necesario agregar a los lodos salados CMC u otros orgánicos dependiendo principalmente de la concentración de sal y temperatura.

A pesar de lo anteriormente expuesto, los lodos cuya fase continua es el agua cuidadosamente balanceados pueden dar buenos resultados, pero lo que más los afecta y hace que sean rechazados, es el cambio de solubilidad de la sal con la temperatura, dificultándose su control bajo condiciones dinámicas. Esto se complica aún más por la presencia de sales

de solubilidad variable, tales como las que forman las secciones de carnalita.

#### **VI.4.3.2.2.- Lodos de Emulsión Inversa**

Debido a los problemas que implica la utilización de los lodos saturados de sal, se considera que los lodos cuya fase continua es el aceite son más apropiados para la perforación en domos salinos ya que ofrecen las siguientes ventajas:

- Los lodos base aceite han sido utilizados satisfactoriamente hasta temperaturas de 290 °C y densidades de 2.30 g/cm<sup>3</sup>.
- La mayoría de los lodos de base aceite que contienen salmuera saturada como fase dispersa difícilmente disolverían la sal de la formación, por lo que no se crearían problemas de contaminación en el lodo.

Los fluidos con fase continua de aceite están constituidos esencialmente por los siguientes componentes:

1. Aceite
2. Agua
3. Agentes emulsificantes y estabilizadores
4. Agentes reductores de filtrado
5. Material densificante

1. **Aceite:** Es utilizado en una concentración de 65% a 80% ocupando el agua de un 20% a un 35% en volumen. El aceite constituye la fase externa del sistema y generalmente se utiliza el diesel.
2. **Agua:** La fase dispersa de esos lodos, se debe saturar al preparar el fluido, de preferencia con sal de grano fino para facilitar su disolución, el agua se dispersa en el aceite en pequeñas partículas actuando como sólidos coloidales, ya que a medida que aumenta su concentración, aumenta la viscosidad y la gelatinosidad.
3. **Agentes emulsificantes y estabilizadores:** Estos permiten mantener la estabilidad de la emulsión y tienen la propiedad de disminuir la tensión interfacial de los líquidos que forman la emulsión, permitiendo que el agua este dispersa en el aceite en pequeñísimas gotas. Generalmente en la perforación de estructuras salinas son encontrados diferentes tipos de sales de: sodio, calcio, potasio y magnesio, que exhiben diferentes grados de humectación de la barita y de los otros componentes del lodo, de tal forma que es muy importante combatir este tipo de sólidos con agentes humectantes de aceite ya que de lo contrario ocasionaría problemas de asentamiento de la barita y pegaduras de tubería; la cantidad de aceite emulsificante estará en función de la densidad, la temperatura y del tiempo de emulsión. Estos agentes por lo general son jabones cálcicos, producto de la reacción de un ácido graso de alto peso molecular con hidróxido de calcio. Además, estos jabones estabilizan la emulsión de agua en aceite manteniendo los sólidos en suspensión. Algunas ocasiones

se utilizan aminas y amidas de ácidos grasos como estabilizadores y humectantes de aceite.

4. Agentes reductores de filtrado: Dependiendo del tipo de emulsión utilizada estos agentes pueden ser: materiales asfálticos o derivados de la liguita. El valor del filtrado determinado (a 150. °C y 1,500 psi de diferencial de presión) en el fluido deberá ser menor de 8 ml de aceite.

5. Material densificante: La barita ( $BaSO_4$ ), es el producto más extensamente usado como densificante, ya que además de ser dispersable en agua y aceite, tiene un peso específico elevado.

El empleo del lodo de emulsión inversa, sin embargo trae consigo algunas desventajas entre las que se encuentran su alto costo, la disposición de los recortes impregnados con lodo, etc. Por lo tanto es importante realizar un programa de fluidos que considere lo anterior.

### **VI.4.3.3.- Etapas**

A manera de ilustración se describen sintetizadamente las etapas de la perforación del pozo exploratorio.

#### **Primera etapa**

Se iniciará la perforación con barrena de 24", con un lodo bentonítico de  $1.05 \text{ gr/cm}^3$  y 45 seg Marsh, de densidad y viscosidad respectivamente, hasta una profundidad de  $\pm 30 \text{ m}$ , en donde se

cementará una tubería conductora de 20", con 5.2 toneladas de cemento tipo II sin aditivos.

Los objetivos principales del tubo conductor son : disponer de un medio para circular el fluido de perforación y aislar los estratos no consolidados.

### **Segunda etapa**

Se continuará la perforación con barrena de 17 1/2', con un lodo bentonítico de 1.10 gr/cm<sup>3</sup> y 60 seg Marsh, hasta la profundidad de 500 m, y se tomarán los registros Gamma Sónico de porosidad y de densidad (FDC) de 500 m a 30 m. Se cementará T.R. de 13 3/8" con 50 toneladas de cemento con una densidad de 1.6 gr/cm<sup>3</sup>, sin aditivos.

La lechada deberá cubrir el anular desde el fondo hasta la superficie.

El equipo de flotación constará de zapata guía y cople flotador en el 2o. tramo de la T.R.

Los centradores serán distribuidos adecuadamente en toda la tubería de revestimiento.

El objetivo del ademe es servir de base para las instalaciones superficiales de control, así como aislar posibles acuíferos superficiales.

### **Tercera etapa**

Se perforará con barrena de 12 1/4", desde 500 m hasta localizar la cima de la sal, en donde se efectuará el cambio de lodo bentonítico por un lodo de emulsión inversa o bien un lodo saturado para evitar la

disolución de la formación salina, con el que se continuará la perforación en la masa salina hasta la profundidad total.

En esta etapa se tomarán los registros Gamma-Neutrón (CNL), Sónico y el de densidad (FDC) antes de colocar la tubería de revestimiento.

Desde la superficie hasta la profundidad que resulte (50 m aprox. dentro de la masa salina) de la cima de la sal, se cementará una T.R. de 9 5/8" con 13.2 toneladas de cemento clase "G", con una densidad de 1.87 gr/cm<sup>3</sup>, mezclado con salmuera de 1.2 gr/cm<sup>3</sup> (saturada).

El equipo de flotación a utilizar será de zapata y cople flotador, colocando éste último en el 2o. tramo.

El objetivo de este ademe es el de aislar fundamentalmente la zona transicional en la cima de la sal, para continuar la perforación con menos riesgos.

#### **Cuarta etapa**

Se continuará perforando dentro de la formación salina hasta una profundidad máxima de 1,500 m con una barrena de 8 1/2" y utilizando el mismo tipo de lodo que en la tercera etapa.

Se tomarán desviaciones a intervalos de 30 m durante el curso de la perforación y los valores de dichas desviaciones tendrán como tolerancia máxima un grado, ya que un valor mayor provocaría problemas en la lixiviación.

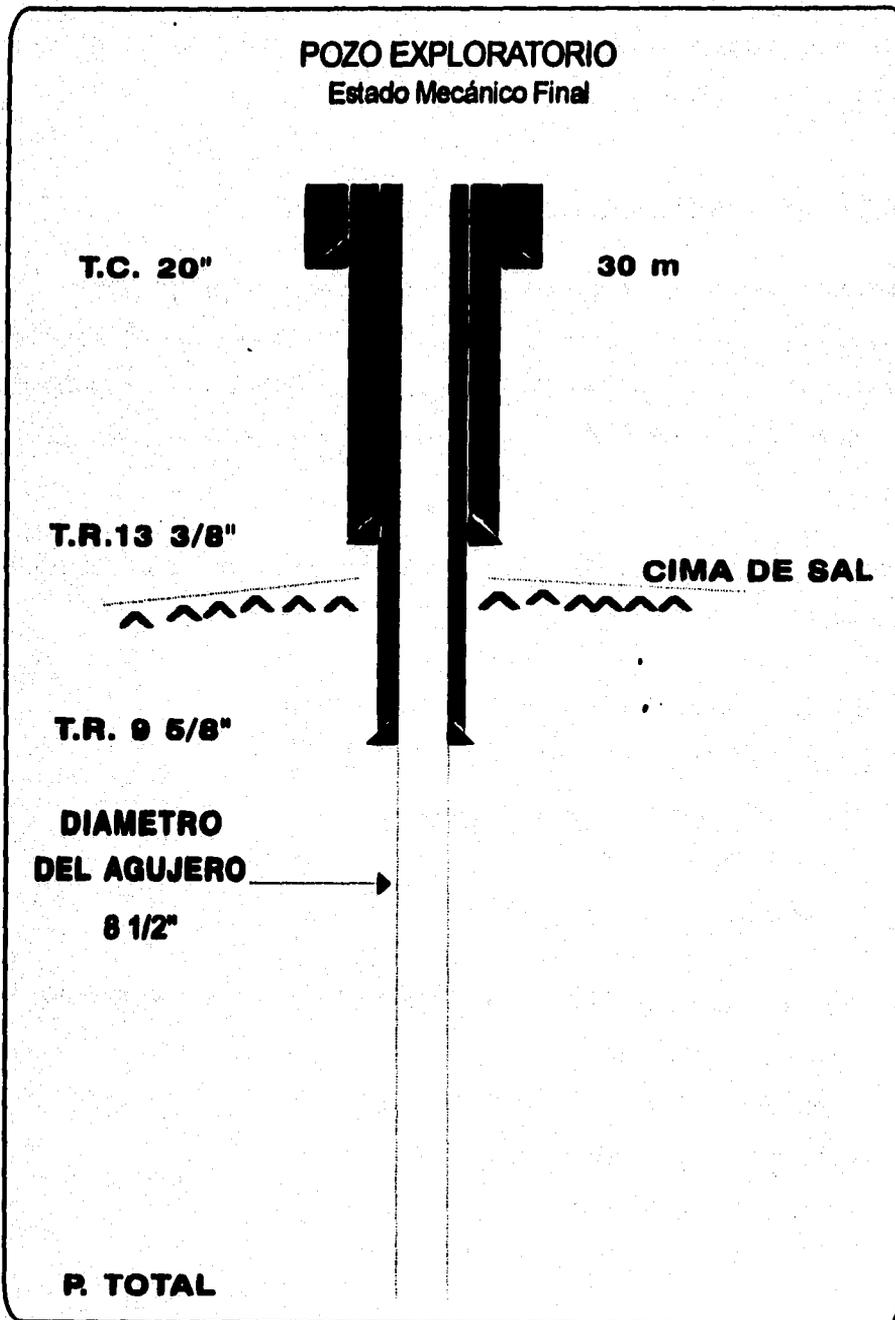


FIGURA VI.2.

Una vez alcanzado el objetivo de este pozo, quedará en la forma mostrada en la figura No. VI.2.

#### **VI.4.3.4.- Resumen de Registros Geofísicos**

El objetivo de los registros geofísicos, es el de obtener la información adecuada de las características litológicas de las formaciones, ya sea en forma aislada o en combinación de algunos de ellos, así como detectar posibles fallas en las tuberías de revestimiento y en la cementación de estas.

La secuencia de la toma de registros geofísicos en el pozo exploratorio es la siguiente:

##### **A. Antes de cementar la tubería de 13 3/8" a 500 m**

- Espectroscopia de Rayos gamma
- Sónico de Porosidad Compensado
- Densidad Compensado
- Inducción

##### **B. Antes de cementar la tubería de 9 5/8" a 715 m, aproximadamente**

- Calibración del Agujero
- Espectroscopia de Rayos gamma
- Sónico de Porosidad Compensado
- Densidad Compensado

C. Dentro de la formación salina, hasta la profundidad total

Espectroscopia de Rayos Gamma

Sónico de Porosidad Compensado

Neutrón Compensado

Densidad Compensado

VSP

D. Después de cementar las T.R.'s de 13 3/8" y 9 5/8"

Sónico de cementación

E. Si aparecen problemas estructurales particulares en el curso de la perforación, se tomará registro de echados.

A continuación se mencionan las principales características y objetivo de estos registros y la combinación de algunos de ellos para obtener características determinadas de la formación salina:

**Registro de Espectroscopia de Rayos Gamma (NGT).**- Este registro es muy importante tomarlo dentro de la formación salina debido a que permite conocer el porcentaje de potasio que existe en todo el espesor de la sal.

En esencia, la herramienta mide la emisión natural del espectro de rayos gamma en cinco ventanas diferentes. Las velocidades calculadas en estas son usadas para estimar la concentración individual de Uranio, Torio y Potasio en la señal total de rayos gamma.

**Registro Sónico de Porosidad Compensado (BHC).**- El objetivo de este registro, es la obtención de la porosidad de la formación salina en forma directa. Con este dato se obtiene la pureza de la capa salina así como la ubicación de las impurezas.

Este registro debe ser corrido al terminar el pozo y antes de comenzar el proceso de disolución a fin de determinar con toda exactitud el intervalo a disolver.

**Registro de Densidad Compensado (FDC).**- Este es un registro radioactivo muy importante para la obtención de la densidad de las formaciones, correlacionándose este registro con el de rayos Gamma-Neutrón y con las continuas muestras obtenidas, es posible determinar la homogeneidad y pureza de la sal.

**Registro de Inducción.**- Este registro proporciona la resistividad de la formación, y se toma con el objeto de correlacionar las formaciones penetradas durante la perforación. Es aconsejable correr este registro antes de penetrar la sal, con el propósito de saber las características del techo o "Cap-Rock" del domo salino, y de las rocas suprayacentes.

**Registro de Calibración de agujero (HDT).**- Este registro deberá correrse antes de cementar la tubería de revestimiento, ya que proporciona el diámetro correcto del pozo desde la profundidad total hasta la superficie. Es de vital importancia la corrida de este registro debido a que, si se perforó el pozo con un lodo salado no

saturado, es posible que se haya generado un diámetro de agujero mayor e incluso una caverna.

**Registro de Neutrón Compensado (CNL).**- Este registro, corrido junto con el de rayos gamma proporciona la porosidad de cada formación atravesada. Para el caso de una estructura salina, en este registro se puede obtener en forma bastante clara la profundidad a la que se encuentra la cima de la sal, la cual es muy importante para definir la profundidad a la que se va a cementar la tubería de revestimiento correspondiente.

**Registro Sónico de Cementación (CBL).**- Se debe correr este registro para la seguridad, operación y construcción de la cavidad, especialmente en el área de la zapata de la tubería de revestimiento cementada, ya que esta zona es la más vulnerable a posibles fugas del material almacenado. Se recomienda correr este registro bajo presión, para aumentar el anillo u horizonte de lodo que se forma alrededor del tubo, para evitar el encogimiento excesivo del cemento.

**Registro VSP.**- Los objetivos y características de este registro se mencionaron anteriormente y en resumen podemos decir que este registro se toma en dos versiones: (a) perfil sísmico vertical y (b) estudio sísmico de pozo con la fuente desplazada del pozo, tipo refracción (WALKAWAY).

Mediante la primera versión se determina la base de la formación salina, aplicando la ley de velocidades en la vertical del pozo.

Con la segunda versión se delinea la cima de la masa salina y se determina la presencia o no de fallas estructurales.

**Registro Litolog.-** La combinación de algunos de los registros mencionados anteriormente permite la estimación de características específicas de la formación perforada, tal es el caso del cálculo de litologías complejas mediante el proceso denominado registro LITOLOG, el cual a través de los registros CNL, FDC, BHC y NGT permite determinar el contenido volumétrico de las sales contenidas en la formación, en especial las potásicas.

El proceso que emplea este registro consta de dos fases: la primera consiste en la interpretación cualitativa basada en el uso de gráficas cruzadas conocidos como "CROSSPLOT", que se construyen con la combinación de los tres registros de porosidad (Neutrón Compensado, Densidad Compensado y Sónico Compensado). A partir de éstos se identifican los componentes litológicos (minerales) presentes en la formación.

Una vez seleccionados los minerales de interés, se procede a analizar sus respuestas típicas en los registros geofísicos de pozos, tales como Espectroscopia de Rayos Gamma (NGT) y los registros de porosidad (Sónico Compensado, Neutrón Compensado y Densidad Compensado), con la finalidad de delimitar zonas con diferente contenido de sales que posteriormente sirvan de entrada al proceso del LITOLOG.

La segunda fase, consiste en la cuantificación del contenido volumétrico de los minerales determinados en la fase anterior, a través de una solución numérica y de una combinación lineal de las respuestas de los registros mencionados.

Los resultados se presentan en un registro computado continuo (ver figura VI.3.), que se describe a continuación:

**carril 1** Se presentan las curvas de Rayos Gamma sin corregir (SGR) y corregido (CGR) y el de calibración.

**carril 2 y 3** Se gráfica la curva de porosidad del registro Neutrón Compensado (NPHI), la Densidad Volumétrica de la Formación (RHOB) y Tiempo de Tránsito (DT).

**carril 4 y 5** Se presenta el cálculo volumétrico de los minerales en la formación, con una escala de 1 a 100, se emplea un código de colores para identificar los diferentes minerales.

**carril 6** Se presentan las curvas de concentración de los tres componentes radioactivos, Thorio, Potasio y Uranio.

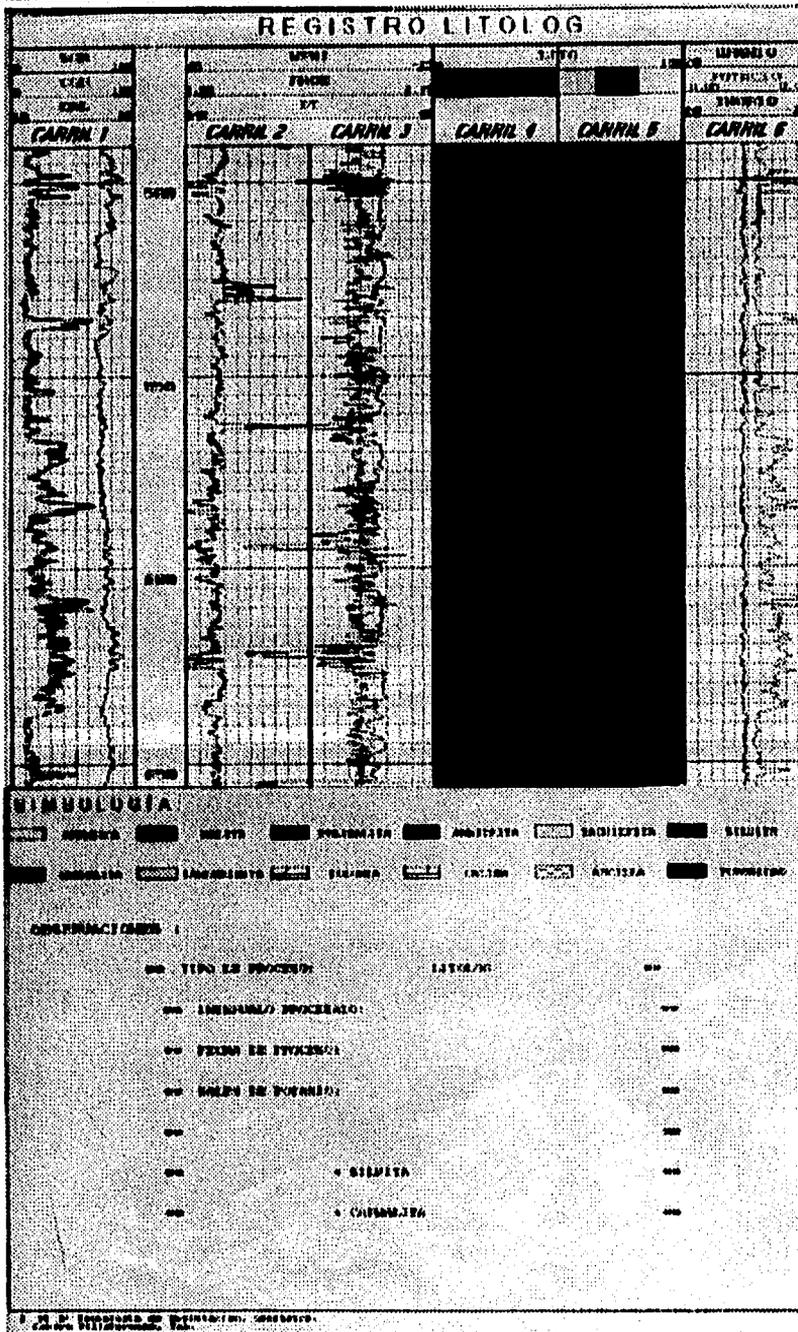


FIGURA VI.3.

