

7
2ej

MEXICO D.F. JUN 20 1988



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

**Escuela Nacional de Estudios Profesionales
"ZARAGOZA"**

**"ALMACENAMIENTO DE HIDROCARBUROS
EN DOMOS SALINAS"**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE
INGENIERO QUIMICO
P R E S E N T A N

MACIEL REYES RICARDO
MACIEL VELAZQUEZ MARCOS
RANGEL CARRILLO MANUEL



**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**



Universidad Nacional
Autónoma de México



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 está 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.

ALMACENAMIENTO DE HIDROCARBUROS EN DOMOS SALINOS

INDICE

CAPITULO I.- INTRODUCCION

- I.1.- Necesidad de Almacenamiento.
- I.2.- Clasificación.
 - I.2.1.- Almacenamiento Superficial.
 - I.2.1.1.- Almacenamiento de Sólidos.
 - I.2.1.2.- Almacenamiento de Líquidos.
 - I.2.1.3.- Almacenamiento de Gases.
 - I.2.2.- Almacenamiento Subterráneo.
 - I.2.2.1.- Almacenamiento en Cavidades Abiertas, Canteras y otras Aberturas Superficiales.
 - I.2.2.2.- Almacenamiento en Tanques Enterrados.
 - I.2.2.3.- Almacenamiento en Minas Abandonadas.
 - I.2.2.4.- Almacenamiento en Acuíferos.
 - I.2.2.5.- Almacenamiento en Cavernas.
 - I.2.2.6.- Almacenamiento en Domos Salinos.

CAPITULO II.- GENERALIDADES

- II.1.- Situación Actual del Almacenamiento de Hidrocarburos.
- II.2.- Comparación entre Almacenamiento Superficial y Subterráneo.
- II.3.- El Almacenamiento Subterráneo de Hidrocarburos.
 - II.3.1.- Almacenamiento Subterráneo de Hidrocarburos en Europa.

II.3.2.- Almacenamiento Subterráneo de Hidrocarburos en los Estados Unidos de Norteamérica.

II.3.3.- Almacenamiento Subterráneo de Hidrocarburos en México.

CAPITULO III.- ALMACENAMIENTO EN DOMOS SALINOS

III.1.- Características del Almacenamiento en Domos Salinos.

III.2.- Aspectos Geológicos de la Formación de Domos Salinos.

III.2.1.- Los Minerales de Sal y las Rocas Salinas.

III.2.2.- Formación de los Yacimientos Salinos.

III.2.3.- Génesis de los Domos Salinos.

III.2.4.- Características Geológicas de los Yacimientos Salinos Mexicanos.

III.3.- Métodos de Construcción de Domos Salinos.

III.3.1.- Estudios Preliminares

III.3.2.- Análisis de Mecánica de Rocas.

III.3.3.- Métodos para Determinar el Volumen de la Cavidad.

III.3.3.1.- Método del Sonar.

III.3.3.2.- Métodos Analíticos.

III.4.- Operación del Domo y Recuperación del Producto Almacenado.

CAPITULO IV.- CODIGOS Y NORMAS PARA EL ALMACENAMIENTO

CAPITULO V.- APLICACIONES

V.1.- Reporte de la Construcción de un Domo Salino en México.

V.2.- Construcción de una Cavidad en un Yacimiento Salino en Etzel.

CAPITULO VI.- CONCLUSIONES

CAPITULO VII.- BIBLIOGRAFIA

CAPITULO I.- INTRODUCCION

En el presente capítulo se plantean las necesidades de almacenamiento, posteriormente se presenta la clasificación del almacenamiento, pudiendo esta dividirse en terminos generales en dos grandes ramas; superficial y subterráneo. Cada una de las clasificaciones admite subdivisiones, las cuales se describen en forma individual. De este modo, se muestra un panorama general de los temas - que posteriormente serán tratados con mayor profundidad.

I.1.- NECESIDADES DE ALMACENAMIENTO

En la operación de las plantas de proceso surge como una necesidad el almacenamiento de la materia prima, material en proceso y - del producto terminado.

Un suministro adecuado de materia prima permite operar la planta sin interrupciones de abastecimiento, así como evitar el atraso en el procesamiento debido a las políticas que se establecen en el funcionamiento de la planta.

Otro de los factores que es posible prevenir con el almacenamiento de materias primas, es el proveerse de ésta, cuando se conoce que habrá un inminente incremento en los costos.

El almacenamiento de material en proceso nace como una consecuencia del mismo, y de él depende en parte el máximo aprovechamiento del proceso, para poder asegurar la cantidad del producto - intermedio y de este modo llevar a cabo el proceso sin ninguna interrupción.

El espacio reservado para el producto terminado hace posible la existencia de reservas para el caso de fluctuaciones en el mercado, además de hacer posible surtir pedidos aún en épocas de dificultades en la planta, así como una herramienta política y económica en ocasiones que así lo requiera.

I.2.- CLASIFICACION

El almacenamiento se puede clasificar de acuerdo al lugar ocupado y en función del estado físico del material que será almacenado. Tomando en cuenta una clasificación general tenemos que el almacenamiento puede ser: superficial y subterráneo.

I.2.1.- ALMACENAMIENTO SUPERFICIAL

El almacenamiento superficial es el más común y se divide en almacenamiento de sólidos, líquidos y gases.

Este almacenamiento para sólidos, líquidos y gases comprende cualquier tipo de receptáculo elevado o soportado sobre el nivel del terreno, tales dispositivos pueden ser: silos, tolvas, recipientes cilíndricos verticales y horizontales, esferas y esferoides.

I.2.1.1.- ALMACENAMIENTO DE SOLIDOS

El almacenamiento de sólidos se clasifica en almacenamiento a la intemperie y almacenamiento en depósitos. Esta distinción es de acuerdo a las características del producto que se desea almacenar. En los incisos siguientes se detallan algunas de las características de los recipientes superficiales de almacenamiento.

Almacenamiento a la Intemperie. Cierta tipo de sólidos que pueden ser resistentes a los agentes atmosféricos (como agua y viento), son los que se almacenan a la intemperie.

Este tipo de almacenamiento tiene como característica ser muy económico y, lo es más, cuando se almacenan grandes volúmenes de material.

Cabe recalcar que el material así almacenado va a estar afectado por la erosión del viento, cambios de temperatura, la humedad ambiental y el agua de la lluvia.

Los cálculos de la cantidad de material para almacenar, se hacen por medio de una medición del volumen de la pila, mediante una

inspección del terreno, y multiplicando el volumen por la densidad global del material.

Finalmente, teniendo el material almacenado, este puede ser retirado de la pila, con un sistema de arrastre (transporte neumático), o por medio de palas mecánicas donde es llevado al proceso o a un transportador.

Almacenamiento en Depósitos Cerrados. Los sólidos que son sensibles a los agentes atmosféricos, o que son muy valiosos, se almacenan en depósitos cerrados llamados tolvas o silos.

Un silo es un recipiente alto de forma cilíndrica o rectangular y de un diámetro relativamente pequeño.

Una tolva es un recipiente pequeño, también de forma cilíndrica o rectangular, provisto de un fondo inclinado para almacenamiento temporal, antes de que se introduzcan los sólidos al proceso.

Este tipo de almacenamiento de sólidos es menos económico que el almacenamiento a la intemperie pero tiene como característica principal que protege el producto de agentes externos.

El procedimiento de llenado de estos recipientes, consiste en que se cargan por la parte superior, por medio de un elevador o por arrastre; la descarga del material se efectúa regularmente por el fondo del recipiente.

El problema de los depósitos de silos consiste en que deben proporcionar una descarga satisfactoria al proceso. En el cálculo y diseño de los silos los factores principales a considerar son los siguientes:

a) Características del Polvo. La principal característica en el cálculo y diseño de silos es la tendencia de un sólido a compactarse, algunos sólidos pueden quedar compactados en tan solo 24 horas o menos, mientras otros pueden dejarse inmóviles en silos durante varios meses.

En la compactación influye el tamaño y la forma de las partículas, la variación de la densidad y la humedad del material, como -

también el tiempo que el sólido pueda permanecer en el silo.

b) Materiales de Construcción. En la industria química los silos -
construidos enteramente de acero han reemplazado a los construidos
de otros materiales como: hormigón, madera, etc. Se han preferido
a los silos de acero sobre los demás por su resistencia a las con-
diciones climatológicas y por ser más económicos. Fig. 1.

c) Limitaciones de Forma y Fondo. Se han construido silos de dife-
rentes dimensiones, aunque no necesariamente deben ser cilíndricos,
y pueden tener cualquier forma apropiada al espacio disponible; -
aunque por lo general resulta más económico el construirlos en fo-
rma cilíndrica.

Los factores preponderantes en el diseño, son un trazado correc-
to de la base o fondo y una proporción entre altura y área de la -
sección transversal que resulte económico para la manipulación del
sólido que se almacenará. Figs. 2 a 12.

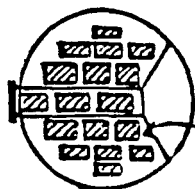
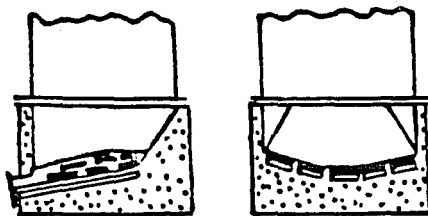
d) Condiciones Climatológicas. Las condiciones climatológicas pue-
den afectar el contenido de un silo durante el almacenamiento y el
calor o frío excesivo pueden dañarlo. Las precauciones para impe-
dir la condensación de agua en las superficies interiores deben to-
marse mientras está diseñándose el proyecto. Los silos pueden re-
vestirse con aislante o construirse de doble pared para evitar una
excesiva condensación.

I.2.1.2.- Almacenamiento de Líquidos.

Los tipos más comunes para almacenar líquidos se clasifican de
acuerdo con su forma, el tipo de recipiente a utilizar depende de
la presión, cantidad y características del producto a almacenar.

Si en tanques con venteo se almacenan líquidos inflamables de-
ben instalarse arrestadores de flama en todas sus aberturas, con -
excepción de las conexiones que se hagan por debajo del líquido. -
Como arrestador de flama se puede utilizar una tela metálica de ma-
lla 40 que instalaría el mismo personal o si se prefiere comprar -

DESCARGA
DE POLVO



MEDIO POROSO

FIG. 1 SILO DE HORMIGON Y ACERO CON FONDO FLUIDIZADO

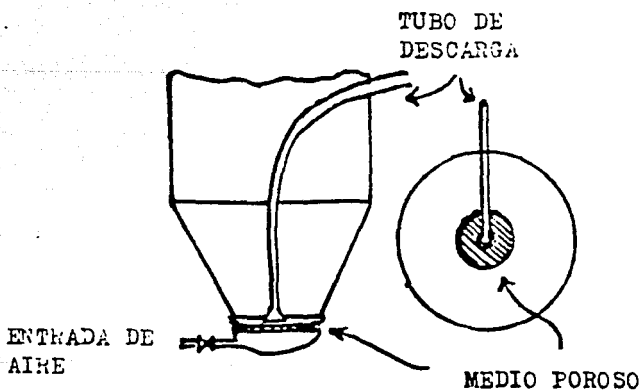


FIG. 2 FONDO DE UN GRAN SILO A PRESION USADO COMO
BOREA DE POLVO

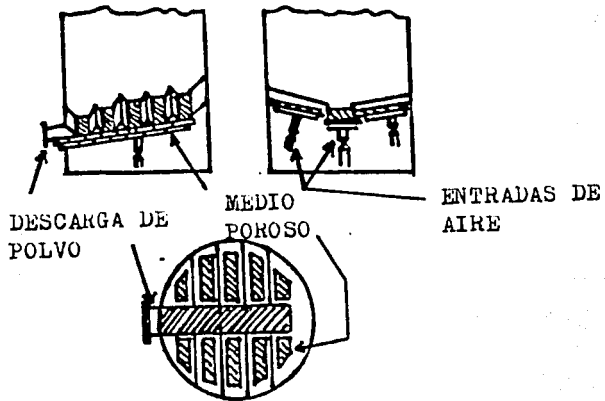


FIG. 3 SILO CON TRANSPORTADOR FLUIDIZADO MULTIPLE QUE FORMA LA BASE

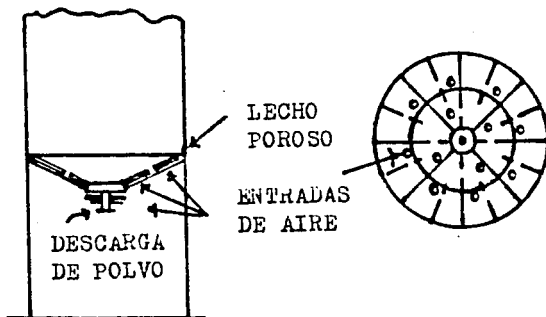


FIG. 4 SILO CILINDRICO CON FONDO AIREADO EN TODA SU EXTENSION

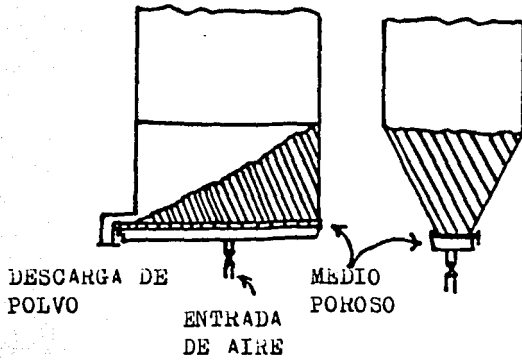


FIG. 5 SILO RECTANGULAR DE PAREDES INCLINADAS

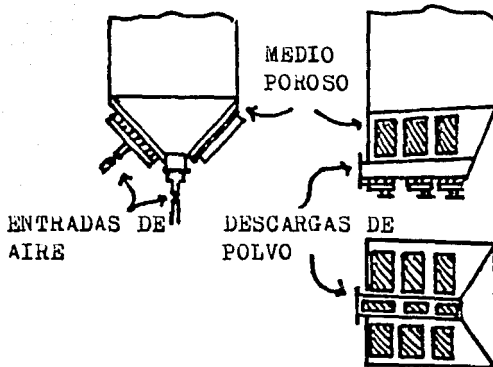


FIG. 6 SILO DE SECCION CUADRADA CON VARIOS LECHOS DE FLUIDIZACION Y DESCARGA LATERAL

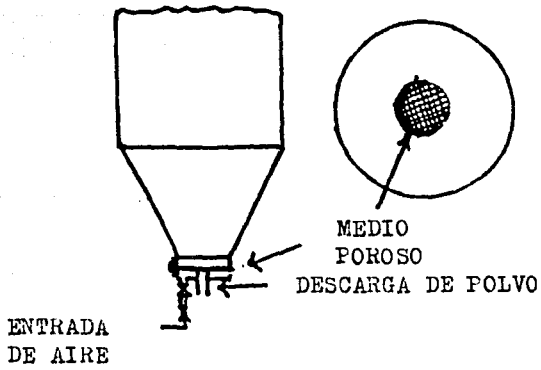


FIG. 7 SILO DE SECCION CIRCULAR DE FONDO PLANO

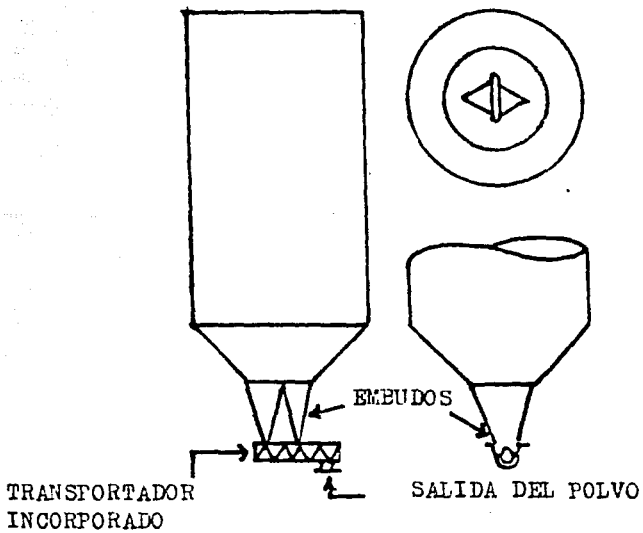


FIG. 8 SILO CON SECCION CIRCULAR CON EMBUDO Y TRANSPORTADOR

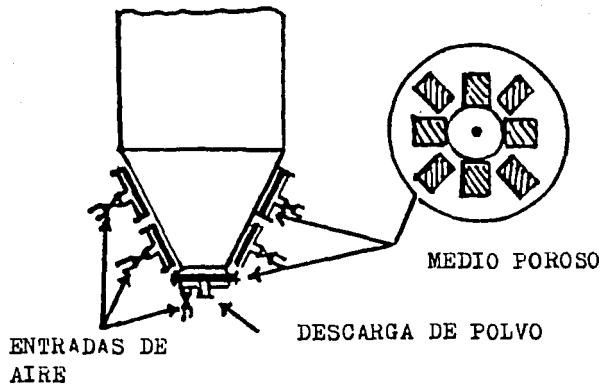


FIG. 9 SILO CONICO EN LA BASE CON LEGHO FLUIDIZADO MULTIPLE

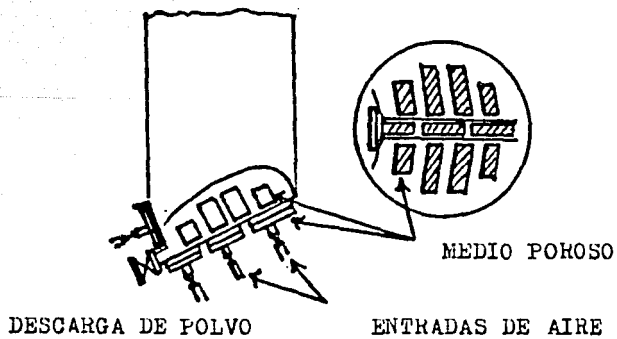


FIG. 10 SILO CILINDRICO CON DESCARGA EXCENTRICA

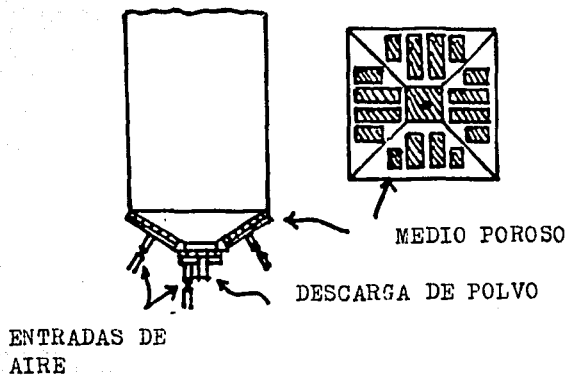


FIG. 11 SILO DE SECCION CUADRADA CON DESCARGA CENTRAL

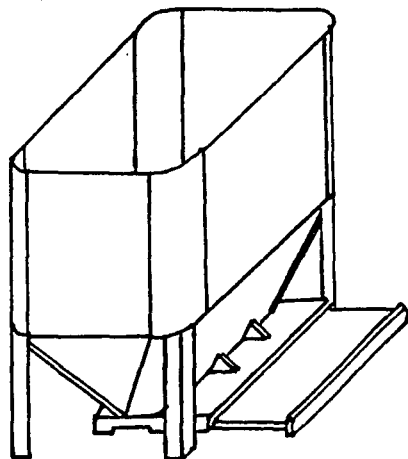


FIG. 12 SILO DE SECCION RECTANGULAR PARA MATERIALES COHESIVOS CON EMBUDOS DE DESCARGA

uno que consiste en un cierto número de placas con ranuras delgadas dentro de una pequeña cámara de malla de alambre, con finura entre 40 y 60; y de un diseño tal que la rápida disipación de calor impida una combustión mantenida.

En el almacenamiento de líquidos se utilizan los siguientes tipos de recipientes.

Tanques Cilíndricos Verticales y Horizontales .

Los recipientes que entran dentro de la clasificación se utilizan, por lo general, para pequeños volúmenes y relativas presiones de almacenamiento; porque el costo de fabricación se transforma en un factor controlante, ya que resulta más caro utilizar recipientes esféricos de igual capacidad.

Se usa una variedad de formas para cerrar los extremos de los recipientes cilíndricos, cada una de estas genera un tipo específico de tapas de acuerdo a las características del proceso y se clasifican de la siguiente manera:

- a) planas
- b) hemisféricas
- c) elípticas
- d) toriesféricas
- e) cónicas y,
- f) toricónicas.

Para fines prácticos las tapas planas se usan para cerrar un recipiente sometido a una baja presión y la forma más usual para cerrar los recipientes a presión es la forma elíptica.

a) Almacenamiento en Tanques Cilíndricos Verticales.

Para almacenar líquidos a bajas presiones de vapor y para almacenamiento a la intemperie de materiales del tipo de los derivados del petróleo se utilizan tanques cilíndricos verticales.

Las torres de agua son un caso típico de construcción exterior de un tanque vertical elevado. Se utilizan para mantener una presión uniforme, y para asegurar un suministro normal o para casos

de emergencia y prevención de incendios.

El tipo más común de tanque para presión atmosférica es un tanque vertical con techo cónico, provisto con marcas interiores de nivel, mirillas de inspección, boquillas de acceso y un venteo para mantener la presión atmosférica, aunque para materiales con bajas presiones de vapor el venteo puede ser de tipo abierto y sus dimensiones de acuerdo con el área del tanque y la capacidad de bombeo.

Los tanques verticales de techo flotante se usan para conservar productos valiosos, cuyas presiones de vapor a la temperatura de operación son inferiores a la atmosférica. El techo flota sobre la superficie del líquido, eliminando así el espacio de vapor. El espacio que queda entre el techo y la pared del tanque se sella por medio de una cortina de tela recubierta de hule sintético.

b) Almacenamiento en Tanques Cilíndricos Horizontales.

Los tanques cilíndricos horizontales se encuentran, en su gran mayoría, dentro de edificios, en los que la carga sobre el piso y el espacio superior libre, son consideraciones de primera importancia.

Para el almacenamiento de líquidos con presiones superiores a 250 psi, se suele utilizar una serie de tanques horizontales de diámetro entre 60 y 180 centímetros. La tubería que se utiliza para conectar estos tanques incluyen válvulas individuales de alivio y un conector común. Figs. 13 a 17.

Almacenamiento en Tanques Esféricos y Esferoides.

Los recipientes para grandes volúmenes bajo presiones moderadas, se fabrican generalmente, con forma esférica o esferoide. Las capacidades y presiones usadas en este tipo de recipientes, varían mucho, por ejemplo se tienen rangos de capacidades de 5,600 a 140,000 ft³, y rangos de presiones de 10 psig, esto en recipientes mayores y 200 psig para los menores.

En general, para una masa dada, el tanque esférico es más econó

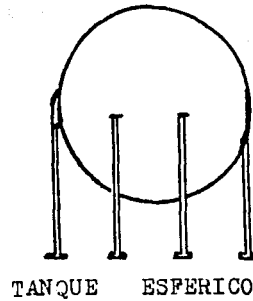
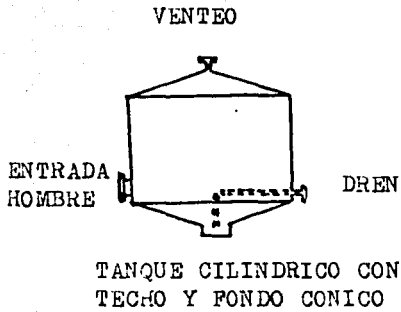


FIG. 13 RECIPIENTES PARA ALMACENAMIENTO DE LIQUIDOS
A ALTA PRESION

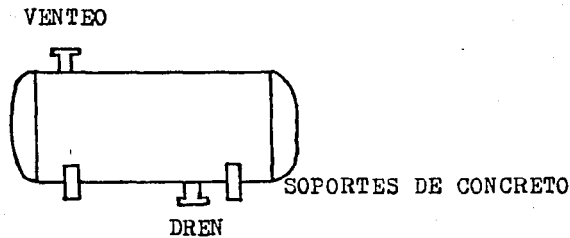


FIG. 14 TANQUE CILINDRICO HORIZONTAL PARA EL ALMACENAMIENTO DE LIQUIDOS

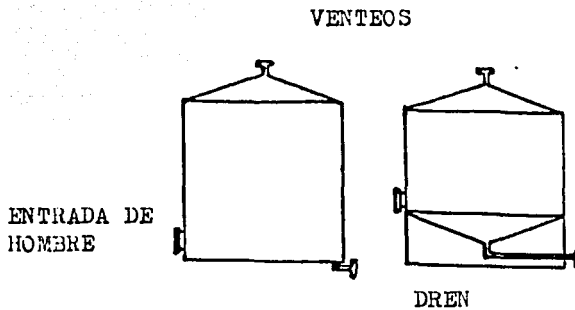


FIG. 15 TANQUES CILINDRICOS DE TECHO CONICO Y TAPA PLANA PARA BAJA PRESION

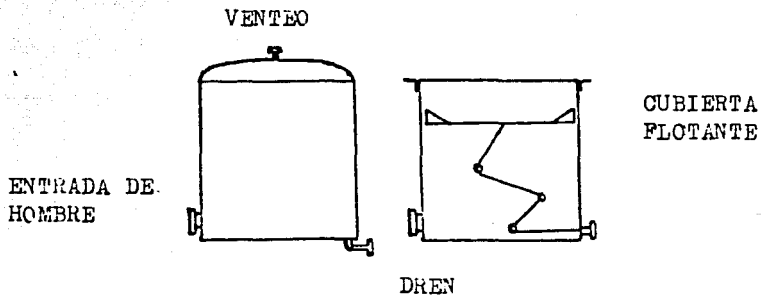


FIG. 16 TANQUES CILINDRICOS PARA ALMACENAMIENTO DE LIQUIDOS A BAJA PRESION (TECHO DOMICO Y TECHO FLOTANTE)

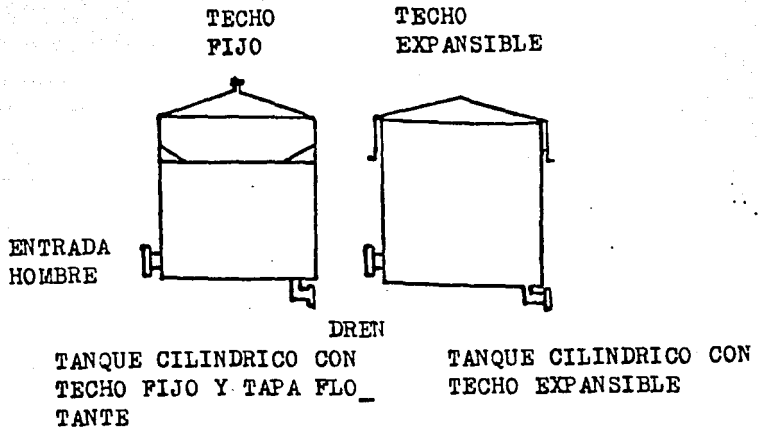


FIG. 17 TANQUES CILINDRICOS PARA EL ALMACENAMIENTO DE LIQUIDOS A BAJA PRESION



FIG. 18 TANQUES CILINDRICOS VERTICALES DE FONDO PLANO PARA EL ALMACENAMIENTO CRIOGENICO

mico para grandes volúmenes y relativas presiones de almacenamiento. Las esferas modificadas se usan también para el almacenamiento de grandes volúmenes bajo presiones moderadas.

Se han construido grandes recipientes elipsoidales para almacenar hasta 308,880 ft³ a presiones de 75 psig.

Los recipientes más grandes para almacenamiento a presión, son los tanques semielipsoidales, los cuales pueden almacenar hasta 674,000 ft³ a presiones de 2.5 psig. Según aumenta la capacidad de un recipiente individual, la presión que el recipiente pueda soportar disminuye. Figs. 18 a 20 para almacenamiento criogénico.

I.2.1.3.- Almacenamiento de Gases.

La mayoría de gases se almacena a una elevada presión, este almacenamiento no solo reduce su volumen, sino que, en muchos casos lo licua. Para evitar pérdidas de calor, debido a que se alcanzan temperaturas muy bajas, es necesario aislar los recipientes.

Se emplea el almacenamiento a bajas temperaturas para gases que se licuan a presión, a la temperatura atmosférica. A este tipo de almacenamiento se le llama criogénico.

En el almacenamiento criogénico, el gas está a la presión atmosférica o cerca de ella y permanece licuado debido a la baja temperatura. También puede funcionar un sistema con una combinación de presión y temperatura reducida. El término criogénico se refiere por lo común a temperaturas por debajo de 100 C. No obstante algunos gases se licuan entre -100 C y la temperatura ambiente. El principio de almacenamiento es el mismo que en el caso de los líquidos, pero las temperaturas criogénicas originan diferentes problemas con los materiales de construcción y aislamiento.

El gas licuado se debe mantener en su punto de ebullición o por debajo de él. Es posible utilizar la refrigeración, pero la práctica habitual consiste en enfriamiento por evaporación. La cantidad de líquido evaporado se minimiza mediante el aislamiento. El vapor

se puede descargar a la atmosfera, comprimirse y volverse a licuar o utilizar.

A las temperaturas muy bajas con aire líquido y sustancias similares, el tanque puede tener paredes dobles con el espacio intermedio evacuado. En la actualidad se construyen tanques grandes e incluso líneas de tuberías con esta característica. Una buena alternativa es la de utilizar paredes dobles sin vacío; pero con un material de aislamiento en el espacio intermedio. La perlita y las espumas de plástico son dos de los materiales de aislamiento que se utilizan de este modo. En otras ocasiones, se usa conjuntamente el aislamiento y el vacío.

Los materiales para los recipientes de gas licuado, deben ser los adecuados para resistir las bajas temperaturas; se pueden utilizar algunos aceros al carbón hasta temperaturas de -50 C y aceros de bajas aleaciones hasta -100 C y a veces hasta -130 C . Por debajo de esas temperaturas los principales materiales que se utilizan son los aceros inoxidables austeníticos y el aluminio.

En ocasiones en las que se requiere almacenar gas en pequeñas cantidades y no se justifica el uso de un sistema criogénico; éste se almacena en forma gaseosa; a presiones atmosféricas los gases se utilizan en recipientes cilíndricos verticales, mientras que a elevada presión se almacena en recipientes esféricos o cilíndricos horizontales. Por lo general, el gas así almacenado o se consume totalmente en el proceso o se desecha por ya no ser costeable su recuperación.

Los tanques cilíndricos verticales se conocen como gasómetros de sello húmedo o seco. El gasómetro de sello húmedo mantiene un sello líquido, ya sea de algún aceite o agua, entre la tapa móvil que se desliza por dentro del tanque, y las paredes del tanque vertical estacionario.

Cuando se requiere almacenar materiales completamente secos se utilizan gasómetros de sello seco que consisten en dos tanques; uno interno, y otro externo; el sello seco consiste en una hoja de

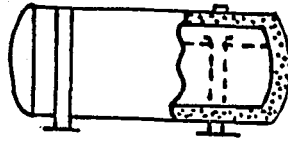


FIG. 19 TANQUE CILINDRICO HORIZONTAL PARA ALMACENA_ MIENTO CRIOGENICO

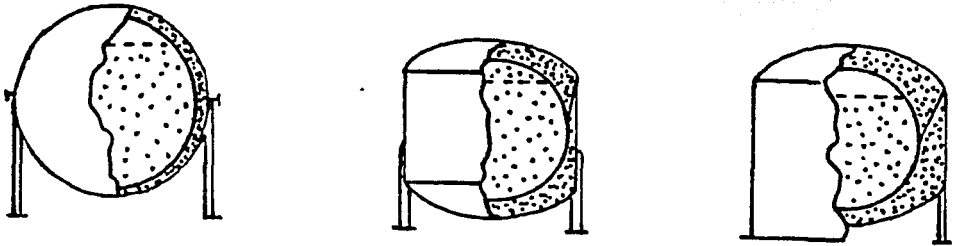


FIG. 20 TRES TIPOS DIFERENTES DE RECIPIENTES ESFE_ RICOS PARA EL ALMACENAMIENTO CRIOGENICO

plástico o hule flexible que mantiene el sello seco entre el tanque interior y el exterior.

1.2.2.- Almacenamiento Subterráneo.

Se entiende por almacenamiento subterráneo al uso, con fines de almacenamiento, de cualquier tipo de receptáculo que este bajo el nivel superficial. El tipo de receptáculo subterráneo puede ser:

- Cavidades abiertas y otras aberturas superficiales.
- Tanques enterrados.
- Minas abandonadas y cavernas naturales.
- Acuíferos, arenas permeables y yacimientos de hidrocarburos agotados
- Cavernas creadas por métodos de la minería.
- Domos salinos.

1.2.2.1.- Almacenamiento en Cavidades Abiertas y otras Aberturas Superficiales.

El uso de cavidades hechas en canteras superficiales presentan grandes ventajas para utilizarse como almacenamiento de hidrocarburos, pero también ofrecen problemas, que muchas veces no son resueltos por incosteables.

En las canteras abandonadas y fosas acondicionadas para este fin, los requisitos geológicos necesarios y, a la vez generales, son los que gobiernan la elección para la creación de cavidades subterráneas, por métodos de minería, y son: la roca debe ser homogénea: lo bastante resistente para mantener las paredes firmes sin derrumbes; dura para evitar las fracturas y planos de estratificación a través de los cuales pueden fugarse los hidrocarburos o den lugar a la entrada de agua; debe ser inerte a los líquidos o gases por almacenar y no debe contener materiales que den lugar a la contaminación por solubilidad.

Para evitar y reducir las pérdidas de vapor, la forma de la -

abertura superficial debe ofrecer un mínimo de área en proporción al volumen hueco. Por esta razón, las canteras o fosas profundas - que no tienen una extensión lateral amplia, deben tener una abertura superficial pequeña, para obtener una mayor eficiencia en su - cierre que requiere hermeticidad y seguridad. El tipo y forma de - cubierta para este depósito será el de una tapa flotante o estacionaria, con objeto de no permitir la evaporación, la oxidación y la contaminación por la entrada de aire húmedo, lluvia, polvo o la vegetación misma del lugar.

I.2.2.2.- Almacenamiento en Tanques Enterrados.

Este tipo de almacenamiento combina el almacenamiento superficial y el subterráneo; consiste en diseñar tanques cisterna que - posteriormente son enterrados a poca profundidad.

Se utiliza cuando no se cuenta con una área extensa en el sitio para almacenamiento superficial y así, poder utilizar el área superficial para otros fines; o cuando en el sitio en el que se requiere el almacenamiento subterráneo no existen las condiciones - geológicas para desarrollar otro tipo de receptáculo subterráneo.

Cuando el depósito es adecuadamente acondicionado con el fin de evitar corrosión y fracturas, se obtiene un elevado tiempo de vida media de uso constante. Sin embargo, este tipo de almacenamiento - no es muy usual porque es muy costoso comparado con el superficial, ya que, tiene el inconveniente de aumentar los costos de instalación y bombeo.

I.2.2.3.- Almacenamiento en Minas Abandonadas y Cavernas Naturales.

Este tipo de receptáculos formados, ya sea por la extracción de minerales (metales y no metales), o formados naturalmente, han dado lugar a volúmenes enormes de espacios vacíos subterráneos que - se pueden acondicionar y aprovechar para el almacenamiento de hi--

drocarburos.

Este almacenamiento ya existente presenta más dificultades para el fin que se persigue, porque es mayor el número de desventajas - que reúne y es mucho más difícil encontrar que crear en la naturaleza cavernas y minas abandonadas ideales: es decir, que reúnan to das las cualidades de un verdadero depósito para el almacenamiento subterráneo de hidrocarburos, ya que algunas minas contienen materiales que contaminan los flúidos por almacenar.

Por lo general, las minas abandonadas y cavernas naturales están invadidas por agua, y antes de llenarse completamente tendrían que sellarse, proceso que resultaría muy costoso en virtud de las múltiples entradas y agujeros abiertos existentes en algunas minas y cavernas.

Sin embargo, en algunos casos el movimiento del agua subterránea que invade el espacio almacenador puede ser expulsada y desplazada dentro de la roca por los productos por almacenar, que se inyectarían a presión y éstos pueden recuperarse por el empuje hidráulico posterior.

Las minas abandonadas de yeso y sal ofrecen buenas perspectivas para el almacenamiento. Las minas de calizas son factibles de ser aprovechadas, aunque muchas de éstas no reúnan los requisitos indispensables para un depósito subterráneo.

I.2.2.4.- Almacenamiento en Acuíferos, Arenas Permeables y Yacimientos de Hidrocarburos Agotados.

El almacenamiento de hidrocarburos se realiza inyectándolos a diferentes profundidades en un yacimiento vacío ya agotado, quedando así almacenado en los espacios porosos, dentro de la roca que - al principio tuvo gas, aceite o agua.

El almacenamiento en esta forma, requiere una serie de requisitos y condiciones que satisfagan la operación de almacenamiento y recuperación con un grado máximo de seguridad y efectividad.

Es indispensable un estudio geológico, estadísticas de producción y presiones de fondo de los pozos, así como muestras de los núcleos representativos del yacimiento, que proporcionen datos de porosidad, permeabilidad y saturación de la roca, así como obtener en el laboratorio la cantidad de agua intersticial. Todos estos factores se requieren para determinar la capacidad de almacenamiento propia del yacimiento.

Deberá hacerse una revisión completa del estado actual de los pozos, tanto terminados como taponados para evitar posibles fugas o daños sufridos en el yacimiento.

I.2.2.5.- Almacenamiento Creado por Método de la Minería.

La creación de una cavidad dentro de una formación rocosa por medio de la excavación de la misma, creando cámaras o depósitos, debe de reunir una serie de condiciones y requisitos para acondicionar la cavidad creada y posteriormente usarse como depósito de almacenamiento.

La roca en sí deberá ser de gran espesor e impermeable, que no haya comunicación entre sus poros y además no debe estar fracturada ya que esto ocasionaría el abandono del proyecto.

Así mismo la roca debe ser lo suficientemente resistente para soportar el peso del material, se debe aclarar que el techo no necesariamente debe estar constituido del mismo material, y no debe reaccionar o contaminar el producto a almacenar. La facilidad con que la roca pueda excavar es un factor económico importante.

Los métodos seguidos para la construcción de estas cavidades son del tipo minero para excavar cavernas artificiales. Estos métodos requieren inicialmente un eje vertical lo bastante amplio para permitir el libre acceso de mineros y equipo convencional de minas escogido para el trabajo que se va a desarrollar, y la subsecuente extracción del material excavado.

I.2.2.6.- Almacenamiento en Domos y Estratos Salinos.

Este tipo de almacenamiento es el que se ha generalizado en el mundo por su eficiencia y su fácil manejo para el desarrollo de cavidades almacenadoras de hidrocarburos; ya que las ventajas que ofrece son mayores que las de cualquier otra construcción subterránea.

Ventajas que se resumen en economía y en una variedad de productos que se pueden almacenar. Cabe hacer la aclaración que en el presente trabajo el término domos salinos se refiere no al yacimiento salino cuya forma es un domo, sino al espacio practicado con fines de almacenamiento dentro del yacimiento.

El procedimiento para efectuar tal desarrollo está basado en la solubilidad de la sal en el agua. La operación se basa en perforar un pozo hasta el fondo de la cavidad proyectada; se coloca una tubería de revestimiento que se cementa desde la superficie hasta unos metros abajo de la cima de sal, cubriendo así toda la columna de roca sedimentaria insoluble. Posteriormente se introduce una tubería anular con la cual se inyecta agua dulce y se extrae la sal en forma de solución.