## **2.- Registro continuo de la perforación**

Es importante supervisar la velocidad de la perforación metro a metro, para verificar los cambios de facies, el corte de núcleos y la determinación de la salinidad, la manifestación de hidrocarburos, etc.

En la perforación de un pozo en una formación salina las velocidades de penetración varían entre 10 a 20 min/m, siendo que en promedio la velocidad de perforación en las formaciones lutíticas, es del orden de 3 a 6 min/m. Para el corte de un núcleo de sal, la velocidad de penetración puede fluctuar entre 45 a 70 min/m, aunque en ocasiones la presencia de anhidrita repercute en un aumento considerable de la velocidad, llegando a valores de 120 hasta 160 min/m.

## **3.- Prueba de Fracturación de la masa salina**

Otro objetivo del pozo exploratorio es determinar la resistencia de la estructura salina perforada, por lo que se procede a efectuar una prueba de fracturación.

El equipo utilizado para esta prueba es el siguiente:

1. Aparejo de prueba, que incluye una herramienta doble empaque tipo inflable para aislar el intervalo de prueba (ver figura No. VI.4.).
2. Camión cabina provista de malacate de línea, unidad procesadora de datos, microcomputadora y graficador.
3. Totalizador de flujo para cuantificar los gastos de flujo.

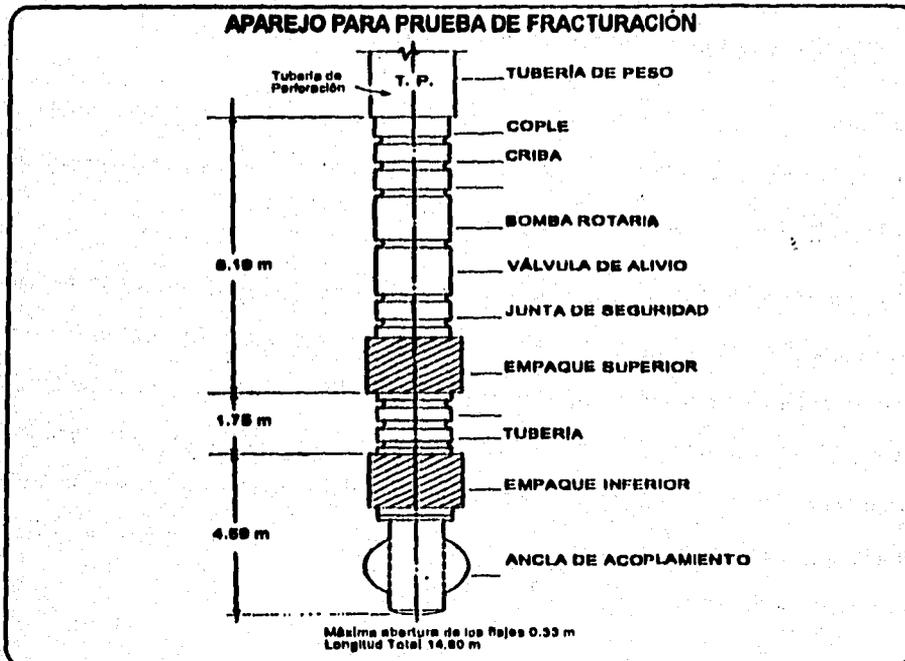


FIGURA VI.4.

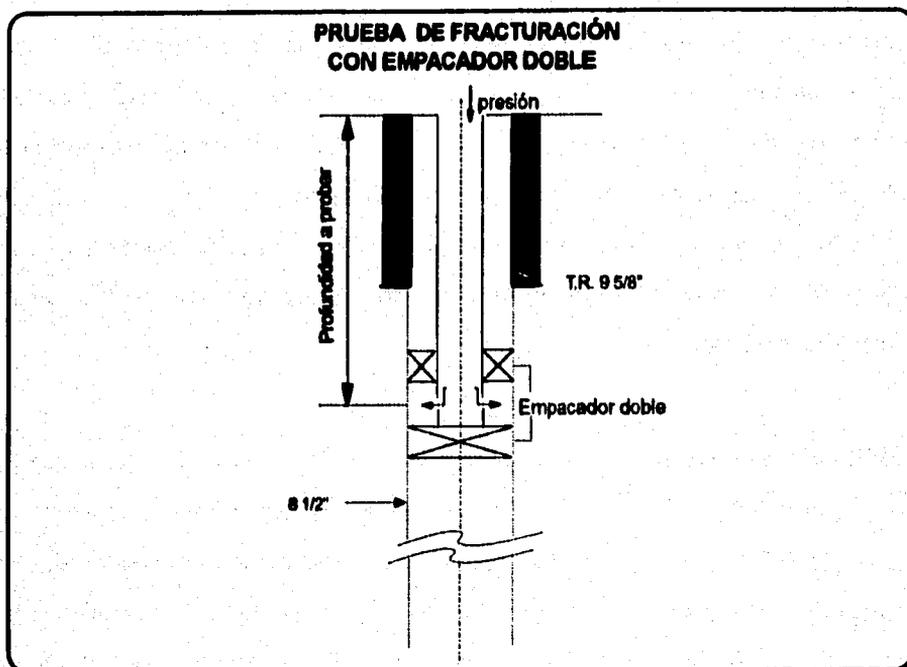
4. Herramienta para introducir la línea de alambre con el sensor de presión, provista de preventores.
5. Herramienta empacadora de impresión de fractura, con membranas de hule semi-rígido.
6. Dos bombas de pistón para alta presión y bajo gasto, para el bombeo a través de la tubería de perforación.
7. Equipo de alta presión, para el represionamiento del espacio anular.
8. Equipo para determinar la orientación de la fractura.
9. Unidad de registros geofísicos.

El procedimiento seguido en este tipo de pruebas es parecido al que se sigue en una prueba de admisión en pozos petroleros, con la diferencia de que aquí se emplea salmuera y en un pozo petrolero se emplea el lodo de perforación. A su vez el objetivo en ambas pruebas es distinto, ya que en la de fracturación se requiere determinar la presión necesaria para romper la sal y en la de admisión se obtiene capacidad, permeabilidad, etc. de la formación receptora.

A continuación se describe el procedimiento de la prueba de fracturación: con el pozo lleno de salmuera, en el extremo inferior de la tubería de perforación (T.P.), se coloca el aparejo de prueba necesario para aislar la zona por probar y se introduce la sarta a la profundidad programada. Es posible tomar registros de Rayos Gamma, con la finalidad de afinar la profundidad para poder posicionar la base del empacador inflable a la profundidad deseada.

Se procede a inflar los empacadores, dando rotación a la T.P. a una velocidad aproximada de 50 r.p.m., durante unos 25 min; se comprueba que los empacadores inflaron, cargando peso a la sarta.

A través de la tubería de perforación, se bombea salmuera hasta alcanzar la presión prevista para fracturar la sal, si no se observa un abatimiento de presión repentino, se establece que no se presenta fractura en la formación, por lo que se establece una presión mayor y se vuelve a represar bombeando salmuera. Si no se logra el objetivo se procede a levantar la sarta con el empacador a otra profundidad y se repiten los pasos anteriores (ver figura No. VI.5.).



Cuando se observa un abatimiento en la presión se suspende el bombeo de salmuera y se permite que la presión se estabilice. A continuación se depresiona el pozo a cero y se inicia el ciclo de reapertura de la fractura, volviendo a represar el pozo con salmuera hasta observar abatimiento de presión y que ésta se estabilice nuevamente.

Se realizan hasta dos ciclos de presurización más, y se determinan las presiones de reapertura y la presión estabilizada promedio.

#### 4.- Registro de Temperatura

Después de finalizar la perforación se dejan pasar tres semanas con el objeto de que la transferencia convectiva entre la formación y la salmuera

contenida en el pozo se estabilice y así poder tomar un registro de temperatura a lo largo de la columna atravesada.

Este registro permite obtener una relación temperatura vs. profundidad que servirá más adelante para el análisis del comportamiento de las futuras cavidades. Pues como se recordara se ha dicho que la disolución de la sal esta en función de la presión y temperatura.

#### **VI.4.3.5.- Cementación de T.R. 's.**

Las operaciones de cementación son una fase muy importante para la seguridad del pozo, los cementos generalmente usados deben ser resistentes a la salmuera, agua, etc.

Las lechadas preparadas con salmuera saturada han sido utilizadas por muchos años, para evitar el ensanchamiento del agujero en las formaciones salinas; dado que las lechadas usuales a base de agua dulce, han provocado disolución principalmente en la interfase lechada-formación.

Las lechadas con salmuera saturada proporcionan grandes ventajas en su uso, ya que el cloruro de sodio actúa como agente dispersante mejorando las propiedades reológicas. Así mismo, se reducen con esto los gastos elevados de desplazamiento requeridos para obtener flujo turbulento. Estas lechadas son compatibles con la gran mayoría de los aditivos existentes como son: aceleradores, retardadores y aditivos especiales; además exhiben una mayor expansión del cemento, que se traduce en una mayor adherencia a la formación.

Para este tipo de trabajos se recomienda mezclar el cemento con la sal seca de grano fino, así como también la adición de un agente antiespumante que evite problemas en el control del peso y volumen de la lechada.

A continuación se muestra un programa general de cementación de T.R.'s:

**T.R.-20".-** Para la tubería conductora se utiliza una lechada de cemento Cruz Azul, tipo "G" al 2 % de cloruro de calcio y densidad promedio de 1.90 gr/cm<sup>3</sup>.

**T.R.-13 3/8".-** Como se mencionó anteriormente esta tubería se colocara a 500 m y la cementación deberá cubrir desde la superficie hasta esta profundidad, para lo cual se recomienda emplear 50 toneladas de cemento Cruz Azul, tipo "G" al 2 % de cloruro de calcio y densidad promedio de 1.90 gr/cm<sup>3</sup>, sin aditivos.

**T.R.-9 5/8".-** Esta tubería quedará cementada desde la superficie hasta el interior de la masa salina (50 m aproximadamente), por lo que es muy importante que sea confiable y segura. Para esta tubería, se recomienda realizar la operación de la siguiente forma:

Se bombea bache limpiador salado, con un porcentaje de sal, desmenuzante, lavador químico, divergente que se utiliza para controlar la mezcla de la sal con el agua y con el lavador químico. Este espaciador se le denomina desplazado de lodo o "MUD-PUSH 50". Estos baches se bombean alternadamente.

Se bombean 2 baches de cemento: el primero equivalente al 60 % del volumen de cemento a emplear, con una densidad media de 1.60 gr/cm<sup>3</sup>. El segundo con densidad promedio de 1.87 gr/cm<sup>3</sup>, a un gasto de 8.3 bls/min y una presión de bombeo de 42 kg/cm<sup>2</sup>.

Se suelta tapón de desplazamiento y se bombea lodo para desplazar las lechadas.

Se espera fraguado de cemento.

#### **VI.4.4.- Programa de Control y de supervisión geológica**

Este programa podrá modificarse de acuerdo a la experiencia de los geólogos de campo y consistirá básicamente de los siguientes puntos:

##### **VI.4.6.1.- Muestreo de Canal**

Se colectan muestras de canal cada metro perforado en forma sistemática (cada quince minutos si el avance es especialmente lento o a intervalos mayores que se definen en caso de que el avance sea rápido).

En el caso de encontrar cambios en el subsuelo, en los índices, en la aparición de la sal o si la representatividad es dudosa, la toma de muestras se realiza con mayor frecuencia.

El objeto de este muestreo es el de obtener información directa sobre la litología y estratigrafía, el tipo de formación, espesor y edad geológica, por lo que debe preservarse dividiendo la muestra en dos partes iguales:

- Una mitad se lava con salmuera completamente saturada, con la finalidad de no disolver la muestra y obtener así el máximo posible de datos durante la perforación.
- la otra mitad no se limpia, se seca y se conserva en bolsas para un análisis posterior más a detalle.

Ambas fracciones serán examinadas en microscopio y depositadas en bolsas, anotando la profundidad de referencia en base al tiempo de atraso calculado.

#### **VI.4.6.2.- Muestreo Mecánico**

Con la finalidad de definir con mayor precisión las características y composición de la masa salina y reconocer visualmente sus características como granulometría, mineralogía, repartición de insolubles, y discontinuidades, se obtienen núcleos en forma continua desde la cima de la sal hasta el fondo del pozo.

Estos núcleos permitirán, además, obtener muestras para ensayos en laboratorio de mecánica de rocas, así como dilucidar problemas geológicos particulares.

Es importante planear la recuperación de núcleos en el pozo, por lo que se debe llevar a cabo un programa sistemático que contemple : la posición de la zapata de la tubería de revestimiento cementada, en las cavidades a desarrollar, espesor a utilizar de la sal y profundidad total del pozo exploratorio.

Además de lo anterior debe existir un programa alternativo de obtención de núcleos "a solicitud". El geólogo de campo puede solicitar la recuperación de núcleos que le permitan identificar problemas particulares que se presenten, por ejemplo la presencia de minerales potásicos o magnésicos, la presencia de insolubles particulares para los que se necesite definir la naturaleza, la edad, la profusión y el habitus. Las funciones del geólogo de campo incluyen la definición de la posición, de la frecuencia y de las características de los mismos.

Para realizar esta operación, en general, se emplea una corona de 8 1/2" con un muestreador de 6 1/4" x 3 1/2"; la extracción de los núcleos del barril muestreador se realiza extremando las precauciones acostumbradas con la finalidad de preservar todos los datos que se puedan obtener.

Se debe determinar el porcentaje de recuperación y enumerar las porciones indicando la profundidad respectiva.

Estos núcleos se protegen con bolsas de plástico y se depositan en cajas de madera, rotuladas con los siguientes datos: Número de caja, nombre del pozo, número de núcleo, profundidad del intervalo muestreado y tipo de formación.

En su descripción preliminar debe contemplarse: el aspecto litológico y mineralógico, tipo y contenido de insolubles, representación a escala 1:10, fotografía a color de los núcleos y es recomendable realizar un análisis mineralógico de los núcleos, determinando el porcentaje de elementos (Halita, Silvita, Carnalita y Anhidrita) y los intervalos donde se localizan, así como un análisis de solubilidad.

### **VI.4.6.3.- Lodo**

Para el control del lodo es importante contar en el pozo con el personal calificado para mantenerlo en óptimas condiciones. Durante la fase de perforación con lodo dulce, deberán tomarse medidas de salinidad o de resistividad del filtrado, cada 10 metros o mínimo cuatro veces por jornada de 8 horas, cuando ya se esté cerca de alcanzar el techo del domo salino.

En general, los químicos deberán efectuar medidas en el lodo como son: viscosidad, densidad, cantidad de filtrado, pérdidas de lodo y aumento de volumen. Sin embargo es importante para el mejor conocimiento de la geología, cuantificar los flujos de agua o las pérdidas de lodo que puedan ocurrir.



## EJEMPLO DE LA PLANEACIÓN Y DESARROLLO DE LA CONSTRUCCIÓN DE CAVIDADES EN DOMOS SALINOS

---

### VII.1.- Antecedentes

**H**asta el momento se ha revisado la tecnología que se refiere al almacenamiento de crudo en domo salinos y que en especial conculerme a la creación de las cavidades y los parámetros de diseño de las instalaciones superficiales.

A continuación se describirá un ejemplo práctico donde se ilustra la aplicación de la tecnología enunciada anteriormente.

Este ejemplo contiene información del proyecto de la planeación y construcción de construcción de 12 cavidades para el almacenamiento de crudo en domos salinos en Tuzandepetl, Ver; y el cual se encuentra ya en operación.

### VII.2.- Contexto Técnico-Económico <sup>(1)</sup>

En este inciso se resumen las razones técnicas y económicas de la necesidad de aumentar la capacidad de almacenamiento de crudo en México y explica la elección del sitio en Tuzandepetl, Ver. para la

<sup>(1)</sup> Referencias al final, en la Bibliografía.

de las nuevas instalaciones. Posteriormente se presenta la estructuración seleccionada para el desarrollo del proyecto.

### VII.2.1.- Esquema de producción, almacenamiento y distribución de crudo <sup>(1)</sup>

Desde 1980, la producción, almacenamiento y distribución de crudo en México se centra principalmente en el área de la Sonda de Campeche de nuestro país (ver figura VII.1.).

La disponibilidad de almacenamiento planeada para 1982, en tanques convencionales de acero en la zona mencionada, se había programado de la siguiente manera:

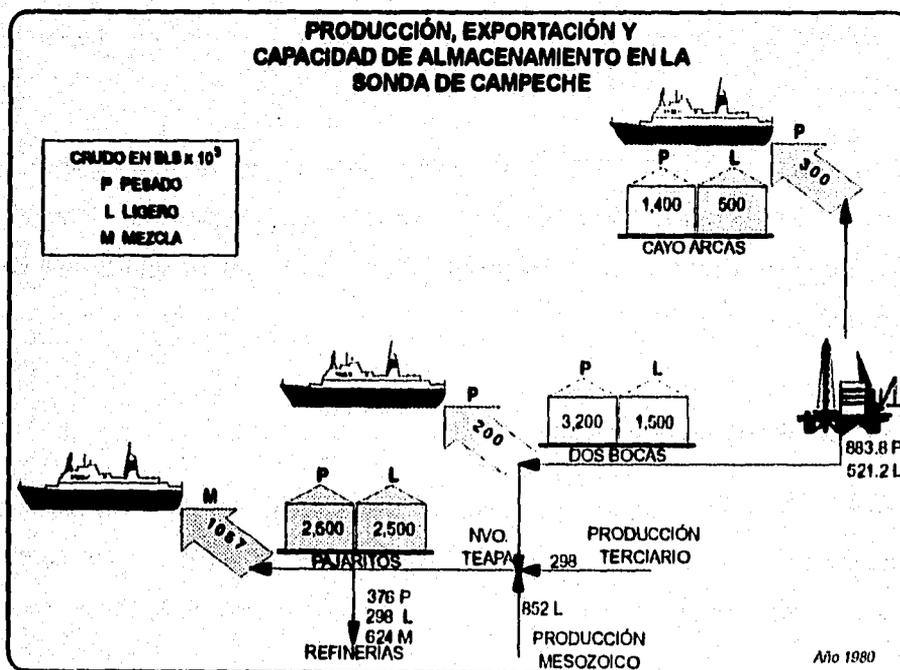


FIGURA VII.1.

	<b>Crudo Ligero (bls)</b>	<b>Crudo Pesado (bls)</b>
<b>Cayo Arcas</b>	600,000	1,400,000
<b>Dos Bocas</b>	1,500,000	3,200,000
<b>Pajaritos</b>	2,500,000	2,500,000
<b>TOTAL</b>	4,600,000	7,100,000

De acuerdo con la figura No. VII.1. se tiene que el desglose del consumo interno y de exportación, previsto para ese mismo año estaba contemplado así:

	<b>Consumo Interno Refinerías (bls)</b>	<b>Exportación (bls)</b>
<b>Crudo Ligero</b>	298,000	---
<b>Crudo Pesado</b>	376,000	500,000
<b>Mezclas</b>	624,000	1,057,000
<b>TOTAL</b>	1,298,000	1,557,000

	<b>Producción Marina (bls/día)</b>	<b>Producción Terrestre (bls/día)</b>
<b>Crudo Ligero</b>	521,200	1,150,000
<b>Crudo Pesado</b>	1,183,800	---
<b>TOTAL</b>	1,705,000	1,150,000

La producción esperada del sistema de PEMEX se programó, para 1982, de la siguiente forma:

**Pronóstico de Producción 1982**  
(1,000 bbl/día)

		<b>TOTAL</b>
<b>GOLFO DE CAMPECHE</b>		
Pesado Maya	1,183.8	
Ligero	521.2	
		1,705
<b>RESTO DEL SISTEMA</b>		
Chiapas-Tabasco	852	
Otros Campos	298	
		1,150
<b>PROCESO REFINERÍAS</b>		
Maya Pesado	376	
Mesozaico y Ligero Marino	624	
Otros Campos	298	
		1,298
<b>EXCEDENTE (para exportación)</b>		
Incluye:		
Pesado Maya	807.8	
Mesozaico y Ligero Marino	749.2	
		1,557
<b>PRODUCCIÓN TOTAL DEL SISTEMA</b>		<b>2,855</b>

**VII.2.2.- Análisis del volumen de almacenamiento requerido de acuerdo al Programa de Producción para 1982**

Este análisis, aplicable en 1982, establece los casos críticos que se podrían presentar en la logística del almacenamiento de crudo, suponiendo que



De hecho, las baterías de Pajaritos y Dos Bocas funcionan básicamente, como tanques de balance para las operaciones de exportación, por lo que no es frecuente que estén llenos a toda su capacidad.

## **Caso II**

De acuerdo a las estadísticas de las condiciones oceanográficas, en un mes de invierno se puede presentar un período de mal tiempo hasta por 7 días continuos en el Golfo, lo que impediría las operaciones de exportación, haciendo necesario el almacenamiento de la producción conforme a lo siguiente:

a) Si por 7 días de mal tiempo se exporta únicamente por Cayos Arcas (300,000 bls/día):

Exportación suspendida en Pajaritos	7,399,000 bls
Exportación suspendida en Dos Bocas	1,400,000
Volumen total a almacenar:	8,799,000

Teniendo disponible el 100% de la capacidad de almacenamiento en Pajaritos y Dos Bocas, la producción será continua. Disponiendo únicamente con 50% de la capacidad, se requerirá almacenamiento adicional de 3,949,000 bls a fin de no detener la producción.

Aún disponiendo del almacenamiento programado en Cayos Arcas, se requiere capacidad adicional para afrontar esta situación.

b) Reforzando Cayos Arcas para exportar 800,000 bls/día.

Exportación suspendida 5,299,000 bis

Teniendo disponible el 50% de la capacidad de almacenamiento en Pajaritos, Dos Bocas y Cayos Arcas, la producción será continua.

c) Suspensión total de exportación por mal tiempo en el Golfo.

Exportación suspendida 10,899,000 bis

Si se dispone del 50% de la capacidad de almacenamiento en Pajaritos, Dos Bocas y Cayos Arcas, se requerirá un volumen adicional de 5,049,000 bis con el fin de no diferir la producción.

**Tabla VII.1.**  
Resumen del volumen de almacenamiento requerido para 1982  
(bis)

	Almacenamiento programado para 1982 todo		Almacenamiento programado para 1982 al 50%		Almacenamiento programado para 1982 lleno	
	Reparación mayor en Oleoductos (15 días)	Periodo de mal tiempo en el Golfo (7 días)	Reparación mayor en Oleoductos (15 días)	Periodo de mal tiempo en el Golfo (7 días)	Reparación mayor en Oleoductos (15 días)	Periodo de mal tiempo en el Golfo (7 días)
Crudo requerido en almacenamiento	13,257,000		8,407,000		3,557,000	
Disponibilidad requerida para almacenar crudo				5,049,000		10,899,000

De acuerdo a la tabla VII.1., que resume lo anteriormente expuesto, las condiciones más críticas serían:

- Necesidad de disponer de 13,257,000 bis de crudo en el caso de paro por 15 días en la producción de Cantarell.
- Almacenamiento disponible para recibir 10,899,000 bis de crudo por paro de 7 días en las operaciones de exportación.

Teniendo las Instalaciones de Pajaritos, Dos Bocas y Cayos Arcas al 50% de la capacidad de llenado, el primer punto se reduce a 8,407,000 bls y el segundo a 5,049,000 bls.

En otras palabras es necesario disponer de lo siguiente:

- Almacenamiento adicional para 8,407,000 bls que operará normalmente lleno.
- Almacenamiento adicional para 5,049,000 bls que se tendrá normalmente vacío.

De acuerdo con lo expuesto en este análisis se recomendó contar con un volumen adicional de almacenamiento al programado para ese año, con el fin de evitar problemas de abastecimiento a las refinerías o a los compromisos de exportación.

Este volumen adicional se puede obtener mediante la instalación de un sistema de almacenamiento en cavidades formadas en domos salinos, ya que según se vio en el capítulo II, al analizar comparativamente los diversos métodos existentes, este sistema es el mas conveniente y seguro.

### **VII.3.- Datos de Base del Almacenamiento**

De acuerdo con el contexto económico planteado anteriormente se definieron los datos iniciales para planear la construcción de las cavidades en el Domo Salino de Tuzandepell, Ver.

### **VII.3.1.- Capacidad de Almacenamiento**

En el año de 1984, cuando se fijaron los datos de base, nuestro país exportaba 1.5 MMBPD de mezcla de crudos. La capacidad de las cavidades de Tuzandepell, consideraría que éstas debían ser capaces de almacenar el crudo necesario para satisfacer los compromisos de exportación durante los períodos de mal tiempo que se presenten en la Sonda de Campeche, o sea:

$$1.5 \text{ MMBPD} \times 7 \text{ días} = 10.5 \text{ MMbbls}$$

La planeación del sistema fue realizada sobre esta base y la capacidad del almacenamiento fue fijada en 10 MMbbls.

### **VII.3.2.- Flujo de llenado y vaciado**

Los flujos normales de entrada y salida de crudo al sistema de cavidades se estableció en base al flujo de crudo que se exportaba. Quedando de la siguiente manera:

Llenado del Sistema: 1.5 MMBPD

Vaciado del Sistema: 1.5 MMBPD

Que es el flujo máximo para un oleoducto de 36", que se contempló para instalarse y conectar al Sistema de almacenamiento de Tuzandepell, con el centro de distribución y mezclado más próximo.

### VII.3.3.- Características del producto a almacenar

Este centro de almacenamiento se programó para manejar tres tipos de crudo. Las características de estos productos son las siguientes:

Composición % Mol	Crudo Maya	Crudo Mesozolco	Crudo Ligero Marino
Agua	~	~	~
Ácido sulfhídrico -	0.072	0.023	0.055
Dióxido de Carbono	0.030	0.026	0.025
Metano	0.081	0.154	0.061
Etano	0.395	0.429	0.386
Propano	1.396	0.142	1.528
i-Butano	0.541	0.517	0.694
n-Butano	2.358	2.367	2.637
Pentano	3.086	3.650	4.385
Hexanos(+)	92.041	92.330	90.229
Peso molecular medio	293.2	202.3	243.5
Densidad relati- va 15.6/15.6	0.918	0.840	0.883
Viscosidad cp	67.5	5.9	10.8
Densidad API	22	37	29

### VII.3.4.- Número de Cavidades

En el capítulo IV se mencionó que el número de cavidades dependía del flujo total que debía recibir el Sistema (1.5 MMBPD) así como del flujo a cada cavidad, que esta interrelacionado con la capacidad de las

bombas requisitadas y de su arreglo, con un margen que tome en cuenta la exactitud de los cálculos hidráulicos. Para este caso el flujo a cada cavidad se estableció en 125 MBPD, por lo tanto:

$$\text{Número de cavidades} = \frac{1,500,000 \text{ BPD}}{125,000 \text{ BPD}} = 12$$

Por lo cual, el Sistema de almacenamiento consistirá de doce cavidades en el domo salino de Tuzandepeti.

### **VII.3.5.- Frecuencia de operación de las cavidades**

El número de movimientos de llenado/vaciado por año que se previó sería de ocho, que correspondían a:

- 7 movimientos por mal tiempo
- 1 movimiento tomando en cuenta eventualidades.

Según las estadísticas meteorológicas del lugar, en la época de buen tiempo, es decir del período de principios de marzo a fines de agosto, las cavidades estarán llenas de aceite, en prevención de eventualidades u otros aspectos comerciales.

Tomando en cuenta que la época de mal tiempo empieza en el mes de septiembre y termina a fines de febrero, se consideró un movimiento por mes, lo cual da seis movimientos que, sumados con el movimiento natural de preparación de las cavidades para la época de buen tiempo y otro más por posibles eventualidades, da por resultado ocho movimiento anuales.

### VII.3.6.- Dimensión del aparejo de tuberías

De acuerdo con las condiciones establecidas en el capítulo IV (inciso IV.1.4.), el aparejo de tuberías elegido fue un arreglo formado por tubería de 7", 11 3/4" y 18" de diámetro.

De acuerdo con el tamaño del aparejo de tuberías seleccionado, se realizó un análisis hidráulico de las combinaciones de 18" x 11 3/4" y 18" x 13 3/4" para la explotación. Este análisis se muestra en la figura VII.2., y se observa que la mejor combinación es 18" x 11 3/4", para obtener un mínimo de pérdidas de carga en circulación durante la explotación. Para el análisis se eligió el crudo Maya, que es el de mayor viscosidad.

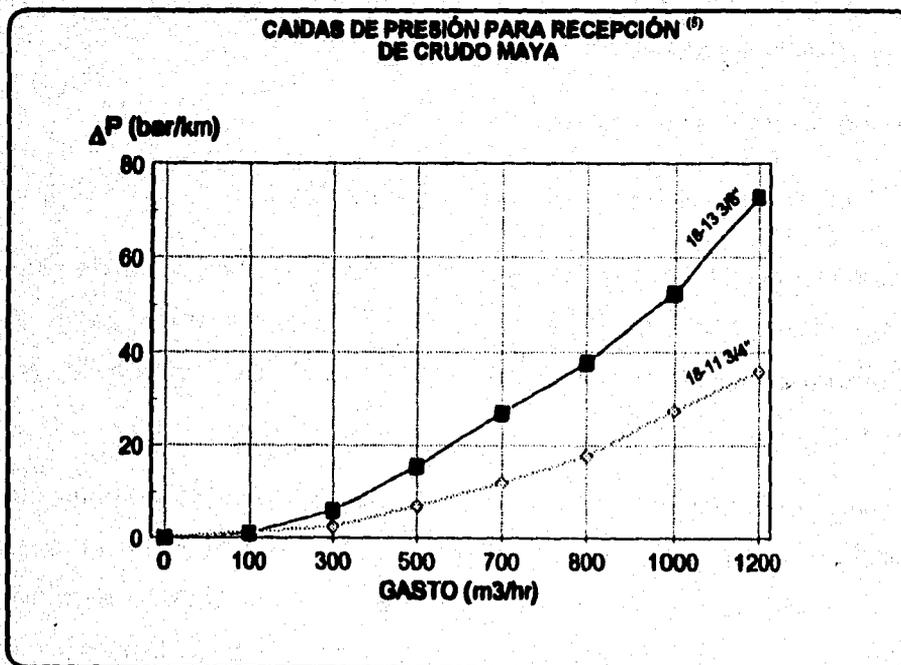
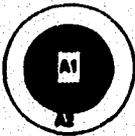


FIGURA VII.2.

El cálculo de las velocidades para el aparejo elegido se estableció de acuerdo al flujo promedio de 125 MBPD (8.125 ft<sup>3</sup>/seg) de crudo a cada cavidad.

Tomando en cuenta que el aparejo estaría formado por tubos de 1 3/4-18":



$$A_1 = \pi \left( \frac{1.75^2}{4} \right) = 0.753 \text{ ft}^2$$

$$A_1 + A_2 = \pi \left( \frac{18^2}{4} \right) = 1.767 \text{ ft}^2$$

$$A_2 = 1.767 - 0.753 = 1.014 \text{ ft}^2$$

Por lo que las velocidades que se presentarían serían :

$$Q = v \cdot A$$

$$v = \frac{Q}{A}$$

Para la tubería de explotación:

$$v_1 = \frac{8.125 \text{ ft}^3 / \text{seg}}{0.753 \text{ ft}^2} = 10.79 \text{ ft / seg}$$

Para el espacio anular:

$$v_2 = \frac{8.125 \text{ ft}^3 / \text{seg}}{1.014 \text{ ft}^2} = 8.01 \text{ ft / seg}$$

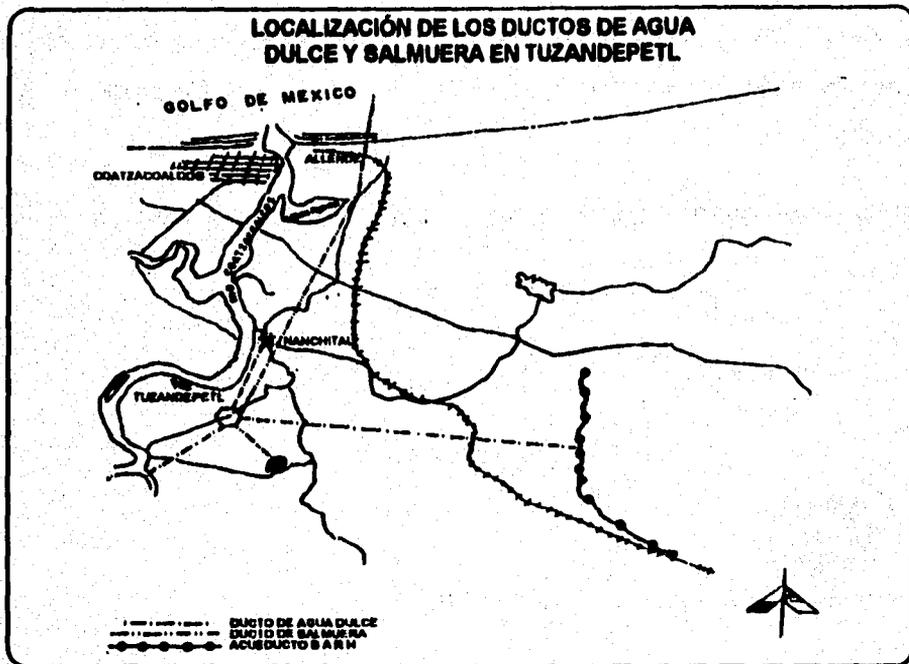


FIGURA VII.3.

De acuerdo con las bases consideradas en el capítulo IV, inciso IV.1.5., se analizaron las diferentes alternativas para el suministro de agua dulce, necesaria para llevar a cabo la lixiviación, y se eligió el río Coatzacoalcos pues su caudal se estimó en 200 m<sup>3</sup>/s, más que suficiente para garantizar el suministro. En la figura VII.3. se observa la localización de Tuzandepetl y la distribución de ductos de agua dulce y salmuera.

El volumen de agua dulce que debe preverse para realizar las cavidades que almacenarán los 10 millones de barriles, puede calcularse considerando una relación de solubilidad de 8 a 10 bis de agua dulce/1 bl de sal disuelta. Lo anterior en base a un grado de pureza de la sal aceptable, al aparejo de tuberías seleccionado y a la experiencia en condiciones similares en otros Sistemas de almacenamiento, donde era

recomendable que las caídas de presión no fueran mayores a 10 kg/cm<sup>2</sup> y que las velocidades no sobrepasaran un valor límite de 15 ft/seg.

Puede observarse fácilmente que este flujo ocasionará una velocidad máxima, que será:

$$Q = vA = 15 \text{ ft/seg} [0.753 \text{ ft}^2] = 11.295 \text{ ft}^3 / \text{seg}$$

$$Q = 174 \text{ MBPD}$$

Por otro lado, para determinar el gasto de agua para la lixiviación se fijó un tiempo de 18 meses para crear las 12 cavidades en base a los costos de inversión de todo el proyecto. Entonces se requería un flujo de:

$$10 \text{ MMbbls} \cdot \frac{10 \text{ bls ag. dulce}}{1 \text{ bl sal}} \cdot \frac{1}{18 \text{ meses} (30)(24)} = 7.716 \text{ bls/hr}$$
$$= 1,226 \text{ m}^3 / \text{hr}$$

### **VII.3.8.- Disposición de salmuera de la lixiviación**

Para desechar la salmuera producida durante la lixiviación, se presentaron las siguientes alternativas:

**Descarga de salmuera al mar (Golfo de México).**- La salmuera mezclada con materiales Insolubles, tal como sale de las cavidades se alimenta a un tanque de decantación de insolubles.

La salmuera libre de sólidos en suspensión es conducida al mar por medio de un sistema de bombeo.

La salmuera descargada debe ser dispersada donde existan corrientes marinas con la finalidad de evitar problemas ecológicos.

**Descarga de salmuera a Cuencas Naturales.-** En esta alternativa como en la anterior se cuenta con un tanque de decantación de insolubles.

La salmuera obtenida es conducida a las cuencas naturales localizadas cerca del área de Tuzandepell, a 3 km aproximadamente, por medio de un sistema de bombeo.

**Descarga de salmuera al Río Coatzacoalcos.-** La salmuera generada durante la lixiviación se le decantan los insolubles y es enviada a el cuerpo receptor (Río Coatzacoalcos) por medio de un sistema de bombeo.

Para esta alternativa se considera que la salmuera se dispersa en el lecho del río mediante un difusor.

Cabe notar que deberá tomarse en cuenta el cambio de salinidad del cuerpo receptor para no causar daños al ecosistema.

De acuerdo con el análisis descrito en el capítulo IV (inciso IV.1.7.), se eligió desechar la salmuera al mar (Golfo de México), pues ofrecía los menores riesgos a la ecología. Un esquema del sistema implementado para Tuzandepell se muestra en la figura VII.4.

Hay que mencionar que existió la posibilidad de vender la salmuera de desecho a compañías Industrializadoras de sal, sin embargo no se pudo llegar a un acuerdo entre estas y Pemex.

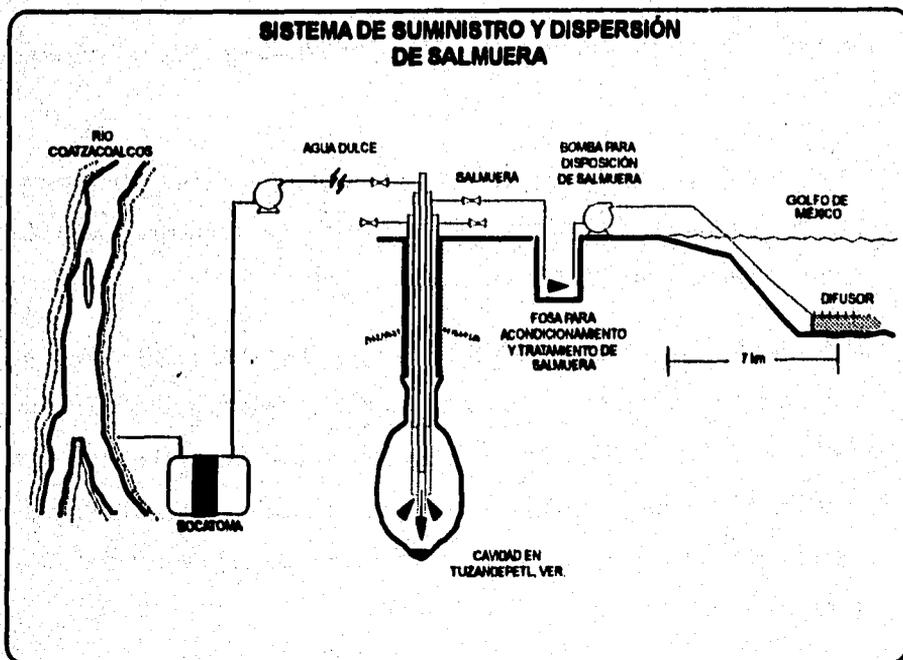


FIGURA VII.4.

## VII.4.- Planeación de las Cavidades de Almacenamiento

De acuerdo con el contexto general presentado del Sistema de almacenamiento en Tuzandepetl, que incluye los resultados de las campañas geofísicas y del pozo exploratorio, se procede a definir las características particulares del almacenamiento y que se refieren a la planeación de las cavidades.

### VII.4.1.- Ubicación y coordenadas

El problema es determinar en qué intervalo de la masa salina se colocará la cavidad.