La entrada de agua dulce y la salida de agua saturada con sal determinan las cantidades de sal que se van extrayendo durante este proceso, con lo cual se puede conocer el volumen del hueco que se forma.

La cavidad hecha en el yacimiento de sal deberá permanecer siempre llena por lo que, cuando se va a almacenar un hidrocarburo se hace por desplazamiento de la salmuera contenida en el depósito; para la recuperación del producto almacenado se inyecta salmuera que desplaza al producto hacia la superficie.

En la fig. 21 se muestran los diferentes tipos de almacenamiento subterráneo.

I.3.- REQUISITOS QUE DEBE REUNIR UN HIDROCARBURO PARA QUE SEA ALMACENADO EN FORMA SUBTERRANEA.

Al almacenar hidrocarburos y otros productos, éstos deben ajustarse a las condiciones de temperatura y presión existentes en el subsuelo; las que lógicamente, son diferentes a las condiciones atmosféricas. Por esto, los hidrocarburos deben reunir ciertas características, para poder ser almacenados en forma eficiente y segura.

Los productos más importantes en la industria petrolera, por almacenar, caen principalmente dentro de tres categorías que son:

- a) Líquidos.- Gasolinas, aceites tratados, crudo, etc.
- b) Gases licuables a baja presión.- El término de gases licuables a baja presión ha sido aplicado a las combinaciones de hidrocarburos, generalmente compuestas de butano, propano, isobutano, mezclas de propano y butano, y en general todos los gases licuables del petróleo, que son los combustibles más usados y que, bajo moderadas presiones y temperaturas normales, pueden ser transportados y almacenados en forma líquida, cuando son expuestos a la presión atmosférica, a temperaturas relativamente bajas, se evaporan y se pueden manejar y usar como gases.
- c) Gases volátiles a alta presión de vapor.- Etileno gases puros - como oxígeno e hidrógeno.

En la mayoría de los estudios sobre almacenamiento subterráneo, hay una cierta limitación de tales productos, ya que los materiales económicamente factibles de almacenar deben tener las siguientes características:

- Ser gases, líquidos y solo en casos especiales sólidos (materiales radiactivos de desecho).
- No ser miscibles con el agua.
- Muy ligeramente solubles o totalmente insolubles en agua dulce o salada.
- Que no reaccionen con la roca en la que van a estar confinados.
- Altamente compresibles, en el caso de los gases.
- Tener una alta presión de vapor.

Generalmente, los productos más comúnmente almacenados, son vo-

- A.- DOMOS Y ESTRATOS SALINOS
- B.- CAVERNAS CREADAS POR MEDIO DE MINERIA
- C.- ACUIFEROS ARENAS PERMEABLES
- D.- CAVIDADES ABIERTAS (CANTERAS)
- E.- TANQUES ENTERRADOS

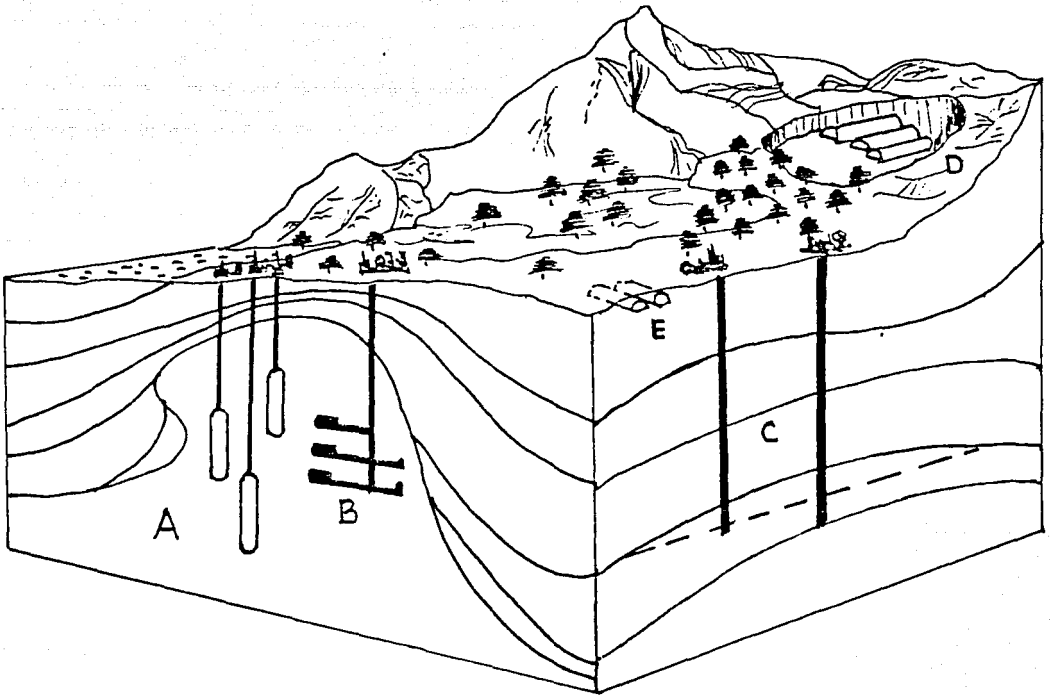


FIG. 21 DIFERENTES TIPOS DE ALMACENAMIENTO SUBTERRANEO

latiles e inflamables, por lo que requieren de una presión de almacenamiento que mantenga al producto en estado líquido, ya que por la naturaleza de dichos productos, en ésta forma se pueden almacenar grandes volúmenes en menor espacio.

Cada una de estas categorías varía en distintos y diferentes aspectos para su almacenamiento, por lo que estos productos requieren de apropiadas medidas de seguridad, las cuales son necesarias e indispensables.

CAPITULO II.- GENERALIDADES.

II.1.- SITUACION ACTUAL DEL ALMACENAMIENTO SUBTERRANEO.

Contar con depósitos adecuados para hidrocarburos es vital en el desarrollo de la industria de procesos químicos; los puertos destinados a importar o exportar hidrocarburos y crudo deben contar con zonas de almacenamiento idóneas y de gran capacidad. En las refinerías también es apropiado contar con depósitos de gran magnitud para asegurar, de esa manera que continuen operando cuando se presenten problemas en la explotación de pozos o fallas en los ductos o cuando haya crisis o interrupciones en las importaciones de crudo; o bien para regular la operación en casos de problemas en las mismas refinerías cuando existen bajas considerables en el consumo. Otra razón por la que conviene contar con depósitos adecuados en las refinerías es la de asegurar el almacenamiento de productos refinados en casos de crisis en el sistema de transportación o con fines netamente estratégicos y militares.

II.2.- COMPARACION ENTRE EL ALMACENAMIENTO SUPERFICIAL Y EL ALMACENAMIENTO SUBTERRANEO.

Entre las ventajas que ofrece el almacenamiento subterráneo sobre el superficial se encuentran las siguientes:

- No ocupa grandes extensiones de terreno y éste puede ser destinado a otros fines;
- Pueden existir plantas de almacenamiento subterráneo bajo zonas urbanas, industriales, carreteras o bajo zonas de almacenamiento superficial.

El almacenamiento subterráneo ofrece mayor seguridad en cuanto a accidentes, sabotajes y en caso de guerra. No se conocen casos de contaminación debidos a fugas en este tipo de de receptáculos. La vida útil de una instalación subterránea en una roca adecuada -

es ilimitada. Las cavidades no sufren deterioro por desgaste o fatiga y no requieren de mantenimiento; éste se reduce sólo al equipo auxiliar como son bombas, ductos, controles e instalaciones superficiales.

En lo que respecta a pérdidas, éstas no se han observado y la recuperación del producto es total. Se puede citar el experimento llevado a cabo en Suecia, en el cual se almacenó gasolina en una cavidad subterránea construida para tal fin y fue sellada durante cinco años; cuando se volvió a abrir la recuperación del producto fue total y sin ninguna alteración de sus características y calidad.

Generalmente, el estudio previo que se lleva a cabo para la construcción de este tipo de cavidades resulta mucho más costoso que el que se realiza para una instalación superficial, pero esto se compensa con la construcción, resultando menor el costo de almacenamiento de un metro cúbico de producto en una cavidad subterránea que el de un metro cúbico almacenado en tanques metálicos en la superficie.

Algunos autores señalan que el almacenamiento subterráneo resulta económico cuando la capacidad de éste excede de 20,000 o 30,000 metros cúbicos. Por otro lado, algunos otros autores indican que los costos de almacenamiento superficial y subterráneo son los mismos para un volumen de aproximadamente 50,000 metros cúbicos, pero para almacenar volúmenes de cientos de miles de metros cúbicos el costo de una cavidad sería el 55 o 65% del costo del tipo de almacenamiento convencional en tanques metálicos.

Con respecto a este tema, se dice que el costo de un depósito subterráneo depende de los siguientes factores:

- a) La calidad de la roca.
- b) El volumen de la cavidad.
- c) El número de las cavidades.
- d) La profundidad a la que se encuentra la cavidad.

En cuanto al petróleo se justifica el almacenamiento subterráneo cuando el volumen es por lo menos de 40,000 a 45,000 metros cúbicos. Se menciona también que para el caso de GLP, una cavidad subterránea con capacidad para 9,000 o 10,500 metros cúbicos puede resultar económica; una cavidad para almacenar GLP puede ser 7 veces más económica que los tanques metálicos superficiales. También se puede citar un reporte del Departamento de Energía de Estados Unidos, publicado por G. E. Weismantel en la revista Chemical Engineering de Enero de 1978, en el cual se estiman los costos de almacenamiento en roca y en tanques superficiales, siendo para cavidades subterráneas de 6 a 9 dólares por barril y para tanques superficiales, de 8 a 12 dólares por barril, dependiendo del tamaño de la planta de almacenamiento; aplicándose las cifras con estimaciones para crudo y GLP.

Además se menciona que en 1978, algunas compañías constructoras de ductos para gas y crudo en Estados Unidos estimaron los siguientes costos:

- Tanques superficiales para crudo: 27 a 40 dólares por metro cúbico.
- Tanques superficiales para GLP: 140 dólares por metro cúbico, dependiendo esto del volumen por almacenar y de la presión del gas.
- Cavidad subterránea para gas LP de suficiente tamaño: 33.5 a 53.5 dólares por metro cúbico.

En lo que respecta al costo de mantenimiento de una cavidad, éste puede limitarse al equipo auxiliar, por lo cual puede llegar a ser menor de un tercio de lo que sería para tanques superficiales.

Por otro lado, se hace una comparación del costo de almacenamiento para petróleo crudo, tomando en cuenta el mantenimiento; el cual es de 1.8 dólares por metro cúbico para un año en el caso de los tanques superficiales y de 0.3 dólares por metro cúbico anuales para almacenamiento subterráneo.

De lo anterior se observa que tratándose de volúmenes grandes -

el costo de almacenamiento es menor en cavidades subterráneas; también el costo de mantenimiento y operación de éstas es menor en comparación al almacenamiento convencional.

Otra ventaja del almacenamiento subterráneo es que no modifica el paisaje, sus instalaciones superficiales son mínimas comparadas con las del almacenamiento en tanques y no se ven a grandes distancias.

En conclusión, almacenar productos petroleros en cavidades subterráneas ofrece destacadas ventajas, las cuales se resumen a continuación:

- Menor costo de almacenamiento por volumen, tratándose sobre todo de volúmenes grandes.
- Menor costo de mantenimiento y operación.
- Vida útil ilimitada pues no existe deterioro.
- Reducción del riesgo por contaminación causado por fugas.
- Total recuperación del producto almacenado.
- Mayor seguridad en cuanto a accidentes, sabotaje y guerra.
- Ahorro de superficie, la cual se puede utilizar para otros fines.
- Reducción de la alteración visual del paisaje.
- El producto permanece a temperatura, presión y densidad constantes; sin importar las variaciones climatológicas.
- El almacenamiento subterráneo no requiere de diques, por lo que proporciona una ventaja económica.
- Sirve para almacenar residuos radiactivos sin causar peligro.

II.3.- EL ALMACENAMIENTO SUBTERRANEO DE HIDROCARBUROS.

Entre las diferentes posibilidades que se tienen en la tecnología del almacenamiento subterráneo: cavernas en roca dura, uso de volúmenes porosos en yacimientos acuíferos agotados o pozos agotados de petróleo y/o gas natural, minas abandonadas u otro espacio cavernoso, cavernas y domos en yacimientos salinos; destaca la construcción de domos salinos por el método de minado por solución

Los depósitos salinos se han venido utilizando extensamente, en todo el mundo, debido a que la sal tiene una impermeabilidad que se puede manejar en un extenso rango de condiciones de presión y temperatura de modo que se puede prevenir, completamente, el escape de los hidrocarburos gaseosos o líquidos almacenados.

II.3.1.- El Almacenamiento Subterráneo de Hidrocarburos en Europa.

La tecnología del almacenamiento subterráneo, históricamente se inició en China cuando la salmuera, para la producción de sal, era extraída desde profundidades considerables utilizando tubería de bambú. Actualmente ésta tecnología está relacionada con una patente a favor de una compañía petrolera alemana, desde el año de 1916. La primera caverna salina para el almacenamiento de hidrocarburos fué planeada y construida en los Estados Unidos en la década de los cincuentas. En el hemisferio occidental existen, aproximadamente mil cavidades salinas para almacenamiento con un volumen total aproximado de 215 millones de metros cúbicos de hidrocarburos gaseosos y líquidos.

Se prevee que en las próximas dos décadas el volumen total de las cavidades salinas para almacenamiento se incremente en unos 150 millones de metros cúbicos.

En Europa existe una gran cantidad de yacimientos salinos que se pueden utilizar para almacenamiento y se localizan en diferentes áreas geohistóricas.

En el continente europeo, Alemania Federal ha sido el país que ha desarrollado una mejor tecnología de minado por solución debido a que cuenta con los yacimientos de sal más grandes del continente. Alemania, Holanda, Dinamarca y en la región del mar del norte los yacimientos salinos se encuentran a una gran profundidad formando lo que se llama yacimiento salino europeo, sin que se encuentre, en esta zona, vestigios de estratos salinos, que generalmente, se

localizan cerca de la superficie. En la región sur de Europa los yacimientos que se localizan, por lo general, son estratificados; pero también se pueden utilizar con fines de almacenamiento subterráneo.

En el año de 1970, Alemania Occidental inició un programa estratégico de reserva de petróleo con un volumen aproximado de 12 millones de metros cúbicos, de crudo para ser almacenado en cavidades salinas.

Francia también tiene grandes reservas de crudo en depósitos subterráneos; estimadas en más de 12 millones de metros cúbicos de crudo. Este almacenamiento se ha hecho principalmente en cavidades minadas por solución, pero también cuenta con cavernas rocosas; el almacenamiento subterráneo representa cerca del 30% de todas las reservas de petróleo, crudo y productos derivados con que cuenta Francia.

En 1940, Suecia fué el primer país, en el mundo, en almacenar crudo en minas rocosas. Desde entonces los Países Escandinavos han almacenado cantidades considerables de hidrocarburos líquidos en cavernas rocosas siguiendo la tecnología desarrollada por los suecos.

Hasta 1980, Finlandia ya había desarrollado un espacio de almacenamiento subterráneo en rocas duras de más de 10 millones de metros cúbicos.

Sudafrica tiene reservas significativas de crudo almacenado en minas agotadas de carbón y en tanques de concreto enterrados. Se ha reportado también, que en Arabia Saudita se ha desarrollado capacidad de almacenamiento subterráneo en rocas duras y en yacimientos acuíferos agotados.

La mayor excepción del almacenamiento subterráneo es Japón que tiene un total aproximado de 11 millones de metros cúbicos de crudo almacenado en tanques flotantes. Apenas en años recientes ha comenzado a estudiar la posibilidad del almacenamiento subterráneo

en roca volcánica.

II.3.2.- El Almacenamiento Subterráneo de Hidrocarburos en los Estados Unidos.

Los Estados Unidos cuentan con un plan estratégico de reserva de petróleo, (Strategic Petroleum Reserve; SPR), que es el más grande del mundo ya que consiste en obtener una capacidad de almacenamiento subterráneo de 130 millones de metros cúbicos.

Este programa, SPR, se ha desarrollado en tres fases: La primera fase se refiere a la reserva principal de almacenamiento y consiste en crear, por medio de la extracción de salmuera, una capacidad de almacenamiento de 40 millones de metros cúbicos para la industria petroquímica. Esta fase se inició en 1975 y se concluyó en el año de 1980.

El desarrollo de la fase dos consiste en crear una nueva capacidad de almacenamiento de 46 millones de metros cúbicos para almacenar crudo, aplicando el método de minado por solución.

La tercera fase de este programa consiste en una expansión adicional de 22 millones de metros cúbicos de capacidad en dos lugares existentes que totalizan una capacidad actual de almacenamiento de 11 millones de metros cúbicos; y en el desarrollo de un nuevo sitio con una capacidad de 22 millones de metros cúbicos. Hasta Enero de 1983, el almacenamiento acumulado para crudo ya era de 48 millones de metros cúbicos.

Dentro del SPR, el almacenamiento de crudo se está haciendo en cavidades salinas minadas por solución incluyendo depósitos minados convencionalmente y minas salinas localizadas a lo largo de la costa del golfo de México. Se cuenta con un sistema de distribución capaz de interconectarse con el sistema normal de distribución.

La configuración del programa SPR está provista de capacidad para distribuir crudo a todos los Estados Unidos y a regiones no contiguas utilizando tres grandes tuberías que se llaman: capline, te

xoma y seaway; que estan conectadas a las tuberías locales y a los más grandes centros de refinación, incluyendo las terminales marinas.

Para determinar qué tipo de depósito subterráneo se debía utilizar se realizó un exhaustivo estudio técnico, factible y viable, - obteniéndose la decisión prioritaria de utilizar domos salinos.

Como consecuencia de este estudio se hizo una clasificación de áreas a lo largo de los Estados Unidos, con el fin de conocer las localizaciones favorables para el almacenamiento subterráneo, resultando la zona salina favorable la distribuida en los estados de Texas, Nuevo México, Kansas, Oklahoma, Michigan, Ohio, Pennsylvania, Nueva York y Virginia Oeste. Todos los domos salinos se localizan a lo largo de la costa del golfo de México en los estados de Texas, Louisiana, Mississippi y una parte de Alabama. La tabla II.1 muestra la distribución de los sitios de almacenamiento que ha utilizado el SPR.

Se localizaron también, minas agotadas que se pueden utilizar - para el almacenamiento subterráneo, en los estados de Louisiana y Texas. A continuación se presenta una lista de referencias de proyectos que esta desarrollando la firma alemana, especialista en al macenamiento subterráneo, Kavernen Bau-und Betriebs- GmbH, conocida como KBB. Ver tabla II.2. Estos trabajos los está realizando en Europa y los Estados Unidos.

II.3.3.- El Almacenamiento Subterráneo en México.

En México existen dos principales yacimientos salinos que se - pueden utilizar con fines de almacenamiento subterráneo, localizados, el primero en el estado de Veracruz, con una zona que se ex-- tiende a los estados de Tabasco y Campeche por lo que se llama Yacim^{en}to Salino del Sureste; el segundo yacimiento se localiza en los estados de Nuevo León, Tamaulipas y Coahuila, cercano a los - Estados Unidos y se llama Yacimiento Salino del Norte.

El Yacimiento del Sureste está compuesto principalmente de cloruro de sodio casi puro, con pequeñas cantidades de sulfato de cal^{ci}o, mientras que el Yacimiento del Norte está compuesto, princi-- palmente, de sulfato de calcio y dolomita. Debido a la alta solubi^lidad del cloruro de sodio, el Yacimiento del Sureste es de primor^l dial interes porque se pueden desarrollar domos salinos mediante - el método de minado por solución.

Petróleos Mexicanos, perforando pozos de petróleo y gas, ha des^u cubierto numerosos depósitos salinos en el área norte del Istmo de Tehuantepec y en la región sur del golfo de Campeche. Descubrimien^{to} s recientes hacen suponer que este yacimiento es mucho más exten^{so}.

Existe también una serie de trabajos que desarrolló el Consejo de Recursos Naturales no Renovables. Los trabajos de exploración - de la sal en México, en los domos salinos, se inició en 1960, esto es, desde el punto de vista de su aprovechamiento industrial, ya -

TABLA No. II.1

Sitios para el Almacenamiento de Reserva Estratégico
de Petróleo de los Estados Unidos

Localización del Domo	Estado	Grandes Tuberías de Distribución	Capacidad de Almacenaje ⁽⁶⁾
Bahia Choctaw ^(1,2)	Louisiana	Capline	58
Hackberry Occ ^(1,2,3)	Louisiana	Texoma	240
Weeks Island ^(1,4)	Louisiana	Capline	75
Minas de Azufre ⁽⁴⁾	Louisiana	Texoma	25
Monte Bryan ^(1,2,3)	Texas	Seaway	220
Gran Colina ⁽⁵⁾	Texas	Texoma	250

Notas:

- (1) Almacenamiento Fase I;
- (2) Expansión del Almacenamiento; Fase II.
- (3) Expansión del Almacenamiento; Fase III.
- (4) Minas de Sal que Operaban Convencionalmente cuando fueron Seleccionadas.
- (5) Nuevos Lugares; Fase III.
- (6) Fases I, II y III.

TABLA II.2

LISTA DE PROYECTOS DE ALMACENAMIENTO SUBTERRANEO DE CRUDO, GAS NATURAL Y DERIVADOS EN CAVERNAS MINADAS EN YACIMIENTOS SALINOS QUE SE ESTAN REALIZANDO EN EURO PA Y EN LOS ESTADOS UNIDOS.

No. PROYECTO Y (PAIS)	PROD. ALMAC.	No. DE CAVIDADES	VOLUMEN TOTAL (m ³)	PROFUNDIDAD (m)	ESTADIOS DE DESARROLLO	PROYECTO	VOLUMEN TOTAL (m ³)	NUMERO DE CAVIDADES	PROF. ALMAC.	PROYECTO (PAIS)	No.	
												ESTADIOS DE DESARROLLO
1	Etzel(A)	CO	33	11 x 10 ⁹	1500/1500	xxxxx xx	1500/1000	6000000	5	LPG	Reisingen(D)	17
2	Hilsum(A)	CO	5	170000	700/1350	xxxxx xx	400/500	1 x 10 ⁶	12	CO	Sidi Harbi(Moroco)	28
3	Kruppenberg(A)	NO	3	1100 x 10 ⁶	1500/1800	xxxxx xx	1200/1500	27 x 10 ⁷	7	NG	L.L. Torus(D)	19
4	Mitterteich(A)	NO	6	64 x 10 ⁷	200/1100	xxxxx xx	470/520	22 x 10 ⁸	1	NG	Lehrberg(A)	20
5	Munhof(A)	NO	4	11 x 10 ⁷	650/700	xxxxx xx	1000/1900	35 x 10 ⁸	2	LPG	N-Germany(A)	21
6	N. Quast(A)	CA	2	36 x 10 ⁶	650/800	xxxxx xx	600/1300	1 x 10 ⁸	1	LPG	Northbrook(A)	22
7	Reisinger(A)	LPG	4	2 x 10 ⁷	155/210	xxxxx xx	1000/1200	4 x 10 ⁵	2	LPG	Etzel N. (A)	23
8	Sidi Harbi(M)	LPG	1	11 x 10 ⁶	450/500	xxxxx xx	1000/1100	1000	2	NG	Karst(A)	24
9	Sersfeld(A)	NO	14	17 x 10 ⁶	900/900	xxxxx xx	1100/1100	Interf.	Interf.	NG	Aln Shaza (Iraq)	25
10	Uerling(A)	CO	3	3 x 10 ⁵	1700/1000	xxxxx xx	1100/1000	28 x 10 ⁷	5	NG	L.L. Torus(D)	26
11	Sersfeld(A)	NO	1	37 x 10 ⁶	1300/1700	xxxxx xx	900/2000	50/100 x 10 ⁶	10 ⁶	NG	Emshard(A)	27
12	Irng	LPG	5	30 x 10 ⁶	300/800	xxxxx xx	900/1100	8 x 10 ⁷	2	NG	Kruppen(A)	28
13	Bayou Sound (USA)	CO	16	18 x 10 ⁶	500/1100	xxxxx xx	1000/1800	1 x 10 ⁷	Interf.	NG	N-Germany(A)	29
14	Sulphur Water Well - Beckberry (USA)	CO	3	4 x 10 ⁶	450/1100	xxxxx xx	1100/1400	12 x 10 ⁷	2	NG	Dartton (USA)	30
15	Bayou Choctaw (USA)	CO	21	14 x 10 ⁶	300/650	xxxxx xx	1000/950	3 x 10 ⁷	3	LPG	Seatonville(I)	31
16	Bayou Choctaw (USA)	CO	22	21 x 10 ⁶	300/1700	xxxxx xx	NOMENCLATURA: CO = PETROLIO CRUDO NO = GAS NATURAL CA = GAS COMPRESIONADO LPG = LIQUIDOS LIQUIDOS DE PETROLIO					

(A) REPUBLICA FEDERAL ALEMANA
 (D) DINAMARCA
 (I) ITALIA
 (M) MARRUECOS
 (USA) ESTADOS UNIDOS DE NOROCCIDENTAL AMERICA

que con anterioridad otras compañías y el propio Consejo habían hecho estudios para tener un mejor control estructural del subsuelo, esto por la relación que existe entre estos depósitos y la acumulación de hidrocarburos y azufre.

Contando con este valioso adelanto el Consejo escogió tres de las estructuras conocidas previamente para su exploración específica por sal, para esto se consideró la localización y profundidad de la masa salina en cada estructura, seleccionándose las estructuras de Almagre, Juile y Chinameca. De éstas, la última de ellas, es la mejor estudiada, pues en las dos primeras solamente se perforó un pozo en cada una; obteniéndose sal de mala calidad en la de Almagres y en la de Juile no se llegó a detectar. En la estructura de Chinameca se perforaron 6 pozos encontrando la sal en 5 de ellos a una profundidad media de 70 m. En el otro pozo no se llegó a la sal suspendiendo la perforación a la profundidad de 400 m. De los pozos perforados, 3 de ellos resultaron malos por su baja concentración de sal. En los otros 2 pozos se encontró sal de buena calidad con concentraciones hasta de 98% de cloruro de sodio, que resulta muy atractivo para los fines perseguidos, sin embargo, a pesar de estos resultados es necesaria una investigación más completa.

En México, también existe una región geológica que es propicia para el almacenamiento subterráneo de hidrocarburos pero utilizando cavernas rocosas: ya sea que se utilicen minas abandonadas o que se perforen nuevas cavidades.

A pesar de que existen una gran cantidad de depósitos de rocas salinas en México, no se han explotado debidamente puesto que la producción anual de sal, se produce por evaporación solar de agua marina que proviene de salinas naturales a lo largo de costas, playas y lagos que se encuentran en zonas desérticas. Sin embargo, existen plantas que utilizan estas fuentes de sal para la producción de hidróxido de calcio, hidróxido de sodio y cloruros.

La existencia del Yacimiento del Norte de México, hace suponer a los geólogos mexicanos la existencia de un yacimiento que se extiende a los Estados Unidos en la región de la costa del golfo de México, formando lo que se llama un yacimiento permeable.

Generalmente, cuando en un lugar se encuentra azufre, calcita y sulfato de calcio; se puede suponer la existencia de domos salinos.

En las regiones en las que se localizan los principales yacimientos, (Sureste y Norte), ya se han realizado estudios preliminares consistentes en: detección de áreas, perforaciones, muestreos y asignación de nombres a estas áreas y pozos. Fig. 22

a) Yacimiento del Norte.

Zona de Cuchillo Parado.

Se ha localizado cerca de un sitio llamado Cuchillo Parado Chihuahua, un enorme yacimiento salino que además abarca parte de los estados de Coahuila y Durango. Este yacimiento ya cuenta con varios pozos, entre los que destacan por sus características los pozos Cuchillo Parado 1 y 2. En el primero se encontraron las primeras trazas de sal. En el pozo Cuchillo Parado 2 la sal se localizó en un rango de profundidad de 1350 a 1730 m. El material encontrado abajo de la sal a una profundidad de 2,000 m. fue similar al encontrado por encima de la sal. Así, este pozo penetró y salió del núcleo salino de un yacimiento inmerso en una estructura norte oeste. Esto es indicativo de que el yacimiento salino ya no se prolonga en la dirección oeste-noroeste.

Existen otros cuatro pozos llamados Salas-Cuchillo Parado número 1 al 4, localizados al sur y sureste del pozo Cuchillo Parado 1: estos pozos se han detectado a poca profundidad, por ejemplo en el pozo Salas-Cuchillo Parado 4 la sal se encontró a una profundidad de 180 m.

Zona de Monterrey.

Los depósitos de roca salina cercanos a Monterrey se encuentran en el subsuelo del poblado de Minas Viejas, aparte de este grupo -

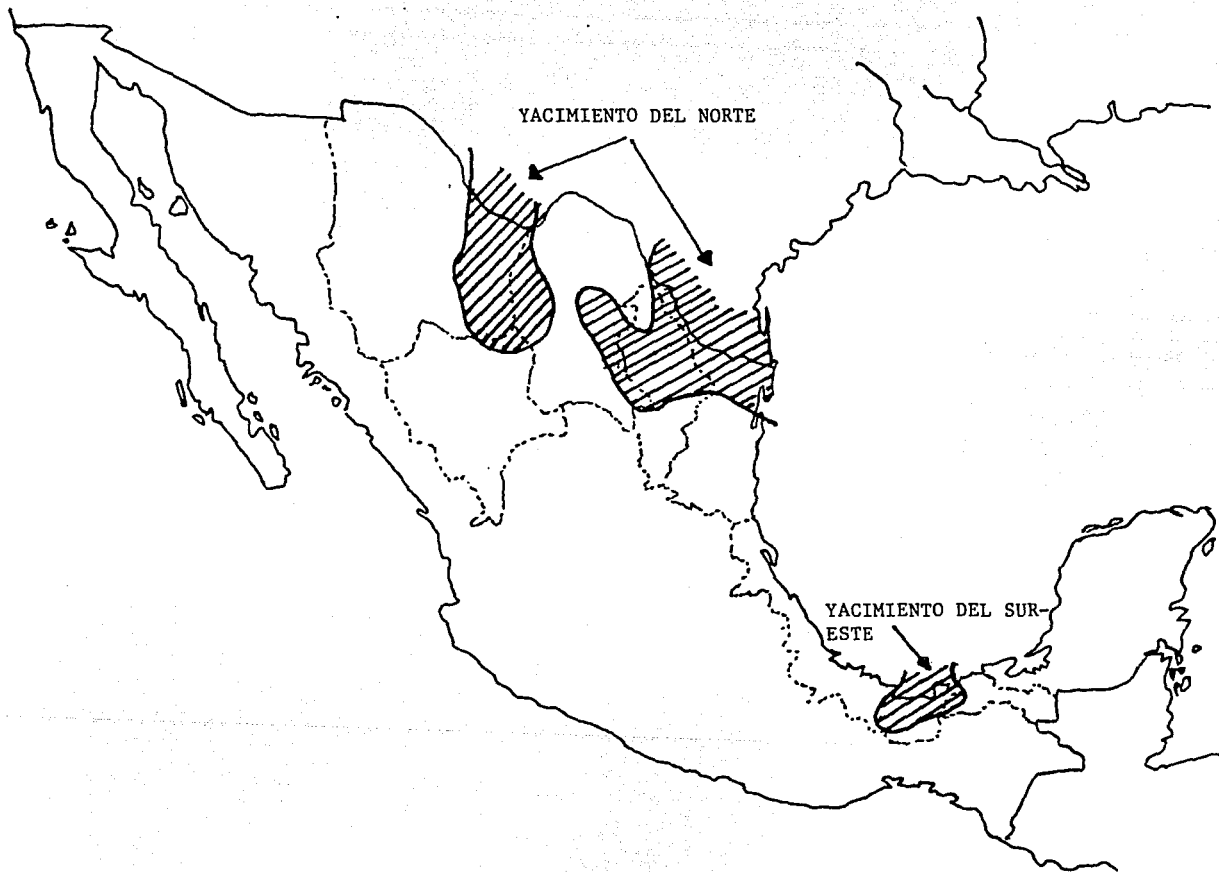


FIG. 22 DEPOSITOS SALINOS EN MEXICO

zado en la Soledad, se perforó durante 910 m. sin que se rebasara la profundidad en que termina el yacimiento salino.

Los geólogos aseguran que el yacimiento contiene dos tipos de estructuras salinas: la del oeste que es un inmenso y masivo depósito de sal y la del este que es una estructura compuesta por pozos individuales y aislados similares a los que se encuentran en el área de la costa del golfo de México. Se subdivide las estructuras de los yacimientos salinos como sigue:

I.- Parte Suroeste del Yacimiento.

A.- Una gran extensión desde Jaltipan hasta Medias Aguas, comprende 10 estructuras que son las siguientes:

- 1.- Jaltipan.
- 2.- Medias Aguas.
- 3.- Moralar.
- 4.- Tancemichapan.
- 5.- Soledad.
- 6.- Amexquite.
- 7.- Nopalapa.
- 8.- Texistepec.
- 9.- Almagres
- 10.- Juile

B.- La estructura Tabasqueño-San Cristóbal, esta estructura tiene una longitud de 11 km. y una anchura de 3 km.

C.- La estructura Buena Vista-Chichonal, tiene una extensión de 20 por 15 km.

D.- La estructura Cebritos con una extensión de 3 por 3 km.

E.- Estructura Romero Rubio con una extensión de 10 por 5 km.

II.- Estructura Remolino del Carmen-Teccanapa; limita al este con la estructura Tabasqueño-San Cristóbal con una extensión total de 12 km. de longitud por 10 km. de ancho e incluye:

- 1.- Remolino del Carmen.
- 2.- Mazate.

los demás depósitos de sal sólo contienen sulfato de calcio.

Este yacimiento salino se localiza por debajo del yacimiento de piedra caliza llamado Zuloaga y tiene las mismas características - que el yacimiento Louann que se encuentra localizado en el área de la costa del golfo de México. Sin embargo, tal equivalencia no ha sido probada.

Petróleos Mexicanos realizó un estudio estratigráfico en el pozo Los Ramones 1, el cual pertenece al yacimiento de Minas Viejas y se encontró que este consiste en una secuencia de sulfato de calcio; una capa intermedia de sulfato de calcio y sal; y una inferior de sal. El yacimiento de Minas Viejas tiene un espesor de 1,050 m.

En la parte sureste de la sierra del Fraile se perforó un pozo de prueba con una profundidad de 1,130 m. y, aunque no se penetró en toda la sección de la roca salina, se encontraron los siguientes resultados:

Profundidad	Material
0 a 30 m.	Depósitos superficiales.
30 a 640 m.	Sulfato de calcio con algo de pirita y hematita.
640 a 940 m.	Capa intermedia de sulfato de calcio y sal.
940 a 1,125 m.	Sal con impurezas.

Esto se puede ver en la fig. 23.

La asignación de nombres para el Yacimiento del Sureste es la siguiente:

Zona del Istmo de Tehuantepec.

Este yacimiento es muy extenso y se encuentra al sur de Veracruz y al norte de Tabasco. En este yacimiento la profundidad en la que se ha encontrado la sal varía desde 100 m. en la zona de Concepción hasta más de 2,370 m. en Medellín, Tabasco; aún se desconoce el verdadero espesor de este yacimiento. Otro pozo, locali-

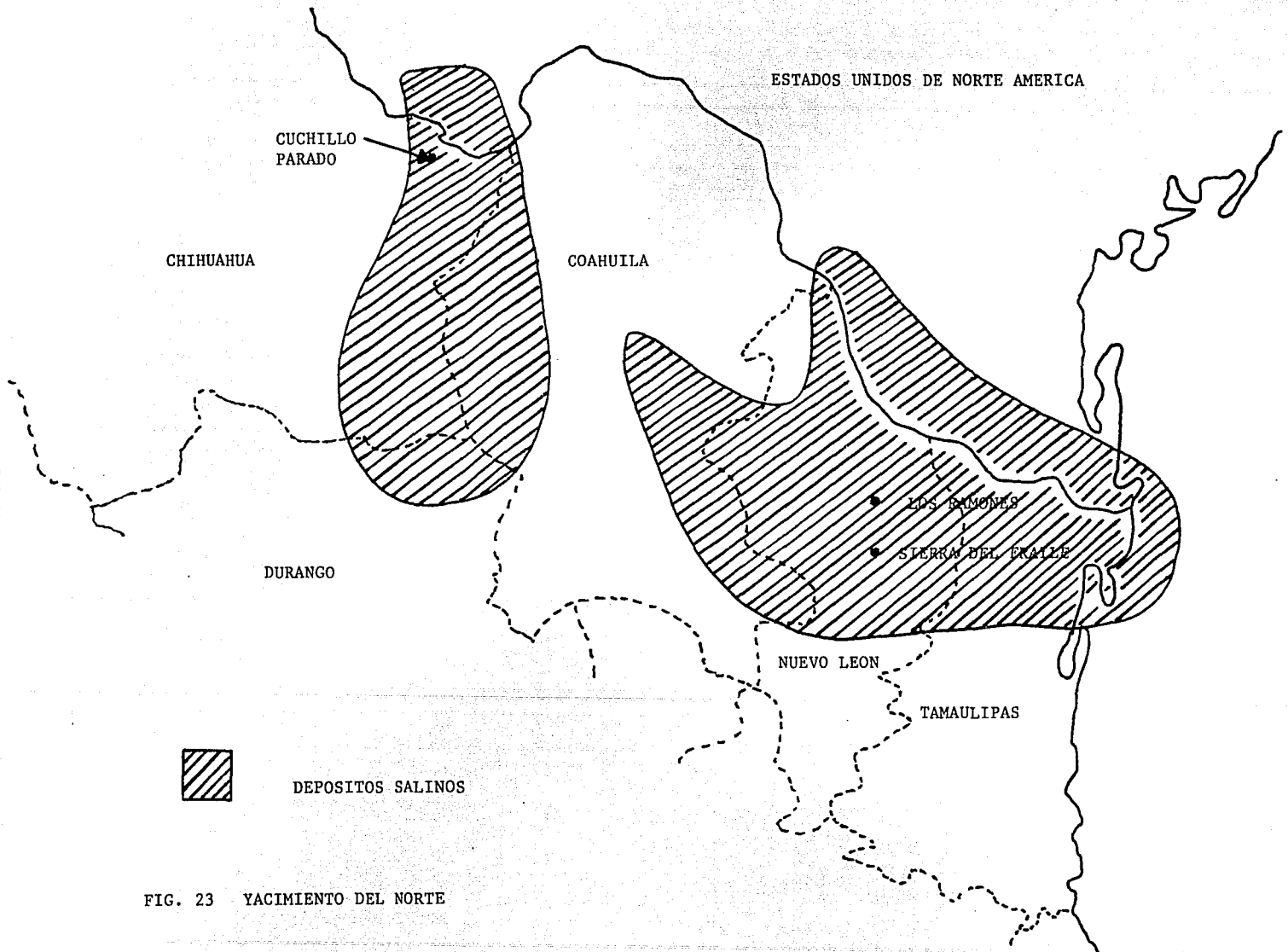


FIG. 23 YACIMIENTO DEL NORTE

3.- Los Muertos.

4.- Tecoanapa.

III.- El domo Chinameca con una extensión de 7 por 4 km., el cual probablemente incluya las estructuras de Jaltipan y Coscalacaque.

IV.- Domo; Las Limas y el Cascajal, incluyen las estructuras; Laguna Nueva, San Pedro y Pedregal.

V.- Area Colorado-El Rosario. Localizada al norte de Chinameca y Laguna Nueva, incluye las estructuras siguientes:

A.- Rabón Grande-Moloacan con una extensión de 25 por 20 km., esta compuesta por los siguientes domos:

1.- Rabón Grande.

2.- Pajaritos.

3.- Tuzandépetl.

4.- Santa Rosa.

5.- Nuevo Teapa.

6.- Ixhuatlan.

7.- Moloacan

8.- Minatitlán.

9.- Los Abanicos.

B.- Domo Colorado.

C.- Area este de Rabón Grande-Moloacan con una extensión de 7 por 4 km., incluye los siguientes domos:

1.- Acalapa, de 6 por 5 km. y posiblemente incluya una parte de la estructura Rabón Grande-Moloacan.

2.- La zona de Tortuguero-Punta Gorda-Tonalá.

3.- Los domos interconectados El Plan y Los Soldados

4.- La estructura La Ventosa-El Roble-Magallanes-Pailebot-El Yucateco, en Tabasco.

5.- Ogarrio-Palo Blanco-La Central-Vereda.

6.- El Rosario.

VI.- Estratos S lincos Aislados, que incluyen:

- A.- Santa Ana.
- B.- El Dorado, localizado al norte de Huimanguillo.
- C.- Jalapa.
- D.- Medellin, localizado a 23 km. al sureste de Ciudad Pemex, -
que es el domo al este más conocido hasta la fecha.
- E.- Zanapa.

La localización del Yacimiento del Sureste puede verse en la Fig. 24.

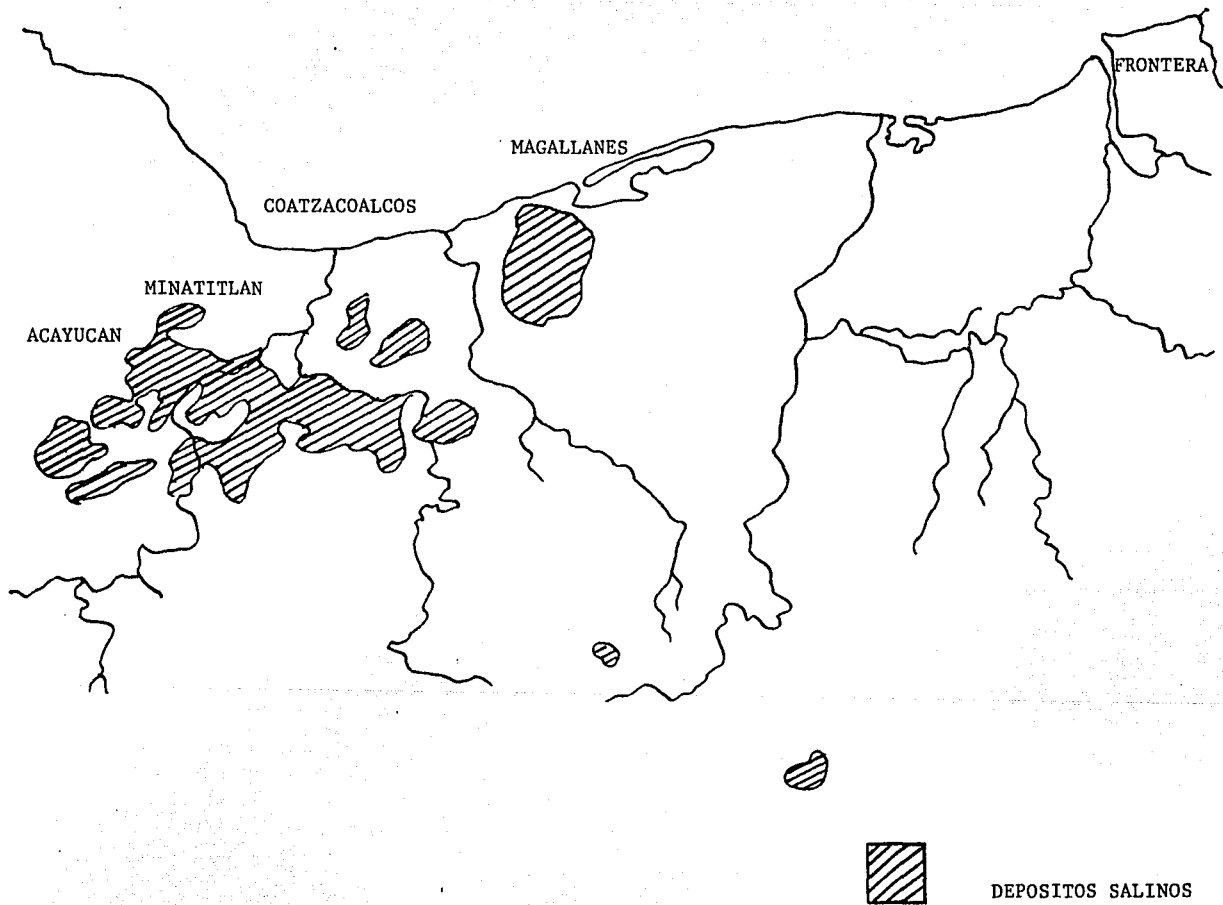


FIG. 24 YACIMIENTO DEL SUR-ESTE

Cas:

- 1.- Espesor suficiente y estructura salina competente a la profundidad apropiada.
- 2.- Disponibilidad suficiente de agua para disolver la sal.
- 3.- Medio ambiente adecuado para desechar la sal.

Para el caso de almacenar productos líquidos este método resulta conveniente por su bajo costo, y cuando las necesidades de almacenamiento son muy grandes.

El almacenamiento de gas natural en domos salinos es extremadamente útil para afrontar las variaciones estacionales de demanda de dicho producto. Con la ayuda de una estación de compresión el gas se extrae de las tuberías principales y se comprime hasta una presión de 220 atmosferas, al mismo tiempo que se almacena en la cavidad practicada en el domo salino. Cuando se requiere gas, (alta demanda del producto), éste es extraído reduciendo la presión y reciclandolo a las tuberías de gas, pasando primero por un separador y una planta de deshidratación.

Las cavidades en domos salinos ofrecen excelentes condiciones de almacenamiento para GLP. Estos productos requieren un rango de presión aproximado de 25 a 100 atmosferas dependiendo de la profundidad de la cavidad y del tipo de operación. El almacenamiento de GLP se utiliza para enfrentar variaciones periodicas en los países consumidores o como almacenamiento intermedio en países productores o exportadores.

Una moderna y reciente aplicación del almacenamiento en cavidades salinas se realizó en Alemania en el proyecto llamado "Almacenamiento de Energía de Aire Comprimido" (CAES). En este proyecto el aire atmosférico se comprime hasta 70 atmósferas usando una corriente de aire que se almacena en la cavidad.

En los casos de requerimiento máximo de energía, este aire comprimido se alimenta a una cámara de combustión que utiliza aire de combustión a baja presión. Una turbina de gas convencional está co

III.- ALMACENAMIENTO EN DOMOS SALINOS.

III.1.- CARACTERISTICAS DEL ALMACENAMIENTO EN DOMOS SALINOS.

El Almacenamiento en sal se realiza comúnmente en domos salinos, aunque también se hace en yacimientos de sal estratificados o en minas de sal agotadas.

Este tipo de cavidades creadas en domos salinos es, el que se ha generalizado en el mundo, por su eficiencia y su fácil manejo para el desarrollo de cavidades almacenadoras de productos; ya que las ventajas que ofrece son mayores que las de cualquier otro tipo de construcción. Ventajas que se resumen en economía y por la variedad de productos que pueden ser almacenados.

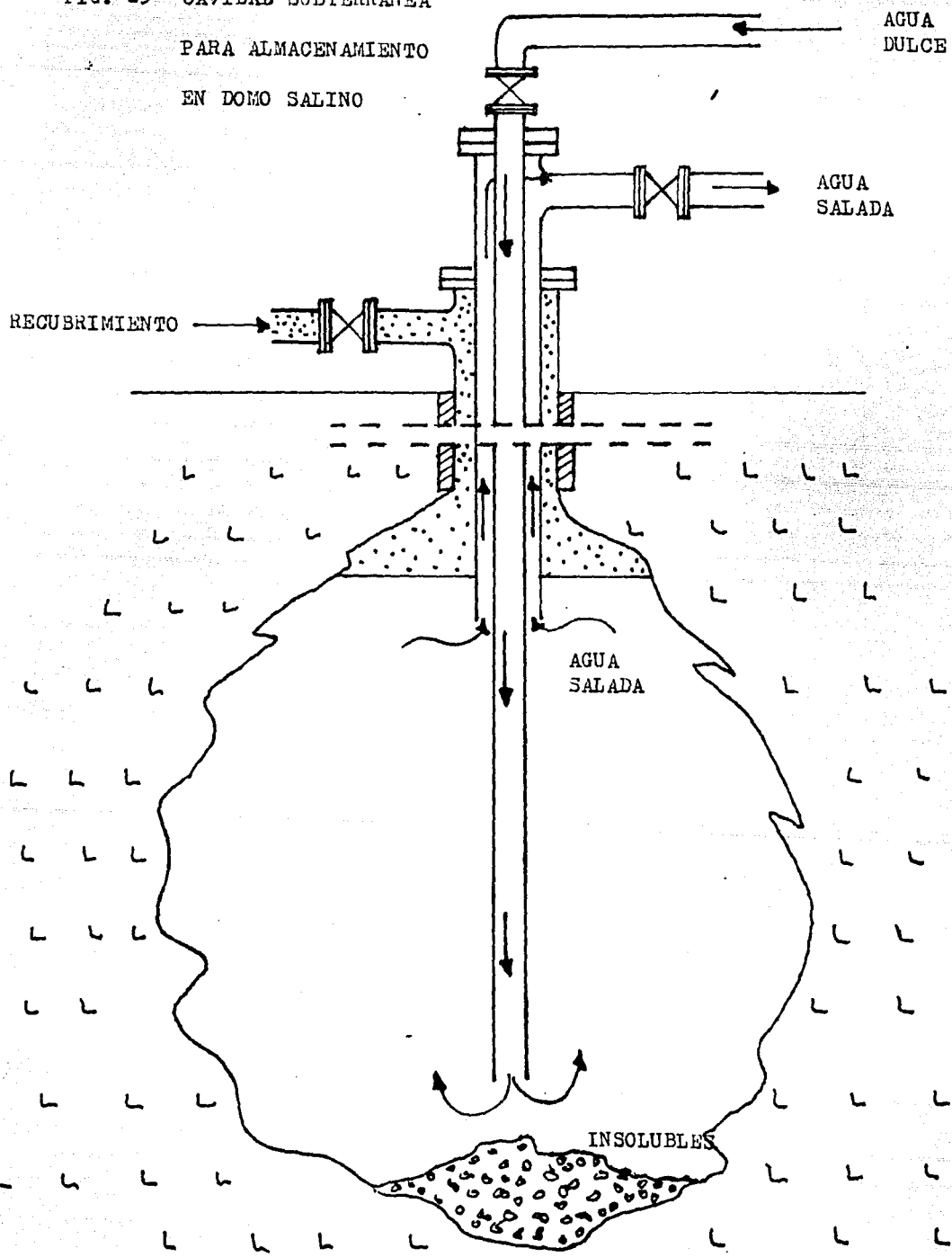
El almacenamiento en domos salinos, se utiliza, tanto para almacenar gas como para productos líquidos, las cavidades se obtienen mediante las técnicas de minado por solución.

El desarrollo de una cámara o depósito, dentro de una masa de sal que está bajo una cubierta o columna estratigráfica de grandes espesores se efectúa por disolución de la sal, dentro de la masa salina, a una distancia comprendida entre la superficie y el objetivo (yacimiento salino). El procedimiento para efectuar tal desarrollo está basado en la solubilidad de la sal, al estar en contacto con el agua dulce. Fig. 25.

Este método para almacenar hidrocarburos fué patentado en Alemania hace, aproximadamente 70 años, y se emplea sobre todo en éste país y en Estados Unidos, donde se almacena gas natural, hidrocarburos líquidos, aire comprimido, gas licuado a presión, crudo y productos radiactivos de desecho.

El almacenamiento subterráneo se usa, en muchas ocasiones, para almacenar GLP. En Estados Unidos el área más grande de almacenamiento se encuentra en Mount Bellview, al este de Houston; allí se almacenan 2.5 millones de toneladas de GLP en domos salinos. Para almacenar GLP en domos salinos deben existir tres condiciones bási--

FIG. 25 CAVIDAD SUBTERRANEA
PARA ALMACENAMIENTO
EN DOMO SALINO



nectada a dicha cámara, sirviendo como accionador primario de un generador eléctrico que produce aproximadamente 290 millones de watts en un período de varias horas. Fig. 26.

Durante la pasada década se ha discutido extensamente la disposición final de desechos tóxicos o radiactivos en cavidades salinas; se ha llegado a la conclusión de que éstas han suministrado seguridad adecuada durante las eras glaciales y hoy en día ofrecen un método seguro de disposición final para desechos radiactivos o tóxicos, en comparación con cualquier otra alternativa de almacenamiento subterráneo o superficial para dichos desechos. Las cavidades para estos propósitos se pueden obtener por minado convencional, minado por solución o barrenado especial a una gran profundidad. Fig. 27.

La tecnología que se utiliza en la producción de salmuera es la misma que se usa en los proyectos de desarrollo de cavidades para almacenamiento. Una cavidad desarrollada para la producción de sal se puede utilizar, posteriormente, con propósitos de almacenamiento y sólo debe cumplir con algunos requerimientos específicos deseables en un recipiente de almacenamiento subterráneo.

La combinación de producción de salmuera y almacenamiento subterráneo ofrece beneficios considerables debido a que reduce los costos de construcción de almacenamiento. Una baja producción de salmuera durante el proceso de minado por solución para propósitos de almacenamiento; establece una mala combinación de ambas aplicaciones.

III.2.- ASPECTOS GEOLOGICOS DE LA FORMACION DE YACIMIENTOS SALINOS.

III.2.1.- Los Minerales de Sal y las Rocas Salinas.

El mineral salino más común es la sal gema o halita (NaCl) de densidad 2.2 gr/cm^3 . De entre las sales de importancia hay que citar: silvina, KCl ; carnalita, $\text{KCl MgCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$; cainita, KCl MgSO_4 y

langbeinita, $K_2SO_4 \cdot 2MgSO_4$.

Como acompañantes de las sales aparecen todavía, en la mayoría de los casos, diversas sales de sodio y magnesio de las que se pueden citar las siguientes: bischofita, astrakanita, vanthoffita, kieserita y otras. Todos los yacimientos de sal guardan estrecha relación con la anhidrita y el yeso.

En los yacimientos de sales es normal que los minerales no aparezcan en estado de pureza, sino mezclados con otras sales; formando rocas salinas. De ellas, las más importantes son: silvinita = silvina + sal gema; sal dura = silvina + kieserita + sal gema; carnalita = kieserita + sal gema. La sal gema, la anhidrita y el yeso forman rocas monominerales que se explotan en gran escala.

Las rocas salinas se caracterizan frecuentemente por sus colores vivos y de cambios rápidos, por lo que resulta especialmente apreciable el intenso plegamiento de los yacimientos. Por esta razón, los diversos colores no son en ningún modo característicos de determinados minerales o rocas salinas. Hay que atribuirlos más bien a las diversas mezclas. La coloración grisácea es originada por la presencia de hidrocarburos o arcillas, a veces también por la pirita.

En lo referente a la explotabilidad de las sales hay que decir que la sal gema libre de hierro, con un mínimo de 98% de NaCl puede molerse directamente y emplearse como sal de mesa o en la industria. De rocas salinas más impuras se obtiene sal por ebullición.

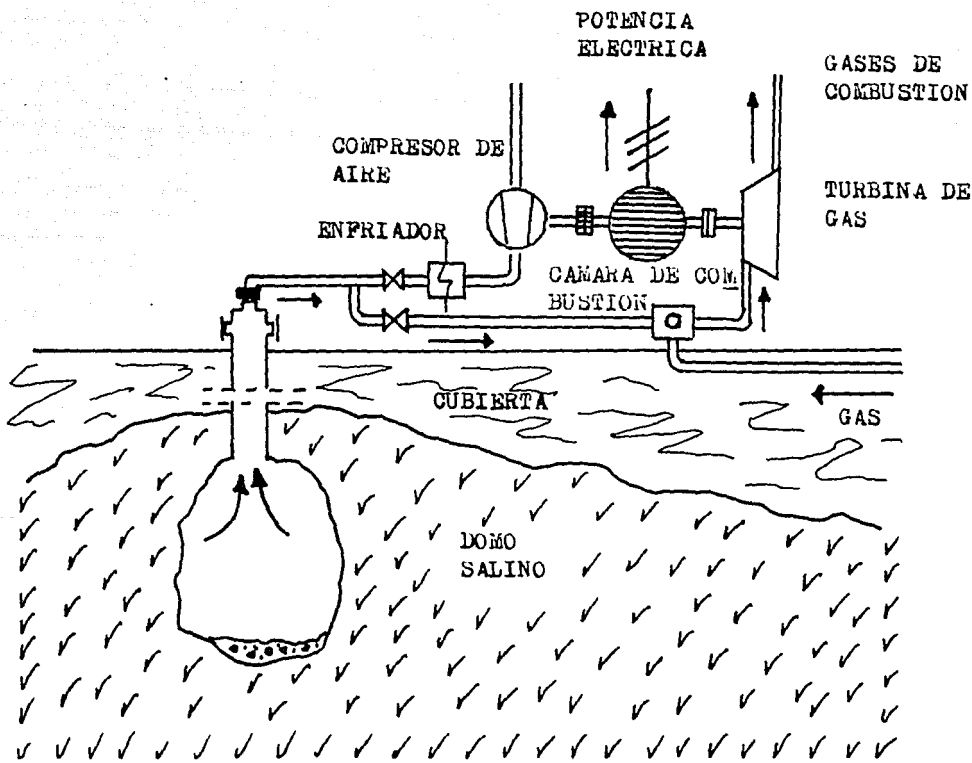
III.2.2.- La Formación de los Yacimientos Salinos.

A.- Circunstancias Físico-Químicas.

Los yacimientos salinos son depósitos químicos procedentes de las aguas marinas, si bien es cierto que no se han separado en mar abierto, sino en partes que quedaron aisladas y se evaporaron.

El contenido medio en sal del mar abierto es del 3.5% es decir, en 1,000 g. de agua existen 35 g. de sal. De estos 35 g. son 27 g.

FIG. 26 DIAGRAMA ESQUEMATICO DE UNA CAVERNA DE ALMA_
GENAMIENTO DE AIRE COMPRIMIDO PARA UNA PLANTA
DE GENERACION DE CORRIENTE ELECTRICA EN ALEMA
NIA



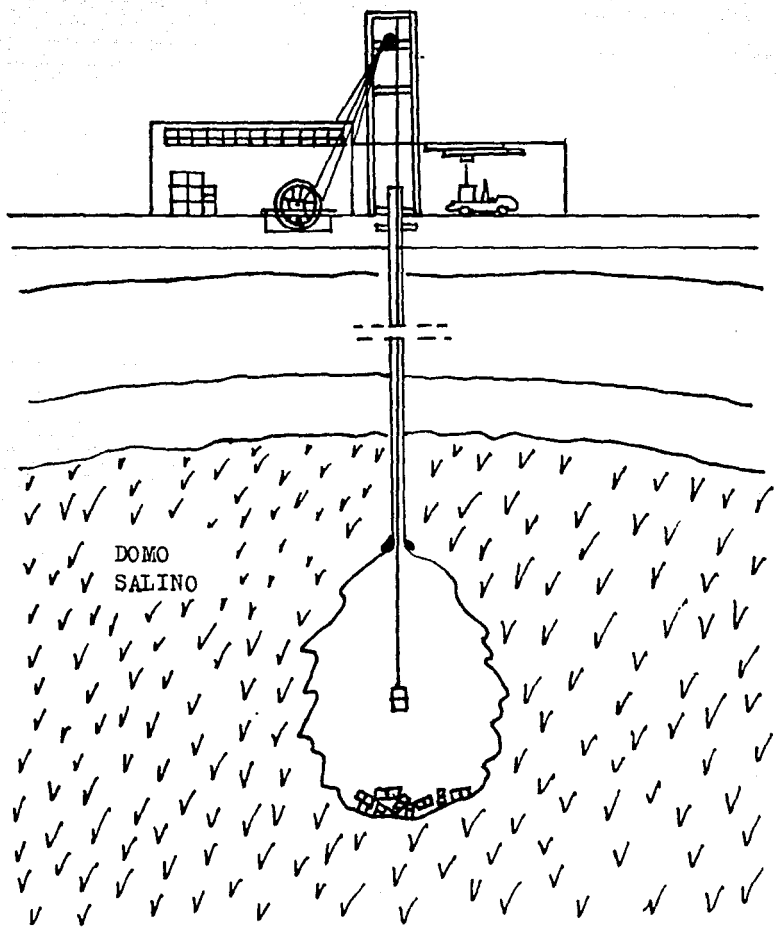


FIG. 27 DISPOSICION FINAL PARA DESECHOS RADIATIVOS O
ALTAMENTE TOXICOS

de NaCl , 3.8 de MgCl_2 , 1.6 de MgSO_4 , 0.86 de K_2SO_4 , 0.12 de CaCO_3 , 0.08 de MgBr_2 y 1.54 de otras sales. La concentración de los lagos salados es, aproximadamente, diez veces superior de 30 a 35%.

El punto de saturación a 25 C del NaCl se alcanza para un contenido del 26.7%. La separación de sal común en mar y lagunas se realiza al formarse costras que, en un principio, flotan sobre la superficie de las aguas especialmente concentradas, caldeadas por el sol, para luego irse hundiendo gradualmente.

Por lo general, la separación de las sales se realiza según un orden de solubilidad creciente. En primer lugar sedimentan calizas o dolomitas, a continuación lo hacen el yeso y la anhidrita, después la sal gema y por último, las sales de potasio y de magnesio, muy solubles. Por ser, las sales citadas al último, tan fácilmente solubles sólo en casos muy raros se llega a su deposición. Corrientemente, las disoluciones residuales fluyen de nuevo al mar o son diluidas en el transcurso de variaciones climáticas.

Como en el agua de mar existe NaCl en exceso, después de alcanzar su punto de saturación, continua separandose también al mismo tiempo que las sales de potasio y magnesio, que se sedimentan más tarde. La teoría fisicoquímica de la separación de las sales del agua de mar ha sido desarrollada por varios investigadores. De ella resulta el siguiente corte teórico por zonas de la sal, para una temperatura de 25 C:

- 1.- Zona de caliza y dolomita.
- 2.- Zona de yeso.
- 3.- Zona de sal gema y yeso.
- 4.- Zona de sal gema y anhidrita.
- 5.- Zona de sal gema y polihalita.
- 6.- Zona de sulfatos de magnesio, libre de potasio.
- 7.- Zona de sulfatos de magnesio y de potasa.
- 8.- Zona de carnita.
- 9.- Zona de carnalita.
- 10.- Zona de bischofita.

En líneas generales, esta serie corresponde también a la natural. Algunos autores comparan las potencias de sal, por una parte la que resultaría de la evaporación del agua marina normal, y por otra el corte vertical de las sales alemanas conocidas con la máxima exactitud, resultando los siguientes espesores de capas, referidos a 100 m. de sal gema:

Corte	Espesores de capas	Corte de sal alemana.
Bischofita	23.53 m.	falta
Carnalita	13.99 m.	4.68 m.
Kieserita	7.17 m.	2.25 m.
Anhidrita y yeso	3.37 m.	5.71 m.
Caliza	0.35 m.	-----

La porción de sulfato de calcio anhidro es por consiguiente, mayor en la naturaleza, lo que puede atribuirse a una aportación de las aguas continentales. La bischofita no aparece en absoluto en el corte alemán a causa de su gran solubilidad. Las separaciones de la sal que se realizan en la actualidad muestran análogos resultados con la relación cuantitativa teórica.

B.- Circunstancias Climáticas.

La separación de la sal sólo se efectúa cuando la evaporación es superior a las precipitaciones atmosféricas y la afluencia. Por consiguiente va ligada a comarcas áridas, en especial a las áridas y calientes. Los lagos salados de California y Utah, las salinas marinas de la costa del Mar Negro, el Golfo salino de Karabogaz en la costa oriental del Mar Caspio, los lagos salados de Turkestan en Asia Menor, el Mar Rojo, constituyen algunos ejemplos de lo dicho.

C.- Circunstancias Especiales.

La sal formada en la actualidad puede separarse de aguas continentales o marinas. De origen continental son las ampliamente difundidas afloraciones de los suelos desérticos, que deben su for-

mación a las aguas freáticas ascendentes, cuando se evaporan (calizas de superficie, costras de yeso, costras de sal). El potencial económico de estas costras es reducido, cosa que también es válida para las formaciones fósiles correspondientes. De igual forma son continentales los pantanos salinos, que son cuencas rellenas de fangos arcillosos salinos.

Finalmente, son de origen continental las aguas de los lagos salados que no están comunicados con el mar. La elevada concentración salina de estos lagos, en otro tiempo agua dulce, sólo es debida a la gradual desecación que puede reconocerse en la apreciable reducción de su superficie. Un ejemplo es el gran lago salado de Uta.

Los depósitos salinos fósiles más importantes yacen en sedimentos marinos y, por esta razón, interesan sobre todo las circunstancias actuales de separación de sales de la agua de mar.

Es evidente que la elevada concentración deseada sólo se puede alcanzar cuando, debido a la fuerte evaporación, afluyen siempre nuevas aguas marinas sin que pueda ser arrastrada la disolución concentrada de peso específico mayor, tal es el caso de albuferas, es decir bahías o ensenadas cerradas, que sólo quedan en comunicación con el mar mediante un estrecho canal. El ejemplo clásico de lo dicho es el Golfo de Karabogaz, al este del Mar Caspio. Fig. 28. La profundidad máxima de este Golfo es de 15 m., y está separado del Mar Caspio por un cordón litoral, únicamente interrumpido por un canal de 100-500 m. de ancho. El agua se evapora en el Golfo, la salmuera concentrada, pesada, ocupa la parte más profunda de la cuenca y nuevas aguas minerales afluyen por el canal. La concentración en el Golfo de Karabogaz ha alcanzado aproximadamente un 20%; el yeso se separa ya en abundancia, la sal, aún no.

Para lograr unas circunstancias análogas no es necesario un cordón litoral que sobresalga por encima del nivel de las aguas. Basta también una barra submarina, que impida el reflujó de las disoluciones concentradas en el Golfo hacia el mar. Fig. 29.

Todavía es más completa la evaporación en partes aisladas por completo. Un caso de esta clase es el Salton Sink en el extremo NO del Golfo de California; otro, la depresión de Dankal en Eritrea, Abisinia. Esta depresión se encuentra 40 m. bajo el nivel del mar Rojo; su suelo está cubierto por 20-30 m. de yeso y 3-20 m. de sal. La disminución gradual del agua producida por la evaporación hace que las disoluciones concentradas se acumulen en la parte más profunda de la cuenca y se separe allí la sal.

Las circunstancias de concentración originales conuacen también a la separación de la sal en el centro de la cuenca. Como de las comarcas situadas en la orilla afluye agua dulce, la disolución se concentra en la parte central. La cantidad que alcanza este endulzamiento debido a corrientes grandes se puede apreciar en el ejemplo del río Congo, cuyas aguas pueden reconcerse hasta 270 km. - mar adentro. A partir de la desembocadura del Amazonas, el agua dulce hasta 460 km. de distancia de la costa. En menor cantidad, esto ocurre naturalmente, con todas las afluencias de agua a las costas. Estas disminuciones de concentración se pueden reconocer en muchísimos yacimientos de sales rósiles por un cambio lateral de las separaciones.

D.- La Formación de Sal en tiempos Geológicos Pasados.

En el transcurso de la historia de la tierra, la formación de la sal ha estado ligada (análogamente a la del carbón) a determinadas épocas y zonas. Desde el Cambriano, en todas las eras se ha originado algo de sal juntamente con yeso, pero estas formaciones salinas no son equivalentes a los grandes yacimientos de sal de la tierra, con sus series de sal gema que alcanzan centenares de metros de espesor y las capas de potasa suprayacente, cuyos principales representantes se encuentran en el Permiano y en el Terciario. Los supuestos para la formación de yacimientos son un clima árido y una configuración tectónica adecuada del suelo donde se realiza la sedimentación.

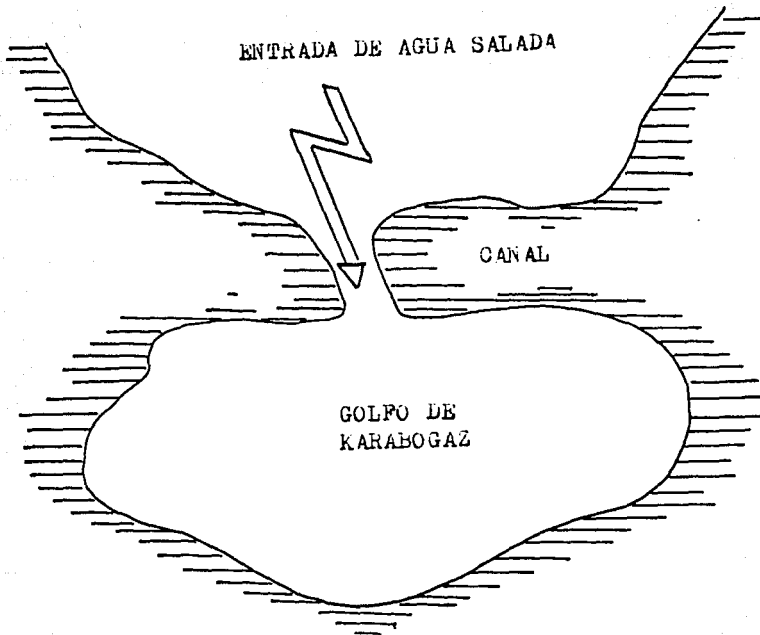


FIG. 28 ALBUFERA Y SU CANAL, ESQUEMA DEL GOLFO
DE KARABOGAZ

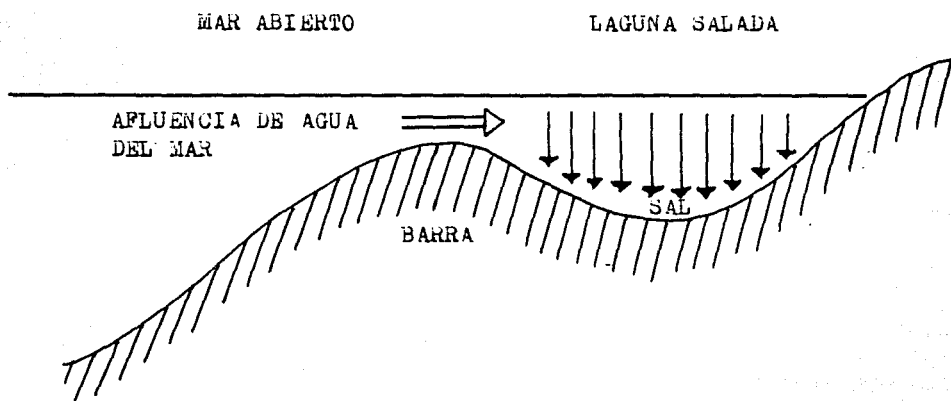


FIG. 29 SEPARACION DE ACUERDO CON LA TEORIA DE LAS BARRAS DE OCHSENIUS

Los períodos de formación de la sal coinciden, según diversos autores con las épocas de la regresión general de los mares, que guardarían relación con las fases orogénicas principales. Esto se deduce claramente de la Fig. 30. El porqué de esta relación se comprende fácilmente; el alzamiento del terreno, de gran extensión, redujo la superficie de los mares en trance de evaporación, favoreciendo así el clima árido. El levantamiento ocasionó además un estrangulamiento de diversas partes de los mares, favoreciendo de este modo su desecación.

Igual que en la actualidad, en las pasadas épocas geológicas la formación de sal también estaba ligada principalmente a la zona de clima árido-cálido. Se ha tratado de explicar claramente, tomando como ejemplo el hemisferio septentrional, como la franja salina se va desplazando continuamente hacia el sur desde los tiempos del Paleozoico, lo que hace pensar que guarda relación con una traslación de los polos.

Como los tiempos actuales nos enseñan, los yacimientos de sales se forman frecuentemente en depresiones y cuencas próximas, lo mismo ocurrió en tiempos geológicos pasados y, por esta razón los yacimientos salinos reflejan muchas veces las amplias depresiones existentes en determinadas regiones. Así pues, los compuestos difícilmente solubles (Carbonatos y yesos) se encuentran próximos a los bordes y las sales que se disuelven más fácilmente, en el centro de la cuenca, un ejemplo es la cuenca terciaria de Calatayud en España. Fig. 31.

III.2.3.- Génesis de Dómos Salinos.

Para la formación de estos enormes cuerpos de sal se requerirían grandes vasos de evaporación, los cuales se alimentarían continuamente o intermitentemente por las aguas de los océanos, de donde posteriormente serían depositadas y precipitadas las sales en solución que consistirían en cloruros, sulfatos y carbonatos, que se deposi

tarian en orden inverso a su solubilidad y directo a su concentración.

Se ha estimado que por cada metro en roca se requiere una columna de agua de 63m., si se consideran los enormes espesores que se llegan a encontrar, del orden de los 3,000 m. o más, es fácil calcular que se requeriría una cuenca con profundidades del orden de los 200 km. o más, esto claro está, no es posible, haya sucedido en el pasado geológico, y tiene su explicación porque la sal fué depositada en vasos cercanos al mar de donde se alimentaba de los períodos transgresivos de éste, además hay que considerar el movimiento plástico de la sal, condición que le permitió ser inyectada posteriormente en los lugares favorables.

Esta teoría es aceptable y lógica en virtud de haber encontrado dentro del cuerpo de la sal intercalaciones de areniscas y de grano fino de lutitas con pequeños porcentajes de anhídrita y yeso. Las intercalaciones de lutitas en dicho cuerpo, así como la presencia de areniscas apoyan esta hipótesis.

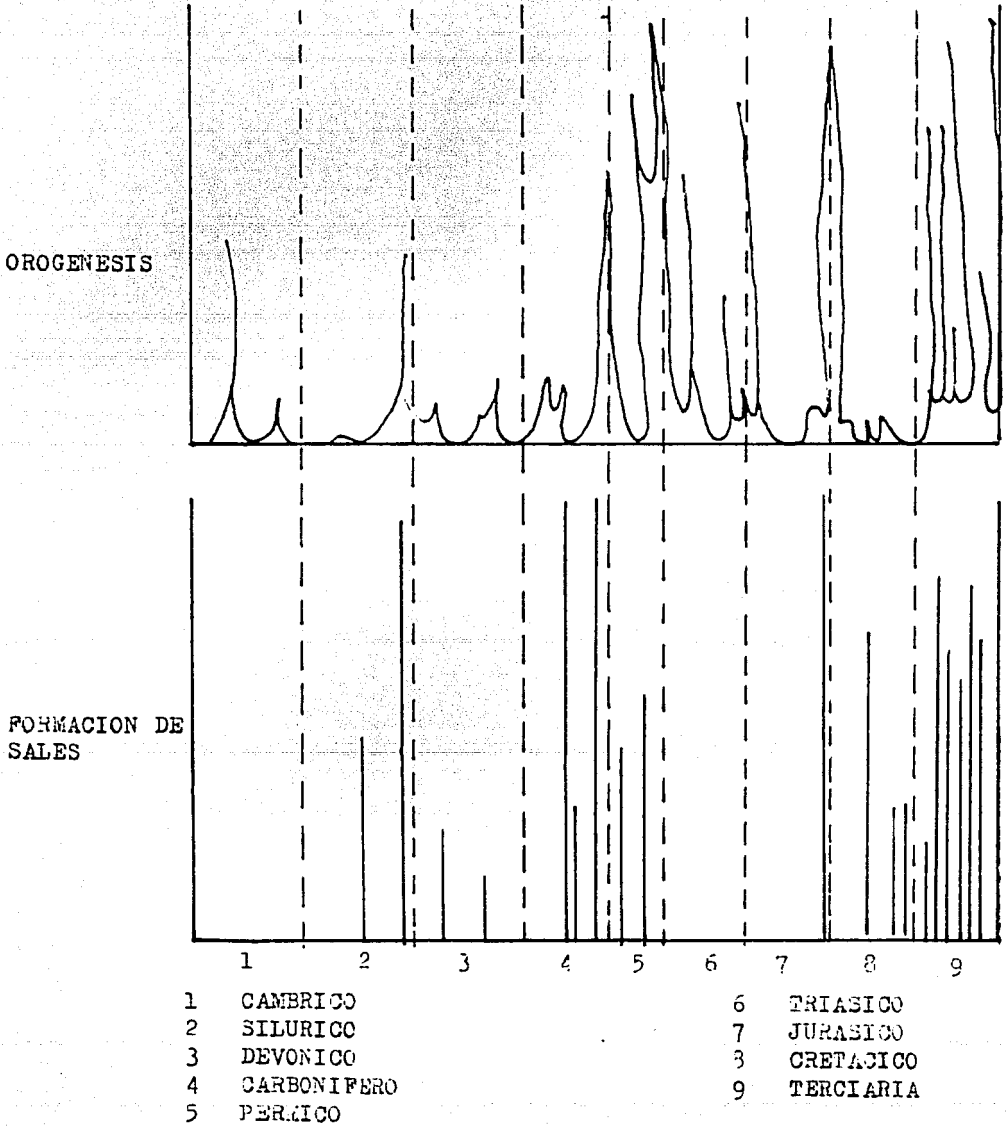
Las areniscas probablemente se hayan depositado sobre la sal cuando ésta estaba completamente solidificada y virtualmente separada del mar abierto o bien se haya encontrado como impurezas y en suspensión cuando una de las transgresiones tuvo lugar.

Cabe aclarar que aún aceptando estas series transgresivas de los mares o bien la alimentación permanente de éstos, los espesores originales fueron mucho menores que los que en la actualidad se ha logrado encontrar, lo cual se explica a continuación.

La tectónica de la sal es un capítulo que estuvo por muchos años en discusión por varios investigadores que han propuesto algunas teorías que tratan de explicarla. Sin embargo, gran parte de ellas se han ido descartando; en la actualidad sólo queda la teoría del flujo plástico como la más probable.