Los resultados de la perforación del pozo exploratorio TUZ-300 muestran que:

- existe un banco de anhidrita a aproximadamente 980/1000 metros de profundidad (se recomienda evitarlo). La cavidad deberá ubicarse arriba o abajo de este banco.
- existen sales potásicas, entre 845/880 m y entre 1,010/1,140 m, sobre todo silvita y carnallita, en una proporción que puede alcanzar localmente 5 a 7%. Sin embargo, según los resultados de los núcleos, la mayor parte de estas sales potásicas se encuentra diseminada en la masa salina. Por lo que no representarán un problema importante durante la lixiviación.

Las cavidades se ubicarán arriba del banco de anhidrita. El intervalo lixiviado incluirá la zona situada entre 845/880 m.

Por lo tanto, y basándose en la información obtenida en la perforación del pozo TUZ-300, la profundidad de lixiviación inicial (posición de la tubería de lixiviación) sería de 980 m (cota de la anhidrita y fondo de la bolsa de insolubles de la cavidad).

Para las cavidades reales, las adaptaciones se efectuarían a partir de la cima de la sal. Si P representa esta profundidad:

- la profundidad de la zapata de la T.R. cementada (hz) se ubicará a (P+50) metros
- la profundidad final del techo de la cavidad a (P+100) metros

- la profundidad inicial de lixiviación a (P+350) metros

esto después de verificar que:

- el intervalo (P+100) a (P+350) es el adecuado para la lixiviación
- la zapata (hz) a (P+50) soporta adecuadamente la presión correspondiente al caudal máximo deseado.

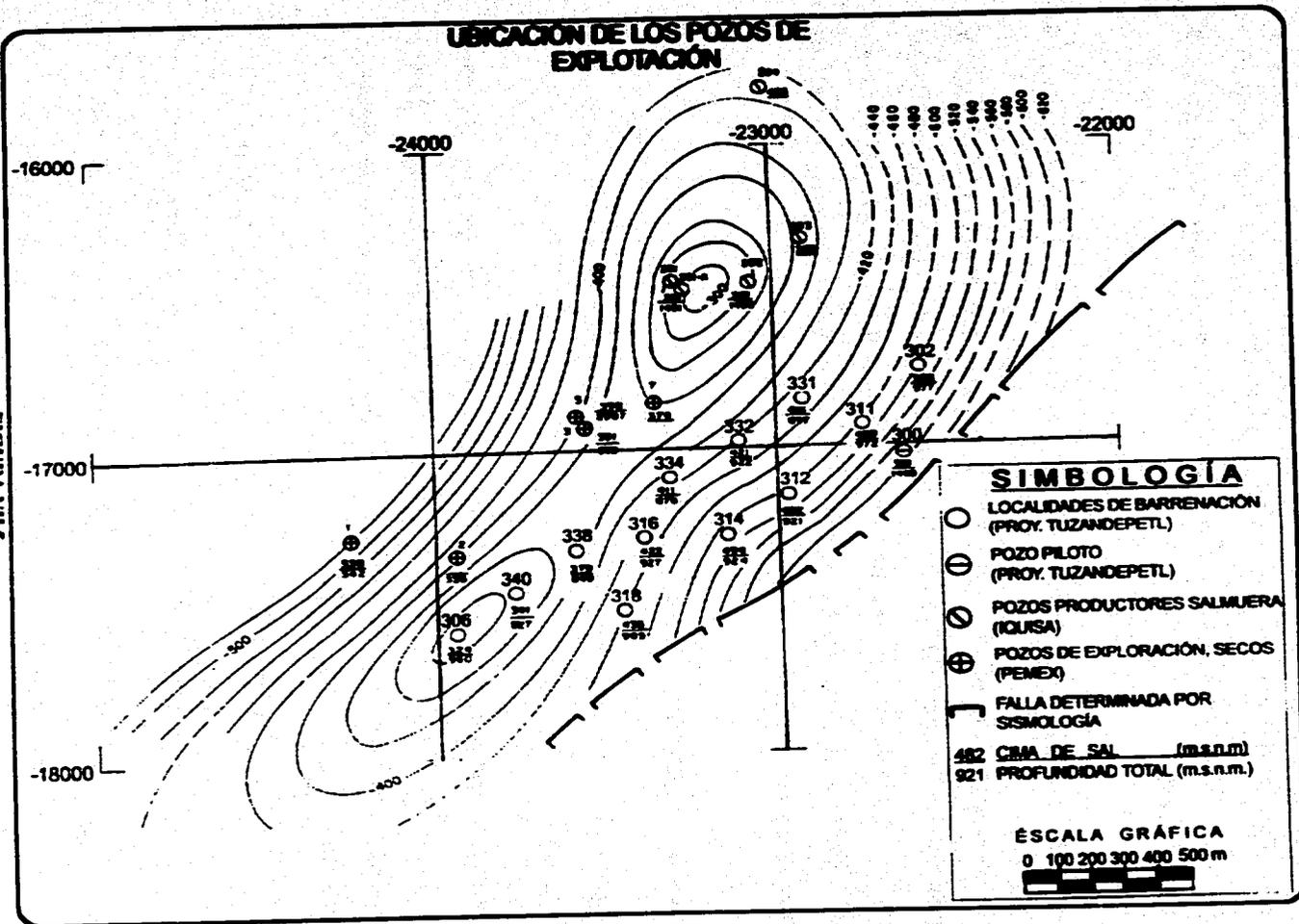
La distancia entre los ejes de las cavidades se estipuló en 220 m, de acuerdo con los datos sobre las características mecánicas de la sal de Tuzandepell, y que sería suficiente para asegurar la estabilidad durante 20 años, pues se calculaba que una reducción significativa de las anchuras de los pilares entre las cavidades necesitaría una explotación de aproximadamente cien años. Otros factores importantes que se consideraron fueron: la configuración de los terrenos, la ubicación de las presas de salmuera y demás equipo superficial para pretender una distribución lo más óptima posible.

De acuerdo a lo anterior la ubicación de los pozos (ver figura VII.5.) de explotación fueron las siguientes:

<b>Pozo No.</b>	<b>Coordenadas *</b>	
	<b>X</b>	<b>Y</b>
302	-22,587.22	-16,751.13
306	-23,934.59	-17,617.48
311	-22,743.33	-16,938.55
312	-22,965.94	-17,170.79
314	-23,135.03	-17,307.72
316	-23,395.82	-17,330.34
318	-23,416.53	-17,561.11
331	-22,940.97	-16,862.87
332	-23,108.13	-16,996.46
334	-23,312.34	-17,106.26
338	-23,597.48	-17,349.29
340	-23,771.68	-17,475.62

- **Coordenadas referidas al sistema de punta gorda.**

FIGURA VIII.



Tecnología para el Almacenamiento de Crudo en Damos Salinos

En la figura VII.5. podemos observar también las curvas de isovalores de la cima de la sal, así como la profundidad total perforada de los pozos de explotación.

#### **VII.4.2.- Posición estructural**

De acuerdo con el criterio a seguir para la localización del pozo, la posición estructural del domo seleccionado tienen orientación de NE-SW, de su eje principal y la localización del pozo quedó situado en el flanco S-E, donde se esperaba encontrar la cima de la sal a 660 m, aproximadamente.

#### **VII.4.3.- Columna Geológica probable**

En principio la perforación se ubica en un afloramiento de lutitas miocenas (Encanto).

Al tomarse en cuenta los datos obtenidos en las perforaciones de otros pozos (Tuz-5 y Tuz-202 especialmente) y los resultados de los estudios geológicos preliminares, el corte provisional de los terrenos se definió de la siguiente manera:

- |   |  |             |
|---|--|-------------|
| - | Encanto Inferior                       | 0 a 200 m   |
| - | Depósito Oligoceno                     | 200 a 250 m |
| - | Formación La Laja Oligoceno inferior * | 250 a 660 m |
| - | "Cap-Rock" anhidrítica                 | 660 a 665 m |

- Formación salina 665 a Prof. Total

\* lutitas gris-verde, débil a medianamente consolidadas, con intercalaciones de arena fina gris claro.

#### **VII.4.4.- Programa general de perforación de los pozos de explotación**

La perforación de pozos para la creación de cavidades es similar a la perforación de pozos para la explotación de hidrocarburos, debido a que aún en la actualidad no existen programas específicos de perforación que pudieran emplearse en la generación de cavidades por disolución, por lo cual el programa de perforación está basado en consideraciones convencionales para pozos petroleros.

Además, las características y parámetros que se deben tomar en cuenta para este tipo de pozos son prácticamente los mismos que los del pozo exploratorio (ver capítulo VI), sin dejar de tomar en cuenta que mientras mayor sea la cantidad de información recopilada de la columna salina que se atraviesa, mejores serán las expectativas del programa de lixiviación de la cavidad.

##### **VII.4.4.1.- Programa**

El programa general de perforación, como se indicó en el capítulo anterior (inciso VI.4.5.), considera las mismas características y parámetros de la perforación del pozo exploratorio; a excepción de la descripción de las etapas de perforación, que difieren por el tamaño y profundidad de

asentamiento del aparejo de tuberías, de la prueba de fracturación, que en este caso no es necesario efectuarla pues podría ocasionar problemas de pérdidas durante la disolución, y la cementación de las T.R.'s ya que son diferentes los tamaños de los aparejos entre el pozo exploratorio y los pozos de explotación. Por lo que de acuerdo a la selección de tuberías y a la profundidad de la cima de la sal (P), y que varía según los diferentes sillios, el programa general a seguir es el siguiente:

1. Perforar de 0 a 50 m, utilizando barrena de 17 1/2" y lodo bentonítico.
2. Ampliar con barrena de 26"
3. Ampliar con barrena de 36"
4. Colocar tubería conductora de 30" a 50 m
5. Cementar y esperar fraguado
6. Perforar con barrena de 14 1/2" de 50 m a (P-50 m): cabe aclarar que de acuerdo con las prospecciones geológicas derivadas del pozo exploratorio se estima que la cima de la sal se encuentre a 630 m, aproximadamente.
7. Cambiar lodo bentonítico por lodo salado saturado.
8. Continuar perforando con barrena de 14 1/2" y saturar el lodo para alcanzar su máxima nivel al momento de entrar al domo salino. Alcanzar la perforación hasta una profundidad de (P+50 m).
9. Tomar registros geofísicos, desde 50 m hasta (P+50 m).
10. Ampliar con barrena de 17 1/2" de 50 m a (P+50 m)
11. Ampliar con barrena de 26" de 50 m a (P+50 m)

12. Colocar la T.R. de 18" a (hz = P+50 m).
13. Cementar la T.R. de 18" a través de la columna de perforación utilizando dos tipos de cemento: cemento ligero en la cabeza y cemento de mayor densidad en el fondo.
14. Esperar fraguado.
15. Colocar cabezal del pozo y efectuar prueba de presión a la T.R. de 18".
16. Desplazar lodo salado saturado por lodo de emulsión inversa (tipo perfoll).
17. Rebajar cemento con barrena de 17 1/2" y cambiar por barrena de 9 1/2" para reanudar perforación hasta la cota de (P+350 m) o profundidad total (P.T.).
18. Tomar registros geofísicos, desde (hz) hasta (P+350 m).
19. Ampliar agujero con barrena de 17 1/2", hasta la P.T.
20. Tomar desviación del agujero.
21. Limpiar pozo desde la superficie hasta el fondo con circulación.
22. Cambiar lodo de emulsión inversa por salmuera saturada.
23. Bajar T.R. de 11 3/4" a la profundidad programada para iniciar lixiviación.
24. Desmantelar equipo de perforación.
25. Efectuar prueba de estanqueidad del pozo (mas adelante se describe procedimiento).

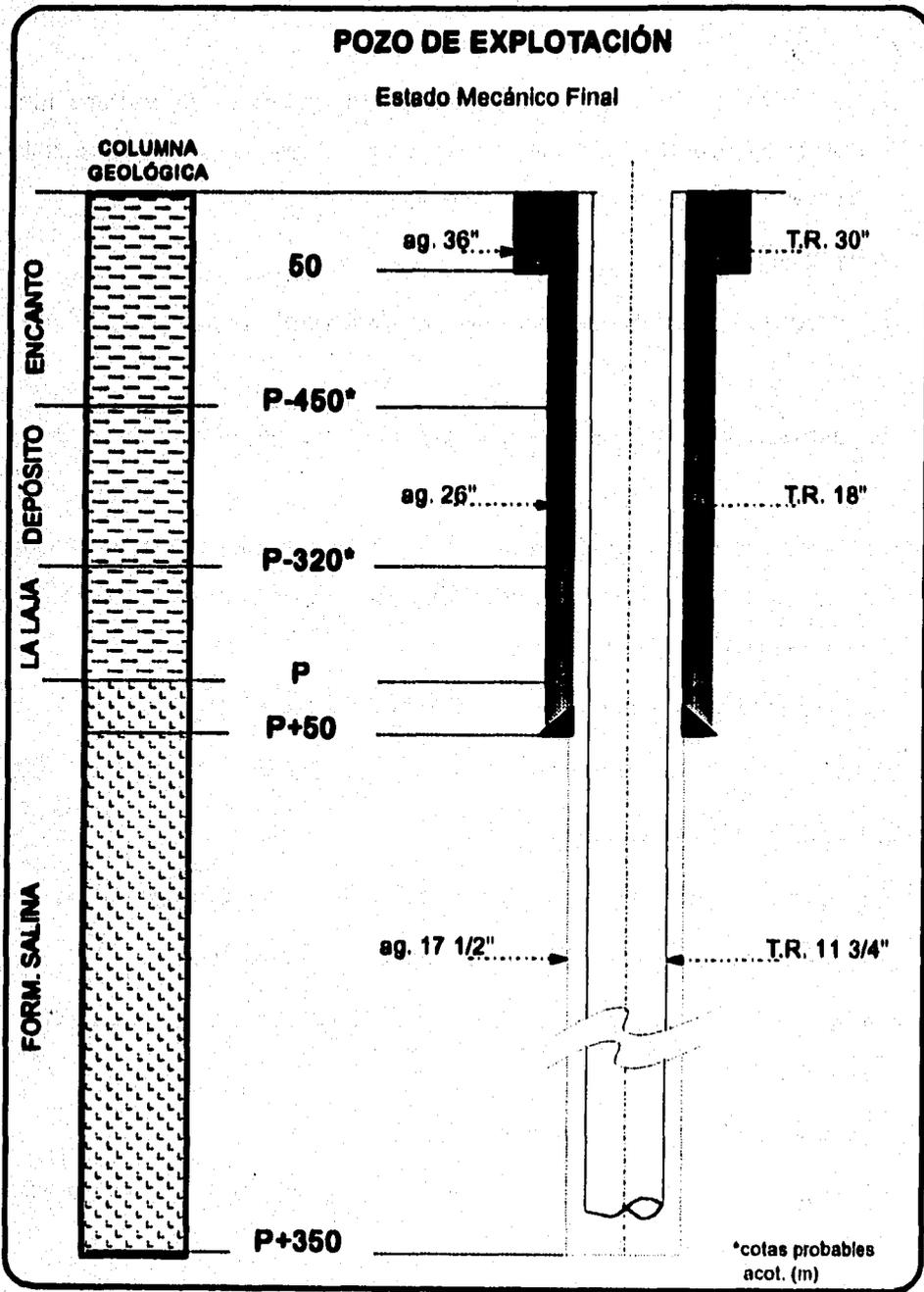


FIGURA VII.6.

En la figura VII.6. se esquematiza el estado mecánico del pozo de explotación, al terminar este programa.

Es recomendable seguir el mismo programa de control y supervisión geológica del pozo exploratorio, con el propósito de obtener la mayor cantidad de información de la estructura salina que coadyuve a una mejor planeación de la cavidad.

#### **VII.4.5.- Prueba de presión en el pozo antes de la lixiviación**

Las cavidades contendrán grandes cantidades de hidrocarburos. En cada nivel, la presión de los hidrocarburos es generalmente superior a la presión de los fluidos contenidos en los terrenos cercanos (si se trata de terrenos porosos); es decir que el riesgo de fugas es mucho mas importante que en un pozo petrolero.

Además, en una cavidad en explotación el hidrocarburo esta directamente en contacto con la tubería de revestimiento cementada, cuando generalmente en un pozo petrolero, existe un anular lleno de fluido de terminación.

Por esto es necesario que las pruebas de presión sean lo mas precisas posibles.

No existen reglas universales para la realización de estas pruebas. Las primeras las llevaron a cabo la cía. francesa Geostock. Las principales pruebas son las que se realizan después de la etapa de lixiviación y antes de comenzar la de explotación.

Se recomienda, sin embargo, realizar una prueba antes de la lixiviación. Esto permite verificar que la tubería está correctamente cementada, con la precisión deseada, y verificar también que no hay fugas en la sal. Las fugas son poco probables, pero no imposibles.

#### **VII.4.3.1.- Técnica para la prueba en el pozo antes de la lixiviación.**

Al final de la perforación se debe equipar y acondicionar el pozo para la realización de la prueba. En la figura VII.7. se muestra el dispositivo para la realización de la prueba.

No es necesario que el pozo esté conectado a la red de colectores; tampoco es indispensable la tubería de lixiviación interior para la realización de la prueba.

Se debe reemplazar el lodo por salmuera saturada, clara, de densidad conocida y estable.

El sello se introduce en el anular 18"-11 3/4" hasta algunos metros abajo de la zapata cementada.

La prueba iniciará por lo menos tres semanas después de colocar la salmuera saturada, tiempo necesario para que el agujero de perforación y su medio ambiente hayan recuperado su equilibrio de origen y a su vez se garantice la saturación de la salmuera.

Se llevarán a cabo las siguientes operaciones:

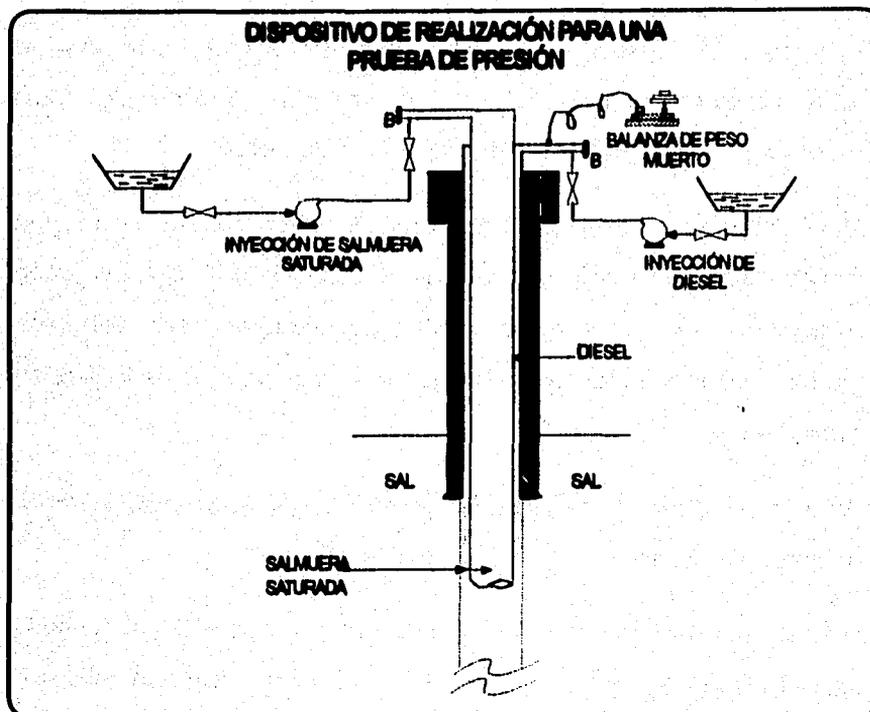


FIGURA VII.7.

- Determinar la presión de prueba en la zapata, siendo 1.2 veces la presión máxima de servicio definida en el capítulo III, (Inciso III.3.2.).
- Deducir la presión correspondiente en la cabeza del anular del sello ( $P_p$ ).
- Realizar un registro de temperatura en el pozo para determinar su perfil.
- Efectuar un registro de Tiempo de Decaimiento Termal (TDT), para determinar la interfase sello-salmuera, siendo la presión de la salmuera en la cabeza del pozo igual a la presión atmosférica.