Esta teoría supone que las diferentes capas de sal horizontalmente originalmente, adquieren diversas formas estructurales (algunas do

FIG. 30 SEPARACION DE SALES Y FASES OROGENICAS



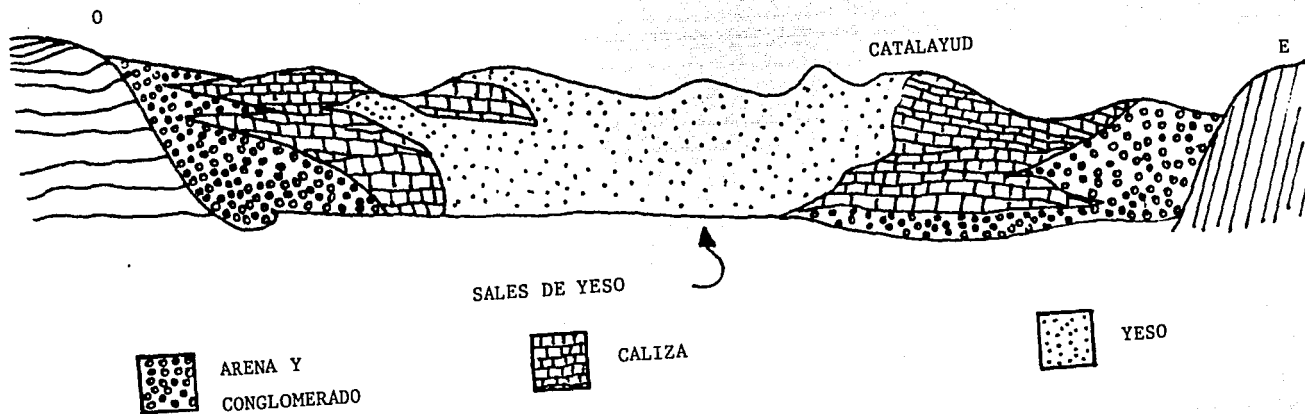


FIG. 31 CAMBIO DE FASES EN LA CUENCA SALINA DE CATALAYUD

micas), al ser empujadas hacia la superficie debido a la presión a la que son sometidos por el peso propio de los sedimentos que la cubren dando lugar con ello, a un equilibrio isostático originado por la menor densidad de la sal comparada con la de las rocas superpuestas, este movimiento ascendente cesa cuando dicho equilibrio de la presión es establecido o bien cuando haya emigrado totalmente la sal de la base de la columna. El equilibrio isostático se explica porque la densidad de la sal es más o menos constante bien se encuentre a profundidad o superficial, no sucediendo así con los sedimentos que la cubren, pues debido a los tipos de roca de la columna estratigráfica, en la superficie tienen inclusive menor densidad que la sal, pero en profundidad existen rocas con densidad igual o superior al de esta materia, y cuando es así empieza el movimiento ascendente de la sal, ésta fluye por los lugares de mayor debilidad, plegando en primer término a las rocas que la cubren para formar verdaderos anticlinales salinos o bien rompiéndolas para originar las estructuras dómicas. Esto se puede apreciar en las Figs. 32 y 33 respectivamente.

Existen otros factores que intervienen en el movimiento ascendente de la sal y que producen la formación de verdaderos domos, son los siguientes:

- 1.- Resistencia o viscosidad de la sal.
- 2.- Composición, carácter y espesor de la capa original.
- 3.- Resistencia a la fractura de las rocas que la cubren.
- 4.- Contenido de agua en las capas de sal y en las rocas adyacentes.

Al referirse a la génesis de la roca de cubierta (cap rock); la presencia de esta costra cubriendo a todas las estructuras salinas ha motivado polémicas a muchos investigadores, dando como resultado la aparición de varias teorías que tratan de explicarla; la más aceptada es la que supone que se forma por los residuos insolubles que deja la sal cuando es disuelta por las aguas que se infiltran

desde la superficie y fluyen sobre la cima de la sal posteriormente o durante el periodo de solidificación de ésta. A esta teoría muchos autores se oponen pues suponen que la cantidad de residuos insolubles que contienen la sal, es poco si se compara con los grandes espesores que se llegan a encontrar en algunas partes, sin embargo, esto ha sido desmentido y se ha demostrado que sí es posible la formación de tales espesores. Existen otras evidencias que apoyan esta teoría como es la presencia de aguas salobres conteniendo minerales insolubles en el contacto de la sal y la cubierta (cap rock).

III.2.4.- Características Geológicas de Yacimientos Salinos en México.

Se hará una descripción de las características geológicas que presente la cuenca del sureste de México que queda localizada en la parte sur del estado de Veracruz con un entrante hacia el oriente en forma de cuna pasando por las ciudades de Cárdenas y Villahermosa, Tab., para culminar en el poblado de Salto de Agua, Chis. Geográficamente el área queda limitada de la siguiente forma:

Norte: Golfo de México con una probable prolongación aguas adentro.

Oriente: Domo de Medellín.

Sur: Antefosa de Chiapas y parte de la cuenca de Veracruz.

Occidente: Macizo de San Andrés Tuxtla y la cuenca de Veracruz.

La extensión probada de la cuenca es de 14,000 km² aproximadamente, pero no es muy temo que la superficie sea aún mayor.

En la cuenca salina del istmo se encuentran sedimentos cuyas edades están comprendidas desde el Jurásico hasta el Reciente, los cuales se encuentran distribuidos en forma irregular en toda la zona. Debido quizá a las condiciones que prevalecieron al depositarse dichos sedimentos en las distintas épocas, algunos fueron erosionados y otros no fueron depositados, si la cuenca o parte de ella estaba en fase ascendente, como parece haber sucedido en el Cretácico.

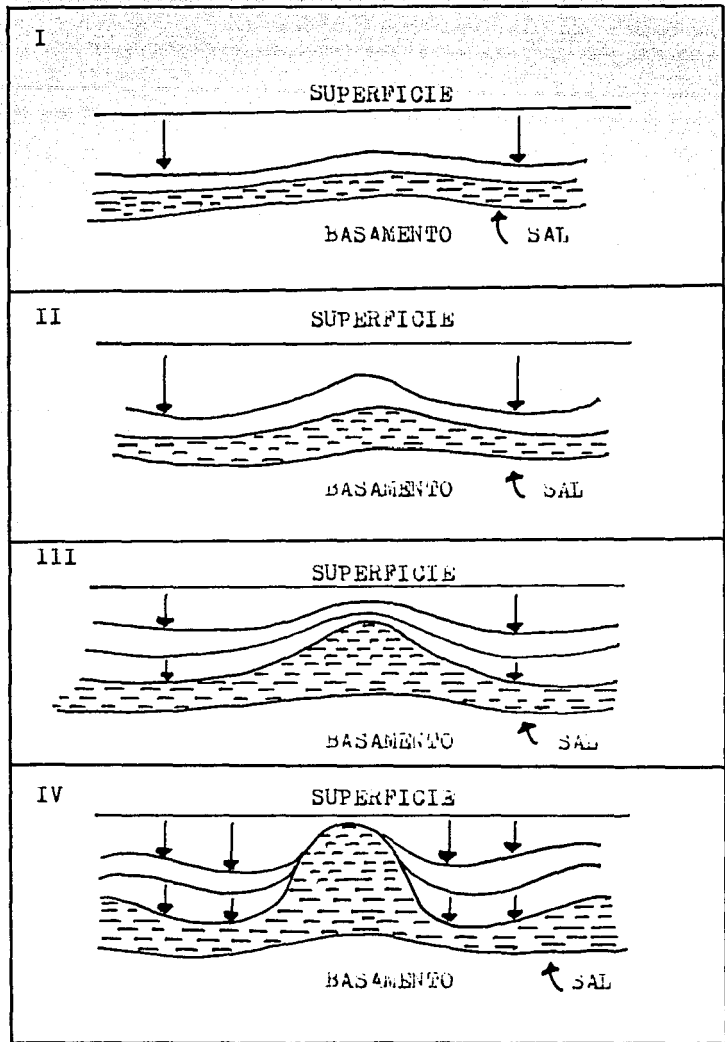


FIG. 32 CRECIMIENTO ASCENDENTE DE UN YACIMIENTO DE SAL PARA FORMAR UN DOMO SALINO

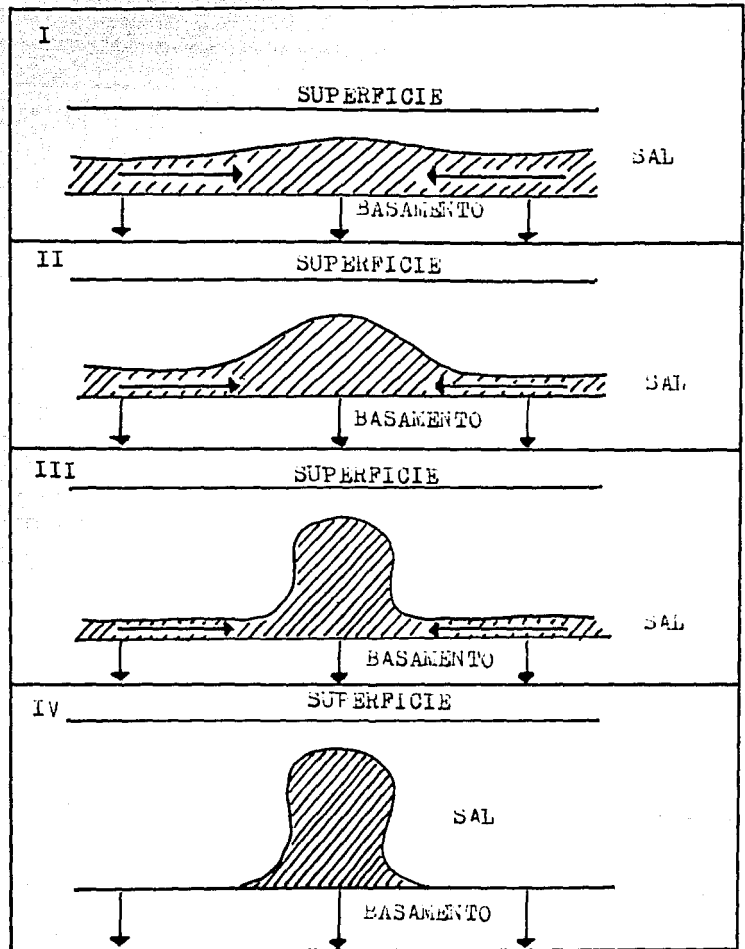


FIG. 33 CRECIMIENTO DESCENDENTE DE UN YACIMIENTO DE SAL PARA FORMAR UN DOMO SALINO

co, pues la ausencia de rocas pertenecientes a este período, sobre todo en la parte central de la cuenca, hacen suponer lo antes mencionado, sin descartar la posibilidad de que haya habido pequeñas disposiciones, ya que algunos geólogos consideran a la parte superior de la caliza Chinameca como perteneciente al Cretácico Inferior. La descripción de la distribución geológica es la siguiente:

A) Formación Salina-Triásico Jurásico Inferior.

Estratigráficamente se le ha asignado una edad del Triásico Inferior, sin embargo esta edad es sólo provisional estando por consiguiente sujeta a consideración, ya que hasta la fecha se desconoce la verdadera edad de esta formación por no haberse encontrado fósiles, asignándosele dicha edad en relación con los lechos rojos que la suprayacen, así como de la caliza Chinameca del Jurásico Superior-Cretácico Inferior, que a su vez descansa sobre los lechos rojos.

La sal se presenta con textura bandeada con capas alternadas de espesores que varían desde unos 2 o 3 cm. a unos 20 cm.; aunque en algunas partes se presenta diseminada. Debido a su carácter intrusivo es muy raro encontrar las capas horizontales, por lo que casi siempre se presentan con espesores variables dependiendo del grado de esfuerzos a que estuvo sujeta.

En general, la sal está bien consolidada y sólo ocasionalmente es cavernosa, alojando a veces hidrocarburos fósiles como sucedió en Almagres.

La sal, cuando pura, es de color blanco, pero se encuentra en colores rosado, violeta y morado debido a ciertas impurezas siendo los hidrocarburos los causantes de un color gris oscuro o negro como se dijo anteriormente.

Sobre la sal se encuentra la roca de cubierta (cap rock) la cual es un residuo dejado por la disolución de la parte superior de la sal, está formada principalmente por anhídrita y más raramente por caliza, selenita y yeso, siendo común encontrarla formada por

dos o más de estas rocas, así como impurezas de otras variedades minerales como piritita, dolomita, cuarzo, aragonita y barita principalmente. Su espesor es muy variable aún para una misma estructura, pudiendo ser desde unos centímetros hasta varias decenas y aún centenares de metros, observándose un marcado engrosamiento hacia los flancos aunque en ocasiones esto ocurre en la cima.

La caliza de la cubierta (cap rock), cuando existe, descansa sobre la anhidrita pero nunca subyaciéndola, aunque es común encontrarla dentro de este cuerpo intercalada, sobre todo en la parte superior; su color varía de gris claro a oscuro, en general es bastante porosa, estando sus poros rellenos de hidrocarburos, ácido sulfhídrico, así como otras impurezas; en ocasiones se encuentra relleno de vetillas de calcita de color blanco a gris con cristales bien definidos o amorfa. En algunas localidades los poros de la caliza están ocupados por azufre en un porcentaje que varía desde trazas hasta 60%; siendo esto muy ocasional.

La selenita se presenta en pequeñas laminas con cristales bien definidos de color gris y blanco principalmente; puede existir interestratificada en cualquiera de las demás rocas que forman la cubierta, aunque es más común encontrarla con yeso, presentándose éste de color blanco a gris en forma diseminada descansando generalmente sobre la anhidrita o entre la caliza, aunque algunas veces se encuentra mezclado con azufre. Su espesor es insignificante comparado con el de los demás y sólo localmente en el mismo domo se engrosa un poco sin ser esto frecuente; así sucedió en la zona del Juile, Ver., donde se cortaron 205 m. de yeso con selenita en forma brechoide en el pozo 1.

Como información general, es oportuno señalar que la sal se presenta de mayor calidad cuando la cubierta (cap rock) está constituida por anhidrita, y se encuentra contaminada de hidrocarburos principalmente y arcillas ferricas, si la cubierta es de caliza, debido esto a las características físicas de esta roca la cual per

mite el almacenamiento de hidrocarburos. Sin embargo, cuando existe una capa de anhidrita lo suficientemente potente entre la roca y la sal, la contaminación parece no realizarse debido quizá a las características físicas de la anhidrita, ya que por ser una roca bastante compacta, desempeña un papel de sello o de una trampa estratigráfica.

En la cuenca del Istmo existe una estructura del tipo lacolítico, esto es demostrado en parte, por la serie de apófisis o de pequeños levantamientos que están orientados generalmente en la misma dirección NE-SW, que es común encontrar en una misma estructura.

La casi total ausencia de verdaderos domos salinos en la cuenca, quizá se deba a que los periodos sucesivos a la solidificación de la sal no se haya depositado espesores potentes de sedimentos - que por su peso hubieran ejercido mayor presión sobre la sal, para con ello provocar las rupturas correspondientes y formar los domos salinos.

Las intrusiones salinas en el Istmo han jugado un papel importante en la geología y tectónica regional, lo demuestran los residuos obtenidos por las compañías que han efectuado perforaciones - en la zona mediante las cuales han corroborado la existencia de - una serie de fallas, generalmente de tipo normal, producidas por - el asentamiento y reacomodo de los bloques provocados por el movimiento ascendente de la sal, ocasionando además la distorsión de - los planos de estratificación lo que dificulta la interpretación - geológica del subsuelo, necesitando por esto contar con más información del subsuelo, para interpretar mejor la geología subterránea.

Como información general cabe aclarar que la topografía del terreno no siempre concuerda con la geología estructural del subsuelo como sucede en los domos del estado de Louisiana, EU, donde los altos topográficos corresponden generalmente a estructuras dómicas. En la cuenca del Istmo no sucede esto, probablemente porque el em-

puje de la sal no fue suficiente para provocar estos altos topogra-
ficos o bien debido a que se hayan erosionado.

- B) Lechos Rojos-Jurásico Inferior.
- C) Caliza Guinaméca- Jurásico Superior-Cretácico Medio.
- D) Formación Caliza Sierra Madre-Cretácico Medio.
- E) Formación Méndez-Cretácico Superior.
- F) Conglomerado Uzpampá-Eoceno.
- G) Formación La Laja-Oligoceno Inferior.
- H) Formación Depósito-Oligoceno Superior.
- I) Formación Encanto-Mioceno Inferior.
- J) Concepción Inferior-Mioceno Inferior.
- K) Concepción Superior-Mioceno Inferior.
- L) Formación Filisola-Mioceno Medio.
- M) Formación Paraje Solo-Mioceno Medio.
- N) Formación Agueguexquite-Mioceno Superior.
- Ñ) Formación Cedral-Mioceno Superior.
- O) Serie Acalapa-Plioceno.
- P) Pleistoceno.

A continuación se mostrará la composición geológica del yaci-
miento salino del sureste de México. Cabe aclarar que no todas las
formaciones mencionadas arriba forman parte de este yacimiento, -
aunque la mayoría de ellas sí se encuentran presentes.

TABLA ESTRATIGRAFICA DE LA CUENCA SALINA DEL ISTMO			
ERA	PERIODO	ETAPA	DESCRIPCION GEOLOGICA
TERTIARIO	Pleistoceno		Esta formación está constituida por estratos de grano fino hasta grueso. En algunas partes se encuentran niveles de arenas de grano grueso mezcladas con arcillas y gravas. Su espesor oscila entre las 2 (Chimacoc) y 40 mts.
			Esta parte norte del Istmo está representada por estratos, arenas y arcillas de color gris o verde oscuro con restos de plantas fósiles y por un conglomerado constituido de cuajales de rocas fragmentadas con matriz arcillosa. Sus localidades principales están en el rango de Acacua. Espesor medio 150 mts.
	Plioceno	SUPERIOR	Formación Ceibal.- Constituida por arenas, arcillas y conglomeras. En algunas zonas se muestran laminaciones o estratos, los que, formados por arcillas mezcladas con arenas finas y otra tal formada por arenas y gravas predominantemente estratificadas. Formación Apoguetzotul.- Parte sus arcillas finas de color azul grisáceo.
			Parte media.- Arenas compactas de grano fino a medio, de color verde o gris oscuro. En ocasiones bien estratificadas con arcillas y gravas. Parte inferior.- Arenas finas para cantidades de color verde, arcillas muy amarillentas y arenas amarillentas con bancos de arcillas muy amarillas. El espesor total de la formación fluctúa entre las 400 y 500 mts. Es común en la parte norte de la cuenca.
		MEDIO	Form. Paraje Solo.- Parte superior.- Arenas de grano grueso a fino de color gris y verde interstratificadas con arcillas de color gris oscuro. Parte inferior.- Arenas compactas de grano grueso de color gris y gris oscuro, interstratificadas con arcillas y material fósiles. Ataca en Paraje Solo, Acacua, Malacaca, Tonalá, Iahuatla y otras localidades. Espesor 600 mts.
			Form. Filicela.- Parte superior.- Formada por arcillas arenosas de color rojo, que interstratificadas con color verdoso. Espesor 400 mts. Parte media.- Arenas sueltas que siguen de grano fino y medio de color blanco y gris claro; se muestran estratos de color verde oscuro a los que se agregan los de color verde. Parte inferior.- Lutitas de color gris o verde y arenosas poco consolidadas. Espesor medio 400 mts.
		INFERIOR	Form. Concepción.- Superior.- Lutitas arenosas de color azul grisáceo, mal estratificadas y bien consolidadas.- Localidades Sacacua, Acham, Amare Rubio y Acayaca. Espesor 100-200 mts. Inferior.- Lutitas bien consolidadas, mal estratificadas de color gris, azul claro y azul oscuro. Espesor 300 mts.
			Form. Ezequiel.- Formada por series intermedias de arenas de grano fino y lutitas arenosas. Su color es gris oscuro o gris amarillento. Espesor de 500 a 800 mts.
	OLIGOCENO		Form. Depósito.- Lutitas arenosas de color gris o gris verdoso, en ocasiones azules, intercaladas con capas de cenizas volcánicas entre 20 cm y 5 m de espesor.
			Conglomerado Nahuatla-Local
	EOCENO		Form. La Laja.- Lutitas de color gris, ligeramente arenosas bien estratificadas con algunas intercalaciones de arenas y capas calcáreas.
			Lut. Nahuatla.- Lutitas duras bien estratificadas en colores azules y gris azul, en algunas direcciones se ven capas de calcario y arenoso. En algunas partes (Luz Verde y Chacabani) destacan sobre el conglomerado Uzuco que está formado por capas arenosas de poca ligna y arenosa.
MESOZOICO	CRETACICO	SUPERIOR	Form. Moendes.- Formada por margas de colores gris y gris verde con intercalaciones de arenosas arcillosas de grano fino de los mismos colores. Su espesor varía entre 500 y 900 y para en los márgenes S y SE de la cuenca.
		MEDIO	Form. Cumbre Santa Inés.- Formada por lutitas de color gris y blanco en espesores que varían con otros más delgados. No se encuentra dentro de los límites de la cuenca.
		INFERIOR	Divermanac-Local
	JURASICO	PORTLANDIANO	
DEFORLANDIANO			Ledra Rosal
			Formación Serna

III.3.- METODOS DE CONSTRUCCION EN DOMOS SALINOS.

Es necesario tener en cuenta que para planear los métodos de construcción en las cavidades salinas, se deben reunir determinados factores; requisitos necesarios para prever y asegurar el desarrollo óptimo de la misma. Tales requisitos son:

- La selección de una sección de sal, con suficiente espesor y pureza, que permita el desarrollo de la cavidad sin restricciones u obstáculos que puedan impedir su desarrollo y evitarse así problemas que pongan en peligro el trabajo una vez encausado.

Debe hacerse notar, lo imposible que resulta encontrar una mina salina, sin impurezas. Por tal motivo debe tenerse en consideración la presencia generalizada y muy común de impurezas interestratificadas en la sal. La sal debe ser impermeable al producto por almacenar, una vez desarrollada la cavidad.

- Debe tenerse un cierre perfecto entre paredes, fondo, techo, tubería externa y válvulas superficiales. Para lograrlo debe haber homogeneidad de roca impermeable en la masa, en las paredes del pozo, fondo, techo y estrato superior. Debe ser resistente e insoluble, que permita la hermeticidad de la cavidad dentro del domo.

- Es necesario tener una profundidad apropiada, entre la cima de la cavidad y la superficie del terreno de suficiente espesor, que permite la hermeticidad de la cavidad dentro del domo.

- Es evidente, la necesidad de tener una superficie accesible al trabajo requerido, acondicionada para instalar todo el equipo superficial.

Se deberá disponer de una fuente de suministro de agua dulce que permita el desarrollo de la cavidad, además las instalaciones que permitan el almacenamiento y recuperación del producto.

Para optar en la selección más conveniente de un intervalo y proceder al desarrollo de la cavidad, es necesario tener el pleno conocimiento de que las condiciones estratigráficas sean favorables,

para esto es indispensable una información lo más completa posible sobre datos de perforación.

El objetivo del programa de perforación es el de afinar los datos obtenidos mediante los estudios preliminares, así como de proporcionar muestras para evaluar las condiciones geológicas profundas y definir la mejor localización de la obra.

Estos sondeos se realizan por rotación con barrenos que tienen como herramienta de corte una broca de diamante y con recuperación de muestra o núcleos, las muestras deben ser inalteradas y verdaderamente representativas del material, con un alto porcentaje de recuperación y capaces de permitir identificar las características - estatigráficas de la roca, así como el fracturamiento, tamaño, espaciamiento de fracturas, grado de alteración y presencia de materiales de relleno en ellas.

La localización de los sitios donde se lleva a cabo los sondeos se debe realizar, simultáneamente con el levantamiento geológico, inclusive desde el reconocimiento preliminar se establece un programa de barrenación y la investigación geofísica. Es conveniente localizar los sondeos donde se suponga existe una zona de debilidad en la roca o en sitios que presenten anomalías reveladas por la interpretación sísmica.

El número de sondeos depende de las condiciones geológicas del área, así como de la capacidad; para una planta de almacenamiento con capacidad de 200,000 a 300,000 m³, el mínimo que debe realizarse es cinco, uno o dos de ellos en forma vertical o poco inclinados, para obtener información de discontinuidades horizontales, y los otros inclinados en ángulos de 30 a 60 grados para investigar las discontinuidades no horizontales.

Los sondeos deben ser realizados por lo menos hasta el piso de la cavidad, es conveniente inclusive que algunos, si no es que todos, se profundicen 5 o 10 m. más abajo. En estos sondeos se pretende obtener la máxima recuperación posible de núcleos y toda la

información adicional que se pueda recabar.

Las muestras obtenidas de los sondeos deben ser tratadas cuidadosamente, almacenadas en cajas de madera o de cartón y registradas con su profundidad, anotando cualquier dato que resulte de interés de los núcleos recuperados.

Los núcleos contenidos en las cajas deben ser fotografiados de preferencia en color, para así tener una idea de la apariencia de la roca recién muestreada, tiempo después cuando ya se haya deteriorado.

En base a los parámetros citados se toma la decisión de continuar, en el caso de que el área explorada reúna las características adecuadas, si no es así, se procede a realizar el estudio preliminar en otras áreas factibles.

En el caso afirmativo, se perfora un pozo hasta el fondo de la cavidad proyectada y se coloca una tubería de revestimiento que se cementa desde la superficie hasta unos metros abajo de la cima de la sal, cubriendo así toda la columna de roca sedimentaria insoluble. Ya que efectuado esto, se inicia el desarrollo de la cavidad por medio del lavado, que se logra bajando una sarta de tubería que llegue al fondo del agujero ya perforado. A esta sarta se le da el nombre de tubería de inyección, puesto que por esta se bombeará el agua dulce, hacia el fondo del pozo para el lavado de la sal; el agua salada o salmuera regresa a la superficie.

Los métodos para el desarrollo de la cavidad podrán ser de dos formas:

- Método Directo.
- Método Inverso.

El método elegido es aquél que ofrezca mayores ventajas, en determinado caso específico, sin embargo por la forma de la cavidad almacenante y por tener mayor aceptación el método directo, ya sea por una o varias etapas es el más empleado, sin eliminar la idea de emplear ambos métodos en el desarrollo de la cavidad.

En el método directo se inyecta el agua dulce por la tubería interna y la salmuera producida se descarga a la superficie por el espacio anular, ver fig. 25, donde se muestra el procedimiento de inyección y la estructura resultante.

Algunas de las características de este método son las siguientes:

- La forma obtenida es más ventajosa en cuanto a que se tiene mayor rapidez de lavado, los derrumbes no afectan la circulación y existe mayor estabilidad estructural.

Para el método inverso la circulación se hace inyectando el agua dulce por el espacio anular, efectuándose la descarga de la salmuera producida por la tubería interna, como se ilustra en la fig. 34. Las características de este método son:

- Se tiene mayor rapidez en el desarrollo de la cavidad.
- La forma de la cavidad obtenida no es la más estable desde el punto de vista estructural.
- Los derrumbes causan frecuentes taponamientos durante la circulación.

La profundidad del pozo dentro de la sal dependerá del sentido en que avance la disolución de la misma, ya que si la formación de la cavidad progresa del fondo hacia arriba será necesario que el pozo alcance la profundidad máxima de la cavidad; en cambio, si la disolución avanza hacia abajo es necesario, entonces, que el pozo alcance unos metros más que la profundidad escogida para la cima de la cavidad. Esta última es la más ventajosa, ya que permite un mejor control del proceso de disolución, evitando que se depositen sedimentos insolubles aunque estos en realidad son imposibles evitarlos, pues la masa salina no es homogénea y por lo tanto habrá regiones donde la solubilidad disminuye formando salientes en la pared de la cavidad, rodeadas de zonas de mayor solubilidad, las que tienden a crecer hasta provocar el derrumbe de las salientes menos solubles.

La generación de la cavidad comprende básicamente dos etapas, las

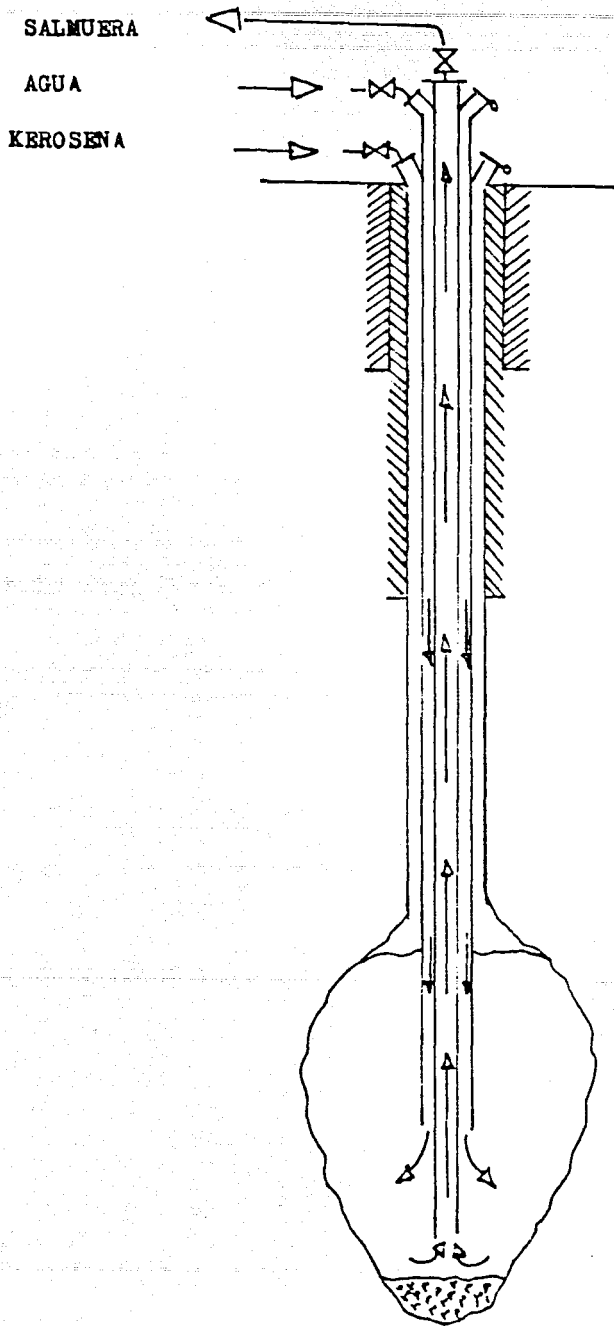


FIG. 34 METODO INVERSO

cuales se describen a continuación:

1.- Generación de la zona de captación. El receptáculo de captación de insolubles es una zona que sirve como depósito de las impurezas que contiene la masa salina. Estos materiales caen por la diferencia de densidades al fondo de la cavidad creada.

La formación de este receptáculo se logra mediante la inyección de agua dulce por circulación directa. El punto se localiza a la profundidad deseada de la cavidad, con el extremo inferior de la tubería de mayor diámetro de la sarta, a una distancia del fondo igual a la altura de la zona de captación de insolubles.

El espacio anular entre la última tubería cementada y la tubería colgada de mayor diámetro se llena de kerosena o algún otro hidrocarburo, de menor densidad que la salmuera y que además no sea miscible en ella, para evitar la disolución de la sal y que la salmuera ascienda por este conducto.

Para impedir la disolución de la parte superior de la cavidad, durante su generación, es conveniente mantener una inyección constante de kerosena, a través del espacio anular entre la última tubería cementada y la tubería colgada de mayor diámetro. La secuencia del proceso se muestra en la fig. 35.

2.- Desarrollo de la Cavidad. Terminada la zona de captación de insolubles se inicia el desarrollo de la cavidad, la cual se lleva a cabo mediante una secuencia de operaciones constituidas principalmente por la elevación paulatina de la sarta de tuberías e invertir periódicamente el proceso de inyección; esta inversión en la técnica de circulación es necesaria, a fin de evitar el taponamiento de las tuberías por cristalización de la sal, así como acumulación de materiales insolubles que intervienen en el lavado. Al elevar las tuberías se sube el punto de agua dulce con lo cual se establece una disolución de los estratos inferiores hacia los superiores.

La forma de la cavidad resultante dependerá de la técnica de circulación empleada durante el proceso de disolución. Puede ser cilíndrica

drica o de botella cuando el método es directo y cónica si el método es inverso.

III.3.1.- ESTUDIOS PRELIMINARES.

Los estudios preliminares para la formación de un receptáculo - que se utilizará para el almacenamiento subterráneo de hidrocarburos incluyen: estudios técnicos y el estudio de algunos aspectos ambientales, geográficos y económicos; que pueden tener igual o mayor peso que los estudios técnicos en la evaluación final del sitio donde se pretenda construir la cavidad para el almacenamiento subterráneo.

De los aspectos económicos que se deben tomar en cuenta y el que se considera de mayor relevancia es la distancia del lugar de almacenamiento con respecto a las zonas de refinación y distribución de los productos. En el caso de que la planta de almacenamiento se construya lejos de estos centros; el problema se resuelve construyendo ductos pero, es evidente que, al aumentar la longitud de éstos, más allá de cierta distancia, la obra resulta antieconómica. - Investigadores citan una evaluación hecha en EU, de cinco minas que estaban abandonadas y que fueron tomadas en consideración para almacenar hidrocarburos importados; el estudio demostró que el costo de transporte, por medio de ductos, de los productos importados hasta el de su uso, era mayor el costo de conversión de las minas abandonadas en plantas de almacenamiento.

La posición geográfica debe ser la adecuada; de preferencia lo más cercana posible de los centros de producción, refinación y distribución; por ejemplo, el almacenamiento subterráneo de la isla de Hjartholmen, en el puerto de Gothenburg, en Suecia, dista 8 kms. de la refinería de Ullgren. Esta distancia resultó ser la mínima y la más adecuada.

Otro ejemplo es el de la mina abandonada convertida en planta de almacenamiento en May-Sur-Orne, Francia, con una capacidad de 32 mi

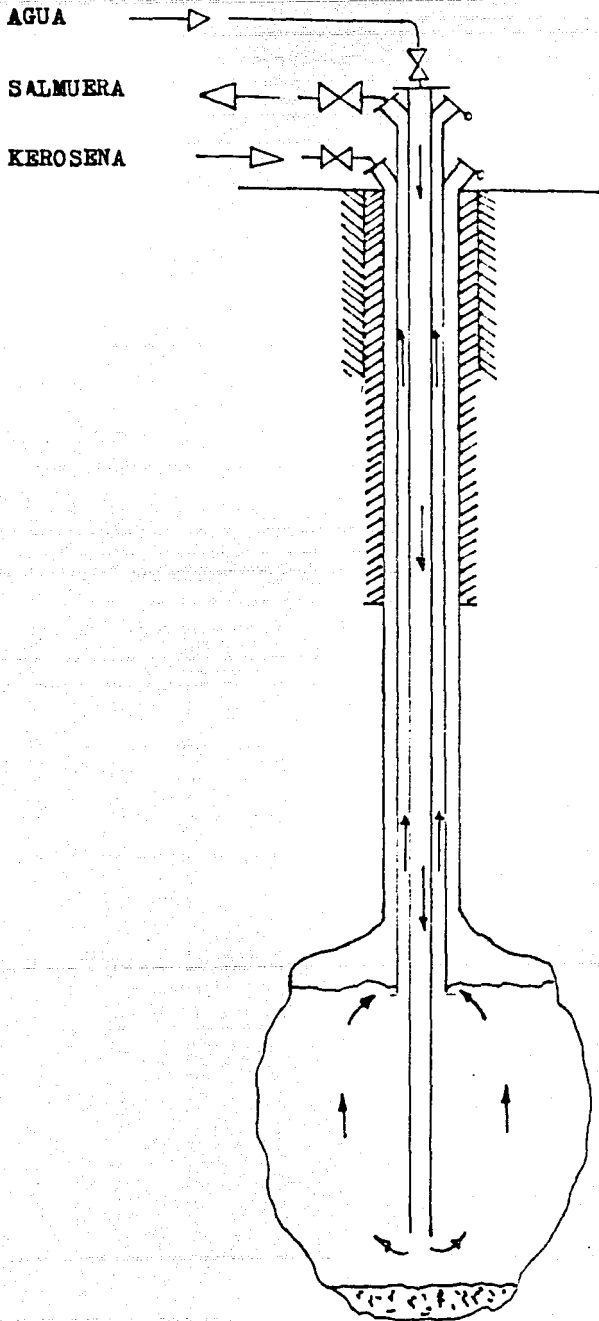


FIG. 35 METODO DIRECTO

llones de barriles de petróleo a un costo de 1.0 dólar por barril - almacenado. Debido a que esta cavidad está situada a 85 kms. del - centro de distribución, se construyó un oleoducto, lo que incrementó el costo en 0.8 dólares por barril, resultando un costo total de 1.8 dólares por barril almacenado.

Los factores ambientales y geográficos que se deben estudiar determinan la localización geográfica del sitio donde se construirá - la planta de almacenamiento subterráneo. Las plantas de almacenamiento se deben construir a una determinada distancia de las zonas urbanas y de tráfico; aunque hay que aclarar que las distancias no son rígidas y se establecen de acuerdo a la situación, buscando siempre prevenir accidentes. Esto se debe más que nada a que aún no existen códigos y normas reglamentadas y aceptadas que apliquen para el almacenamiento subterráneo.

Al decir que la localización geográfica debe ser la más adecuada, hay que tomar en cuenta, también la accesibilidad del área ya que - la construcción de caminos y una topografía abrupta aumentan el costo de la obra.

Es importante, también, tomar en cuenta la sismicidad de la región; evaluando cartas sísmicas, registros sísmicos y estadísticas de frecuencia y magnitud de los sismos. La sismicidad puede ser local o regional; la primera es importante porque da a conocer la presencia de fallas activas locales. Todos estos datos se deben presentar en el diseño de las cavidades, pues pueden afectar la estabilidad de la obra o incrementar su costo al requerirse una mayor derrama económica.

Cuando se lleva a cabo el reconocimiento de los sitios posibles para la ubicación de la obra, se tiene siempre, presente el tipo de producto y el volumen que se pretenda almacenar, con el fin de estimar la superficie de terreno necesario para la obra.

Aparte de la información geológica necesaria que se recaba en - una visita de reconocimiento, se debe anotar cierta información adi

cional de interés, tanto para la evaluación del sitio como para el diseño de la obra; esta información comprende lo siguiente:

- Población y cultura de la región.
- Vegetación, precipitación pluvial y clima.
- Topografía, elevación y situación con respecto al nivel del mar, lagos y ríos.
- Tenencia y uso de la tierra y restricciones en este aspecto.
- Actividad y tipo de construcciones en la región.
- Actividad minera, tipo y magnitud de las obras.
- Distancias respecto a las líneas de energía eléctrica.
- Accesibilidad del área, cantidad y tipo de caminos.
- Volumen de comunicaciones; teléfono, telégrafo y correos.
- Posibilidad de afectar zonas arqueológicas.
- Posibles aplicaciones de la salmuera en la región.

En toda obra de este tipo está implícito el aspecto social que representa. Generalmente, la obra trae consigo beneficios y desarrollo social y económico para los lugares donde se realiza. Por ejemplo; el almacenamiento subterráneo de crudo, de realizarse, en la cuenca del Istmo representa un beneficio social y económico, no sólo para la cuenca sino también para el país, pues pretende asegurar el suministro y distribución a los centros de refinación del crudo y de los hidrocarburos provenientes de la sonda de Campeche.

III.3.2.- Análisis de Mecánica de Rocas en Domos Salinas.

El uso de cavidades minadas por solución para almacenamiento subterráneo presenta diferentes problemas de diseño dependiendo del tipo de material que se almacenará. Cada tipo de material, sólido, líquido o gas; tiene efectos particulares en el comportamiento reológico de la roca salina. Este comportamiento se presenta, por lo general, cuando la cavidad opera por un largo período.

La presión de almacenamiento para crudo y otros productos líqui-

dos, permanece relativamente constante y muy cercana a los niveles hidrostáticos, aunque aparece el inconveniente de que las paredes de la cavidad se mojen; produciendo así, microfisuras.

Virtualmente todas las cavidades minadas por solución para almacenamiento de líquidos utilizan el desplazamiento de salmuera para el llenado y vaciado de las cavidades; en el diseño de éstas la presión del líquido es aquella que podría existir si la cavidad estuviera completamente llena de salmuera. Esta presión es la presión mínima líquida que da un incremento diferencial máximo entre el esfuerzo lateral y la presión del líquido. Aunque la presión del líquido a una cierta profundidad variará cuando la cavidad esté llena o vacía, se utilizan cargas estáticas mayores que las cargas cíclicas en el análisis numérico de las cavidades; debido a que la frecuencia cíclica y la magnitud del cambio de los esfuerzos resultan muy pequeños.