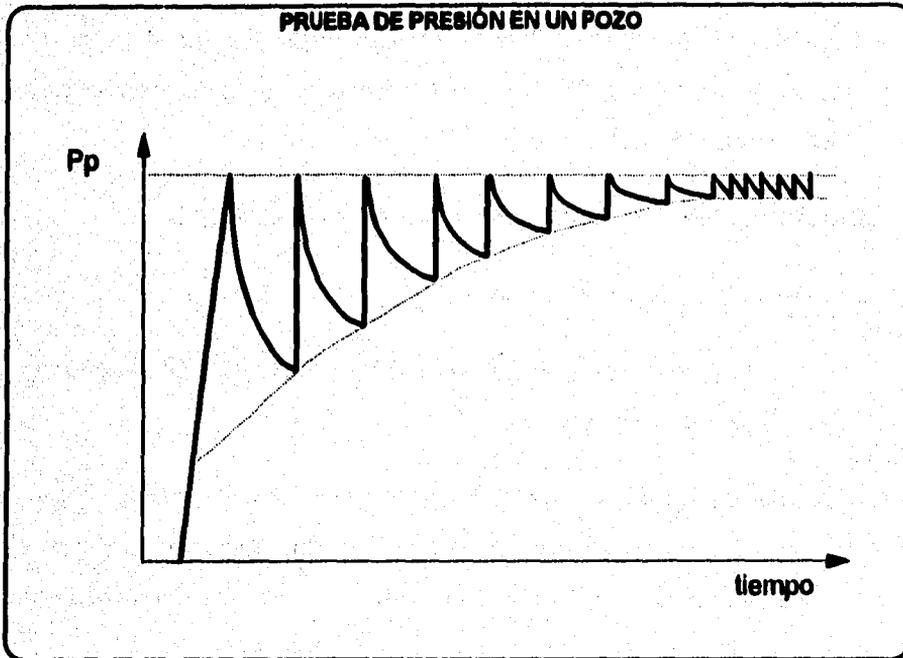
- Aumentar la presión en el pozo, por medio de inyección de salmuera saturada, hasta obtener la presión de prueba ( $P_p$ ) cuya medida se realiza en la cabeza del anular del sello.

Medir la presión con un calibrador de peso muerto, con una sensibilidad de  $1 \text{ lb/pg}^2$ . Utilizar los accesorios de conexión necesarios. No se justifica utilizar calibradores más sensibles. Tampoco deberán tomarse en cuenta las variaciones de la presión atmosférica.

Para esta prueba, la cantidad de salmuera que se deberá inyectar es aproximadamente de 0.5 litro por  $\text{lb/pg}^2$ .

- Durante la prueba se recomienda instalar un registrador de presión sobre la línea del espacio anular. Este registrador tiene únicamente un interés cualitativo, y no es necesario que tenga la precisión del calibrador de peso muerto. Un registrador clásico (manómetro) de 0/100 bares es suficiente.
- Reajustar diariamente (al valor de la presión de prueba) la presión en la cabeza del anular, por inyección de salmuera.

En efecto y aun cuando no se encuentren fugas, el comportamiento de la sal es tal, que el pozo se amplía lentamente. Se deberá reajustar la presión siempre a la misma hora, de modo que la prueba se pueda interpretar fácilmente.



**FIGURA VII.8.**

Se debe realizar una gráfica de las cantidades reinyectadas en litro/día, en función del tiempo. Si el pozo es estanco el comportamiento de esta gráfica será similar al mostrado en la figura VII.8.

Si las cantidades reinyectadas diariamente se reducen únicamente a algunos litros, después de algunos días, la prueba se da por terminada y se considera que el pozo es estanco.

- Tomar un registro TDT para verificar que la interfase sello-salmuera se encuentra a la misma profundidad que al comenzar la prueba.

- Una vez que termine la prueba, reducir la presión en el pozo por medio de la tubería de salmuera, poco a poco, evitando abrir bruscamente las válvulas.

Si el pozo es estanco, las operaciones están terminadas.

Si se descubren fugas en el pozo:

- localizar nuevamente la cota de la interfase sello-salmuera, mediante registro TDT.
- estudiar cuales son las mediciones adicionales que se deben hacer para localizar con precisión las fugas y obturarlas mediante alternativas como cementación forzada, inyección de gelatinas o productos sellantes especiales.

#### **VII.4.5.2.- Cálculo de las presiones de prueba**

##### **Presión máxima de servicio**

Por razones de seguridad no es conveniente incrementar bruscamente la presión del pozo, por lo que es necesario mantener el pozo durante un tiempo a una presión inferior a la de prueba con la finalidad de verificar que no exista una fuga considerable, por lo tanto, el pozo se prueba inicialmente a la presión de servicio, la cual se define como:

Gradiente para la presión de servicio ( $G_s$ ) =  $0.17 \text{ kg / cm}^2 / \text{m}$

Profundidad de la zapata de 18" (hz) =  $P + 50 \text{ m}$

$$\text{Presión de servicio en la zapata (Psz)} = hz * Gs \quad (\text{VII.1.})$$

$$\text{Presión de servicio en la superficie (Ps)} = \text{Psz} - \left( \frac{hz * \rho_{\text{diésel}}}{10} \right) \quad (\text{VII.2.})$$

### Presión de prueba

Con la finalidad de tener un margen de seguridad adecuado, el pozo se debe probar con una presión superior a la máxima de servicio, asegurando con esto la hermeticidad de la futura cavidad en las condiciones mas desfavorables de operación, utilizando para tal fin un factor de seguridad del 20%, como se mencionó anteriormente.

$$\text{Gradiente para la presión de prueba (Gp)} = 1.20 * Gs \quad (\text{VII.3.})$$

$$\text{Presión de prueba en la zapata (Ppz)} = Gp * hz \quad (\text{VII.4.})$$

$$\text{Presión de prueba en la superficie (Pp)} = \text{Ppz} - \left( \frac{hz * \rho_{\text{diésel}}}{10} \right) \quad (\text{VII.5.})$$

### VII.4.5.3.- Prueba de fluencia

Una vez depresionado el pozo, al concluir la prueba de presión, se procede a medir la producción natural de salmuera del pozo a la superficie cada 24 hrs, para lo cual se deja abierto a la atmósfera, cuantificando el volumen purgado, esto nos determina la fluencia de la masa salina, si el pozo permaneciera totalmente abierto.

Para esta prueba es necesario contar con recipientes cuyo volumen sea conocido para recuperar la salmuera producida.

Se procede a determinada hora a medir la presión en la cabeza del anular y se abre el pozo por la línea de salmuera dejando esta abierta a la atmósfera. A la misma hora, el día siguiente, se cuantifica el volumen de salmuera purgado. Este proceso se repite durante 5 días aproximadamente, en los cuales, de acuerdo a la experiencia en estas pruebas, se observará que el volumen recuperado tiende a un valor constante.

#### **VII.4.6.- Hidráulica general del sistema**

Dentro de la fase de desarrollo de las cavidades subterráneas en el domo salino, deben de comprenderse los fenómenos hidráulicos que se presentan, siendo éstos:

- a) Hidráulica de la cavidad a condiciones estáticas
- b) Hidráulica de la cavidad en condiciones de lixiviación

a) Para el primer caso, los valores de presión que se registran tanto en el fondo como en la superficie, están en función de los pesos de las columnas de los líquidos presentes (diesel, salmuera y agua), sus densidades y profundidad.

Las presiones son iguales para cada una de las columnas en el fondo de la cavidad e igual al peso de la columna de salmuera. Cuando la

presión superficial de la salmuera es 0 kg/cm<sup>2</sup>, la presión superficial del agua de inyección equivale a:

$$P_{\text{agua}} = H \cdot (1.2 - 1) \quad (\text{VII.6.})$$

y la del diesel (localizado hasta el nivel de la tubería de disolución de 1 3/4"):

$$P_{\text{diesel}} = h \cdot (1.2 - 0.853) \quad (\text{VII.7.})$$

Lo anterior equivale a tener que por cada 10 metros en una columna: de agua (densidad = 1 g/cm<sup>3</sup>) se tiene una presión de 1 kg/cm<sup>2</sup>, para salmuera 1.2 kg/cm<sup>2</sup> y para diesel 0.853 kg/cm<sup>2</sup>.

Por otra parte es necesario recordar que el punto mas importante es la presión que resiste la zapata cementada de la T.R. de 18" de acuerdo a la resistencia del terreno que esta dada por:

$$P_{\text{máx}} = \frac{(h \cdot 2.3)}{10} \quad (\text{VII.8.})$$

La presión máxima a la cual se puede tener en operación la zapata de la cavidad esta dado por la ecuación VII.1., y como se vio anteriormente, para verificar la hermeticidad de la T.R. de 18", se prueba hasta alcanzar la presión de prueba dada por la ecuación VII.4..

Por lo anterior es necesario controlar la presión en la cabeza del pozo de tal forma que no exceda la presión máxima de operación admisible en la zapata de 18".

Los valores de presión en la superficie para los tres diferentes fluidos (diesel, salmuera y agua) serán los calculados como función de la columna presente.

A manera de ejemplo consideraremos el estado mecánico de un pozo de explotación perforado en Tuzandepell, cuya zapata de la T.R. cementada de 18" se ubicó a 590 m de profundidad.

$$\text{De la ec. VII.1.: } P_{sz} = 590 \cdot 1.7 = 100.3 \text{ kg/cm}^2$$

La presión máxima de servicio en la zapata será de 100.3 kg/cm<sup>2</sup>

Sin embargo las presiones que se registran en la superficie serán:

$$\text{Salmuera: } P = \frac{590 \cdot (1.7 - 1.2)}{10} = 29.5 \text{ kg/cm}^2$$

$$\text{Agua: } P = \frac{590 \cdot (1.7 - 1.0)}{10} = 41.3 \text{ kg/cm}^2$$

$$\text{Diesel: } P = \frac{590 \cdot (1.7 - 0.853)}{10} = 49.97 \text{ kg/cm}^2$$

Para un adecuado control del proceso de lixiviación, será necesario instalar dispositivos de seguridad que protejan a las cavidades. En este caso se requiere una protección de alta presión cuyo valor de activación se fija en 49.97 kg/cm<sup>2</sup> equivalente a 100.3 kg/cm<sup>2</sup> en la zapata de 18" a 590 m de profundidad.

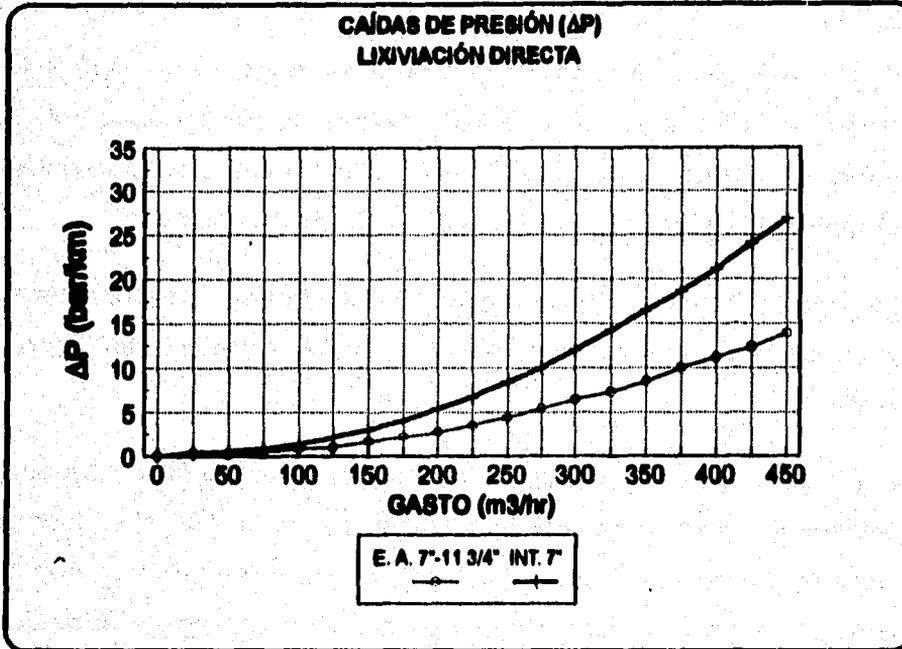


FIGURA VII.9.

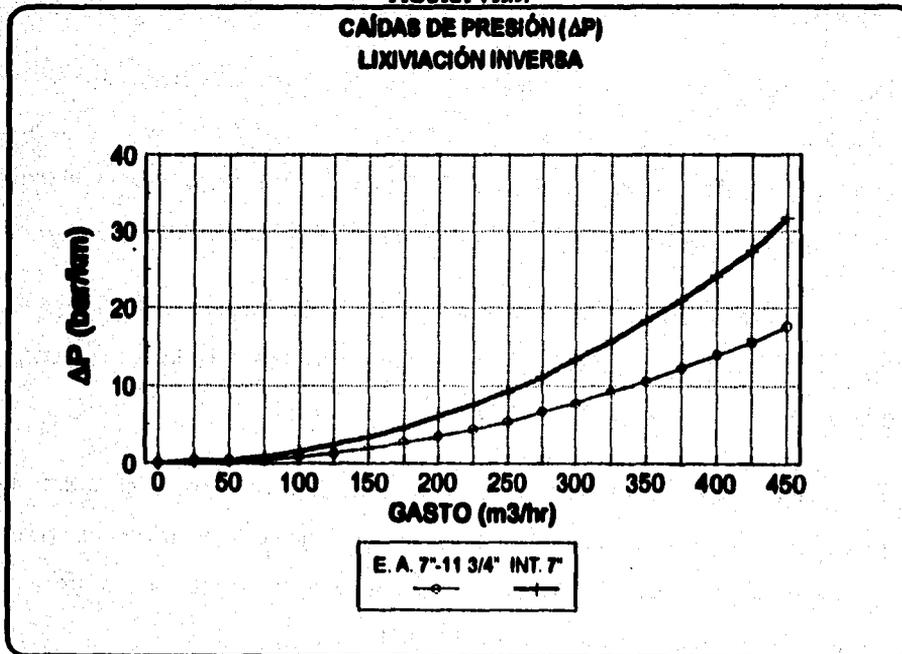


FIGURA VII.10.

- b) Para la hidráulica de la cavidad en lixiviación se estará en un régimen dinámico (inyectando agua y saliendo salmuera), por lo que se deberá tomar en cuenta los pesos de las columnas presentes, sus densidades, profundidad y pérdida de carga ( $\Delta P$ ) de los fluidos por fricción.

Los valores de presión que se registran en la superficie correspondientes a los diferentes fluidos serán diferentes de los registrado en el caso estático.

A los dos únicos fluidos que están en condición dinámica (agua y salmuera) se les deberá estimar la pérdida de carga ( $\Delta P/\text{km}$ ) en función del flujo que se este manejando. Las figuras VII.9. y VII.10. muestren las caídas de presión para el aparejo de tuberías seleccionado, de acuerdo al tipo de circulación que se puede manejar: directa e inversa.

Por ejemplo, para un flujo de  $330 \text{ m}^3/\text{hr}$  de agua inyectada mediante lixiviación directa tenemos una  $\Delta P/\text{km} = 7.5 \text{ kg/cm}^2$  en el anular formado por las tuberías de 7" y 1 1/4" para la salmuera, y una  $\Delta P/\text{km} = 14.0 \text{ kg/cm}^2$ , para el interior de la tubería de 7", que conduce agua.

En caso de lixiviación inversa y el mismo flujo tenemos:  $\Delta P/\text{km} = 8.7 \text{ kg/cm}^2$  en el anular, donde circula agua, y  $\Delta P/\text{km} = 16 \text{ kg/cm}^2$  para el interior de la tubería de 7", que conduce salmuera.

A continuación se detalla la forma práctica de llevar a cabo los cálculos de presiones en un sistema dinámico, tomando el mismo ejemplo del sistema estático, y considerando su primera etapa de lixiviación (creación del receptáculo de insolubles):

Datos del Sistema.-

Profundidad zapata de 18"= 590 m

Profundidad T.R. de 11 3/4"= 890 m

Profundidad T.R. de 7"= 940 m

Flujo de agua= 330 m<sup>3</sup>/hr

Presión de salida de salmuera = 2 kg/cm<sup>2</sup>

- La presión en la zapata de la tubería de 11 3/4" es:

$P_{11\ 3/4"} = \text{Presión superficial} + \text{caída de presión} + \text{peso de la columna}$

$$= P_{\text{adm.}} + \Delta P + \frac{H \cdot 1.2}{10}$$

$$= 2 \text{ kg/cm}^2 + (7.5 \text{ kg/cm}^2/\text{km})(0.890 \text{ km}) + \frac{890 \cdot 1.2}{10}$$

$$= 115.47 \text{ kg/cm}^2$$

- La presión en la zapata de 18" es:

$P_{18"} = P_{11\ 3/4"} - (\text{peso de la columna diesel})$

$$= P_{11\ 3/4"} - \frac{(h_{11\ 3/4"} - h_{18"}) \cdot 0.853}{10}$$

$$= 115.47 - \frac{(890 - 590) \cdot 0.853}{10}$$

$$= 89.88 \text{ kg/cm}^2$$

Presión adecuada ya que es menor que la máxima de servicio en la zapata (100.3 kg/cm<sup>2</sup>).

La presión de la salmuera en la cabeza del pozo puede incrementarse hasta 12.42 kg/cm<sup>2</sup> que representaría tener una presión en la zapata de 100.3 kg/cm<sup>2</sup>.

es decir:

$$P_{11\ 3/4"} = 12.42 + (7.5 \cdot 0.890) + \frac{890 \cdot 1.2}{10}$$
$$= 125.89 \text{ kg/cm}^2$$

mientras que :

$$P_{10"} = 125.89 - \frac{(890 - 590) \cdot 0.853}{10}$$
$$= 100.3 \text{ kg/cm}^2$$

- La presión en la zapata de la tubería de 7" es:

$$P_7" = P_{11\ 3/4"} + \text{columna salm. adicional} + \Delta P^*$$
$$= P_{11\ 3/4"} + \frac{h \cdot 1.2}{10} + 0$$
$$= 115.47 + \frac{(50 \cdot 1.2)}{10} = 121.47 \text{ kg/cm}^2$$

\* las caídas de presión se consideran despreciables.

En esta profundidad (890 m) existe una presión de 110 kg/cm<sup>2</sup> que corresponde tanto a la columna de salmuera como a la de agua.

Para determinar la presión superficial de la columna de agua se utiliza la siguiente expresión:

$$\begin{aligned} P_{\text{sup. agua}} &= P_{\text{fondo}} - \text{peso de la columna} + \Delta P_{\text{atm.}} \\ &= P_f - \frac{h \cdot 1.0}{10} + \Delta P / \text{km} \cdot h \\ &= 121.47 - \frac{(940 \cdot 1.0)}{10} + (14 \cdot 0.940) \\ &= 40.63 \text{ kg/cm}^2 \end{aligned}$$

El cálculo de la presión superficial de la columna de diesel se obtiene por:

$$\begin{aligned} P_{\text{sup. diesel}} &= P_{\text{fondo}} - \text{peso de la columna} \\ &= P_{\text{fondo}} - \frac{h \cdot 0.853}{10} \\ &= 100.3 - \frac{(590 \cdot 0.853)}{10} \\ &= 49.97 \text{ kg/cm}^2 \end{aligned}$$

La importancia de estos cálculos es que los valores de presión que podemos tener en la cabeza del pozo equivalen a unas presiones mayores y diferentes dentro de la cavidad.

El registro y correlación de los valores superficiales de presión obtenidos nos sirve para detectar cuando existan pérdidas de carga anómalas que significan problemas por:

- Cristalización de sal en la tubería de salmuera
- Ruptura de tubería

y con ello, poder tomar las medidas necesarias antes de tener un paro irreversible.