Además de la presión del líquido sobre las paredes de la cavidad, se debe considerar la interacción física y química del líquido con la sal. La interacción química puede no solo contaminar el líquido almacenado, sino que también, puede disolver las paredes salinas, con lo cual se podría crear una geometría inestable de la cavidad. Similarmente, la penetración del líquido almacenado dentro de los intersticios de la sal podría reducir la presión efectiva de confinamiento; dando lugar a una acelerada clausura de la cavidad.

Las principales variables de diseño a controlar cuando se almacena un líquido son:

- Dimensiones de la cavidad.
- Profundidad de la cavidad y en el caso de múltiples cavidades;
- Espaciamiento de las cavidades y
- Distribución de las cavidades.

El almacenamiento de sólidos no involucra altas presiones ni paredes húmedas de la cavidad; pero debido a la falta de presión de confinamiento de la cavidad, la roca salina está sujeta a una acelerada

falla producida por el escurrimiento granular. Los métodos de diseño de la cavidad se dictan en función de las propiedades reológicas a largo plazo de la roca salina y su interacción con el tipo de material que se almacena.

Las cavidades salinas subterráneas usadas para almacenar materiales sólidos generalmente tienen presión constante, 1.0 atmósfera, actuando en la cavidad y la operación de almacenamiento. A causa de esta pequeña presión de confinamiento, la roca está sujeta a un acelerado escurrimiento granular; el cual se presenta particularmente, en las aplicaciones en las que la geometría de la cavidad puede causar grandes esfuerzos laterales en la sal, inmediatamente arriba y abajo de la abertura. Los grandes esfuerzos en el límite de la cavidad, causados por su alta carga lateral, pueden provocar el elevamiento del piso y el colapso de la parte superior de la cavidad, lo cual no sólo es un serio peligro, en cuanto a seguridad, sino que también expone la eficiencia de la operación.

Uno de los más importantes usos de las cavidades para almacenamiento de sólidos es el almacenamiento de materiales nucleares de desecho; por esto se han hecho y se seguirán realizando muchas investigaciones para pasar de un diseño empírico a un diseño práctico y económico de cavidades para almacenamiento de sólidos, ya que numerosos efectos, además de la falta de presión de confinamiento en la cavidad, necesitan ser estudiados para poder llegar a obtener un almacenamiento seguro y eficiente; sobre todo cuando este tipo de productos de desecho requieren ser almacenados durante un largo período de tiempo, con el objeto de que la radiactividad decaiga. Algunos efectos de la radiactividad en los domos salinos incluyen: efectos de temperatura e irradiación sobre la sal; migración de agua a través de los gradientes térmicos inducidos por la radiación y posibles reacciones químicas si el material de desecho es líquido y escapa de su cubierta protectora. Aunque todos estos efectos han sido estudiados individualmente, durante un período de tiempo corto, es ne-

cesario hacerlo para un período más prolongado con el objeto de garantizar su almacenamiento seguro.

El almacenamiento de gas natural o de aire comprimido en cavidades subterráneas, involucra fluctuaciones cíclicas de alta presión del gas con su correspondiente reducción de la presión de confinamiento efectiva de la roca salina circundante de la cavidad; dando como resultado un gradual debilitamiento en la roca.

El almacenamiento de gas, en cavidades minadas por solución es relativamente reciente, pero promete ser ampliamente aplicado en un futuro cercano. Se han realizado numerosas investigaciones para determinar la factibilidad de que aire comprimido se almacene como energético, lo cual sería una aplicación eléctrica útil que permitirá almacenar, en forma de aire comprimido, la energía generada durante períodos de baja demanda, con su posterior regeneración en energía eléctrica cuando la situación así lo requiera. De este modo, las compañías productoras de gas están encontrando, en el almacenamiento subterráneo de gas, un medio para hacer frente a las fluctuaciones del mercado.

Las condiciones en las cavidades salinas que almacenan gases son muy diferentes a aquellas donde se almacenan sólidos o líquidos, la principal concierne a los efectos a largo plazo en la carga cíclica y la penetración del gas dentro de la estructura salina. Otros importantes aspectos son las condiciones y rangos máximos y mínimos de las presiones del gas; así como sus temperaturas. Es de esperarse que al lograr una mejor comprensión de estos factores se podrá tener un uso eficiente del almacenamiento de gas en cavidades minadas por solución. Un medio para conocer estos factores es el análisis de mecánica de rocas en los domos salinos.

El análisis de mecánica de rocas en domos salinos se realiza con la finalidad de conocer las propiedades de la roca y proporcionar las bases para analizar las cargas y fuerzas que actuarán en la futura estructura.

El análisis es indispensable para el diseño y planeación de la cavidad, ya que mediante éste se pueden controlar las variables de diseño.

Este tipo de análisis no limita en cuanto a que se deba o no suspender el proyecto de almacenamiento; siendo su utilidad práctica, la de auxiliar en la distribución, cantidad y capacidad de los domos salinos que se deban construir en el yacimiento salino.

El comportamiento mecánico del material rocoso inalterado se determina mediante pruebas de laboratorio, aplicadas a los núcleos obtenidos en la perforación. Generalmente se determinan los siguientes parámetros:

- Densidad.
- Absorción de agua.
- Porosidad.
- Módulo de elasticidad o Módulo de Young.
- Coeficiente de Poisson.
- Prueba de compresión.
- Prueba de tensión.

Los dos factores más importantes en el análisis del comportamiento mecánico de los yacimientos salinos resultan ser el Módulo de elasticidad o Módulo de Young y el coeficiente de Poisson, el valor medio del Módulo de Young es de 15.2 GPa y el valor medio del coeficiente de Poisson es de 0.21 en la zona de compresión, mientras que en la zona de tensión es de 0.05. En los siguientes párrafos se describe el procedimiento y el mecanismo para determinar estas dos constantes de la roca salina, obteniendo su rango de valores como una función de la presión de carga y la temperatura.

Se ha desarrollado un mecanismo para medir los esfuerzos a los que está sometida una cavidad minada por solución, teniendo como finalidad lograr predecir el comportamiento reológico de la roca salina. La medición de los esfuerzos "in situ" usando este instrumento, se han practicado en las cavidades minadas por solución, debido a --

que sólo se requiere un ducto y los valores se obtienen rápidamente; con lo que muchas mediciones se pueden realizar en un período de tiempo relativamente corto.

Un diagrama esquemático de este mecanismo se muestra en la fig. 36. El instrumento consiste de una sonda cilíndrica con sección presurizada y otra no presurizada; estas secciones contienen transductores de desplazamiento, para medir la deformación de la cavidad y aparatos electrónicos e hidráulicos para regular la presión y registrar exactamente, la deformación. La deformación de la roca se registra en diferentes direcciones como función del tiempo, presión y de la temperatura. Después, las deformaciones se relacionan con los esfuerzos "in situ" de la cavidad por medio de una simulación de elementos finitos y un manejo y análisis de datos.

Los materiales geológicos, generalmente, son mucho más difíciles de analizar, en los problemas de diseño, que los materiales hechos por el hombre y la roca salina no es la excepción; las dos mayores dificultades en el modelamiento de la conducta de la roca salina son:

- La no linealidad de la curva Esfuerzos-Tensión y
- La fuerte tendencia de la roca salina al escurrimiento.

Ambas son propiedades viscoelásticas y viscoplásticas. Por otro lado, la roca salina posee cualidades muy apreciables que facilitan la conformación del modelo: por ejemplo:

- Se comporta isotrópicamente y
- Desde el punto de vista geológico es muy homogénea, particularmente en las formaciones dómicas.

Las principales variables que afectan el comportamiento de la roca salina: la presión, la temperatura, esfuerzos presentes en la roca de la cavidad y el tiempo de confinamiento. El efecto de la presión de confinamiento y la no linealidad de la relación esfuerzo-tensión se indican en la fig. 37.

Los estudios realizados en una cavidad cilíndrica, de gran diámetro, sometida a presión; han demostrado que la deformación radial es

tá dada por:

$$U = \frac{1 + \nu}{E} \frac{a^2}{r} q$$

Donde:

q = la presión interna.

a = el radio interno.

E = el Módulo de Young.

r = la distancia radial.

ν = el Coeficiente de Poisson.

Por consiguiente, el Modulo de corte se puede obtener graficando la deformación radial de la cavidad contra la relación q/r .

El desplazamiento radial causado por una temperatura, dentro de la cavidad, está dado por la siguiente relación:

$$U = \frac{1 + \nu}{1 - \nu} \frac{\alpha}{r} \int_0^r r T dr$$

Donde:

α = el coeficiente de expansión lineal.

T = la temperatura, que es una función de la distancia radial

Las deformaciones producidas por la temperatura se grafican contra la integral $\int_0^r r T dr$, a la cual se le llama $I(r)$ en las figuras. La integral se evalúa usando la distribución de temperatura radial dada por los transductores; es claro que, al graficar U vs. $I(r)$, la pendiente es: $(1 + \nu / 1 - \nu)$. Suponiendo que se conoce α , se puede determinar el coeficiente de Poisson ν .

Todas las pruebas de presión, en un período corto, muestran un comportamiento similar al modelo elástico, con una marcada linealidad entre la deformación radial y la presión; además de mostrar la ausencia de valores constantes o la separación en las curvas de carga. Una curva típica se muestra en la fig. 36.

Tres pruebas, realizadas en períodos largos de tiempo, con una

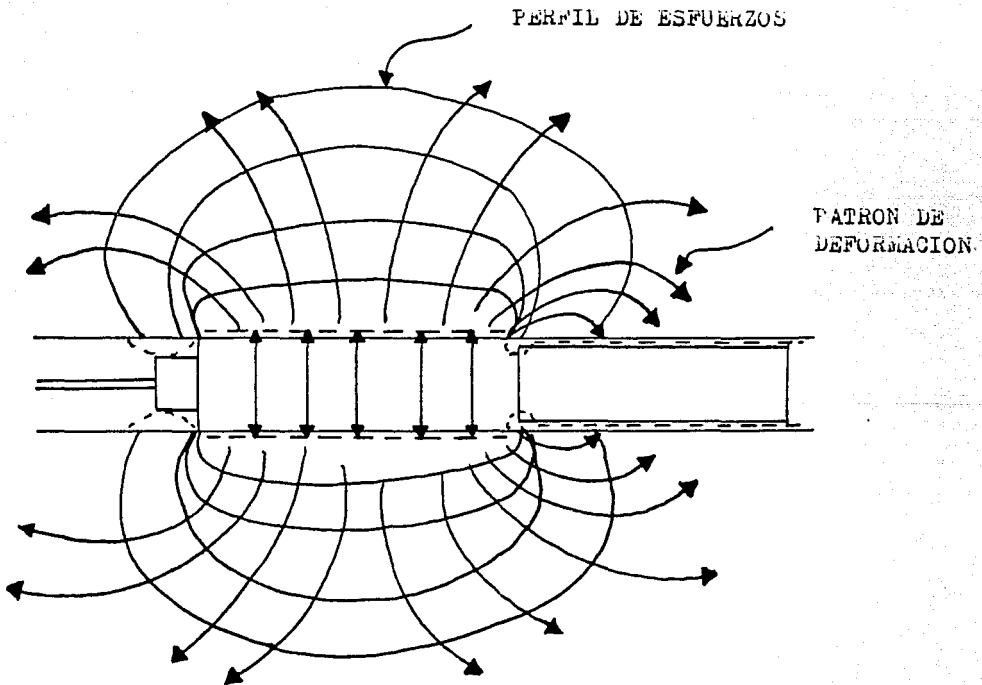
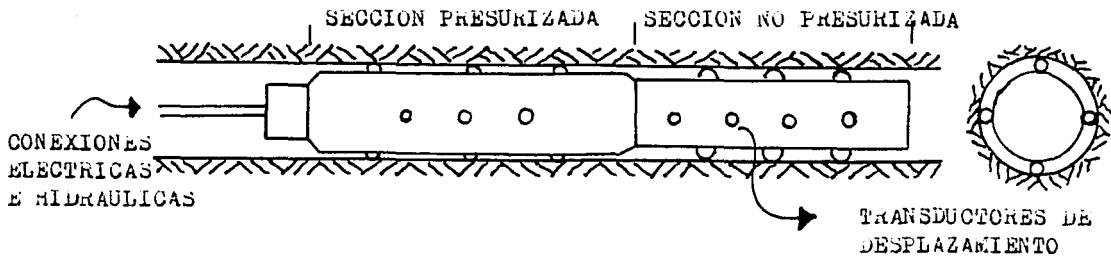


FIG. 36

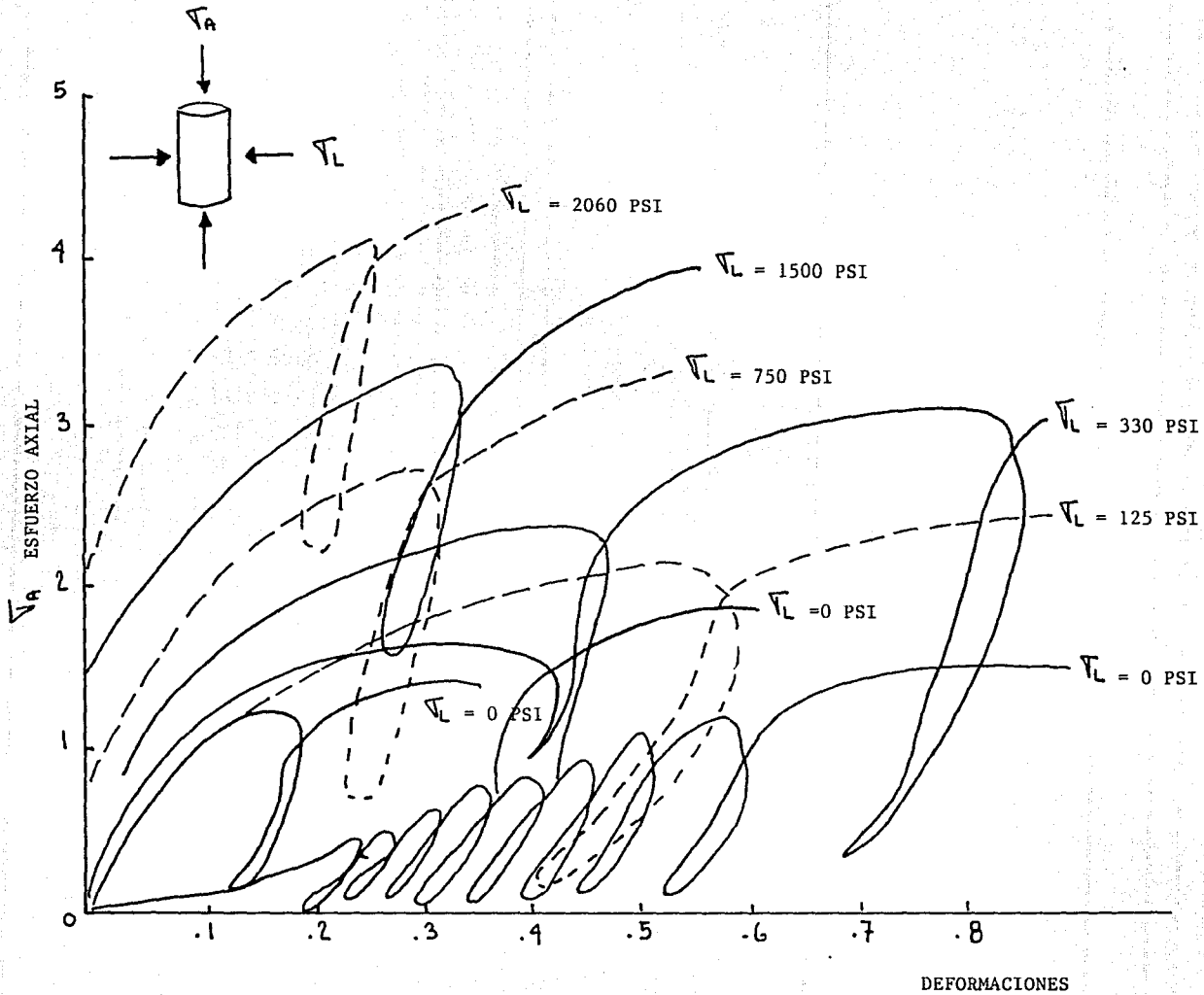


FIG. 37

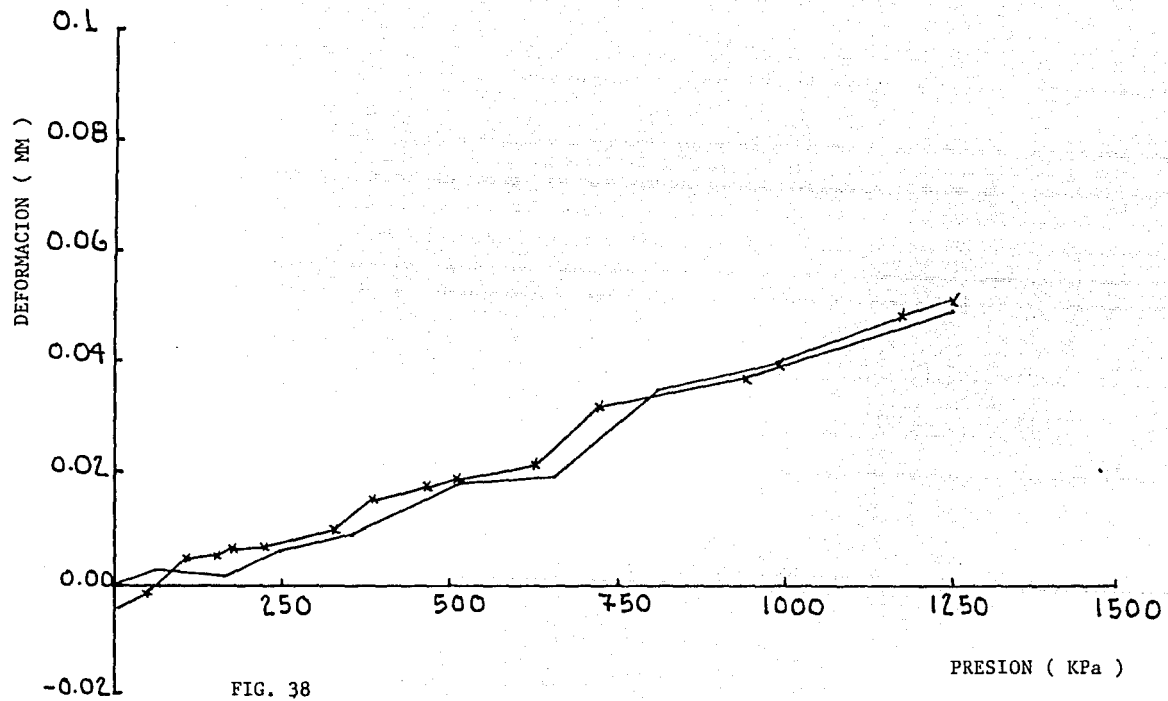


FIG. 38

presión interna de aproximadamente 1.38 MPa, muestran la variación -- con respecto al modelo elástico, con intervalos de tiempo donde la deformación es constante; sin embargo, una cuarta prueba, con un período de tiempo largo y una presión de 0.69 MPa, no exhibió ese intervalo constante. Estos resultados se visualizan en la fig. 39.

En las pruebas donde la temperatura se incrementó; la respuesta inelástica ha sido más clara, por ejemplo: para un incremento de temperatura de +2°C, fig. 40, se nota un comportamiento elástico. Lo mismo sucede en la gráfica de la fig. 41, para un incremento de +5°C. Mientras que, para condiciones más severas, incrementos de +10°C y de +15°C, se nota un comportamiento de deformación inelástica.

Las pruebas con baja temperatura ambiente son, quizá, las más interesantes con relación a los problemas de almacenamiento de gas. -- Cuando, dentro de la cavidad, se tienen cambios de temperatura del orden de -5°C, la respuesta es evidentemente elástica. Los niveles -- que alcanzan los esfuerzos de tensión, cuando hay una variación de temperatura de -10°C y -14°C, dan como resultado el desarrollo de microfrazuras cerca de la superficie salina. Estas microfrazuras se deben a la dilatación que sufre el producto almacenado, el cual presiona las paredes de la cavidad en esa zona. En una prueba posterior se aplicaron, repetidamente, incrementos de temperatura de +10°C, -- dando por resultado grandes esfuerzos de compresión cerca de la superficie salina, que al parecer, disminuyen los esfuerzos de tensión -- previos; fig. 42.

Los resultados que tienen interés más general son los valores medidos in situ para las constantes elásticas de la roca salina. Se ha encontrado que el coeficiente de Poisson varía con los esfuerzos; -- las más grandes diferencias están comprendidas entre los esfuerzos de tensión y los de compresión. El valor medio del coeficiente de -- Poisson en la región de compresión es de 0.21 ± 0.11 , mientras que -- el valor medio en la zona de tensión es de 0.05 ± 0.10 . Estos valores se basaron en una determinación de laboratorio del coeficiente --

de expansión lineal igual a $2.6 \times 10^{-30} \cdot C^{-1}$. El Módulo de corte se determinó a partir de las pruebas de presión a $15.2 \text{ GPa} \pm 20\%$, dando un valor para el Módulo elástico en la compresión de $36.5 \text{ GPa} \pm 30\%$.

Con el objeto de obtener la presión triaxial, sobre la cavidad salina, sin necesidad de recurrir a la aplicación de presiones de fluido sobre la masa salina; se diseñó un sistema que proporcionó directamente, el efecto triaxial, a través de un efecto o carga axial, - fig. 43.

Se preparó para la prueba, un núcleo de un bloque de sal con un diámetro ligeramente menor al diámetro interior del cilindro de prueba. La presión se aplica por medio de un pistón, simulando la presión de confinamiento, además, se tienen medidores laterales, para verificar la presión efectiva sobre el núcleo de sal.

Las pruebas se realizaron a diferentes temperaturas constantes y presiones variables con respecto al tiempo.

Los experimentos individuales fueron proyectados para comprobar la estabilidad de la cavidad de prueba, con temperaturas desde 32°C hasta 204°C y con un rango de presión de 1000 1600 psig. Las cavidades tuvieron un comportamiento estructuralmente estable dentro de los rangos de presión y temperatura bajos; aunque, algunas se colapsaron a presiones y temperaturas más altas.

Una vez terminadas las pruebas se incrementó la presión durante 48 horas, la estabilización de la cavidad se notó cuando el volumen de mercurio, el cual indicaba el cambio de volumen en la cavidad, permaneció constante. Las figs. 44 y 45 muestran los resultados a 32°C , para incrementos de presión de 1000 psig hasta los 8000 psig. Se observa un cambio brusco en la estabilización de la cavidad después de 5000 psig de presión de confinamiento. Las figs. 46 y 47 muestran datos semejantes de las pruebas a 150°C , y las figs. 48 y 49 a una temperatura de 200°C .

De las muestras se deduce que el equilibrio estructural se logra con las siguientes condiciones máximas:

DEFORMACION (MM).

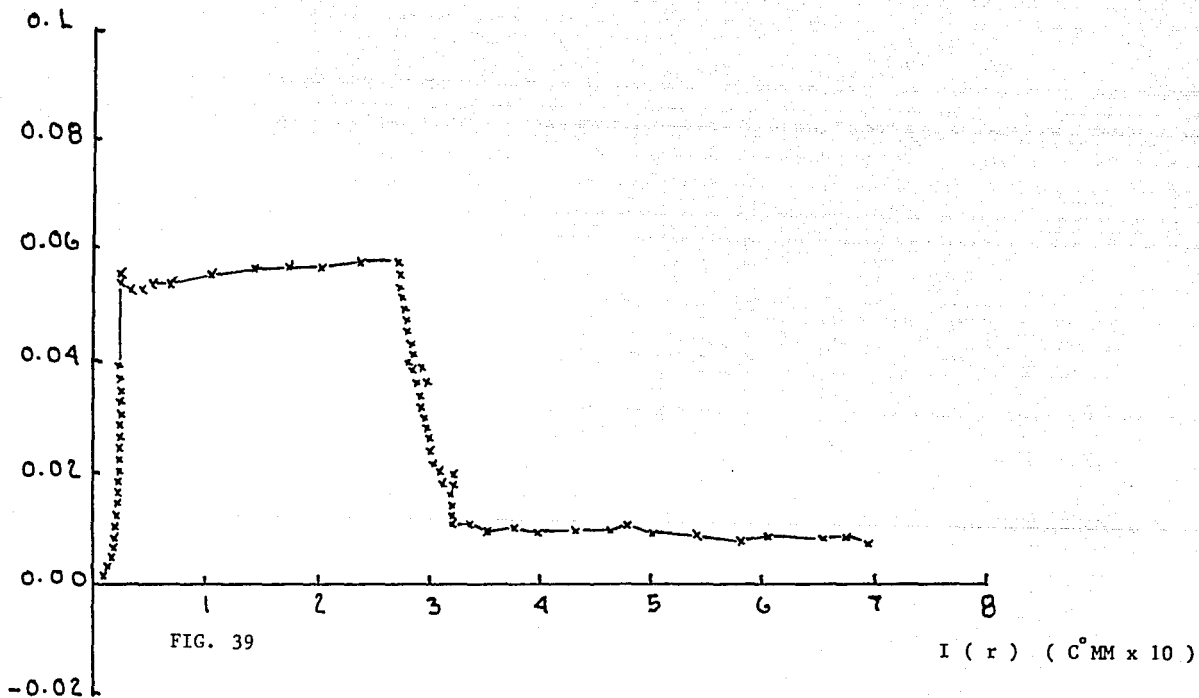


FIG. 39

$I(r)$ (C°MM x 10)

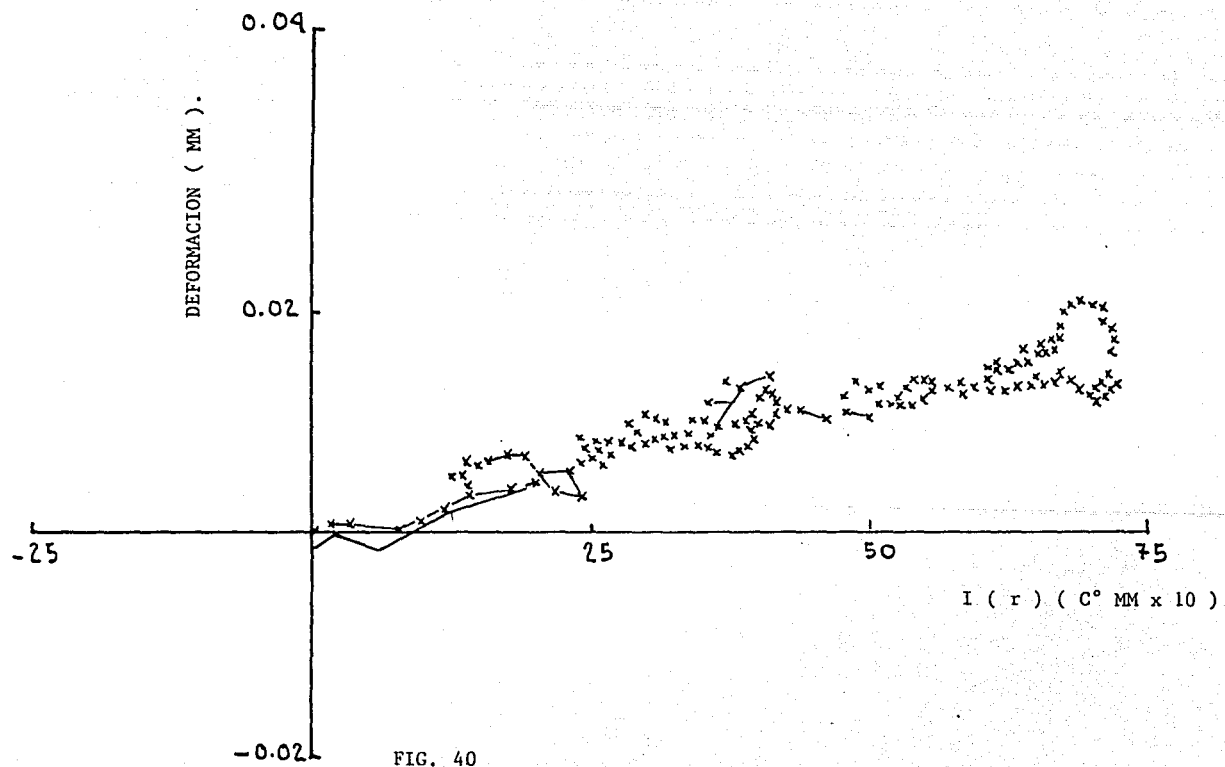


FIG. 40

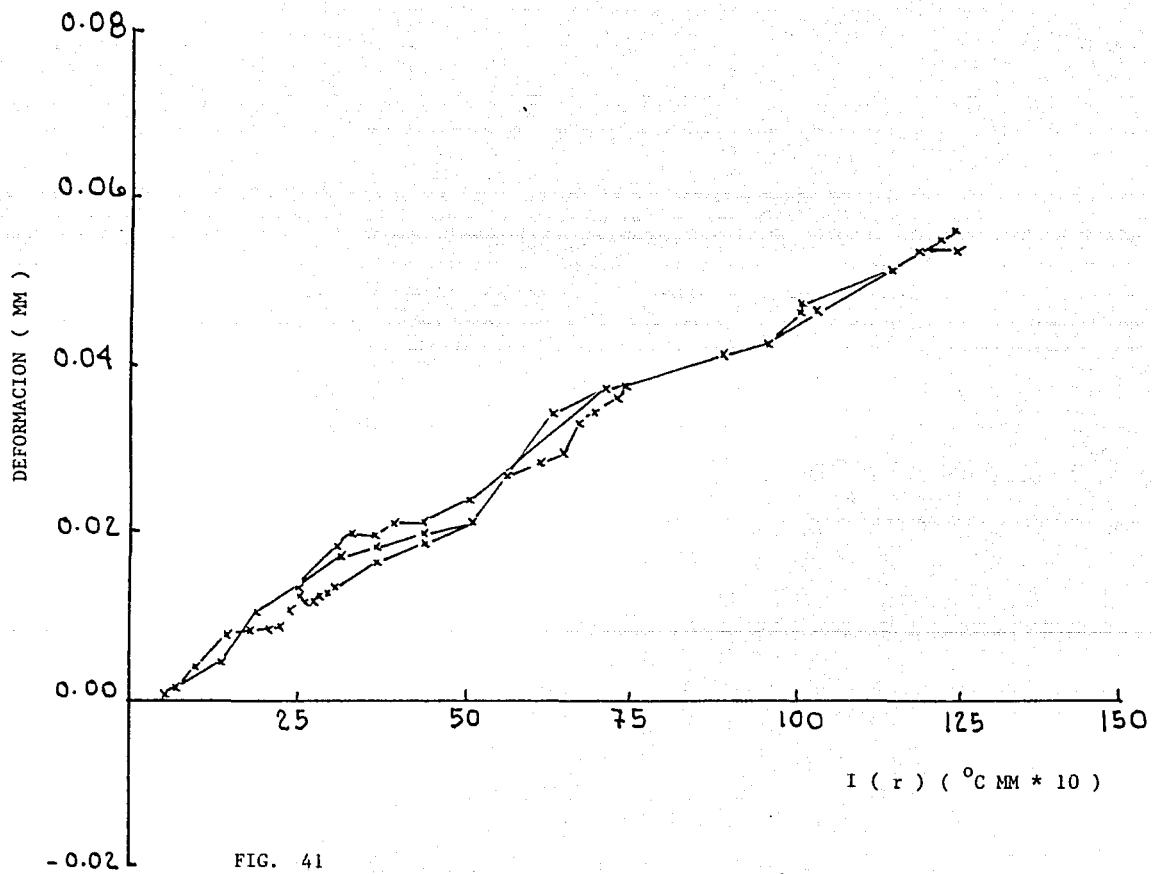
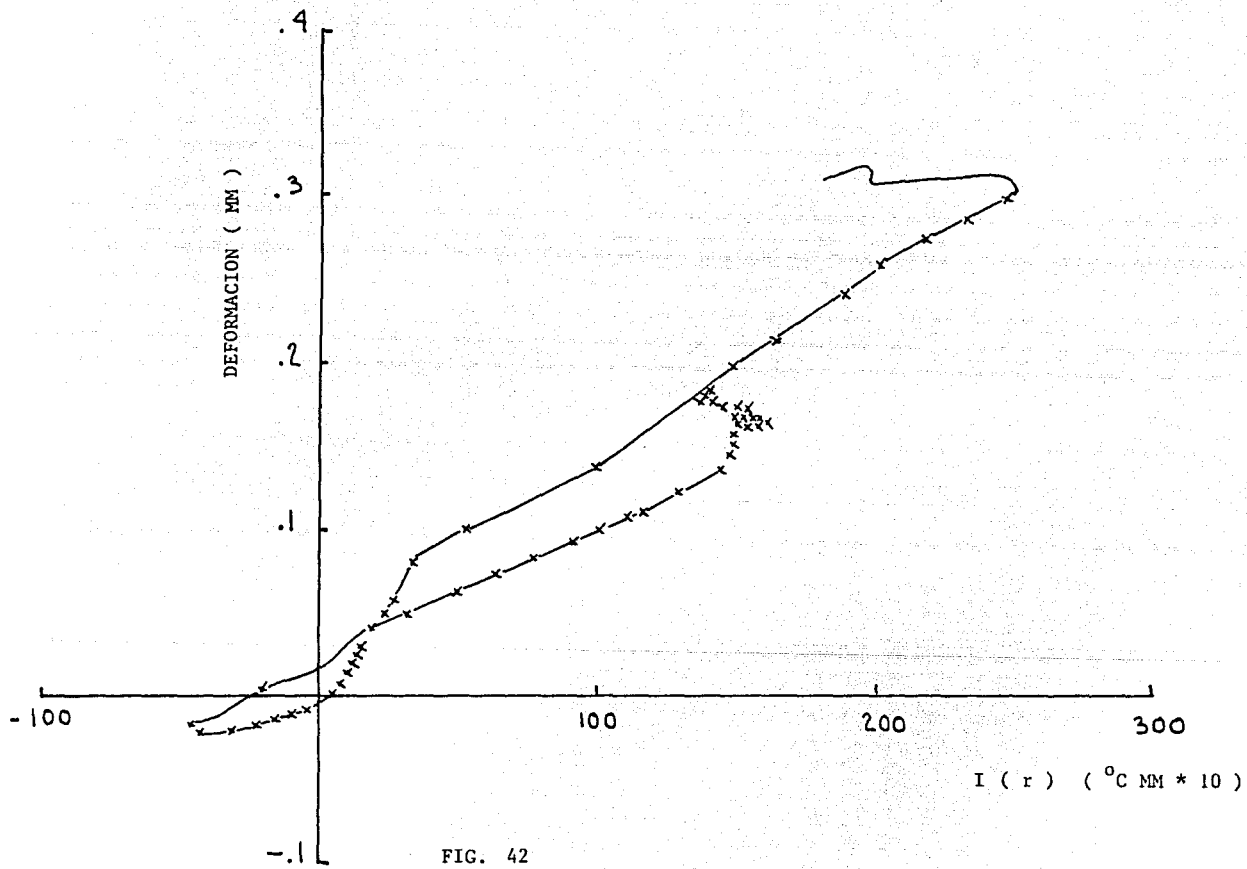


FIG. 41



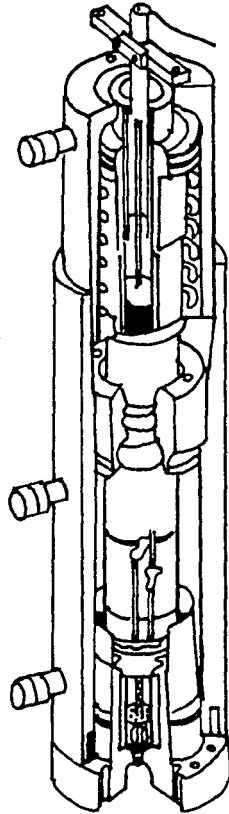


FIG. 43 DISPOSITIVO PARA CUANTIFICAR PRESION TRIAXIAL
SOBRE UN NUCLEO DE SAL

FIG. 44

DEFORMACION VERTICAL

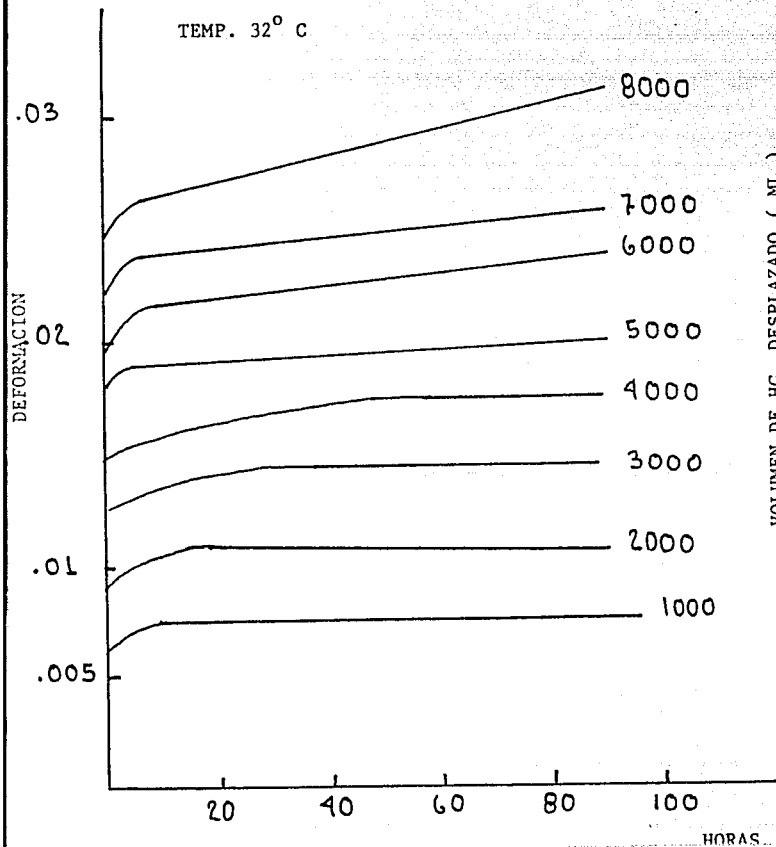


FIG. 45

CAMBIO DE VOLUMEN

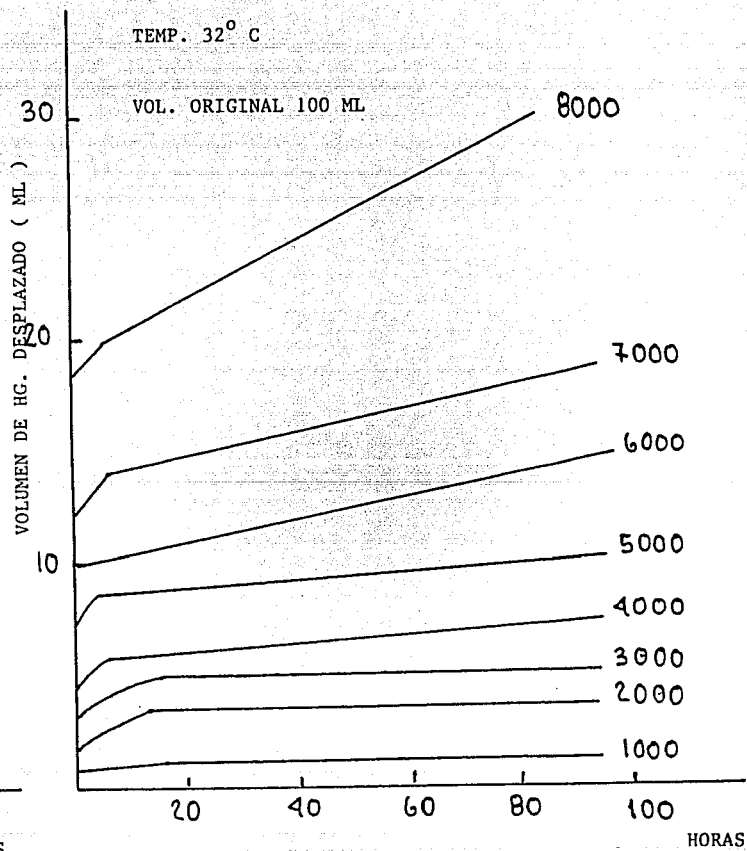


FIG. 44

DEFORMACION VERTICAL

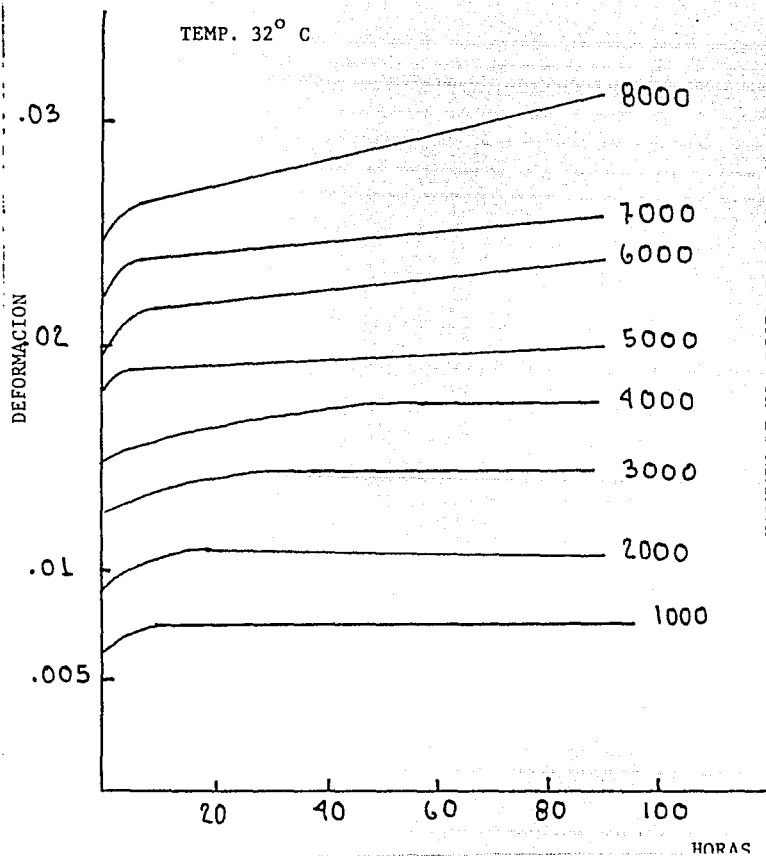


FIG. 45

CAMBIO DE VOLUMEN

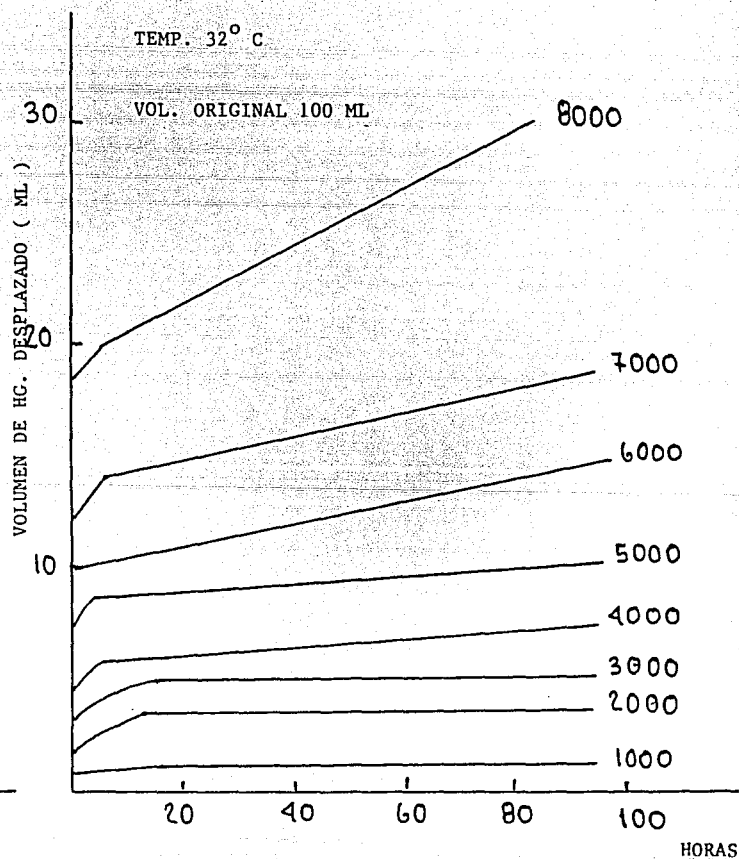


FIG. 46

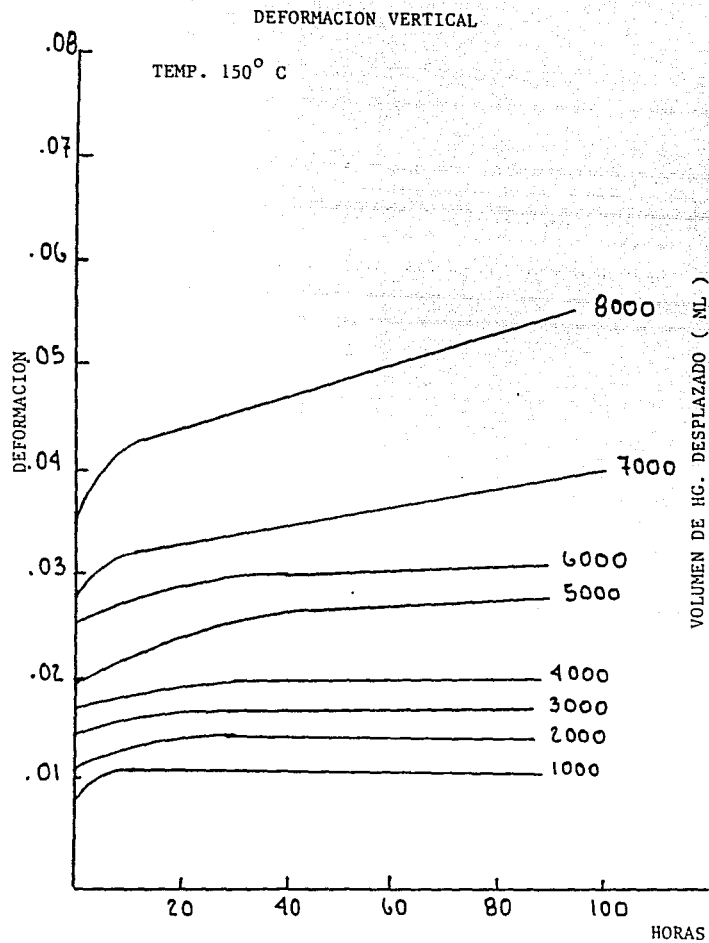


FIG. 47

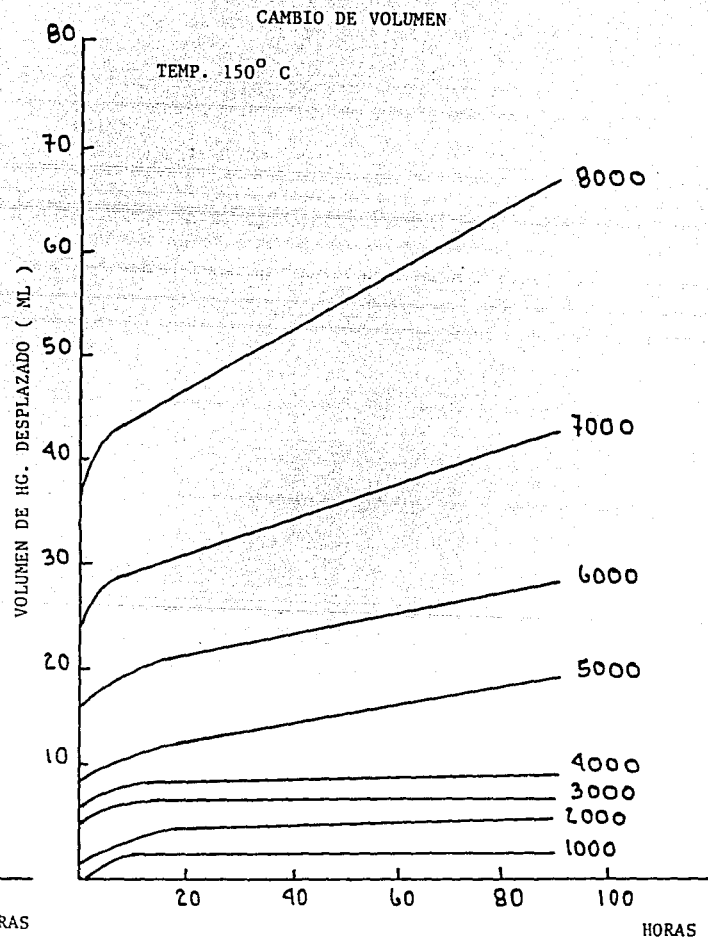


FIG. 48

DEFORMACION VERTICAL

TEMP. 200° C

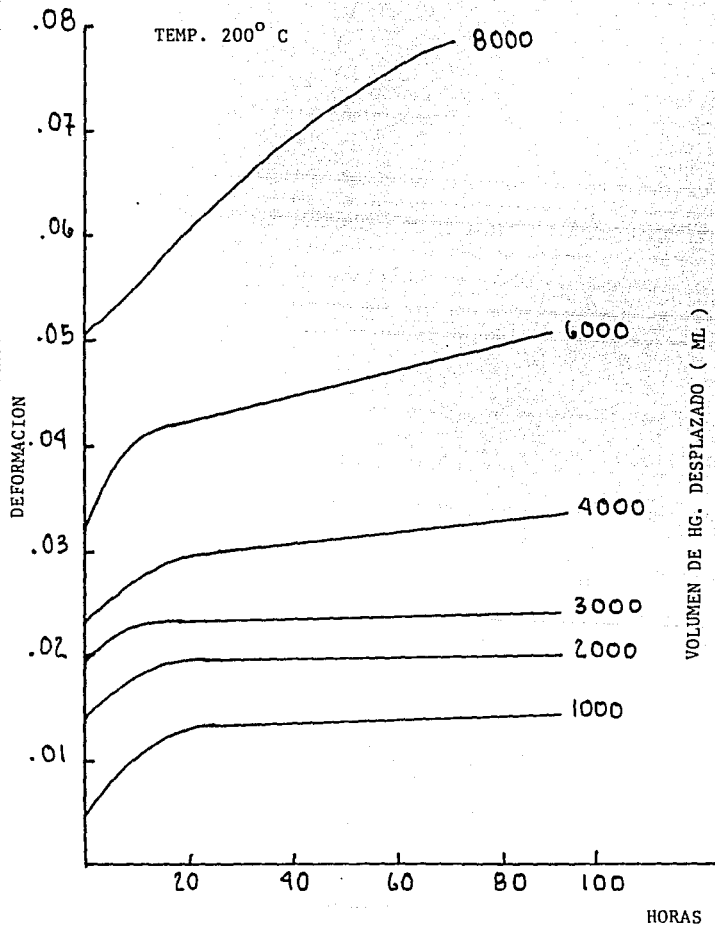
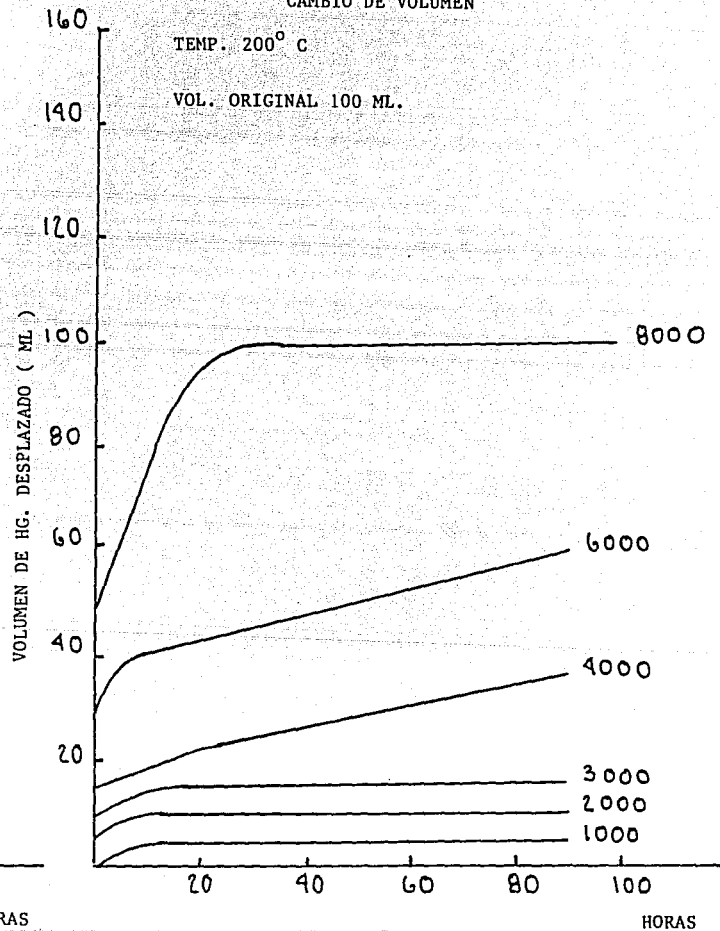


FIG. 49

CAMBIO DE VOLUMEN

TEMP. 200° C

VOL. ORIGINAL 100 ML.



Mientras que el primero determina el volumen, y la forma, de la cavidad por medio de instrumentos eléctricos de medición, el segundo lo hace valiéndose de una simulación numérica. Cualquiera de los dos métodos es útil de acuerdo a las condiciones específicas en las que se encuentre el proyecto de minado por solución, pero se prefiere el método analítico debido a que nos proporciona una herramienta para poder planear el minado, con todo, se mostrarán las características de ambos.

III.3.3.1.- Método del Sonar.

El tamaño, la forma y la orientación de la superficie de la cavidad salina, como las que se forman durante la operación de minado o las que se usan en el almacenamiento subterráneo, pueden determinarse por medio de la técnica del sonar. Para lograr esto, una herramienta especial se baja por las tuberías a la vez que se hace que emita pulsaciones sónicas periódicas, las cuales se reflejan en las paredes de la cavidad y retornan al dispositivo. El intervalo de tiempo requerido para recibir la onda reflejada, indica la distancia a la pared de la cavidad. Se hace un registro cuando el dispositivo se encuentra a diferentes intervalos de profundidad, por medio de estos datos, se calcula la capacidad de la cavidad, se determina el perfil de la cavidad y se evalúan las dificultades específicas para cada uno de los casos. Por último, se construyen modelos tridimensionales que permiten visualizar la configuración exacta de la cavidad subterránea.

La técnica del sonar subterráneo ha sido usada comúnmente para suministrar una evaluación exacta del tamaño y forma de la cavidad subterránea. Como se muestra en la fig. 52 el dispositivo especial se introduce en la cavidad a través de la sarta de tuberías, ahí se emiten impulsos sónicos y se mide el lapso de tiempo en que se refleja y llega nuevamente, las determinaciones se hacen a diferentes intervalos de profundidad, hasta completar el perfil de la cavidad.

Temperatura C	Presión Psig	Cierre de la Cavidad %
32	4000-5000	7.5-10
150	4000	9
200	5000	14

La fig. 50 muestra el cierre de la cavidad, con respecto al tiempo, para seis experimentos. Los experimentos 1 y 2 son con una carga máxima de 15918 psig, a 26 y 32°C, respectivamente. Estos dos experimentos después de 60 horas, alcanzaron el mismo valor porcentual de cierre. La gráfica muestra la fracción de cierre de la cavidad para cada intervalo de tiempo.

Las dos curvas inferiores, para el experimento 3 y 4, muestran un cierre de la cavidad, para una carga de 8000 psig, pero a una temperatura de 32 y 93°C, respectivamente y como se esperaba, ocurre un porcentaje de cierre mayor a los 93°C.

El cierre total de la cavidad ocurrió con una carga de 8000 psig a 200°C, en un lapso de aproximadamente 30 horas, ésta es comparada con un cierre de 50% para 8000 psig y 150°C; con un 24% de cierre para 8000 psig y 93°C y con un cierre de 20% para 8000 psig a 32°C.

La fig. 51 muestra el cierre de la cavidad con respecto a la presión, para temperaturas de 32, 93, 150, y 200°C; todos los puntos fueron tomados después de un tiempo de prueba de 72 horas.

Un cierre marcado de la cavidad ocurrió a 3000 psig y 200°C, 4000 psig y 150°C y con 5000 psig y 32°C hasta 93°C. La temperatura llegó a ser un factor muy importante arriba de los 150°C.

III.3.3.- Métodos para Determinar el Volumen de la Cavidad.

Los métodos para determinar el volumen de una cavidad minada por solución se pueden dividir en dos grupos, a saber:

- Método del Sonar
- Métodos Analíticos

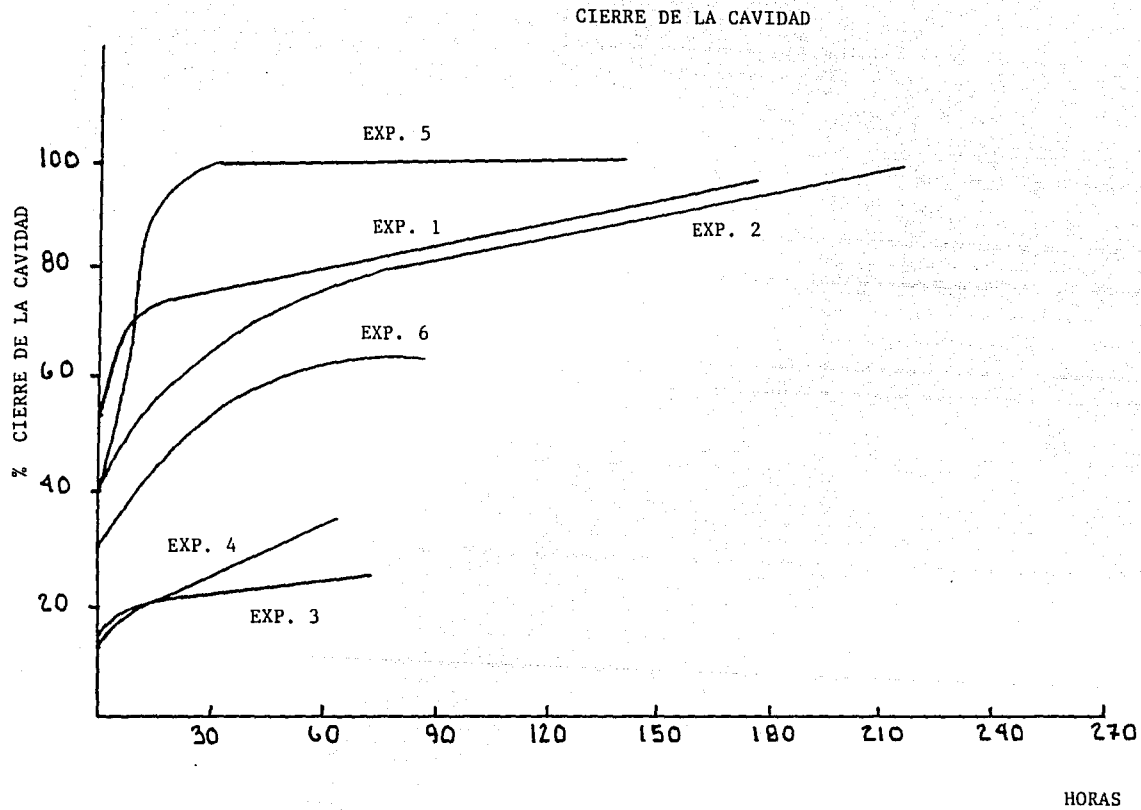


FIG. 50

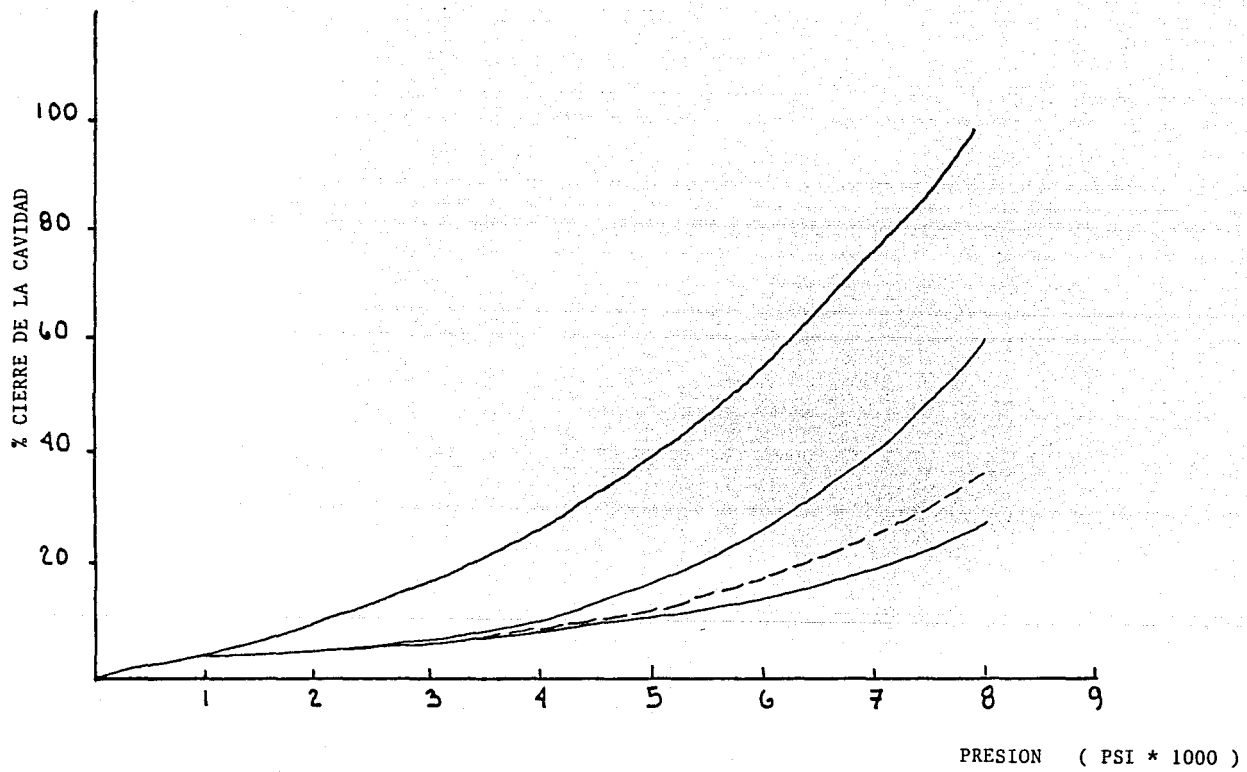


FIG. 51

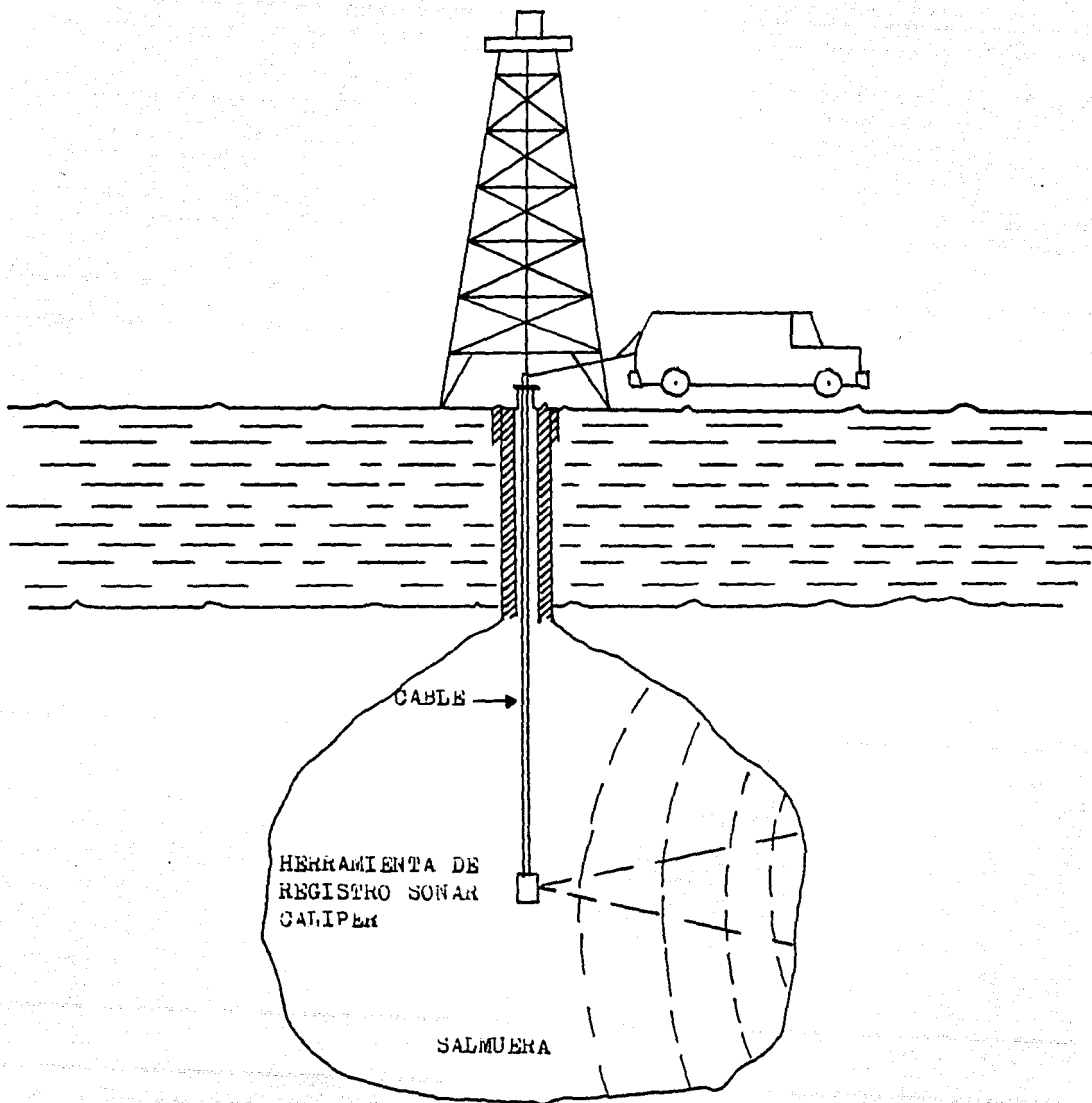


FIG. 52 DIAGRAMA ESQUEMATICO DE UN REGISTRO SONAR
CALIPER

Un registro exacto del tamaño y la forma de la cavidad subterránea es una invaluable ayuda, algunas de las formas, en las que se pueden utilizar las informaciones suministradas por el método del sonar son:

- Determina la estructura de la parte superior de la cavidad. Porque la parte superior de la cavidad es un factor importante para evitar alguna perturbación operacional de la cavidad. Si la estructura de la parte superior de la cavidad está soportada inadecuadamente, puede haber un esfuerzo excesivo, provocando derrumbes, con lo que se requerirán operaciones de mantenimiento.

- Determinar el tamaño de la cavidad. La capacidad de una cavidad subterránea es esencial si va a ser usada con propósitos de almacenamiento. Para las operaciones de minado por solución, la determinación del volumen de la cavidad provee una comprobación de la cantidad de minerales que han sido removidos.

- Determinación de la forma de la cavidad. El examen del perfil de la cavidad no sólo provee datos valiosos de las relaciones entre el volumen y la profundidad, sino que además, es esencial en la estimación del volumen relativo de salmuera y producto almacenado en las diferentes profundidades de la cavidad, pero también revela formas inconvenientes en la cavidad, como cuando existen formaciones insolubles, las cuales pueden tener una repercusión posterior ocasionando dificultades operacionales.

- Revisión del proceso. El conocimiento del tamaño y la forma de la cavidad subterránea permite evaluar la continuidad del proceso de minado, regulándolo para obtener la máxima recuperación de sal. Si se aprecian anomalías en la forma de la cavidad, pueden deducirse las causas de la desviación, pudiendo tomar acciones correctivas.

- Para propósitos exploratorios. Además de revelar el tamaño y la forma de la cavidad, indica la orientación de la misma. De este modo, si el examen muestra que la cavidad está siendo minada preferencialmente, en una sola dirección; ésto puede ser peligroso debido a la

proximidad de una cavidad vecina, por tanto, se debe modificar el proceso de minado con el objeto de evitar alguna interconexión y una posterior contaminación entre las cavidades adyacentes. Aunque, algunas veces, en el proceso de minado por solución, se desea obtener la comunicación entre las cavidades, y en estos casos, se inyecta agua fresca en una de las cavidades y se produce salmuera en la otra.

- Para determinar las operaciones correctivas prioritarias. Muchas veces, las dificultades se presentan en el almacenamiento y recuperación del producto que se encuentra en la cavidad, puede deberse a anomalías en la forma de la cavidad, derrumbes de la parte superior de la cavidad o paredes o daños en las tuberías y recubrimientos. Cuando sucede alguno de estos casos, se puede emprender una rápida acción preventiva, gracias al control que se tiene con el uso del sonar.

- Como guía durante el acabado de la cavidad. Cuando se está preparando una cavidad subterránea con propósitos de almacenamiento, un perfil vertical de la cavidad sirve como una valiosa guía para colocar las tuberías y recubrimientos, así como para suministrar un volumen máximo de almacenamiento sin tener que esperar el final de la operación de minado por solución para determinar la cantidad de insolubles que se encuentran en el fondo de la cavidad.

- Para la determinación exacta de la cavidad. Mediante el método del sonar se puede tener un registro exacto y detallado del área que ocupa la cavidad subterránea, con lo que se puede observar si existe alguna injerencia en propiedades vecinas o la ausencia de ello.

El equipo usado en el experimento del sonar consiste esencialmente en tres partes:

- 1.- El dispositivo sonar subterráneo.
- 2.- El suministro de energía superficial, y
- 3.- El registro superficial.

La profundidad del dispositivo sónico es de 50 in. y tiene un diámetro de $3 \frac{5}{8}$ in, lo cual le permite pasar a través de una tubería

con un diámetro de 4 in, se opera con una corriente alterna de 115 - volts de 60 ciclos y se conecta a través de la tubería por medio de un alambre conductor. Después de suspenderse dentro de la cavidad, - se activa un transductor, el cual produce pulsaciones sónicas intermitentes, que se emiten continuamente. La onda sónica que se produce viaja a través del flúido que se encuentra en la cavidad, hasta que choca con la pared y se refleja hacia el dispositivo de emisión, ahí es detectado mediante un transductor sensible. El dispositivo esta - girando continuamente, con lo que las pulsaciones individuales cubren un ángulo de 360 , de este modo, la distancia entre el dispositivo y la pared de la cavidad se mide en todas las direcciones.

La fig. 53 muestra un diagrama del circuito eléctrico del sonar. Puede verse que las pulsaciones sónicas reflejadas, se detectan mediante el transductor sensible que contiene el dispositivo subterráneo, posteriormente son amplificadas y transmitidas a la superficie a través del alambre eléctrico conductor. En este punto la señal se proyecta en un oscilógrafo, el cual ha sido previamente calibrado para determinar la distancia entre el dispositivo y la pared de la cavidad. Los controles superficiales pueden controlarse para trabajar en cinco escalas diferentes, habilitando los instrumentos para medir un radio máximo de 25, 50, 100, 250, o 500 ft., dependiendo del tamaño de la cavidad. Algunos modelos estan diseñados para emitir - una pulsación especial cada vez que se pasa por el norte magnético. Esto se puede proyectar en un oscilógrafo de pantalla, con lo que se obtiene una orientación del perfil horizontal de la cavidad.

Como se muestra en la fig. 54 el oscilógrafo esta fijo a una cámara especial, que permite en cada giro tener un registro exacto, para cuando sea necesaria una medición posterior. En la fig. 54 se muestra una sección transversal típica, de esta manera se tiene un registro permanente de la cavidad, sin tener que recurrir a datos completos que consumen muchas horas hombre. Estos registros gráficos además reducen al mínimo el tiempo requerido para calcular el volumen

y la forma de la cavidad.

Durante una evaluación, se registra sucesivamente el área transversal de la cavidad, bajando en intervalos regulares que varían de 5 a 20 ft., dependiendo de la configuración de la cavidad subterránea. De esta manera, una serie de secciones transversales horizontales suministran una imagen tridimensional exacta de la cavidad subterránea.

Los datos que se obtienen en estas evaluaciones de sonar se pueden reportar de diferentes maneras. Los datos de la sección transversal nos dan la distancia radial entre la tubería y la pared de la cavidad, en ocho diferentes direcciones, para cada una de las profundidades evaluadas. Otra forma de reportar los datos es por medio de los cálculos de área y volumen, que están basados en los perfiles individuales de profundidad, en estas tablas se tiene el volumen acumulado de la cavidad, desde la parte superior del área examinada hasta el fondo de la cavidad, el cálculo se hace cuando el volumen calculado en cada una de las unidades en las que se ha dividido el receptáculo. El tercer tipo de presentación de datos consiste en los perfiles transversales, que se recortan a escala en papel, y que, al ensamblarse de acuerdo a su profundidad nos producen un modelo tridimensional. El cuarto modelo de reporte es simplemente el reporte de los diferentes perfiles horizontales, en las diferentes profundidades a que fueron determinados, para que cuando se necesite el dato de una profundidad determinada, poder recurrir a él.

En la fig. 55 se muestra un modelo tridimensional típico; en esta figura se muestra el efecto que se produce al realizar el minado mediante el método directo, como es de esperarse, la forma de la cavidad tiende a tener un diámetro mayor en el fondo de ella, puesto que el agua fresca inyectada no está saturada y se mantiene en contacto con esta zona una mayor cantidad de tiempo.

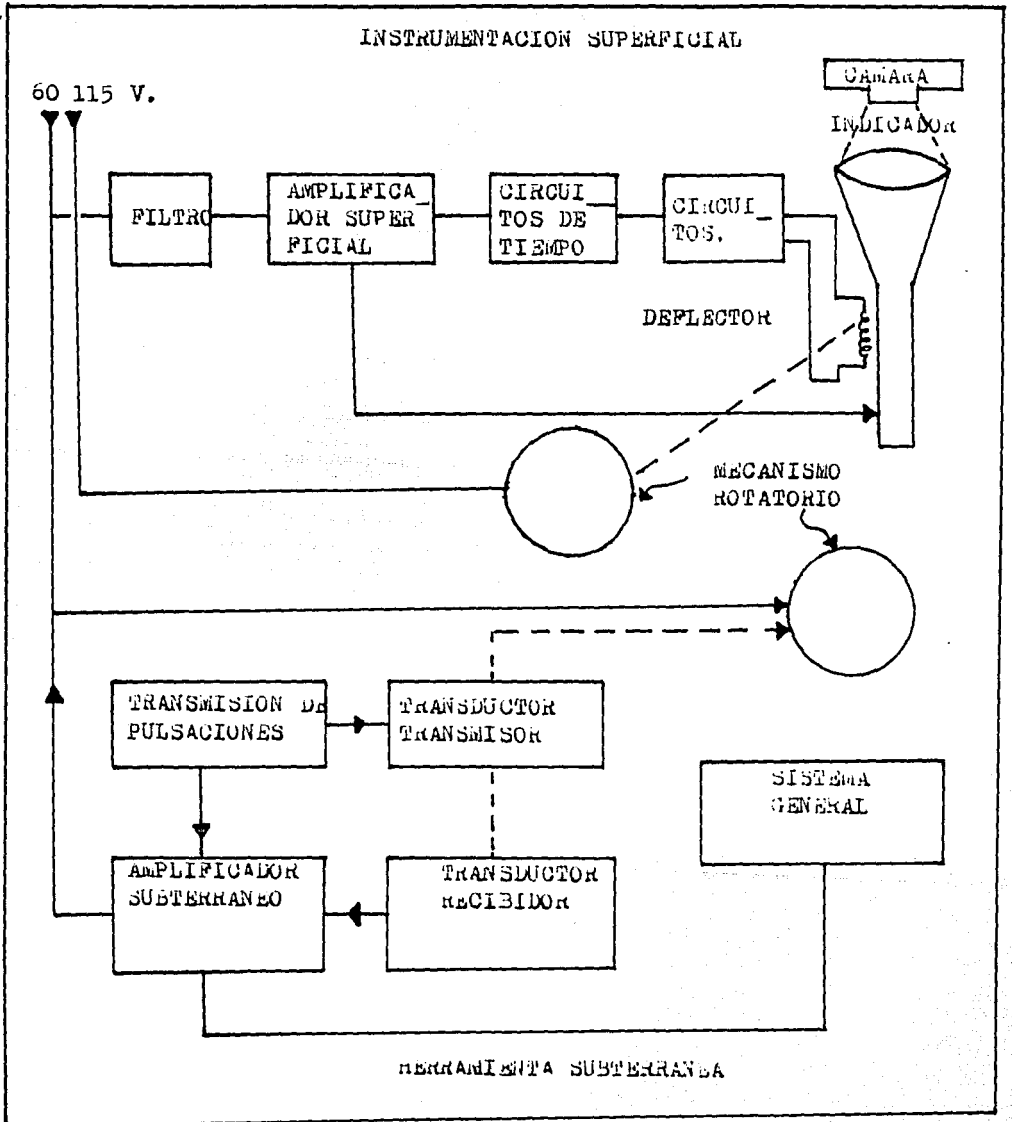
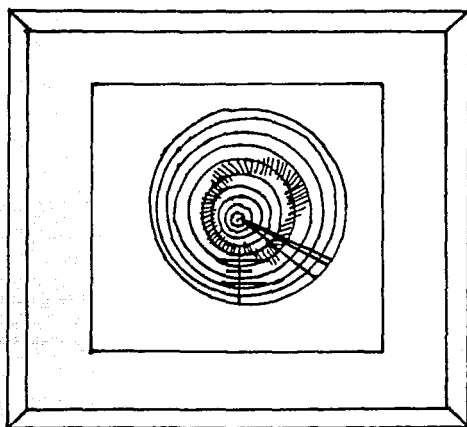


FIG. 53



PANTALLA TIPICA DEL OSCILOGRAFO

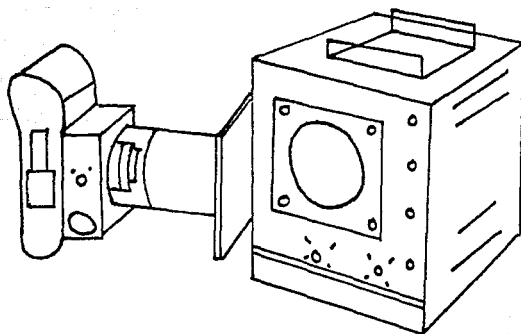


FIG. 54 OSCILOGRAFO

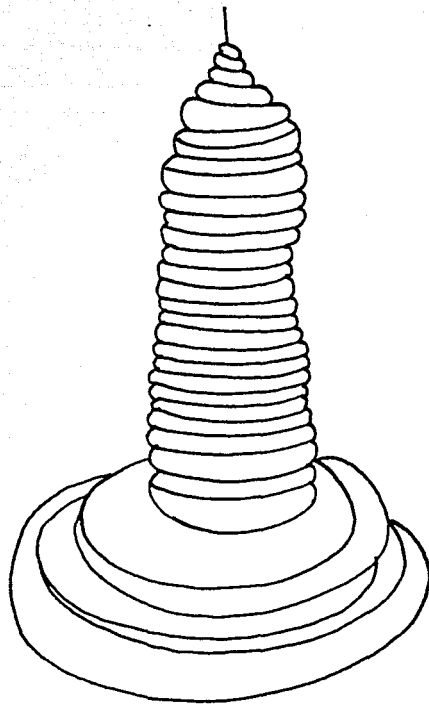


FIG. 55 MODELO TRIDIMENSIONAL DE PLASTICO

III.3.3.2.- Métodos Analíticos.