Debido a que la lixiviación se hará en varias etapas, los niveles de las tuberías y flujos de agua cambiarán, por lo que se hará necesario hacer los cálculos anteriores cada vez que se tengan condiciones de lixiviación diferentes. Una recomendación es programar dichos cálculos.

#### **VII.4.7.- Diseño de la cavidad**

El almacenamiento estará formado por 12 cavidades independientes y el volumen útil de almacenamiento deberá ser de 10 MMBS (1'752, 000 m<sup>3</sup>). El producto a almacenar provendrá del centro de Nuevo Teapa situado a 13 km de Tuzandepell.

De acuerdo a la capacidad de bombeo de agua dulce, de 1,200 m<sup>3</sup>/hr (7,550 bls/hr), se estableció poder lixiviar cuatro cavidades simultáneamente, con un gasto de lixiviación de 330 m<sup>3</sup>/hr (50,000 bls/día).

La T.R. de disolución de 7" se empleará en lixiviación directa para Inyectar agua dulce. El agua disuelve la sal y la salmuera vuelve a subir por el anular de 7"x 1 3/4".

Una válvula reguladora gradúa el caudal de inyección de agua en la entrada. La pérdida de carga es aproximadamente de  $16 \text{ kg/cm}^2/\text{km}$  en la tubería de bombeo de 7" y de  $7 \text{ kg/cm}^2/\text{km}$  en el anular de 7" x 1 1/4" (ver figura VII.9.).

Tomando en cuenta las diferencias de densidad, el agua se inyecta en la cabeza del pozo con una presión de  $45 \text{ kg/cm}^2$ ; la salmuera vuelve a subir al nivel de la cabeza con una presión residual de  $5 \text{ kg/cm}^2$ , lo que permite expulsarla hacia la presa de acondicionamiento situado en la zona del almacenamiento.

Para la lixiviación inversa se inyecta el agua por el anular 1 1/4" x 7" y la salmuera vuelve a subir por la tubería de bombeo de 7". En este caso las pérdidas de carga son de 6 a  $8.5 \text{ kg/cm}^2$  en el anular y de  $18 \text{ kg/cm}^2$  en la tubería de inyección (ver figura VII.10.).

Con el objeto de obtener una presión de  $5 \text{ kg/cm}^2$  en la cabeza del pozo (regreso salmuera), la presión de inyección del agua será de 44 a  $47.3 \text{ kg/cm}^2$ , con un gasto aproximado de  $330 \text{ m}^3/\text{hr}$  según la posición de la zapata de la T.R. de 1 1/4".

#### **VII.4.7.1.- Incidencia de los materiales insolubles**

Para poder determinar la posición de las cavidades, así como el volumen del receptáculo de insolubles, se debe tomar en cuenta la presencia de bancos de insolubles o de cantidades de insolubles diseminados en la masa salina y que el proceso de flujo de la lixiviación no podrá acarrear hacia la superficie, por lo que estos se precipitaran al fondo de la cavidad,

restándole capacidad útil, por lo cual se hace necesario construir un volumen adicional para dichos insolubles.

En nuestro ejemplo, el pozo exploratorio es la principal fuente de información sobre la cantidad de insolubles del domo Tuzandepell. Lo anterior de acuerdo con la interpretación de los resultados obtenidos de:

- Registros geofísicos (Interpretación Litolog)
- Examen visual de los núcleos

De acuerdo con esto se consideró un valor promedio de 10 %, tanto para el cálculo de la bolsa de Insolubles así como para la lixiviación de la cavidad.

#### **VII.4.7.2.- Volúmenes y forma de la cavidad**

El volumen útil de cada cavidad, esta programado para almacenar:

$$V = \frac{1752,000}{12} = 146,000 \text{ m}^3 (918,340 \text{ bis})$$

Considerando la incidencia de materiales Insolubles, el volumen de sal a disolver ( $V_c$ ) se calcula, según se vio en el capítulo IV (Inclso IV.2.1.4.2.), despejando este volumen de la ecuación IV.10.:

$$V_c = \frac{\left( V_u + \frac{10\pi d^2}{4} \right)}{\left( \frac{1-fx}{1-x} \right)} \quad (\text{VII.9.})$$

donde el término "d" corresponde al diámetro del fondo de la cavidad, en el receptáculo de Insolubles, y se determinará en función de la forma de la cavidad.

La forma de la cavidad se planeó para asemejarse a un cono truncado invertido, con una altura "h" de 200 m y con un techo cónico. El receptáculo de Insolubles será cilíndrico con una altura por determinar.

En el caso de planear una forma cilíndrica para toda la cavidad, el diámetro de esta sería de:

$$D = \sqrt{\frac{4V}{\pi h}} = 30 \text{ m}$$

por lo que los diámetros (D y d) del cono truncado deben oscilar en torno a este valor, para no provocar una cavidad inestable.

Ahora bien, de acuerdo con el capítulo IV (inciso IV.2.2.2.), el crecimiento inherente de la cavidad ocasionará que su volumen, al final de la explotación, tendrá un aumento del 70%, aproximadamente, repartiéndose la mitad de este aumento en el 20% de la altura en su parte inferior; por lo que esta forma troncocónica debe pretender amortiguar este efecto; es decir:

$$V_f = 1.7 V_o = 248,200 \text{ m}^3 (1'561,178 \text{ bls})$$

y si ajustamos la forma final de la cavidad a un cilindro:

$$D = \sqrt{\frac{4(1.7V_o)}{\pi h}} = 39 \text{ m}$$

de la ecuación de volumen, para un cono truncado:

$$V_o = \frac{\pi h}{3} \left( \frac{D^2 + d^2 + Dd}{4} \right) \quad (\text{VII.10.})$$

no podemos despejar directamente "d", pero iterando encontramos que debe valer 21.2 m, entonces los diámetros del cono truncado serían de 39 y 21.2 m, con una altura de 200 m.

Sin embargo, el techo de la cavidad será cónico, por lo que 39 m de diámetro, en la parte superior, obligaría a que el techo cónico fuera demasiado obtuso y por ende inestable. De esta consideración se determinó que la forma de la cavidad fuera ligeramente troncocónica, con un techo cónico en los últimos 20 m, con un diámetro mínimo en su base de 28 m y uno máximo en el techo de 33 m. En la figura VII.11. se puede observar el diseño planteado para las cavidades.

De la ec. VII.9., tenemos que:

f: coeficiente de aumento de volumen de los materiales insolubles  
(1.8)

x: porcentaje de los materiales insolubles del estrato a atravesar (10%)

Vu: volumen útil de la cavidad.

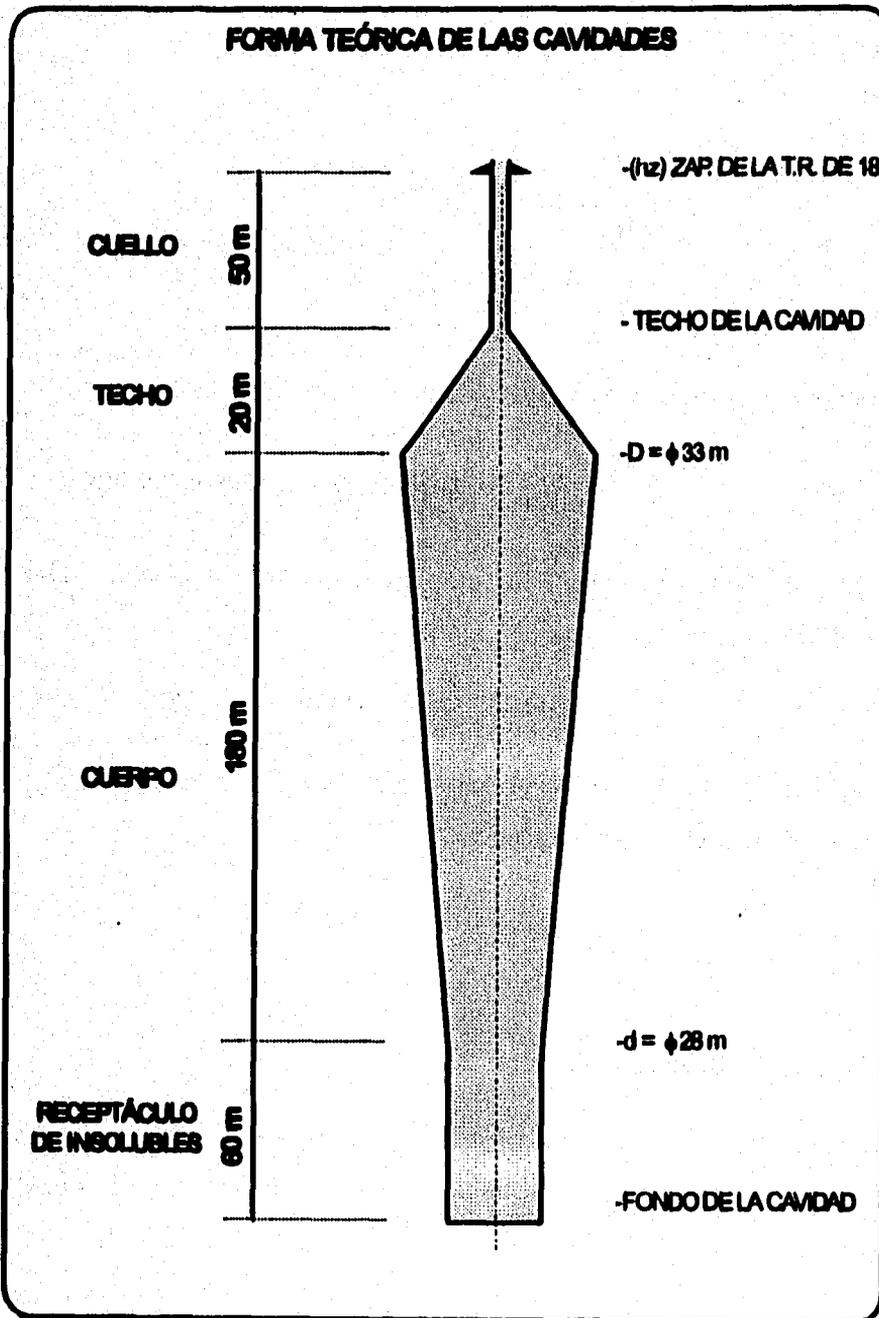


FIGURA VII.11.

por lo tanto:

$$V_c = \frac{\left(146,000 + \frac{10\pi(28)^2}{4}\right)}{\left(\frac{1-1.8(0.1)}{1-0.1}\right)} = 187,276.98 \text{ m}^3 (1'177,972.2 \text{ m}^3)$$

El volumen de la excavación ( $V_t$ ) se obtiene de la ec. IV.6. :

$$V_t = \frac{187,276.98}{1-0.1} = 208,085.53 \text{ m}^3 (1'308,857.9 \text{ BLS})$$

De la ec. IV.8. podemos despejar el volumen que debe tener el receptáculo de Insolubles:

$$V_i = (0.1)(208,085.53)(1.8) = 37,455.4 \text{ m}^3 (235,594.4 \text{ bls})$$

El receptáculo de insolubles será de forma cilíndrica, con un diámetro "d", por lo que la altura de este será de:

$$h = \frac{4V_i}{\pi d^2} = 60.8 \text{ m}$$

### VII.4.7.3.- Programa de lixiviación

Una vez que termina la perforación del pozo de explotación y sus pruebas de presión respectivas, se acondiciona este para iniciar la etapa de lixiviación.

De acuerdo con el volumen y forma de la cavidad planeada se programa la lixiviación, la cual debe considerar las particularidades enunciadas en el capítulo III, (inciso III.3.2.), respecto a las técnicas, fases y registros empleados.

#### **VII.4.7.3.1.- Fases**

Para la planeación de las fases de lixiviación, se tomó en cuenta la experiencia adquirida en proyectos similares, donde se observó que al utilizar gastos de inyección bajos y espesores de sal expuestos a la lixiviación entre 30 y 40 m, se obtienen formas de cavidad regulares. Así como la técnica que debe emplearse preferentemente, es con lixiviación directa para la formación del receptáculo y cuerpo de la cavidad, mientras que en el techo se combina dicha técnica con lixiviación inversa para la forma cónica que se pretende construir.

De acuerdo con las dimensiones de la cavidad planeada, se determinó subdividir las fases en etapas: para el receptáculo de insolubles (2 etapas), para el cuerpo de la cavidad (5 etapas) y para el techo (1 etapa).

#### **VII.4.7.3.2.- Etapas de lixiviación**

De acuerdo con la subdivisión planteada de las fases, se elaboró un programa de lixiviación, con la descripción detallada de sus etapas, donde se define tipo de circulación, posición de T.R.'s, profundidad del sello de diesel, gasto y volumen a crear en cada etapa.

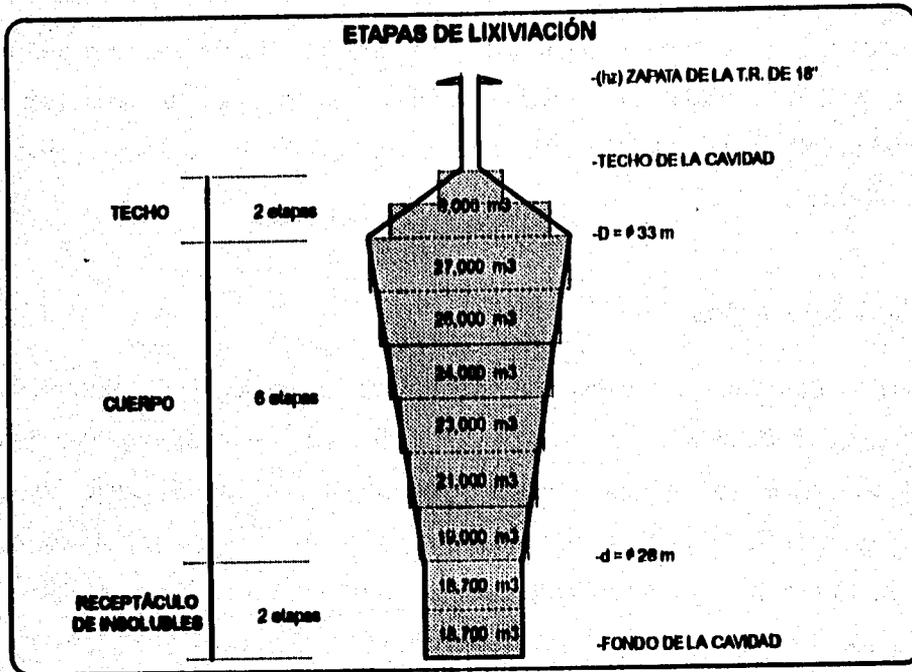


FIGURA VII.12

Para elaborar este programa se discretizó la forma planeada de la cavidad en cilindros, de acuerdo a las etapas programadas. En la figura VII.12 se observa dicho seccionamiento.

El programa esquemático se muestra en la tabla VII.2.

### VII.5.- Construcción de las Cavidades.

El desarrollo de la construcción de las cavidades se desarrolló en 5 años, aproximadamente, en donde se construyeron las 12 cavidades programadas.

**TABLA VII.2.**  
**PROGRAMA ESQUEMÁTICO DE LIXIVIACIÓN**

ETAPA	1	2	1	2	3	4	5	6	1	2
FASE	RECEPTÁCULO		CUERPO						TECHO	
TIPO CIRC.	DIR.	DIR.	DIR.	DIR.	DIR.	DIR.	DIR.	DIR.	DIR.	INV.
T.R. (m) 11 3/4"	+280	+250	+220	+190	+160	+130	+100	+70	+60	+60
T.R. (m) 7"	+310	+280	+250	+220	+190	+160	+130	+100	+70	+70
SELLO (m)	+280	+250	+220	+190	+160	+130	+100	+70	+60	+50
GASTO (m <sup>3</sup> /hr)	150	200/250	200/250	200/250	200/250	200/250	200/250	200/250	200/250	150
VOL. A CREAR (m <sup>3</sup> )	18,700	18,700	19,000	21,000	23,000	24,000	26,000	27,000	4,000	2,000

**NOTA:** Todas las profundidades están referidas a la zapata de la T.R. de 18" (bz+)

Para cada cavidad se creó un volumen diferente, se tomaron registros sonares, de cuya interpretación se hicieron ajustes al programa de lixiviación original. Lo anterior, debido a múltiples problemas que ocasionaron retrasos en los programas. Mas adelante se presenta un análisis de estos problemas.

A continuación se detallará la descripción general del proceso de lixiviación para las cavidades de Tuzandepell.

### **VII.5.1.- Descripción del Proceso**

El desarrollo de las etapas de lixiviación, bajo condiciones normales de operación, es general y con diferentes alternativas para todas las cavidades. Su descripción es la siguiente:

1. Se inyecta diesel por el espacio anular (E.A.) de las T.R.'s de 18 y 11 3/4".
2. Se ajusta la interfase a la profundidad programada y se verifica con un registro TDT con CCL, para comprobar también la posición de las T.R.'s de disolución.
3. Se efectúa prueba hidrostática y se prueban líneas de lixiviación.
4. Se inicia el bombeo de agua dulce a un gasto mínimo de 50 m<sup>3</sup>/hr, el cual se va incrementando durante las próximas horas, de acuerdo a la capacidad disponible, hasta el gasto máximo.
5. Para tener un control adecuado del proceso es necesario registrar los valores de los parámetros involucrados, con una periodicidad de al menos 2 horas. Es conveniente llevar un expediente de los parámetros de la lixiviación con un formato de reporte diario, como el mostrado en la tabla VII.3.
6. A la mitad de la etapa (vol. a crear/2) es conveniente suspender la lixiviación para verificar la posición de la interfase sello-salmuera, mediante la toma de un registro TDT, ya que suele arrastrarse parte de este líquido durante el transporte de la salmuera a superficie. En caso de ser

TABLA VII.3.  
CONTROL DE OPERACIONES (LIXIVIACIÓN)

CAVIDAD No. : \_\_\_\_\_ FECHA : \_\_\_\_\_  
TIPO DE LIXIVIACIÓN :  DIRECTA  INVERSA

H O R A	P. DIESEL		AGUA DULCE			SALMUERA					
	kg/cm <sup>2</sup>		P. INY (kg/cm <sup>2</sup> )		TEMP (°C)	GAS TO		P. (kg/cm <sup>2</sup> )		MUES TRA	
	EN POZO	EN TABL.	EN POZO	EN TABL.		ACUM	P/HR.	POZO	TABL	DENS g/cm <sup>3</sup>	T (°C)
0											
2											
4											
6											
8											
10											
12											
14											
16											
18											
20											
22											
24											

OBSERVACIONES :

---



---



---

DURACIÓN DE LIXIVIACIÓN (DÍAS)	
FUNCIONAMIENTO	
PARADA:	
TOTAL:	

VOLUMEN	VOLUMENES EN m <sup>3</sup>		DIESEL INYECT.
	AG. INYECT.	CREADO	
ANTERIOR			
DEL DÍA			
ACUMULADO			

DATOS DE CÁLCULO	
DENSIDAD :	_____
TEMPERATURA :	_____

R	0 - 8	
E	8 - 16	
S	16 - 24	
P.		

- necesario, se inyecta diesel por el E.A. 18"-11 3/4" y se vuelve a ajustar a la profundidad programada.
7. Continuar la lixiviación hasta concluir la etapa (volumen creado programado). Para este entonces, un equipo de perforación de pozos petroleros deberá estar disponible para intervenir al pozo.
  8. Una vez que concluya la lixiviación, se depresionan las líneas de lixiviación, se instala el equipo de perforación. Se elimina cabezal de 7" y se levanta T.R. de 7" hasta unos metros por arriba de la zapata de la T.R. de 11 3/4".
  9. Se baja canasta calibradora para verificar estado de las tuberías de disolución y se checa la profundidad interior (P.I.), la cual seguramente será menor a la profundidad total (P.T.), pues la precipitación de Insolubles se confinará obviamente en el fondo del pozo.
  10. Se toma registro sonar, a partir de la zapata de la T.R. de 11 3/4" hasta la P.I. Posteriormente, se interpreta este registro y de su resultado se podrá observar si las dimensiones y forma del intervalo lixiviación cumplen con lo programado ó es necesario volver a lixiviar, ya sea una parte o todo el intervalo de esta etapa.
  11. En caso de cumplir con el programa, se procede a recuperar toda la T.R. de 7", conectar líneas del interior de la T.R. de 11 3/4" y el E.A. 18"-11 3/4" para compensar hidráulicamente las columnas de salmuera y diesel, y con ello poder eliminar cabezal de 11 3/4" y levantar la T.R. de 11 3/4" a la profundidad programada para la siguiente etapa.