Durante la operación de minado, se puede estimar el volumen de la cavidad a partir de la producción de salmuera; sin embargo es práctica común utilizar la técnica del sonar para conocer la forma de la cavidad durante el desarrollo, con el fin de tener una información más precisa en cuanto al progreso de la operación; aunque tiene el inconveniente de que es un procedimiento bastante costoso.

La determinación de la forma de la cavidad por medio del sonar requiere remover las tuberías, operación que frecuentemente es laboriosa. Por esta razón, el examen de la forma de la cavidad es una actividad limitada a una necesidad especial.

Desde este punto de vista es importante tener una técnica menos costosa y bastante confiable. La simulación numérica es capaz de predecir el desarrollo de la cavidad en forma más económica, con lo cual se tiene una herramienta útil para planear y controlar las operaciones y también como una alternativa parcial en el examen por medio del sonar para la verificación de la forma de la cavidad. Este modelo debe ser capaz de predecir acertadamente las relaciones entre los aspectos de diseño del sistema, como por ejemplo la posición de las tuberías con relación a la altura del yacimiento salino, método de minado, y los parámetros de operación, cantidad de agua de inyección, temperatura, concentración de sal en la salmuera. Más aún, la forma de la cavidad predicha debe corresponder a la de la cavidad real cuando se determina por medio de un examen con el sonar, dentro de una tolerancia razonable.

III.3.3.2.1.- Método de Saberian y Podio.

El problema de la predicción de la forma de la cavidad y la producción de la salmuera ha sido estudiado en los últimos años; los estudios han utilizado modelos de laboratorio a escala y bloques de sal, creando así un modelo para utilizarse en computadora, siendo capaz de predecir la forma de la cavidad y la concentración de la salmuera

producida como una función del tiempo y otras variables, tales como la posición de entrada y salida de las tuberías, cantidad de agua de inyección, altura de la sal expuesta a la disolución, etc. Una valiosa información acerca de los mecanismos de minado por solución, se obtuvo por medio de experimentos de laboratorio y campo, todo esto aunado a trabajos efectuados por algunos investigadores. El desarrollo de un modelo de computadora conveniente requiere de la comprensión de los mecanismos de flujo de flúidos y del transporte de masa dentro de la cavidad. Para el caso de la inyección por la parte superior de la cavidad y la producción de salmuera por el fondo, el flujo de flúidos en la cavidad puede ser descrito como un flujo tapón durante el período de lavado, debido a que el sistema se encuentra en equilibrio estático entre el flúido ligero de la parte superior de la cavidad (entrada de agua) y el flúido más pesado que se encuentra en la parte inferior de la cavidad (salmuera). Para otros casos de inyección intermedia (método inverso) y del método directo, el mecanismo de flujo de flúidos dentro de la cavidad varía con respecto al tiempo en el cual esta llevandose a cabo la lixivación debido al ascenso del flúido ligero (agua) y a que, en la parte inferior de la cavidad se va depositando la salmuera con mayor densidad. De acuerdo con esto, el comportamiento del proceso de minado por solución muestra varias zonas de flujo; al principio el flujo puede ser descrito como un flujo anular, como se muestra en la fig. 56. Se encuentra que la cantidad de disolución de sal depende de la velocidad de flujo, densidad de salmuera, etc. Al incrementar el diámetro de la cavidad, el flujo ya no puede clasificarse como un flujo anular, debido a que el flúido exhibe turbulencias causadas por el ascenso de la salmuera. Finalmente, cuando la cavidad se ha ensanchado, las paredes de la cavidad tienen muy poco o ningún efecto en el ascenso del agua fresca, en esta etapa, dos distintos sistemas de transferencia de masa coexisten en la cavidad; primero, el mezclado de la salmuera dentro de la cavidad con el agua fresca que esta entrando, y el se--

gundo, la disolución de la sal a lo largo de las paredes de la cavidad y la transferencia de masa por medio de mecanismos convectivos de la sal, dentro de la cavidad. Estos dos sistemas de transferencia de masa coexisten en la cavidad unificados por la salmuera.

El desarrollo de un modelo numérico capaz de predecir el comportamiento de una cavidad minada por solución en formaciones salinas requiere el desarrollo de una descripción numérica de los siguientes hechos:

- a) La cantidad de disolución de sal como una función de la salinidad de la salmuera y el grado de inclinación de la superficie salina.
- b) Las características de flujo dentro del vórtice y la cavidad.

Estos problemas fueron estudiados por medio de experimentos de laboratorio para el minado por solución hechos con bloques salinos, permitiendo medidas experimentales y el análisis de casos de campo para el desarrollo de cavidades. Estos dos fenómenos dan lugar a datos que se combinan para obtener un modelo numérico generalizado para la predicción de la disolución de la cavidad como una función de los parámetros de operación involucrados.

Basado en la analogía de transferencia de calor, se acepta que, en la teoría de la capa límite, en flujo turbulento, la convección libre se produce cuando el producto de los números de Grashof y de Schmidt excede de 10^9 . En base a esto, se ha demostrado que la disolución de la sal en las paredes de la cavidad puede describirse como una transferencia turbulenta en la capa límite.

Se utilizaron datos de la disolución de la sal en superficies verticales reportados por otros investigadores, para derivar una correlación empírica entre la concentración de la salmuera (densidad) y la cantidad de transferencia de masa:

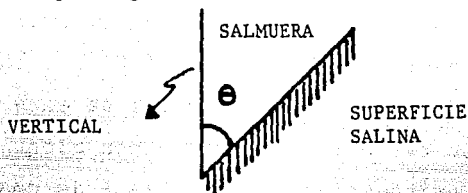
$$\frac{1}{\rho} \frac{dm}{dt} = \frac{C_1}{\rho} + C_2 + C_3 \rho + C_4 \rho^2 + C_5 \rho^3 + C_6 \rho^4$$

La disolución convectiva para superficies salinas no verticales

puede dividirse en dos categorías basadas en la relación de la salmuera y la superficie de la sal,

- Condición estable; la salmuera se encuentra arriba de la superficie salina.
- Condición inestable; la salmuera se encuentra abajo de la pared salina. (paredes o parte superior de la cavidad).

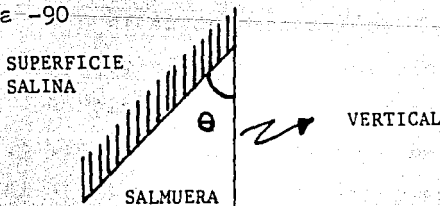
Se demostró que la cantidad de disolución decrece con θ , donde θ es el ángulo agudo entre la vertical y la superficie de la sal, comprendida entre 0 y 90 grados.



Un análisis de los datos nos conduce a la siguiente relación:

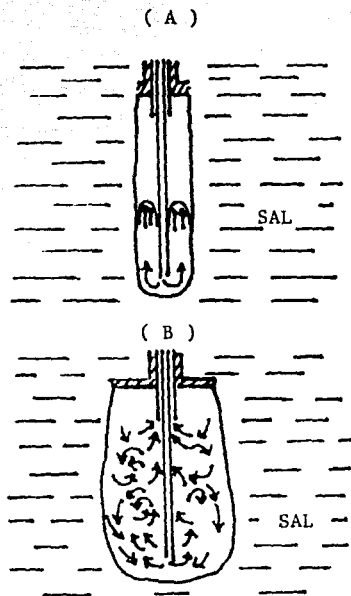
$$\frac{dm}{dt} = \frac{dm}{dt} (\cos \theta)^{0.5}$$

Para la condición estable, donde la superficie salina se encuentra encima de la salmuera, existen trabajos previos que proveen datos sobre la cantidad de disolución usada en el modelo. Inicialmente, los datos se obtuvieron para superficies horizontales (θ es igual a 90), donde θ es el ángulo agudo entre la vertical y la superficie salina con un rango de 0 a -90



En esta situación la salmuera contigua a la superficie salina gana en densidad y desciende en la cavidad por efecto de la gravedad. Este flujo donde se presenta la convección libre opera en áreas específicas y se refiere a un flujo laminar. Cantidades experimentales de disolución de sal para un flujo laminar se grafican en la fig. 57

FIG. 56



- (A) PATRON DE FLUJO EN LA CAVIDAD,
ETAPA INICIAL DE DESARROLLO
- (B) DESPUES DEL ENSANCHAMIENTO DEL
DIAMETRO

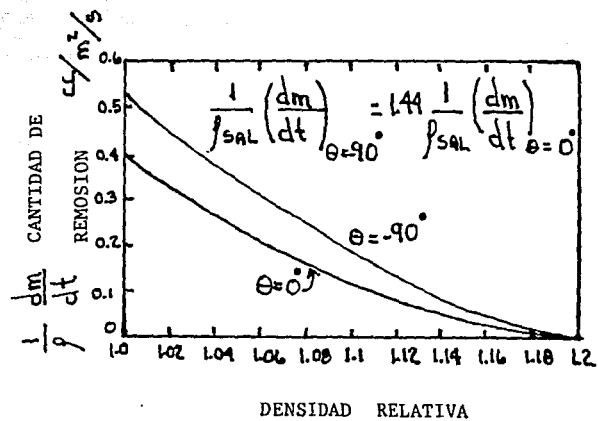


FIG. 57

Se muestra una curva suave a través de la gráfica para un ángulo de 0 a 90 grados y esta determinado por una constante de proporcionalidad, la cual se cálculo en valor de 1.44.

Se midieron también cantidades de disolución en el laboratorio; - para cavidades en bloques salinos con ángulos de -30, -45 y -60 grados, empleando diferentes concentraciones de salmuera, los resultados se muestran en la fig. 58. Los datos muestran que existe un incremento significativo en la cantidad de disolución entre -40 y -50 grados. Los experimentos muestran que la trayectoria de flujo cambia significativamente a esta inclinación de la superficie.

La ecuación siguiente nos muestra el comportamiento de los puntos graficados:

$$\frac{1}{\rho_{sal}} \left[\frac{dm}{dt} \right]_{\theta} = \frac{1}{\rho_{sal}} \left[\frac{dm}{dt} \right]_{\theta=0} \left\{ 1 + 0.22 \left[1 - \sqrt[3]{\frac{\theta + 45^\circ}{45^\circ}} \right] \right\}$$

También se estudió el mecanismo de la inyección de agua en la salmuera y el comportamiento del vórtice resultante. Un flujo convectivo, en un medio motivado solamente por la fluctuación, se conoce comúnmente como un flujo de vórtice simple. Un vórtice simple se caracteriza por su velocidad vertical cero. Por otro lado, un vórtice inducido se caracteriza por el momentum del fluido en la superficie.

En los casos donde el ascenso de agua del vórtice se opone, ya sea a una superficie rígida o a una barrera de densidad, el movimiento vertical se reorienta lateralmente. Para este caso se usa el término de vórtice verticalmente confinado. Se diferenciaron cuatro diferentes regímenes de flujo en un vórtice inducido verticalmente confinado, estos se muestran en la fig. 59.

- 1.- Zona de flujo laminar (para cantidades bajas de inyección), se observa muy poca o ninguna mezcla.
- 2.- La segunda zona; conocida como la región positiva e incluye la zona de mezcla turbulenta.
- 3.- La tercera zona incluye la transición entre la zona positiva y -

las regiones de remclinos. Esta zona esta limitada en extensión si - la salmuera ambiente es uniforme en densidad. De cualquier modo, en una salmuera estratificada estable, esta zona se desarrolla extensamente y se conoce como región negativa.

4.- La zona de remclinos. Esta región se forma debido a la existencia del límite superior de la cavidad o algún otro confinamiento vertical.

El confinamiento lateral del vórtice impide su ascenso de un modo similar a como lo hace el confinamiento vertical. El regimen hidrodinámico del vórtice esta limitado por la distancia entre el confinamiento lateral y la entrada con el confinamiento vertical. En el proceso de minado por solución, el diámetro de la cavidad (confinamiento lateral) y la distancia entre el nivel de inyección de agua y el límite superior de la cavidad (confinamiento vertical) determinan las características del flujo en el vórtice.

La importancia del confinamiento lateral radica en el hecho de que invierte el gradiente de densidad en la salmuera, creando una situación transiente, en la cual la salmuera más densa se invierte con la salmuera ligera. Este fenómeno se postulo originalmente debido a el análisis de la forma que presentaban las cavidades minadas en campo, las que habían sido desarrolladas por el método directo exhibían un gran desarrollo radial en algún nivel intermedio arriba del punto de inyección de agua fresca, el cual iba disminuyendo en el radio a medida que se subia a la parte superior de la cavidad. Esto indica menor cantidad de sal removida en la parte superior, causado por el aumento de concentración de la salmuera.

Para estudiar este aspecto del problema se elaboró un modelo de laboratorio, se lixivizó una cavidad por el método inverso en un bloque de sal de 6 ft de altura. Un agujero semicircular se comunicó con la superficie de la sal, sellandose posteriormente, se colocaron agujeros de muestra en un sistema en forma de red de dimensiones de 1 por 1 in, se procedió a barrenar para tener acceso a la salmuera

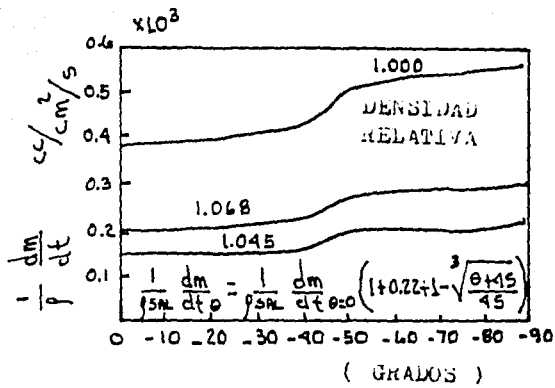


FIG. 58

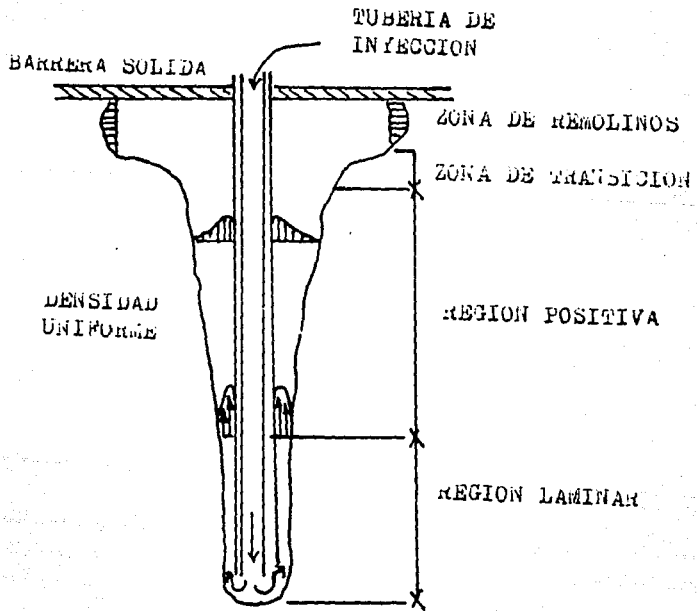


FIG. 59

de la cavidad durante el experimento. La cavidad se caracterizó durante el desarrollo por la razón de L_p , que es la distancia entre la entrada de agua y el fluido que sirve como límite para la parte superior de la cavidad, y D_c , que es el diámetro promedio de la cavidad. La razón inicial de L_p/D_c fue de 57.5 y decreció hasta 2.9 cuando se terminó el proceso de lavado de la cavidad, debido al ensanchamiento del diámetro de la cavidad. Las mediciones de concentración en la salmuera de la cavidad indican una inversión de la densidad en la salmuera como se muestra en la fig. 60. Cuando el cociente de L_p/D_c llega a 3.3 por el ensanchamiento de la cavidad como resultado de la disolución continua, la inversión desaparece.

La salmuera con una concentración uniforme ocupa cerca del 75% de la distancia L_p , y el resto de la salmuera en la cavidad un gradiente de concentración negativa. Si hubiera continuado la disolución, teniendo como resultado una disminución en la razón de L_p/D_c , se esperaría que en toda la cavidad existiera un gradiente negativo.

Se concluyó esto a partir de experimentos llevados a cabo con cilindros de plexiglas con altura de 5 ft por 1 ft de diámetro y en el que se observó que el nivel en la inversión de la densidad estaba muy cerca de donde las paredes de la cavidad restringían el ascenso del vórtice.

Entonces podemos concluir que el vórtice característico puede describirse con el número de Froude:

$$F_d = \frac{v^2}{g D_c \left[\frac{\rho_0 - \rho}{\rho_0} \right]}$$

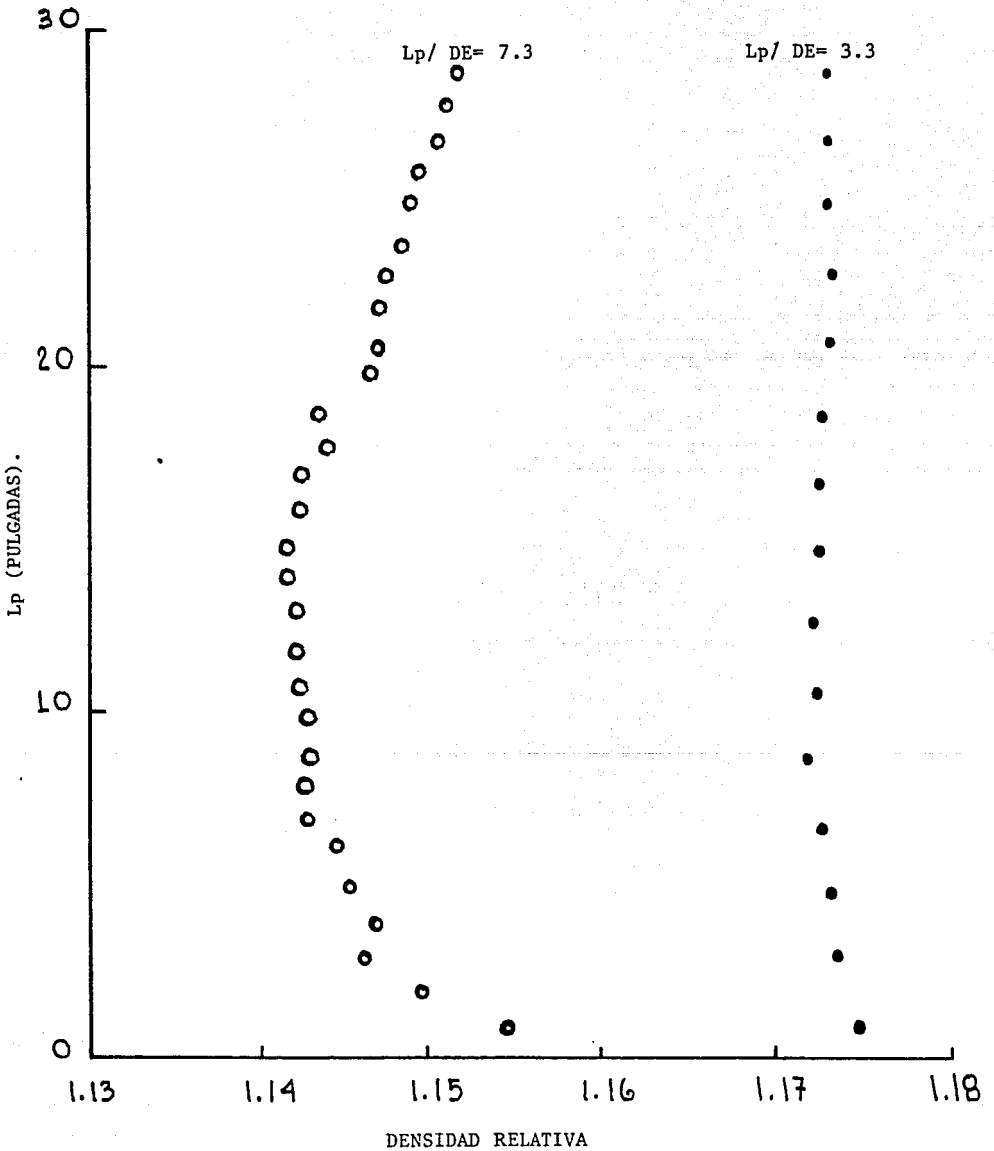
Para un F_d menor o igual 1, la fuerza que domina es la de flotación, la longitud de la región laminar aumenta al máximo, pero si el F_d aumenta de 0 a 1 la región laminar disminuye.

Para un F_d mayor a 1 la región laminar desaparece y se presenta un mezclado turbulento desde la salida, con lo que el momentum del fluido en la salida contribuye a aumentar la velocidad.

Al estudiarse el confinamiento de los vórtices se encontró que éste y la salmuera ambiente pudieron ser distinguidos abajo del nivel donde el confinamiento lateral afecta el ascenso y crecimiento del vórtice, arriba de este nivel no se pudo hacer esta distinción. Entonces se correlacionó la inversión de la densidad con el nivel de confinamiento. Un ejemplo de esto se muestra en la fig. 61, donde los puntos indican la densidad de la salmuera a diferentes niveles después de 27 minutos de inyección de agua fresca en una salmuera originalmente uniforme. La inversión de la densidad ocurre cercano a los 40 ft de altura, teniendo una razón de L_p/D_e igual a 2.99.

En la mayoría de los reportes de simulación de una cavidad el problema se simplifica para aplicar el método a un caso práctico, produciéndose grandes discrepancias entre la predicción y las mediciones tomadas al caso práctico. El modelo numérico que se presenta se usó para simular un experimento de lixiviación durante 9 días con una profundidad de 20 ft. La cavidad se desarrolló por inyección de agua en la parte superior de la cavidad y producción de salmuera en el fondo. El modelo trató a la cavidad como una tubería, con la entrada en un extremo y la producción en el otro. La tubería se dividió en segmentos cilíndricos y se evaluó la concentración de la salmuera tomando como base la cantidad de disolución de sal dada por la curva de remoción. Se reportó en 1972 el desarrollo de un método para predecir la forma de una cavidad, evaluó las cantidades promedio de crecimiento en una cavidad que estaba siendo lixivizada, tomando separadamente datos de dos diferentes exámenes de sonar, los cuales se hicieron a los 18 meses de haber empesado el proceso. La cavidad se dividió verticalmente en número de segmentos y el volumen de la sal disuelta en cada segmento durante los 18 meses se tomó como base para calcular las cantidades promedio de remoción, estas cantidades se usaron para evaluar un perfil de concentración junto con resultados experimentales de laboratorio, que se emplearon para preparar un nuevo perfil de concentraciones. En esos momentos la cavidad tenía un diámetro de

FIG. 60.



VARIACION DEL PERFIL DE CONCENTRACION DE SALMUERA EN UNA CAVIDAD COMO UNA FUNCION DE L_p/DE DONDE $L_p = 6$ FT.

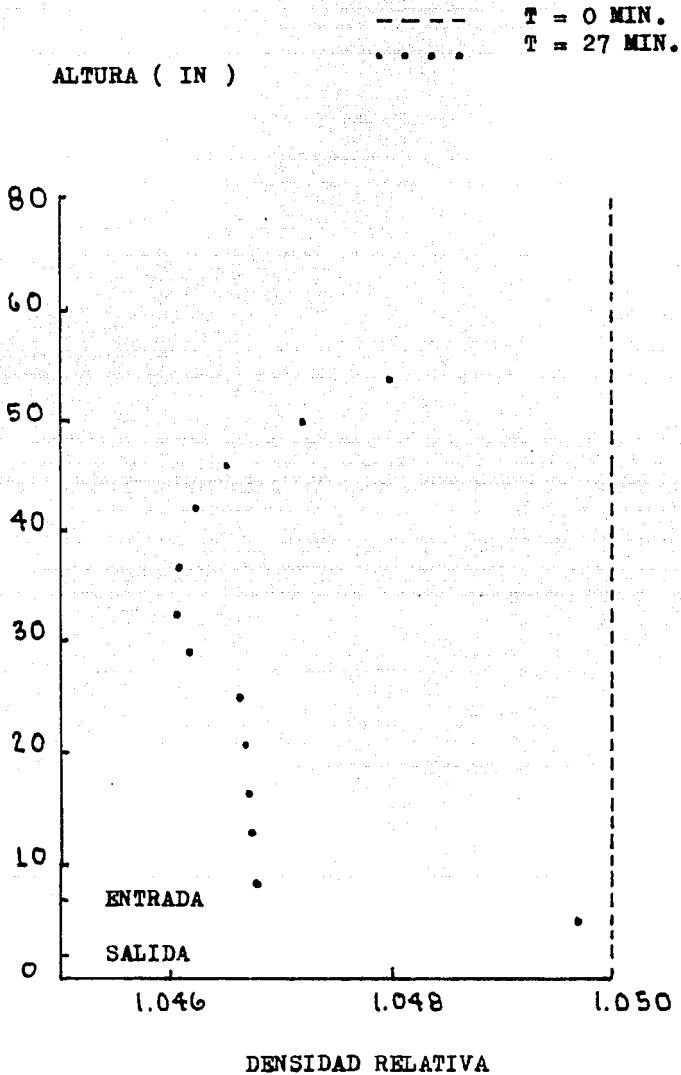


FIG. 61 CAMBIO DE LA DENSIDAD RELATIVA COMO RESULTADO DE LA CIRCULACION DE AGUA

200 ft y una altura de 140 ft, estando la salmuera producida saturada. Suponiendo que la concentración de la salmuera en la cavidad estaba en estado estable, se usó el perfil de concentración para evaluar las cantidades de disolución y la forma de la cavidad para los próximos 12 meses.

Trabajos similares se reportaron en 1973, utilizando los resultados de numerosos exámenes de sonar y datos de producción para simular numéricamente un período de dos meses de lixiviación. El error máximo entre los valores calculados y los reportados fue de 29% para el diámetro de la cavidad y de 3% para la concentración de salmuera producida.

En 1974 se reportó un modelo numérico tridimensional para el desarrollo de cavidades minadas por solución. Básicamente, el modelo sirve para calcular un depósito de aceite, por lo cual se modificó para simular el proceso de minado por solución. Este modelo igualaba numéricamente las cantidades de salmuera producida y la forma de dos cavidades. Se requirieron 15 y 20 corridas de computadora respectivamente, con variaciones en los parámetros para igualar las cantidades de salmuera con la forma de la cavidad para una y para la otra. El error máximo entre los valores reales y los calculados fue de 24% para el diámetro de la cavidad y de 22% para la concentración de la salmuera producida. El gran número de corridas de computadora y el apreciable error en la forma demostraron la ineficacia de utilizar un modelo de flujo de fluidos en medio poroso para simular un proceso de transferencia de masa por convección y diferentes flujos hidrodinámicos, que se llevan a cabo en un yacimiento salino con una relativa circulación libre de agua.

La predicción del desarrollo de dos cavidades, una con el método directo y la otra con el método inverso, se comparó con resultados que se tienen de cavidades reales.

El primer caso se refiere al método inverso, los datos reales del desarrollo de esta cavidad son limitados y no incluyen datos detallados.

dos de la producción de salmuera, la información disponible se presenta en seguida:

- 1.- Se empleó el método inverso y el agua se inyectó a un flujo de 1200 GPM.
- 2.- Debajo del nivel de producción, 6700 ft, se desarrolló una cavidad para recibir impurezas y materiales insolubles.
- 3.- Al final de la operación de minado por solución se realizó un examen con el sonar, esto después de 168 días de producción.

El examen indica que el volumen de la cavidad entre los 5800 y 6700 ft es de 816000 bbls. La simulación de la cavidad desarrollada se hizo para 168 días de circulación continua, teniendo como resultado una predicción de 813105 bbls.

En la fig. 02 se grafican las formas finales, tanto la real como la simulada por medio del modelo propuesto. El radio de la cavidad que se grafica para cada profundidad es un valor promedio de las mediciones tomadas en ocho diferentes direcciones para cada profundidad, la forma de la cavidad simulada está muy cerca de la forma de la cavidad real. Se puede esperar mejoras en los resultados cuando se eliminan las inexactitudes derivadas por la ausencia de datos de la salmuera producida. Estas inexactitudes obligaron a las siguientes suposiciones:

- Se consideró que no había variación en el flujo de agua al inyectarse en la cavidad.
- Se asumió inyección continua.
- La temperatura de la cavidad se supuso uniforme e igual a 75 F, aunque la temperatura actual de la cavidad es de 170 F.

Por lo tanto, podemos concluir que la predicción entre la forma real y la calculada es buena dentro de los límites impuestos por las suposiciones.

El segundo caso es el de una cavidad minada por el método directo, la cual se denomina Transco 1 y se localiza en el domo salino de Eminence, Mississippi, la información en el desarrollo de esta cavidad fue también limitada y no incluye los datos de producción de salmuera.

PROFUNDIDAD (FT)

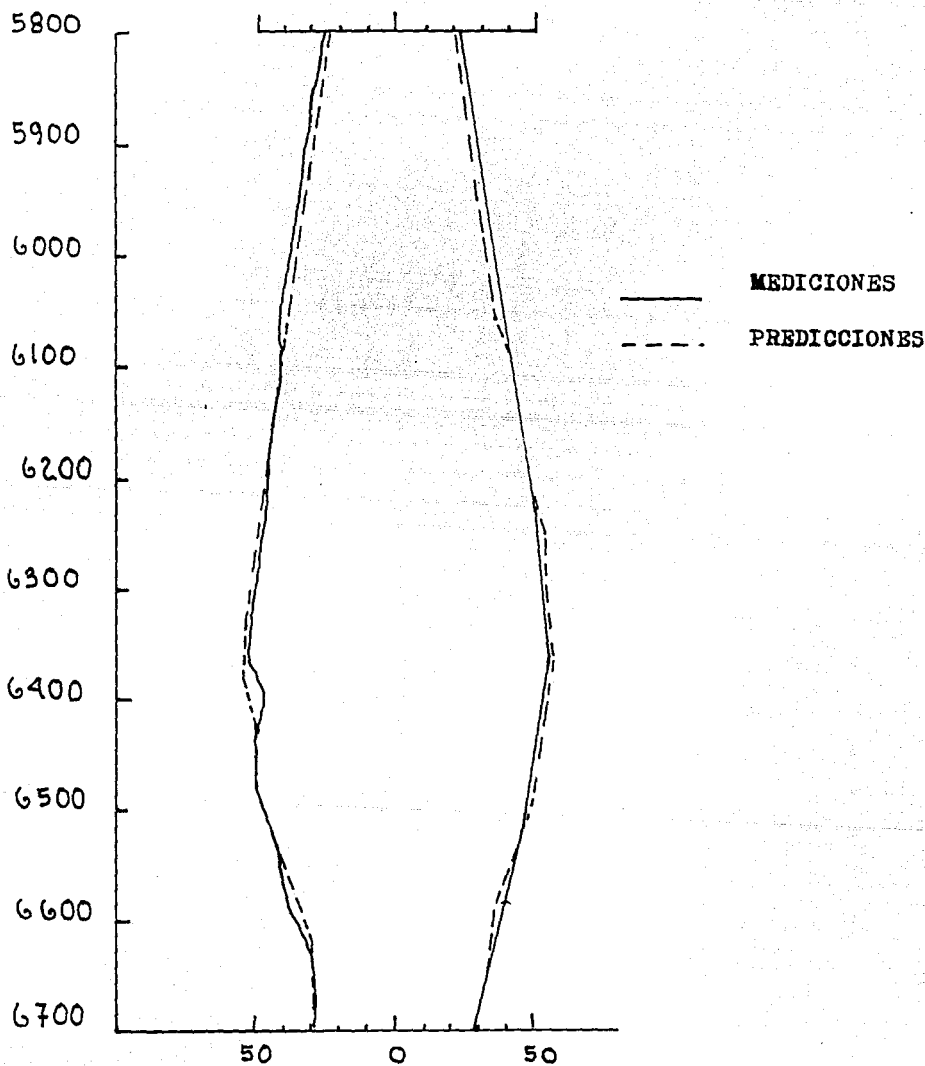


FIG. 62

COMPARACION DE LAS MEDICIONES Y PREDICCIONES
PARA DETERMINAR LA FORMA DE LA CAVIDAD

ra, los datos disponibles incluyen:

- El tamaño de la cavidad fue de 840 ft, estando la parte superior - de ella a una profundidad de 5750 ft y la inferior a 6590 ft.
- El diámetro inicial de la cavidad (diámetro barrenado) fue de 11 in
- La temperatura fue igual a 170 F.
- El agua se inyectó a través de una tubería de 7 in y la salmuera - producida salió por una tubería de 10 3/4 in.
- La configuración de la cavidad se determinó dos veces, la primera cuando el desarrollo de la cavidad era de aproximadamente la mitad, un volumen de 4.1×10^5 bbls y después finalizado el minado, un volumen de 1.1×10^6 bbls.

El desarrollo de la cavidad se simuló para una operación continua durante 290 días, en la cual la cavidad creció hasta una capacidad - de 1.11×10^6 bbls, las cantidades de circulación no se especifica-- ron para los datos reales, sin embargo, la máxima capacidad de extrac-- ción de agua dulce fue de 1000 GPM. Basados en esto y datos de la - capacidad del pozo de salmuera, se tomó un promedio de circulación - de agua de 900 GPM para la simulación numérica.

Las figs. 63 y 64 muestran la comparación de las cavidades reales y calculadas para dos etapas del desarrollo. Se tiene una excelente aproximación a pesar de las suposiciones hechas debido a la ausencia de datos completos.

III.3.3.2.2.- Método Sandia.

Los laboratorios Sandia, desde 1978, han funcionado como consul-- tor técnico, en varios aspectos para el programa de Reserva Estrate-- gica de Petróleo en EU (SPR), incluyendo el proyecto de lixivación. Una de las herramientas usadas para predecir el desarrollo de las ca-- vidades y predecir patrones de lixivación, es el código de computado-- ra SALT 77, desarrollado por el Instituto de Investigación de Minado

por Solución (SMRI), este código ha sido muy útil para predecir y planificar algunas partes del programa de lixivación.

La fig. 25 muestra la configuración que se ha de considerar en el lixivado de la cavidad. En esta figura se supone que agua fresca (o con una baja concentración de sal), entra a la cavidad en el nivel de inyección. En la fig. 25 este nivel está abajo del nivel de producción de salmuera (método directo), sin embargo, los niveles de inyección y producción se pueden intercambiar, dando lugar al método inverso. En ambos casos el agua fresca inyectada tendrá menor densidad que la salmuera de la cavidad y tenderá a subir debido a esta diferencia de densidades y a un movimiento ascendente del vórtice. Puesto que, el mezclado dentro del vórtice es normalmente rápido, es apropiado un análisis de la dinámica del vórtice, basado en la suposición de una velocidad y densidad relativa constantes dentro del vórtice. Se presentan los resultados a los que se llegaron después de un análisis en un conjunto de ecuaciones que describen el régimen dinámico de un vórtice estable, son las siguientes:

$$\frac{d(b^2 u)}{dz} = 2 \alpha b u$$

$$\frac{d(b^2 u^2)}{dz} = 2 b^2 g (c_0 - c)$$

$$\frac{d(b^2 u g (c_0 - c))}{dz} = 2 b^2 u g \frac{dc_0}{dz}$$

Donde:

b es el radio efectivo del vórtice.

C y C_0 son las densidades relativas del fluido dentro y fuera del vórtice.

u es la velocidad del vórtice en la dirección z .

g es la aceleración de la gravedad.

α es un coeficiente.