12. En caso de no cumplir el programa, se omite el punto anterior.

13. Se introduce T.R. de 7" a la nueva profundidad programada, se instalan conexiones superficiales.

14. Se repite proceso para la siguiente etapa.

### **VII.5.2.- Prueba de presión en la cavidad después de la lixiviación <sup>(13)</sup>**

Una vez que concluye el proceso de lixiviación se realiza una prueba de presión a la cavidad para verificar la estanqueidad de la tubería cementada, y en caso de alguna fuga, detectar el flujo y el nivel para elaborar el programa de reparación.

#### **VII.5.2.1.- Técnica para la prueba de presión en la cavidad.**

El principio y desarrollo de la prueba es similar a la prueba de presión en el pozo antes de la lixiviación. La excepción es el valor de la presión de prueba.

#### **VII.5.2.2.- Cálculo de las presiones de prueba.**

El factor de seguridad a emplear es del 10%, por lo que:

$$\text{Gradiente para la presión de prueba (Gp)} = 1.10 \cdot G_s \quad (\text{VII.11.})$$

$$\text{Presión de prueba en la zapata (Ppz)} = G_p \cdot h_z \quad (\text{VII.4.})$$

$$\text{Presión de prueba en la superficie (Pp)} = Ppz - \left( \frac{hz - \rho_{\text{diesel}}}{10} \right) \quad (\text{VII.5.})$$

### **VII.5.2.3.- Prueba de fluencia**

Al igual que en la prueba que se efectuará al pozo, antes de la lixiviación, también se efectúa una prueba de fluencia cuyo procedimiento y principio es similar.



## COMPORTAMIENTO DE LA MASA SALINA DURANTE LAS ETAPAS DE GENERACIÓN DE LAS CAVIDADES

---

### VIII.1.- Estabilidad de Cavidades <sup>(1)</sup>

**P**ara poder llevar a cabo la construcción de un sistema de almacenamiento en domos salinos, el macizo salino debe caracterizarse de manera adecuada por ser una roca con: composición mineralógica homogénea, libre de fallas mayores, de baja permeabilidad y que se encuentre a poca profundidad.

De la información recopilada del pozo exploratorio y de los ensayos de laboratorio a los núcleos obtenidos de este pozo, se realiza la primera modelización geomecánica de la sal. Esta modelización debe irse ajustando con la información obtenida de los pozos para la creación de las cavidades, y que debe ser la mayor cantidad posible para descubrir lo antes posible, la existencia o no de heterogeneidades en la composición y el comportamiento del macizo salino y corroborar las medidas en el lugar y las hechas en laboratorio.

Una vez concluida la construcción de las cavidades es importante completar un estudio integral sobre la estabilidad de las mismas, entendiéndose esta como la capacidad intrínseca de la roca para

<sup>(1)</sup> Referencias al final, en la Bibliografía.

mantener una integridad estructural adecuada cuando se perturba su condición de equilibrio. En las cavidades la estabilidad depende de:

- La presión interna de la cavidad
- Los esfuerzos de la masa salina
- La geometría de la cavidad
- Las propiedades mecánicas de la sal
- La temperatura

Los tipos de inestabilidad que se pueden encontrar y sus causas son:

1. Subsistencia de estratos superiores; se puede deber a que los estratos superiores son de poco espesor y consistencia, a mala cementación de la tubería y/o a alta concentración de esfuerzos.
2. Convergencia de las cavidades; debido probablemente a esfuerzos muy grandes, a temperaturas elevadas en el subsuelo, a esfuerzos de tipo orogénico y/o a un tipo de sal muy fluente.
3. Fractura local y desprendimiento de bloques; cuando la geometría de la cavidad no es la adecuada y/o a heterogeneidades que pueda haber en el campo de esfuerzos.
4. Fractura profunda; también influye la geometría de la cavidad, las condiciones de presión y principalmente puede deberse a la estratigrafía.

Así pues, un estudio sobre la estabilidad de las cavidades se logra simulando reológicamente su comportamiento y los resultados que obtendremos de dicho estudio nos permitirán:

- Evaluar la pérdida global de volumen en el transcurso de x años y localizar zonas de convergencia preferencial con miras a optimizar la geometría durante futuras lixiviaciones.
- Analizar las irregularidades de la forma de cada cavidad, previendo las zonas potenciales para la caída de bloques que pueden dañar el tubo de explotación.
- Determinar la convergencia de las paredes en las zonas de estrechamiento y el riesgo de bloqueo del tubo de explotación.
- Observar la incidencia de los movimientos en el hundimiento superficial.
- Evaluar la interacción entre cavidades de acuerdo con una mínima distancia entre-eje.

## **VIII.2.- Estudios Preliminares**

Para integrar el análisis de estabilidad de las cavidades es necesario contar con información referente a los estudios preliminares, como:

- a) Ensayos de laboratorio
- b) Ensayos de estanqueidad y de fluencia.

- c) Geometría real de las cavidades.
- d) Medidas periódicas de la subsidencia de los terrenos.

### **VIII.2.1.- Ensayos de laboratorio**

El objetivo de los ensayos de laboratorio es determinar experimentalmente el comportamiento mecánico de las rocas. Para ello, se reproducen en probetas con muestras extraídas del sitio (núcleos), diferentes estados de esfuerzos y deformaciones observando el comportamiento instantáneo de la probeta (ensayos de corta duración) y la evolución del comportamiento de la probeta en el tiempo (ensayos de larga duración).

Los diferentes ensayos pueden ser:

1. -Ensayos en los cuales se impone una deformación constante (ensaye de relajación) o lineal en el tiempo (ensaye de endurecimiento); se observa la evolución del esfuerzo axial.
2. -Ensayo donde se impone un esfuerzo (ensaye de compresión o de tracción) constante o no (ensaye de fluencia); se observa la evolución de la deformación axial.

De acuerdo con los resultados de estos ensayos se puede establecer la relación entre el esfuerzo y la deformación para definir la ley de comportamiento de la masa salina.

En el caso de Tuzandepell, se determinó que la sal se comporta como un fluido viscoplástico. Es decir que bajo un esfuerzo la sal tiene una

deformación elástica instantánea reversible y después con el tiempo tiene una deformación irreversible en función del esfuerzo y del tiempo. Es decir, según el modelo de Lemaitre:

$$De = \frac{\text{esfuerzo}}{\text{modulo de elasticidad}} \quad (\text{VIII.1.})$$

que aplicado al tipo de comportamiento viscoplástico de la sal en estudio:

$$Dvp = (\text{esfuerzo})^\beta \cdot (\text{tiempo})^\alpha \quad (\text{VIII.2.})$$

donde:

- De : Deformación elástica
- Dvp : Deformación viscoplástica
- $\beta$  : Exponente de Tensión
- $\alpha$  : Exponente de Tiempo

### VIII.2.2.- Ensayos de estanquidad y de fluencia <sup>(3)</sup>

A partir de ensayos de estanquidad y de fluencia realizados sistemáticamente para cada cavidad lixiviada se evalúan los parámetros del modelo de comportamiento de la sal en estudio.

Al aplicar el procedimiento para estas pruebas descritas en el capítulo anterior, obtenemos una curva típica para la presión en la salmuera al nivel de la cabeza del pozo ( $P_{et}$ ), contra el tiempo ( $t$ ) como se muestra en la figura VIII.1.

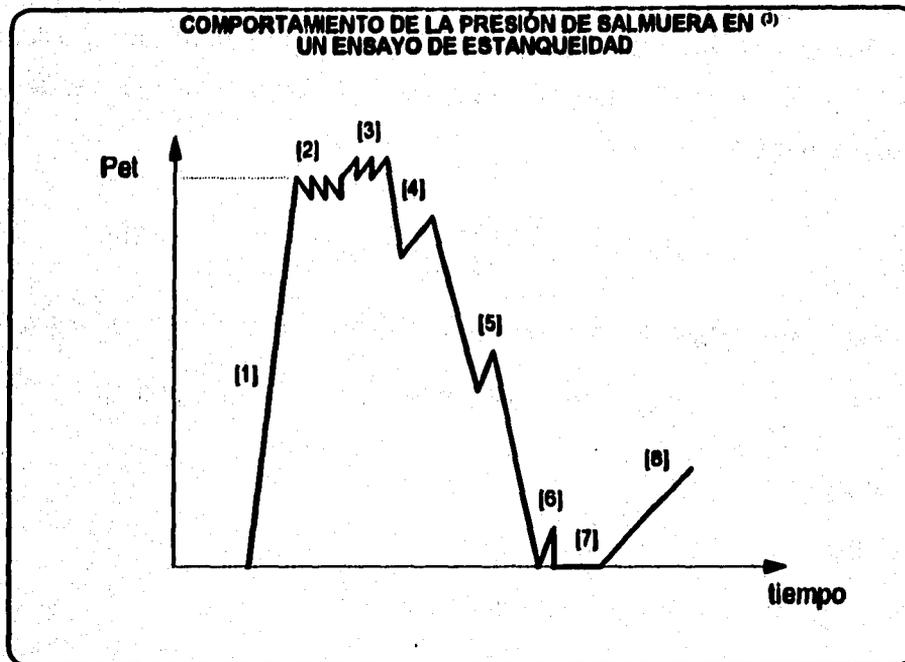


FIGURA VIII.1.

De esta gráfica podemos observar lo siguiente:

- El primer incremento de presión se realiza hasta alcanzar la presión de prueba [1].
- Se ha encontrado que ésta normalmente tiende a bajar. Para compensar las disoluciones secundarias y poder volver a la presión de prueba, se hacen inyecciones sucesivas de salmuera. La desaturación de la salmuera a presión elevada provoca disoluciones secundarias [2]. En efecto, la concentración de la saturación de una salmuera es un función creciente de la presión y de la temperatura.

La variación de presión  $\Delta P$  que resulta de estas disoluciones diferidas es del orden de :

$$\Delta P = \left( \frac{\Delta V}{V} \right) \cdot \left( \frac{1}{\beta_g} \right) \quad (\text{VIII.3.})$$

para un aumento de presión determinado.

donde:

- $\Delta P$  : variación de presión por disolución
- $\Delta V$  : volumen acumulado de salmuera inyectada
- $V$  : volumen de la cavidad
- $\beta_g$  : compresibilidad global de la sal y la salmuera.

- Tendencia al aumento de presión [3].

En esta fase se combinan la dilatación térmica de la salmuera, la sal en recalentamiento y la fluencia de ésta. Una vez que haya terminado la lixiviación y después de una época transitoria durante la cual la salmuera se concentra hasta la saturación, el calentamiento de los fluidos existentes en la cavidad es el fenómeno preponderante.

Este calentamiento produce una expansión de los fluidos, que esta en función del coeficiente de expansión térmica para cada fluido:

$0.4 \cdot 10^{-3}$  Vol/Vol y por °C, para la salmuera

$0.8 \cdot 10^{-3}$  Vol/Vol y por °C, para el diesel

También habrá que considerar la fase sólida que interviene en el estudio, es decir, la dilatación térmica de la sal de las paredes de la cavidad ( $1.2 \cdot 10^{-4}$ ), y de los insolubles ( $0.3 \cdot 10^{-4}$ ).

De acuerdo a la experiencia se ha encontrado que la expansión aparente que padece una cavidad es debido en más de un 90% a la dilatación de los fluidos almacenados durante su calentamiento progresivo. La contribución de la misma caverna (dilatación elástica de la sal bajo el efecto de la temperatura) es insignificante.

- La descompresión se realiza en tres etapas de un tercio del valor de la presión de prueba.

Cada vez que termina una etapa se considera estar en condiciones de pozo cerrado. Los incrementos de presión [4], [5], [6] se deben a la combinación de:

1. Recristalizaciones
2. Dilatación térmica
3. Fluencia de la sal

El aumento de presión  $\Delta P_r$  debido a las recristalizaciones, después de una caída de presión  $\Delta P_o$  se evalúa como sigue:

$$\Delta P_r = \left( \frac{\Delta V}{V} \right) * \left( \frac{\Delta P_o}{\Delta P_{ref}} \right) * \left( \frac{1}{\beta_g} \right) \quad \text{(VIII.4.)}$$

donde :

- $\Delta P_o$  : variación de presión inicial
- $\Delta P_r$  : variación de presión debido a las recristalizaciones
- $\Delta V$  : volumen acumulado de salmuera Inyectada
- $V$  : volumen de la cavidad
- $\beta_g$  : compresibilidad global de la sal y la salmuera

- este fenómeno de disolución/recristalización es conocido pero difícil de cuantificar de manera precisa.
- Una vez depresionado el pozo y abierto a la atmósfera [7] se pueden realizar medidas de termometría y de gastos de desagüe.
- Cuando se tiene "pozo cerrado" [8] resaltan las dilataciones térmicas y de fluencia.

### **VIII.2.3.- Geometría real de las cavidades**

Con este análisis dentro del marco del estudio sobre la estabilidad de cada una de las cavidades se puede establecer una modelización geomecánica de su comportamiento individual basado en la Interpretación de las pruebas de fluencia in-situ, a través del método de elementos finitos que considera además las geometrías reales determinadas por el registro SONAR.

En la realidad, ninguna cavidad es perfecta, por lo que si la estabilidad del conjunto se estudia en relación a dimensiones máximas admisibles, habrá que considerar la eventualidad de accidentes internos originados por inestabilidades locales como ciertos bancos de sal que forman bloques

salientes, por lo que para adaptar la modelización geomecánica al caso real será necesario tomar en cuenta los criterios geométricos de cada cavidad.

Al dar por terminada la etapa de lixiviación de las cavidades, debe de efectuarse un registro sonar completo (incluyendo techo y fondo) de cuya interpretación se obtendrá la curva de volumen de la cavidad y su forma general. Esta última interpretación nos permitirá definir la estabilidad de acuerdo con la modelización establecida y verificar si cumple con las dimensiones máximas aceptables respecto a:

- Al diámetro máximo de las cavidades en función de su espacio.
- La forma del techo.
- Las precauciones o reglas que se deben respetar si se presentaran casos particulares.

Al analizar la forma de cada cavidad se corroboraran o ajustaran las condiciones de explotación para garantizar una duración óptima de utilización.

#### **VIII.2.4.- Medidas periódicas de la subsidencia de los terrenos.**

Debido a que el volumen generado en el subsuelo para la construcción de cavidades es considerable los terrenos suprayacentes tenderán a subsidir.

De acuerdo con la experiencia que se tiene en diversos almacenamientos, se ha observado que estos desplazamientos verticales han llegado a ser de algunos centímetros anualmente luego de varios años de explotación. Por lo anterior, es conveniente realizar periódicamente medidas de nivelación del terreno con el objeto de controlar los mismos y establecer la pérdida de volumen generado por el conjunto en un determinado tiempo.

Habrá que ser prudentes respecto a los análisis sobre estas medidas realizadas en estaciones diferentes. Las variaciones de pluviometría y de las capas acuíferas pueden tener influencias significativas sobre el nivel de los puntos de medidas. Es por esto que las medidas deben realizarse en fechas regularmente programadas.

### **VIII.3.- Modelización Geomecánica de la Masa Salina <sup>(2)</sup>**

Para la modelización geomecánica del comportamiento del macizo salino se dispone del modelo de comportamiento de la sal descrito por la Ley de Lemaitre, la cual a nuestros días es el modelo que mejor representa el comportamiento diferido de la sal y que se encuentra incluido en un programa de Elemento Finito.

#### **VIII.3.1.- Programa de Cómputo**

En la literatura consultada son escasos los programas de cómputo que calculen los esfuerzos y los desplazamientos en el transcurso del tiempo en modelos axisimétricos o espaciales, formados de materiales de comportamiento viscoplástico.

Dos programas de la Escuela de Minas de París se han utilizado en la simulación del comportamiento de la sal:

- CHEF para la parte térmica (Calor por Elemento Finito)
- VIPLEF para la parte mecánica (Visco Plasticidad por Elemento Finito)

Estos dos programas se acoplan calculando las temperaturas en los nodos de la malla empleada para la modelización, en función del tiempo y se transmiten a través de un archivo a VIPLEF, quien las integra en el cálculo mecánico.

En la Figura No. VIII.2. se muestra el esquema de principio de los programas CHEF y VIPLEF con los diferentes archivos a proporcionar y de resultados.

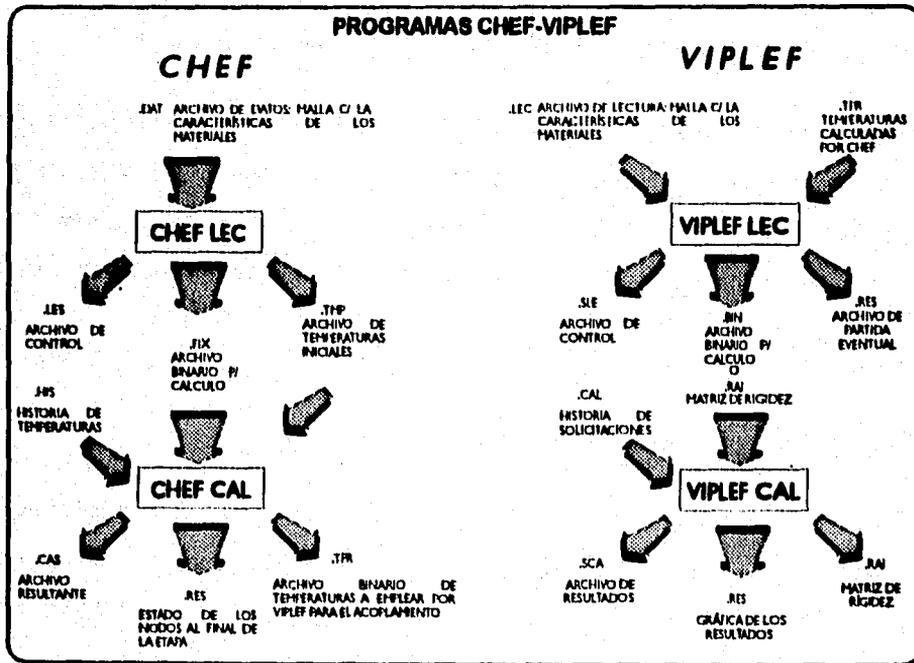


FIGURA VIII.2.

### VIII.3.2.- Modelo de Cálculo

La Interpretación de ensayos de laboratorio ha permitido establecer una ley de comportamiento que es el modelo de Lemaitre, utilizado generalmente en la industria metalúrgica. Este modelo constituye una buena representación del comportamiento viscoplástico de la sal, según las siguientes observaciones:

- El incremento del tiempo aumenta la ductilidad de la sal
- El modelo es sencillo por el número limitado de parámetros que emplea y que se ajustan según los ensayos de laboratorio.

En esta modelización será necesario considerar las siguientes situaciones extremas:

- Una cavidad aislada que podemos decir es el caso más optimista.
- Una cavidad rodeada de un número infinito de cavidades que puede ser el caso mas pesimista.

Al ajustar la ec. VIII.2., se obtiene la ecuación de Lemaitre para el comportamiento viscoplástico de la sal:

$$\epsilon_{vp} = \left( \frac{\Gamma^\beta}{K} \right) t^\alpha \quad (\text{VIII.5.})$$

donde:

$\epsilon_{vp}$  : Deformación viscoplástica.

$\Gamma$  : Esfuerzo de tensiones

t : tiempo

$\alpha, \beta, K$ : parámetros de la ley de fluencia.

Esta ecuación considera que la sal se comporta como un fluido viscoplástico, es decir que bajo un esfuerzo la sal tiene una deformación irreversible en función del esfuerzo y del tiempo; por lo que para caracterizar la fluencia se emplea:

$$\epsilon_{vp} = \left( \frac{(\Gamma - 2c)}{K} \right)^\beta t^\alpha \quad (\text{VIII.6.})$$

donde:

$\epsilon_{vp}$  : representa la parte viscoplástica de la deformación en ( $\mu$  m/m)

$\Gamma$  : representa el esfuerzo de tensiones (en bares)

c : límite de plasticidad del material (bares)

K : coeficiente de rigidez viscoplástica (en bares)

$\beta$  : exponente de la tensión

$\alpha$  : exponente del tiempo

t : tiempo (en días).

Para simular de la mejor manera algún fenómeno se deben incluir la mayor cantidad de parámetros que afecten al mismo, en este caso al contemplar los parámetros térmicos se involucra la conductividad térmica de la sal y salmuera.

La influencia de estos sobre la modelización de la fluencia se obtiene por medio de ley de Arrhenius que adapta la ley de Lemaitre a la velocidad de la fluencia, considerando un modelo termomecánico:

$$\epsilon_{vp} = \epsilon_{vp0} \cdot e^{\frac{Q}{R} \left( \frac{1}{T_0} - \frac{1}{T} \right)} \quad (\text{VIII.7.})$$

Por lo tanto se hace necesario efectuar una corrección del coeficiente "K" para el acoplamiento térmico:

$$K' = K e^{-\frac{Q}{\beta R T_0}} \quad (\text{VIII.8})$$

Al igualar esta ecuación con el modelo reológico anterior se obtiene:

$$\left( \frac{K'}{K} \right)^\beta = \frac{e^{-\frac{Q}{R} \left( \frac{1}{T} \right)}}{e^{\frac{Q}{R} \left( \frac{1}{T} \right)} e^{-\frac{Q}{R} \left( \frac{1}{T} \right)}} = e^{-\frac{Q}{R} \left( \frac{1}{T} \right)} \quad (\text{VIII.9.})$$

donde el valor a introducir en el programa Viplef es:

$$K' = K e^{-\frac{Q}{\beta R T_0}} \quad (\text{VIII.10.})$$

donde:

- Q : energía de activación en J/mole/°K
- R : constante de los gases perfectos en J/mole/°K
- To : temperatura de los ensayos de fluencia en °K
- β, K : coeficientes de Lemaitre determinados por los ensayos de fluencia

unidad de tiempo : días

unidad de presión : bares.

Con la fórmula descrita se obtiene el acoplamiento termomecánico para los modelos deseados, introduciendo una nueva variable denominada energía de activación.

Por ejemplo, "Para las cavidades de 200 m de altura, la viscosidad de la sal del fondo es más reducida que la del techo. Este fenómeno térmico se añade al fenómeno mecánico: la presión geostática es más elevada, por lo tanto, el esfuerzo es más importante. La conjugación de estos dos fenómenos explican la mayor disminución del volumen de las cavidades en fondo que en el techo". Aunque habrá que recordar que esto se compensa por la disolución adicional durante la explotación de las cavidades.

Otro parámetro a considerar en la simulación es el referente a los fenómenos de disolución/cristalización debidos a las heterogeneidades de la sal y a la importancia del volumen de salmuera contenido en la cavidad, lo que provocan que cualquier variación o evolución de presión y temperatura genere en la cavidad fenómenos complejos de convección que originan desaturaciones de la salmuera (disolución) o sobresaturaciones (cristalizaciones) diferidas.

Este es un fenómeno complejo para ser modelizado con precisión. Sin embargo podemos establecer ciertas hipótesis para tomarlo en cuenta, aclarando que no es posible sustentarlás con cifras exactas:

**Disolución** .-Suponemos que origina las caídas de presión comprobadas después del incremento a la presión de prueba, cuando la cavidad o pozo están llenos de salmuera.

**Cristalización.**- Se considera reversible (se produce una sobresaturación después de las purgas), repetitivo a nivel de los retrasos y proporcional a la amplitud de las variaciones de presión.

#### **VIII.4.- Conclusiones sobre el Comportamiento de la Masa Salina**

La sal es un material complejo. La presencia de heterogeneidades, su repartición, el tamaño de los cristales son entre otros, una explicación más de las diferencias de comportamiento. Además la estructura cristalina de la sal y su reacción al agua permiten deformaciones importantes, pero singularmente se restaura y cicatriza. Todas estas propiedades confieren a la sal gema un lugar especial en la mecánica de rocas.

Por lo tanto de la simulación del comportamiento del conjunto cavidades-sal obtendremos:

- Influencia del radio de la cavidad; debido a:
  - a) Esfuerzo de tensiones
  - b) Deformaciones viscoplásticas
  - c) Variación de volumen
- Estabilidad del techo de las cavidades
- Reglas para la Explotación



## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

---

### IX.1.- Conclusiones

**E**l almacenamiento de grandes volúmenes de crudo en Domos Salinos resulta más ventajoso que el almacenamiento en tanques de acero, ya que presenta diversas ventajas de las que destacan:

1. Los costos de inversión, operación y mantenimiento son menores.
2. La seguridad del almacenamiento confinado garantiza mínimas posibilidades de explosión e incendio.
3. Protección al medio ambiente por ser un sistema subterráneo y hermético, que impide fugas del producto almacenado.

Por la capacidad de almacenamiento que se puede manejar en domos salinos es posible que tengan un carácter estratégico y regulador de la producción, es decir:

4. Se evita el cierre de pozos, al absorber los excedentes de producción.
5. El producto almacenado está a salvo de cualquier contingencia superficial desfavorable.
6. Las posibilidades de mercadeo del producto son favorecidas.

El almacenamiento en domos salinos requiere cumplir con requisitos básicos, como:

7. La estanqueidad de la cavidad es la condición preponderante de su funcionamiento. Dicha condición está asegurada por la impermeabilidad intrínseca de la sal, que resulta de su estructura cristalina.
8. Un control de la forma de las cavidades, ya sea durante su construcción como en su etapa de explotación, para lo cual resulta trascendental el empleo del registro sonar.
9. El problema de predecir y explicar la forma de la cavidad y la concentración de la salmuera, durante el desarrollo de una cavidad, es particular para cada caso, por lo que un modelo para este objetivo no ha podido aún ser generalizado.
10. La salmuera de explotación se almacena generalmente en grandes presas a cielo abierto, por lo que está expuesta a evaporaciones y precipitaciones, con lo que los movimientos para extraer el crudo provocarán una lixiviación adicional, en función de:
  - ▲ la concentración de la salmuera
  - ▲ la frecuencia de los movimientos.

Este crecimiento adicional se presenta principalmente en la parte inferior de la cavidad, alrededor de la tubería de explotación.

De acuerdo a las bases de diseño de una cavidad, se concluye que:

11. Para la disposición de salmuera producida existen tres alternativas :  
Desecharla al mar, almacenarla en cuencas naturales y directamente disponerla en un río. De estas opciones, el desecharla al mar, es cualitativamente la más apropiada, pues los riesgos para la ecología son mínimos.

12. Durante la perforación del pozo exploratorio, es necesario recabar la mayor cantidad de información, para caracterizar lo mejor posible al macizo salino, procurando encontrar un espesor de sal adecuado que reúna las condiciones deseadas.

13. En el intervalo o espesor elegido la sal debe tener un contenido máximo de insolubles de 5%, así como un contenido máximo de sales más solubles que el cloruro de sodio de 15%, las cuales deben estar presentes en forma diseminada, evitando en lo posible atravesar capas con alta concentración de este tipo de materiales, ya que podrían ocasionar problemas de inestabilidad.

Para llegar a la selección del sitio donde se va a desarrollar el Sistema, es necesario definir el contexto geológico del mismo, en este caso se puede concluir:

14. Los domos salinos han sido producidos por la deformación plástica de una o varias capas de sal de origen sedimentario.

15. De acuerdo a la Infraestructura que existía en la región del Istmo de Tehuantepec, se estableció que esta área ofrece grandes posibilidades para el almacenamiento de crudo en cavidades.

16. Es indispensable llevar a cabo un estudio geológico preliminar completo del sitio, para evitar una mala selección que pudiera provocar una reducción en la vida útil del Sistema o de un control demasiado complejo y de mayor costo para contrarrestar la inconveniencia de tal selección.

La primera medición de los parámetros característicos de la sal a estudiar, para la determinación de factibilidad, es mediante el pozo exploratorio, a este respecto podemos concluir lo siguiente:

17. La importancia de los resultados de este pozo es tal, que puede sustentar la decisión de continuar la exploración del domo y de finalizar el programa general.

18. La perforación de pozos para la generación de cavidades, en domos salinos, es similar a la perforación de pozos para la explotación de hidrocarburos ya que en la actualidad no existen programas específicos de perforación.

Para el caso particular del Sistema de almacenamiento de crudo en Tuzandepell, Ver., se concluye que:

19. Mientras mayor sea la cantidad de información recopilada de la columna salina, durante la perforación de los pozos de explotación, mejores serán las expectativas del programa de lixiviación de la cavidad.

El conocimiento más profundo del comportamiento de la sal nos puede facilitar la comprensión de probables inestabilidades de las cavidades, por lo que podemos concluir:

20. Para llevar a cabo la construcción de un sistema de almacenamiento en domos salinos, el macizo salino debe caracterizarse de manera adecuada por ser una roca con: composición mineralógica homogénea, libre de fallas mayores, de baja permeabilidad y que se encuentre a poca profundidad.

21. La ley de Lemaitre permite modelar aproximadamente el comportamiento viscoplástico de la sal.

22. El comportamiento de la masa salina puede ser complejo. La presencia de heterogeneidades, su repartición, el tamaño de los cristales, son entre otros, una explicación más de las diferencias de comportamiento. Además la estructura cristalina de la sal y su reacción al agua permiten deformaciones importantes, pero singularmente se restaura y cicatriza. Todas estas propiedades confieren a la sal gema un lugar especial en la mecánica de rocas.

## **IX.2.- Recomendaciones**

1. En la selección del intervalo de sal a utilizar para la construcción de la cavidad, es recomendable evitar la presencia de intercalaciones de insolubles, como arcilla y anhídrita.
2. Planear para la cavidad una forma cónica o troncocónica invertida para que la evolución del crecimiento de la cavidad, por la explotación con

salmuera no saturada, no afecte la vida útil programada por el almacenamiento.

3. La construcción de las cavidades se debe llevar a cabo por medio de un solo pozo para una cavidad, ya que este método promueve una configuración más simétrica y estable.
4. Se requiere realizar un estudio aparte, con el propósito de analizar las diferentes alternativas para el suministro de agua dulce necesaria para llevar a cabo la lixiviación de las cavidades.
5. Se recomienda construir las presas de retención de salmuera profundas y de superficie pequeña, a fin de captar la mínima cantidad posible de precipitación pluvial.
6. Para determinar la factibilidad de un proyecto de almacenamiento de hidrocarburos es necesario definir el contexto geológico del domo salino seleccionado.
7. La caracterización geológica del domo de Tuzandepell se realizó en base a una configuración sísmológica somera de la formación salina y a información disponible del área, por lo que se recomienda un levantamiento sísmico de reflexión que proporcione con detalle la estructura del área seleccionada y hacer las correcciones necesarias.
8. Es importante definir con precisión las características estratigráficas de la masa salina, por lo que se recomienda incluir en el programa de perforación del pozo exploratorio un muestreo continuo de núcleos.

9. En la perforación de domos salinos es recomendable el empleo de lodos de emulsión inversa, ya que ofrecen mayores ventajas sobre los lodos salados saturados.
10. Es recomendable realizar una prueba de presión antes de iniciar la lixiviación (construcción) de la cavidad para verificar que la última T.R. esté correctamente cementada con la precisión deseada.
11. Al dar por terminada la etapa de lixiviación de las cavidades, debe efectuarse un registro sonar completo (incluyendo techo y fondo) para permitir definir la estabilidad de las cavidades, de acuerdo a la modelización establecida y verificar si cumple con las dimensiones aceptables.

# NOMENCLATURA

- B** : Volumen del receptáculo de insolubles,
- % INS** : Porcentaje máximo de insolubles en el intervalo de sal a lixiviar.
- V** : Volumen programado para la cavidad.
- f** : Coeficiente de aumento de volumen de los insolubles.
- rc** : Radio crítico de la cavidad
- v** : Velocidad
- Q<sub>prom</sub>**: Gasto promedio
- A<sub>1</sub>** : Área interior de la T.R. de explotación
- A<sub>2</sub>** : Área del espacio anular entre la última T.R. cementada y la T.R. de explotación cementada y la T.R. de explotación
- n** : Número de movimientos.
- V<sub>n</sub>** : Volumen de la cavidad después de n movimientos.
- V<sub>o</sub>** : Volumen de la cavidad inicial.
- %** : Porcentaje de volumen.
- L** : Distancia entre los ejes de dos cavidades adyacentes
- V<sub>c</sub>** : Volumen de sal disuelta

- X : Porcentaje de los materiales insolubles
- f : Coeficiente de aumento de volumen de los materiales insolubles
- V<sub>t</sub> : Volumen total de la excavación
- V<sub>u</sub> : Volumen útil de la cavidad
- V<sub>l</sub> : Volumen libre de la cavidad
- V<sub>f</sub> : Volumen de los materiales insoluble en la cavidad
- D : Diámetro mayor en el programa de diseño de una cavidad
- x<sub>s</sub> : Porcentaje de la altura de las presas de retención
- C<sub>l</sub> : Concentración de la salmuera de explotación
- V<sub>n</sub> : Volumen de la cavidad después de "n" movimientos de explotación
- V<sub>i</sub> : Volumen de la celda "i"
- c<sub>i</sub> : Porcentaje de aumento de volumen de la celda "i"
- d : Diámetro menor en el programa de diseño de una cavidad
- V<sub>c</sub> : Volumen de sal disuelta
- V<sub>e</sub> : Volumen de salmuera que entra a la cavidad

- $\rho$  : Densidad de la sal (2.168 gr/cm<sup>3</sup>)
- $\rho_e$  : Densidad de la salmuera que entra a la cavidad (kg/l).
- $\rho_s$  : Densidad de la salmuera que sale de la cavidad
- $S_e$  : Salinidad de la salmuera que entra a la cavidad
- $S_s$  : Salinidad de la salmuera que sale de la cavidad
- D1 y D2 : Diámetro mayor de dos cavidades adyacentes.
- Qat : Período Cuaternario Aluvión (suelo y depósito de talud (S.R. y D.T.)
- Plst : Período Pleistoceno
- P. Ague: Período Plioceno
- P. Ps : Período Plioceno Paraje Solo
- Q. F. : Período Plioceno Fillsola
- P. CS : Período Plioceno Concepción Superior
- P. Ci : Período Plioceno Concepción Inferior
- ME : Período Mioceno Encanto
- $\Delta P$  : Caídas de presión
- $v_i$  : Velocidad en el interior de la T.R. de explotación

<b>v<sub>2</sub></b>	:	Velocidad en el espacio anular entre la última T.R. cementada y la T.R. de explotación
<b>P</b>	:	Profundidad de la cima de la sal
<b>hz</b>	:	Profundidad de la zapata de la última T.R. cementada
<b>PT</b>	:	Profundidad total perforada
<b>PI</b>	:	Profundidad interior del pozo o cavidad
<b>Pp</b>	:	Presión de prueba en la superficie
<b>Gs</b>	:	Gradiente para la presión de servicio
<b>Psz</b>	:	Presión de servicio en la zapata
<b>Ps</b>	:	Presión de servicio en la superficie
<b>Gp</b>	:	Gradiente para la presión de prueba
<b>Ppz</b>	:	Presión de prueba en la zapata
<b>Psalm</b>	:	Presión superficial de la salmuera
<b>Pagua</b>	:	Presión superficial del agua de inyección
<b>Pdiesel</b>	:	Presión superficial del diesel
<b>Pmáx</b>	:	Presión máxima de servicio
<b>P<sub>11 3/4"</sub></b>	:	Presión en la zapata de la T.R. de 11 3/4"
<b>P<sub>18"</sub></b>	:	Presión en la zapata de la T.R. de 18"

$P_{7''}$	:	Presión en la zapata de la T.R. de 7"
$V_c$	:	Volumen de sal disuelta
$V_u$	:	Volumen útil de la cavidad
$De$	:	Deformación elástica
$D_{vp}$	:	Deformación viscopiástica
$\beta$	:	Exponente de tensión
$\alpha$	:	Exponente de tiempo
$P_{ef}$	:	Presión en la salmuera al nivel de la cabeza del pozo
$t$	:	tiempo
$\Delta P$	:	Variación de presión por disolución
$\Delta V$	:	Volumen acumulado de salmuera inyectada
$V$	:	Volumen de la cavidad
$\beta_g$	:	Compresibilidad global de la sal y la salmuera
$\Delta P_r$	:	Variación de presión por recristalización
$\Delta P_o$	:	Variación de presión inicial
$\epsilon_{vp}$	:	Deformación viscopiástica
$\Gamma$	:	Esfuerzo de tensiones
$\alpha, \beta, k$	:	Parámetros de la ley de fluencia

**c** : Límite de plasticidad del material.

## **BIBLIOGRAFÍA**

- (1) Departamento de Ingeniería de Sistemas, "Estudio de Almacenamiento de Crudo Marino en Cavernas dentro de Domos Salinos", SIPE-IMP, diciembre de 1981.
- (2) Cía. Geostock, "Ingeniería Básica de Cavidad", elaborado en París Francia, diciembre de 1985.
- (3) Cía. Geostock, "Proyecto de Almacenamiento de Gas L.P. en Cavidades Salinas en Tuzandepetl", Paquete Tecnológico-Fase 2, septiembre de 1992.
- (4) Cía. Geostock, "Estudio de Factibilidad (Documento Preliminar) para el proyecto de almacenamiento de Crudo en Domos Salinos en Tuzandepetl, Ver.", Junio de 1984.
- (5) SIPE-IMP, "Manual de Transferencia de Tecnología, del proyecto de Almacenamiento de Crudo en Domos Salinos", mayo de 1993.
- (6) Michel T. Halbouty, "Salt Domes Gulf Region, United States and Mexico",
- (7) Martin P.A. Jackson, William E. Galloway, "Estilos estructurales y depositación de las márgenes continentales terciarias de la Costa del Golfo" Bureau of Economic Geology, The University of Texas at Austin. AAPG, 1984
- (8) Rodolfo Malpica, "Plan para la localización de sitios favorables para la excavación de cavernas para el almacenamiento de productos petroleros", proyecto E-8175, IMP-Exploración

- (9) Schlumberger, "Evaluación de formaciones en México", 1984.
- (10) Ing. Jorge D. Pérez, "Caracterización Geológica Preliminar del Domo Tuzandepetl", proyecto M-1262, Evaluación de Formaciones, IMP-Explotación, 1983.
- (11) Ing. Salvador Marín Córdoba e Ing. Jorge Guardado Cabrera, "Informe final del estudio geológico estructural sobre el domo salinos de Tuzandepetl, aplicado a la factibilidad de la construcción de las obras de superficie y de las cavidades de almacenamiento de hidrocarburos", IMP-Exploración, marzo de 1993.
- (12) Ing. Luis Mario Palacios Reyes y Arturo Rodríguez Correa, "Propuesta para un estudio de Sismología de Reflexión de Alta Resolución en Dos dimensiones en el Domo Salino de Tuzandepetl", IMP, diciembre de 1992.
- (13) STE-IMP, "Informe del Estudio Sísmico en el Pozo Tuzandepetl No. 300", realizado por la Subdirección de Tecnología de Exploración, del IMP, agosto de 1985.
- (14) STE/División de Perforación, "Programa de Perforación del Pozo Exploratorio Tuzandepetl No. 300", IMP, diciembre de 1984.
- (15) Gerencia de Perforación y Acondicionamiento de Pozos, "Informe final de la prueba de estanqueidad efectuada en el pozo Tuzandepetl No. 402", S.G.T.E.E., del IMP, marzo de 1993.