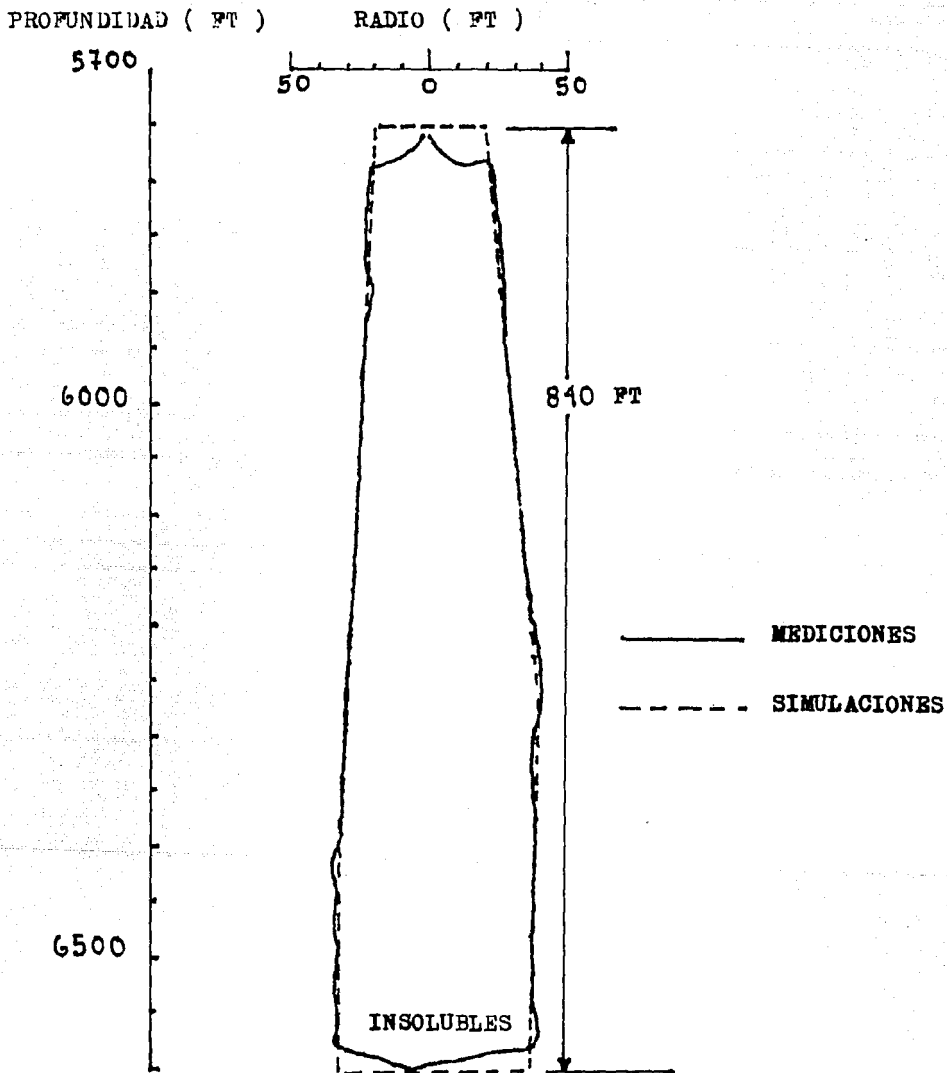
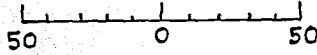


FIG. 63 COMPARACION DE LAS MEDICIONES Y PREDICCIONES
 PARA DETERMINAR LA FORMA DE LA CAVIDAD

PROFUNDIDAD (FT)

RADIO (FT)

5700



6000

840 FT

— MEDICIONES
- - - SIMULACIONES

6500

INSOLUBLES

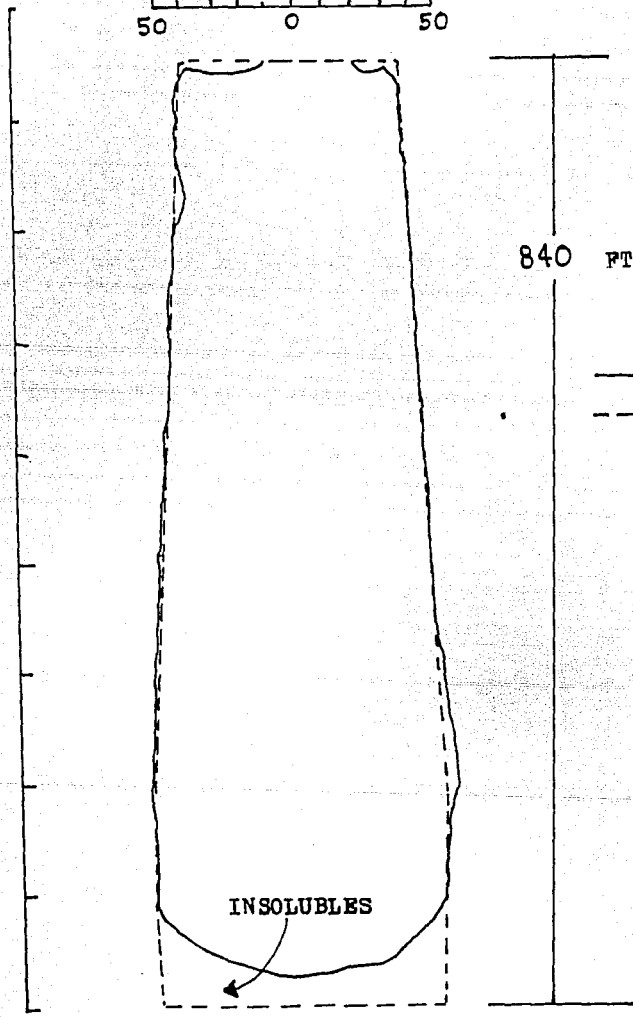


FIG. 64 COMPARACION DE LAS MEDICIONES Y PREDICCIONES
PARA DETERMINAR LA FORMA DE LA CAVIDAD

Cuando el vórtice se eleva a través de un fluido estratificado estable, llegará hasta un cierto nivel y parará, mientras su radio crece indefinidamente. Este nivel se denota en la fig. 65 como nivel de estancamiento del vórtice. Si el vórtice se eleva dentro de un fluido estratificado inestable, continuará ascendiendo y crecerá hasta interactuar con las paredes de la cavidad, las cuales obstruirán su crecimiento. El nivel en el que ocurrirá esta interacción se denominará también como nivel de estancamiento del vórtice, porque en ambos casos la totalidad del flujo del vórtice se deposita dentro del fluido que se contiene en el nivel.

Si el nivel de estancamiento del vórtice está arriba del nivel de producción, el fluido de la cavidad se desplazará hacia abajo con una velocidad promedio, determinada por la cantidad de inyección y el radio de la cavidad. Ya que, el fluido inyectado es menos denso, la región que se encuentra debajo de los niveles de estancamiento y producción se encontrará en régimen estable. Si el nivel de estancamiento está abajo del nivel de producción, (como se muestra en la fig. 65), el flujo neto de la cavidad será hacia arriba y el fluido que se localiza encima del nivel de estancamiento será casi-estable y el que se encuentra debajo de él, estable. Los medios casi-estables son iguales a los estables con la diferencia de que, el gradiente de densidad es inverso, con el fluido más pesado en la parte superior chocando con las paredes contenedoras y provocando una gran relación de diámetros, los cuales prevalecen en las cavidades que están siendo lixivizadas e impiden un rápido mezclado. Ocurre un gran número de inestabilidades a escala, con lo que aumenta el mezclado del fluido, en el cual se ha supuesto que podemos describirlo por medio de coeficientes de difusión.

Todos los fluidos de la cavidad, con excepción de una pequeña región entre los niveles de inyección y estancamiento además de una delgada región de capa límite cercana a la superficie, serán estables o casi-estables. Se ha desarrollado una teoría para tratar de combinar la convección libre y forzada en depósitos estratificados -

estables, donde la convección natural se produce cerca de las paredes, dando origen a una pequeña, pero suficiente variación en las concentraciones, dentro de la teoría de la capa límite. El resultado de este análisis es que la variación de la densidad relativa, C, con respecto al volumen del fluido está dado por la ecuación, para cavidades ajesimétricas:

$$\frac{\partial C}{\partial t} + \left(\frac{M_0}{A} - \frac{2D}{r} \frac{dr}{dz} \right) \frac{\partial C}{\partial z} + \frac{2D S_d (C - \hat{C})}{r \cos \theta} = \frac{\partial^2 C}{\partial z^2} D$$

Donde:

M_0 es el flujo volumétrico total inducido externamente.

A es el área transversal de la cavidad.

D es el coeficiente de difusión de la sal en el agua.

r es el radio de la cavidad.

S_d es el coeficiente definido como una condición para la capa límite.

$$\left. \frac{\partial C}{\partial \xi} \right|_{\xi=0} = S_d (C - \hat{C})$$

C es la densidad relativa del fluido en la pared.

tomando para la saturación el valor de 1.202;

t es el tiempo

θ es el ángulo de la pared con respecto a la vertical.

la ecuación anterior es una ecuación de conservación de masa en la que el primer término representa la cantidad de incremento de salinidad, más el segundo término que representa el flux convectivo neto y el tercer término que representa la cantidad de disolución de sal en las paredes, el término del lado derecho representa el flux difusivo

Cuando cambian las condiciones de una estratificación estable a una casi-estable, uno de los primeros efectos es el cambio de área del término convectivo, el cual en una operación de lixiviación, es pequeño comparado con la convección externa. Por lo tanto, se puede suponer que la ecuación anterior es aplicable en toda la cavidad,

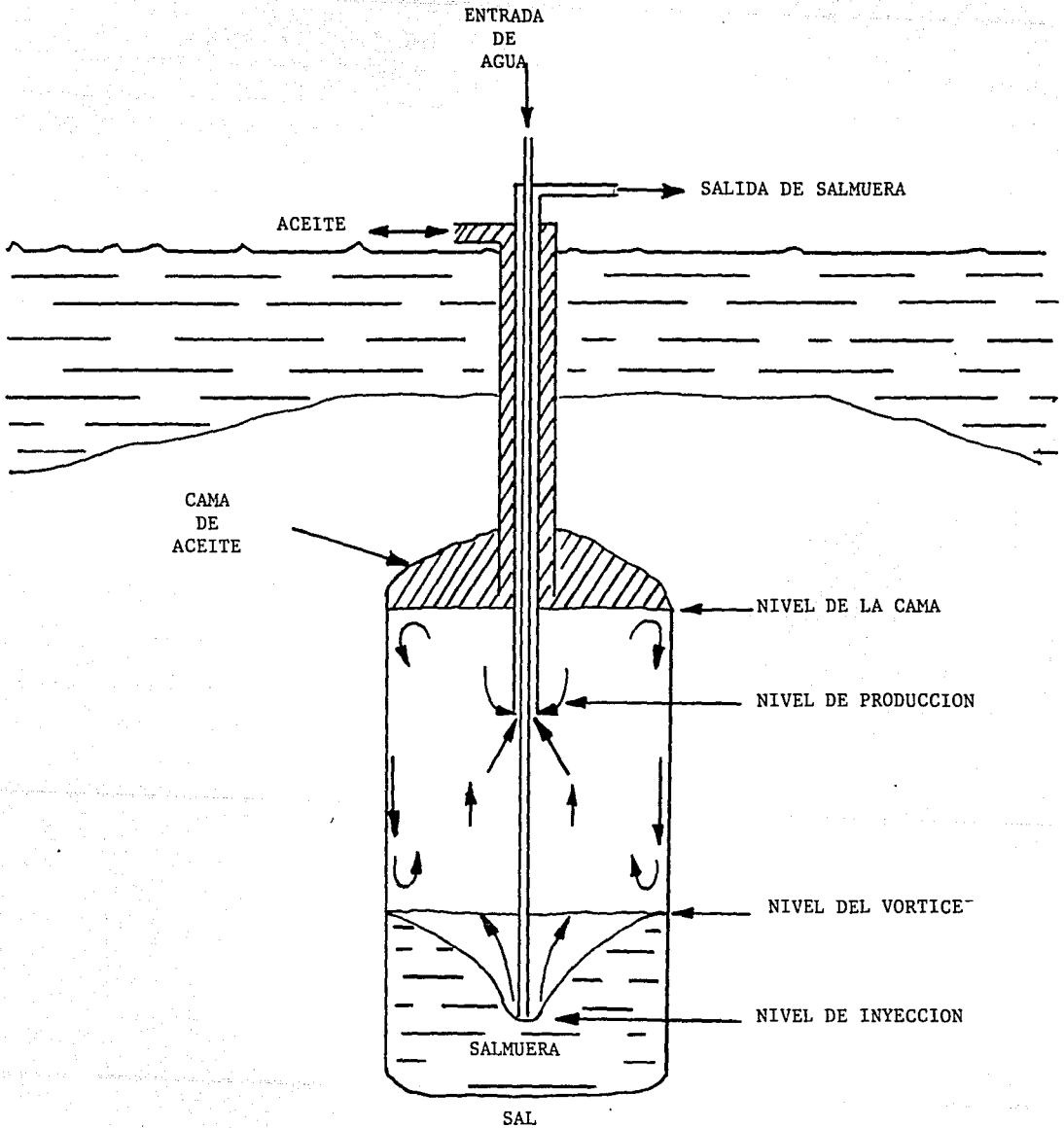


FIG. 65. GEOMETRIA DE LA CAVIDAD Y REGIONES DE FLUJO PARA EL METODO DIRECTO.

con un coeficiente de difusión que es función de la posición.

Para evaluar el coeficiente límite, S_d , se utilizaron modelos empíricos de disolución de sal. Se tomaron datos de disolución de sal generados en la Universidad de Texas y reportados en 1960.

La cantidad de disolución de sal, en una gran pared vertical de sal que se disuelve bajo convección natural puede correlacionarse como una función de la densidad relativa del fluido, C , sólo a temperaturas cercanas a 70 F.

$$\frac{dr}{dt} = 45.65 C^4 - 232.29 C^3 + 469.52 C^2 - 410.37 C + 232.73 - 45.2 C^{-1} \text{ Ft/Hr}$$

La cantidad de disolución de sal varía con el ángulo de la pared; toma un valor de 90 si la superficie tiene contacto con el fluido en su parte superior y de -90 cuando la superficie se encuentra en la parte inferior, de acuerdo a:

$$\left. \frac{dr}{dt} \right|_{\theta > 0} = \left. \frac{dr}{dt} \right|_{\theta = 0} (\cos \theta)^{1/2}$$

$$\left. \frac{dr}{dt} \right|_{\theta < 0} = \left. \frac{dr}{dt} \right|_{\theta = 0} \left[1 + 0.22 \left(1 - \sqrt[3]{\frac{\theta + 45^\circ}{45^\circ}} \right) \right]$$

El volumen de sal removida, VSR , de un incremento de altura, dz , en un tiempo Δt , es

$$VSR = 2 \pi r dz \left. \frac{dr}{dt} \right|_{\theta}$$

Para interpretar el cambio de densidad relativa en término del volumen de sal removida, se definen dos funciones: FWP, la cual da el porcentaje en peso de sal como una función de la densidad relativa, y su inverso FSG. La masa de sal disuelta en un volumen, V , de un fluido contenido en una cavidad de densidad relativa, C , es $CxVxFWP$. La masa de sal removida es $VSRxCsal$, donde $Csal$ es la densidad relativa de la roca de sal (2.16). El nuevo porcentaje en peso W , de sal

después de disolución de sal adicional es:

$$W = \frac{(CV \cdot FWP(C) + VSR \cdot C_{sal})}{(CV + VSR \cdot C_{sal})}$$

y la diferencia de densidades relativas con respecto al tiempo es:

$$\frac{dc}{dt} = \frac{FSG(W) - C}{\Delta t}$$

sustituyendo ecuaciones para el caso de gradiente de salinidad - constante 0, permite evaluar S_d en términos de la cantidad de sal re movida:

$$S_d = \frac{(FSG(W) - C) r \cos \theta}{2 \cdot D \Delta t (C - C)}$$

El fluido de la cavidad en el cual el flujo del vórtice pierde - sal por contacto. Este mecanismo no esta considerado en la ecuación anterior, por lo que debemos agregar un término a esta ecuación. Aunque tal término ha sido incluido en el código, no es clara la mejor forma de evaluarlo. En este momento el término es cero y el flujo - que se inyecta en el vórtice en el nivel de estancamiento es la cantidad de inyección y su densidad relativa. Esto es, después de terminar el nivel de estancamiento apropiado con la teoría del vórtice, - el código se comporta, sin embargo, como si el agua fresca fuera inyectada y mezclada directamente al nivel de estancamiento. Esta aproximación debería causar una mayor disolución en el nivel de estancamiento y menos debajo de él, sin embargo, la comparación con cálculos que emplean diferentes modelos, muestran pequeñas diferencias - para el método inverso. Para el método directo, donde todo el flujo es hacia arriba, el despreciar el término traería como consecuencia un gradiente entre la inyección y el nivel de estancamiento. Este - gradiente podría dar una diferencia entre los niveles de inyección y estancamiento de $0.155Q_i^{0.4}$ ft., donde Q_i es el flujo en ft^3/hr , la

cantidad de flujo inyectada. Para la mayoría de los problemas, esta distancia es menor al espacio de una malla, así para ahorrar el tiempo computacional y evitar un problema numérico en el cálculo del vórtice; el nivel de estancamiento puede suponerse que coincide con el nivel de inyección para todos los casos donde se use el método directo. Ya que, habrá siempre un mezclado significativo entre los niveles de inyección y estancamiento, debido al retorno convectivo, del fluido de entrada, se espera que esta sea una buena aproximación para la mayoría de los casos.

La difusión de sal a través de agua mediante procesos termomoleculares es muy pequeña, teniendo un valor de 1.4×10^{-5} cm²/s. Cuando existe un gradiente de salinidad inestable se presentará una turbulencia dentro del vórtice en una amplia región, con un gradiente constante que puede ser descrito por:

$$u = \sqrt{g \frac{dc_0}{dz} \frac{z}{4}}$$

$$c - c_0 = \frac{1}{4} \frac{dc_0}{dz} z$$

$$b = \frac{2}{3} \alpha z$$

donde los símbolos se definieron anteriormente, la velocidad, diferencia de densidad y radio del vórtice se incrementan con la distancia vertical z . Si se limita el vórtice, la ecuación solamente describirá el crecimiento del vórtice hasta su radio b , llegando a ser una fracción significativa de la longitud de confinamiento. Por ejemplo, en un tubo cilíndrico vertical con radio R , la velocidad de flujo que regresa igualará la velocidad del vórtice cuando el radio del vórtice llegue a ser $R/2$. Cuando existe una velocidad de flujo que regresa y que además, se encuentra de cero a una baja velocidad ambiente, no aplica la ecuación y habrá un radio del vórtice límite y

y una velocidad que son proporcionales al radio de confinamiento. Después de que el vórtice alcanza este radio límite, su nivel y velocidad decaerán debido a efectos de turbulencia y difusión. Si el radio del vórtice b , es proporcional a R , se tiene:

$$u_{\max} \sim \left(\frac{dc_0}{dz} \right)^{1/2} R$$

Por analogía con la difusión molecular, un coeficiente de difusión turbulento puede definirse como el producto de la velocidad y cantidad de mezclado así:

$$D_e \sim \left(\frac{dc_0}{dz} \right)^{1/2} R l$$

Si se supone que la cantidad de mezclado es proporcional a R , la ecuación se convierte en:

$$D_e = D_0 \left(\frac{dc_0}{dz} \right)^{1/2} R^2$$

donde D_0 es la constante de proporcionalidad. Experimentos en tuberías de dos y cuatro in para difusión salina hacia abajo, indican que realmente se puede encontrar coeficientes de difusión a escala con un valor para D_0 igual a 31.7.

Cuando el radio de confinamiento llega a ser muy grande la inestabilidad crece y se limita no por las paredes sino por efectos de la convección. La longitud de onda de la inestabilidad crecerá rápidamente y determina el tamaño de este remolino, el cual es responsable del fenómeno convectivo que limita el crecimiento del radio. Una estimación simple de esta longitud de onda, que contiene una capa gruesa con un fluido de alta densidad que cubre completamente un fluido de densidad baja es:

$$\lambda = 4\pi \left(\frac{\nu^2}{\Delta C / 2c \cdot g} \right)^{1/3}$$

donde λ es la longitud de onda, ν es la viscosidad cinemática de dos capas y ΔC es la diferencia de densidad relativa de las capas. Para estimar la longitud de onda en el caso de un gradiente constante, ΔC

se reemplaza por $\alpha C/dz l$, donde l es la cantidad de mezclado vertical:

$$\lambda = 4\pi \left(\frac{2v^2 c}{\frac{dc}{dz} g l} \right)^{1/3}$$

dos puntos separados inestables podrían unirse de acuerdo a:

$$\lambda = \frac{2\alpha l}{3}$$

asi se tiene:

$$l = \left(\frac{6\pi}{\alpha} \right)^{3/4} \left(\frac{2v^2 c}{\frac{dc}{dz} g} \right)^{1/4}$$

Si suponemos que el coeficiente de difusión es proporcional al producto de la velocidad y la longitud del mezclado, tal como se desarrollo anteriormente, la longitud de mezclado se toma como el radio mínimo de la cavidad r , y l esta dado por la ecuación:

$$D_e = D_0 \frac{dc}{dz} \text{ Min. } (r^2, l^2)$$

La ecuación es la forma final del coeficiente de difusión turbulento que se usará en la ecuación de balance de masa, donde $D = D_{mol} + D_e$. El valor D_0 se tomo de referencias y fue de 31.7, y para el valor de α se utilizaron datos tomados del pozo Bryand Mound 104, siendo este de C.064. El valor de α no esta alejado de otros valores tomados experimentalmente los cuales tienen un rango de 0.08 a 0.13.

Para probar el comportamiento del código que modela el minado por solución, se realizaron comparaciones entre las formas calculadas por el código SMRI y el nuevo código, para diversos casos y cuando fue posible también se comparó contra datos reales.

El código SMRI ha sido utilizado para el método directo y para el método inverso. Ya que existe confianza en los datos logrados por el SMRI en los métodos directo e inverso, la primera comparación se hará con él. Se trata de una cavidad que se barrenó con diámetro de 0.625 ft y que se lixivizó en forma directa los primeros 40 días con un flujo de 10600 ft³/hr de agua con una densidad relativa de 1.0108,

y posteriormente mediante el método inverso con el mismo flujo durante 100 días. La fig. 66 muestra una comparación entre las formas de las cavidades calculadas por el SMRI y el nuevo código. Las formas de las cavidades son casi idénticas difiriendo sólo en la región de entrada en un 10% aproximadamente. El volumen total de la cavidad difiere en 5.5%. El porcentaje de saturación de la salmuera difiere en menos de 0.3%.

Existen algunos datos disponibles de la cavidad 106 de Bryan Mound lixivizada por el método directo, se minaron simultáneamente dos pozos el A y el B durante un día con un flujo de 15073 ft³/hr, y después por 84 días con un flujo promedio de 6596 ft³/hr. Se supuso que la densidad del agua inyectada era de 1.0108. El tubo de inyección tenía diámetro de 7 in. y se instaló a una profundidad de 4450 ft - mientras que la tubería de producción se aisló hasta tener un diámetro de 10 3/4 in y una profundidad de 2280 ft. El barreno inicial tenía 15 in de diámetro. En la actualidad los dos pozos deben estar unidos entre sí con un tercer pozo iniciado posteriormente conforman la caverna 106. Toda la simulación y datos que se presentan aquí se refieren al período cuando cada pozo formaba una cavidad separada. - Se muestran datos del nuevo código, del código SMRI y del sonar tomados de la corporación Dowell entre el 2 y 6 de Julio de 1980. El radio graficado en la fig. 67 es el radio efectivo, las curvas calculadas prácticamente caen en la misma posición, difiriendo menos del 2%, aunque ambas tienen una diferencia de volumen con los datos experimentales del 20%. Esta discrepancia puede ser causada por un gran número de factores. La temperatura supuesta para todos los cálculos - fué de 75 F aunque la temperatura de salida de salmuera fue mayor a 98 F durante algunas etapas del minado. No se tomó en cuenta el contenido de insolubles (cerca del 7%). Se supuso una geometría eje-simétrica pero las secciones transversales son no circulares. Este hecho puede ser significativo porque la superficie no considerada puede causar más disolución de la sal que la considerada, además los da

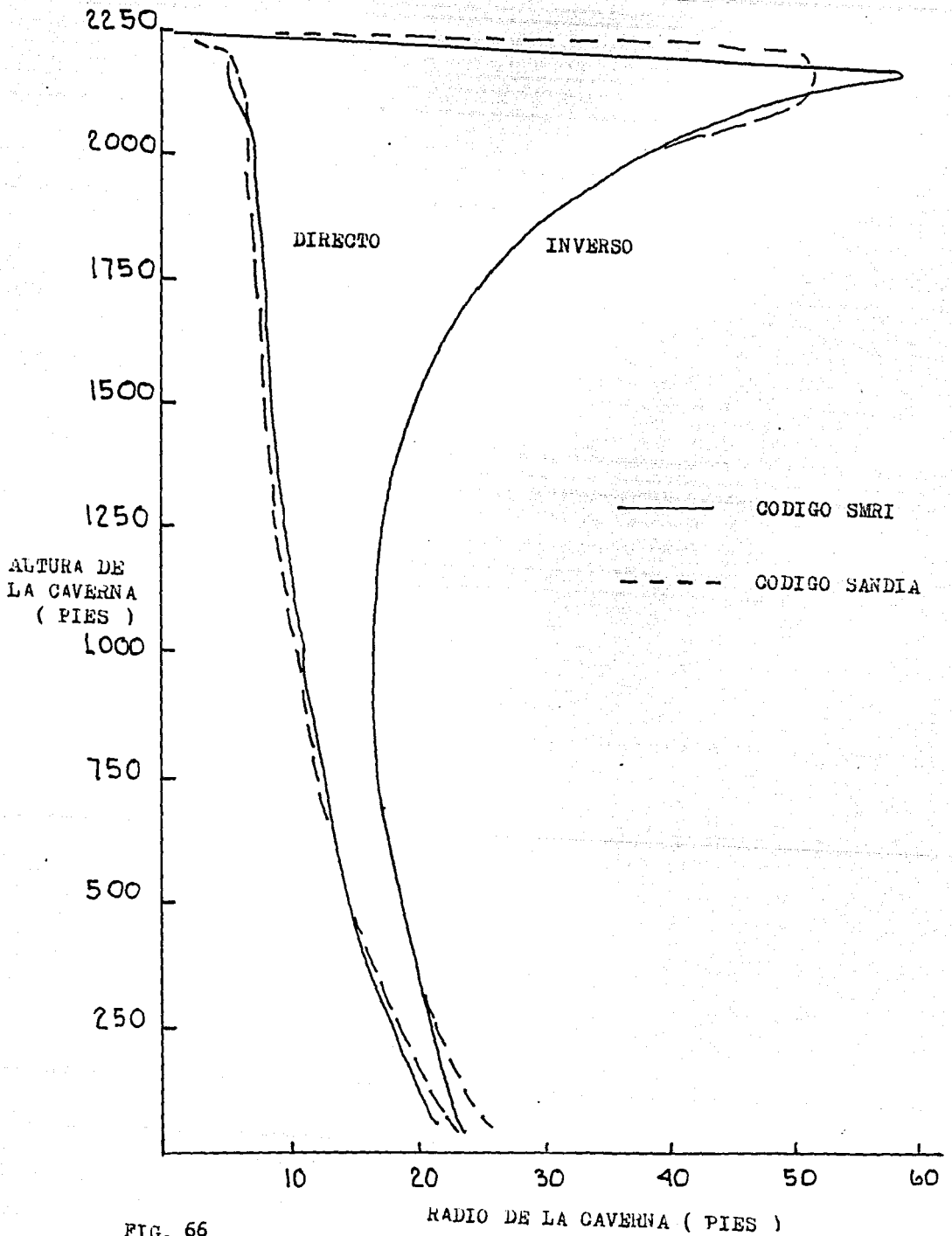


FIG. 66

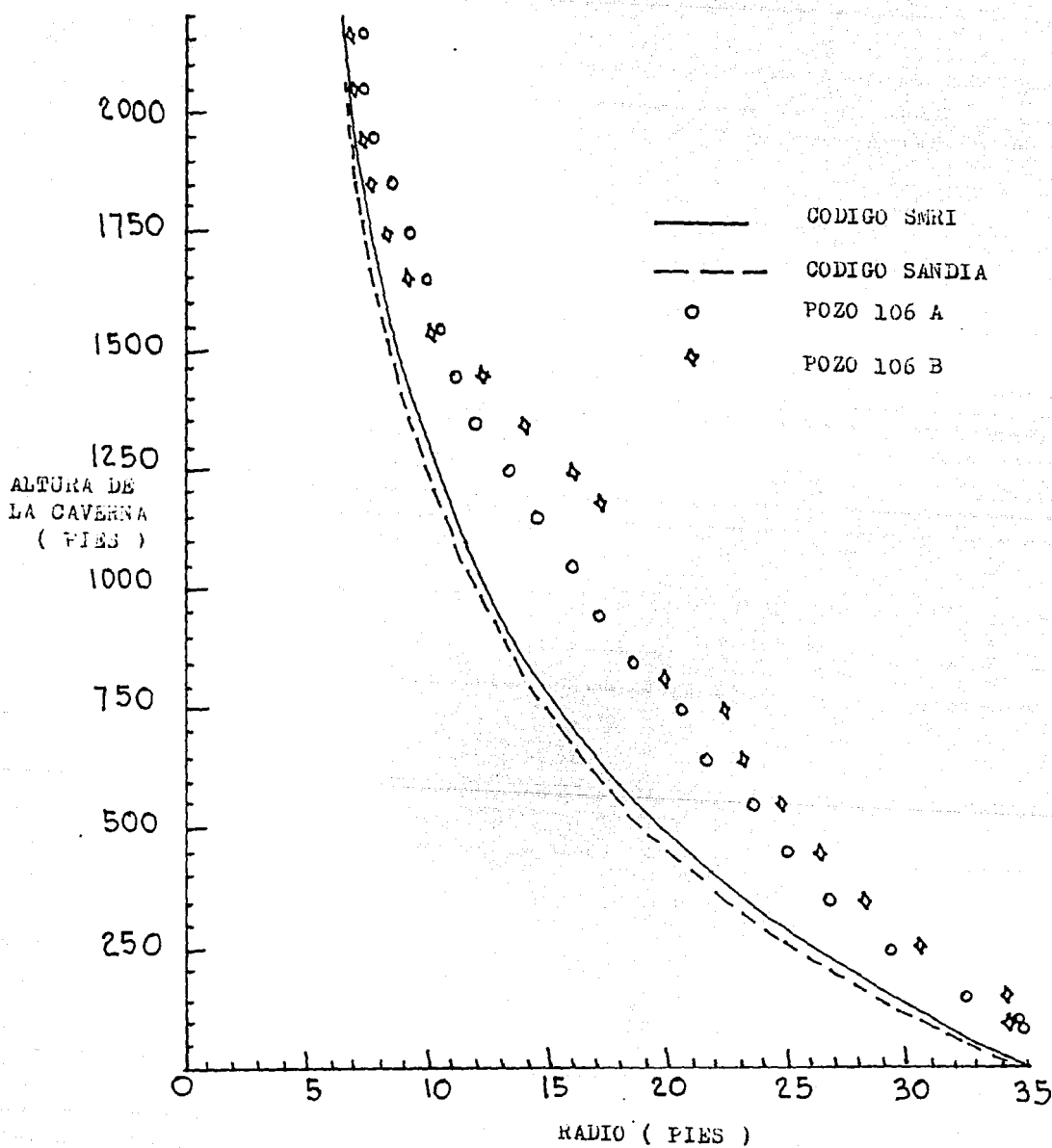


FIG. 67

tos del sonar se tomaron en ocho direcciones y si su valor promedio es diferente al valor real los resultados son completamente diferentes, indicando una gran desviación. La fig. 68 muestra radios promedio graficados contra los valores calculados, esta gráfica es más adecuada y los cálculos muestran sólo una ligera desviación en el tamaño de la cavidad. La asimetría en la disolución de las cavidades puede ser causada por la presencia de silvinita altamente soluble, de sigual distribución de anhídrita u otros insolubles o una deficiente inyección de agua, ninguna de las cuales se considera para el cálculo de la cavidad. Considerando todas las suposiciones que se hicieron, los cálculos resultan confiables.

Existen algunos datos de la configuración de un lixivizado ligeramente diferente en el pozo 104-B de Bryand Mound. En este, también se utilizó el método directo, pero en este caso el recubrimiento de la tubería de producción de salmuera estuvo sólo 200 ft arriba del punto de inyección que esta a una profundidad de 4400 ft. Se estimaron los siguientes flujos de agua por los operadores de Bryand Mound, para los primeros 46 días.

<u>Día</u>	<u>Flujo (ft³/hr)</u>
1	970.5
2	10250.6
3	6192.5
4	10723.8
5-7	8437.9
8-11	7282.9
12-21	8678.5
22-23	8470.0
24-26	0.0
27-35	8470.0
35	9496.6
36-46	7282.9

Los datos tomados de la corporación Dowell en Septiembre de 1980 se muestran en la fig. 69 con los resultados de la simulación con el código SMRI y el Sandia. Se grafica el radio efectivo, ya que el gráfico muestra que la sección transversal es casi circular, por lo que los valores promedio son parecidos. El código SMRI predice un radio mayor en la parte superior de la cavidad y además un volumen de la cavidad y radio menores. La disolución que se produce arriba del nivel de producción de salmuera se determina en el modelo de mezclado, para el código Sandia esta mezcla se basa en el modelo de difusión turbulenta previamente descrito, por lo que este modelo provee una aproximación más cercana al mezclado que ocurre en esta configuración. Los mismos datos se grafican en la fig. 70, pero en esta se incluye los efectos del 7% de insolubles. La versión del SMRI nos es útil pero no está diseñado para tomar en cuenta los insolubles, en la fig. 70 se usó una modificación para incorporar estos insolubles, con dicha modificación se logra una mejora en los datos y el nivel de confiabilidad aumenta.

Desafortunadamente no existen datos para poder comprobar los resultados que desarrolla el código en cuanto al llenado-lixivizado y al retiro de crudo, se dará sin embargo, un ejemplo de ambos para ilustrar la capacidad del código.

El primer ejemplo es para el proceso de lixivizado-llenado en una cavidad llena (capacidad de crudo nominal igual a 10 millones de barriles). Se supone que la cavidad ha sido minada por solución hasta un volumen de 4383800 bbls en el principio del proceso de lixivizado-llenado. También se supone que la inyección de agua es constante e igual a $32775 \text{ ft}^3/\text{hr}$, no se toman en cuenta los materiales insolubles, y se asume el siguiente minado por solución.

La forma de la cavidad se muestra en la fig. 71, una aproximación de este proceso se puede encontrar con el código SMRI haciendo un gran número de corridas, el método de ajustar las condiciones a la frontera entre cada corrida causará una ligera variación en el volumen de la cavidad, el cálculo de la forma de la cavidad es similar -

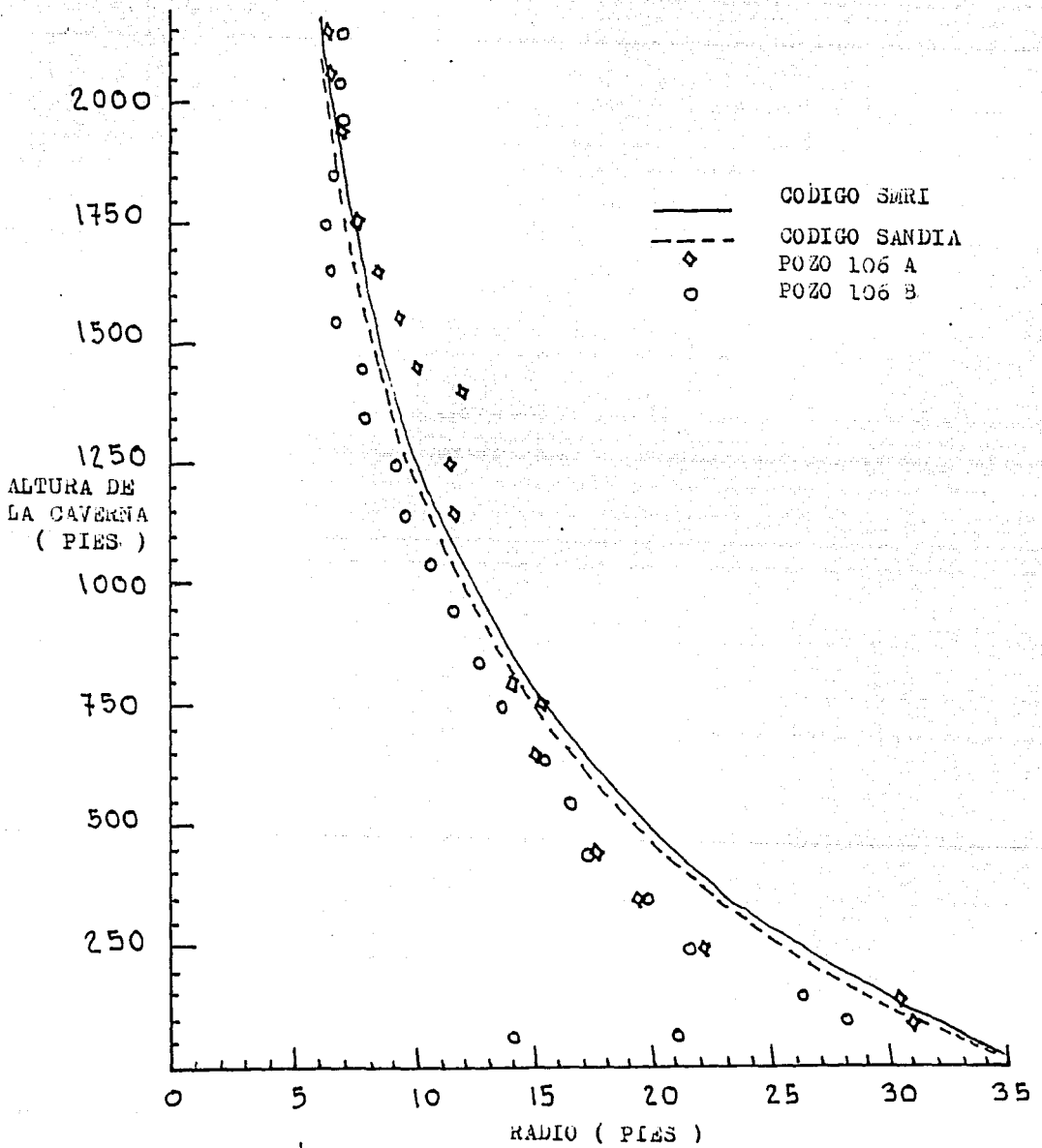


FIG. 68

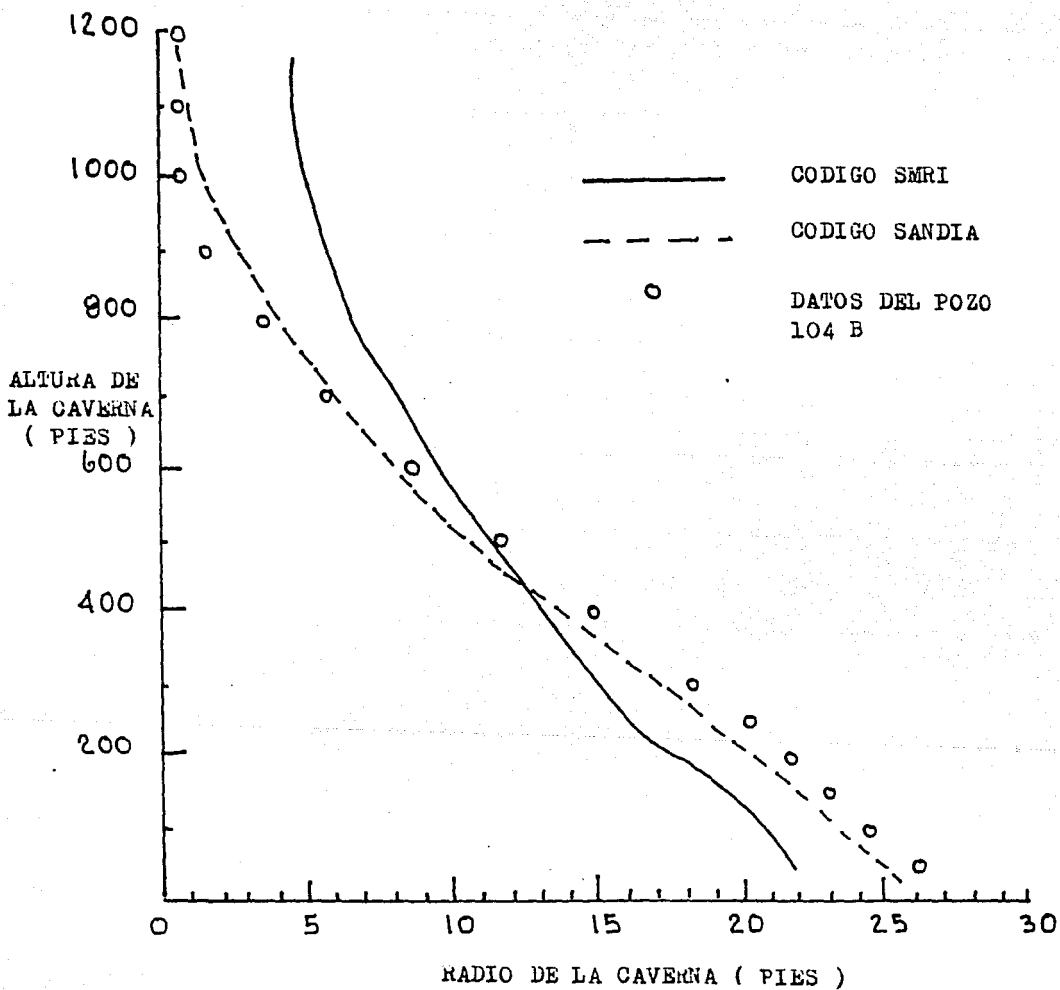


FIG. 69

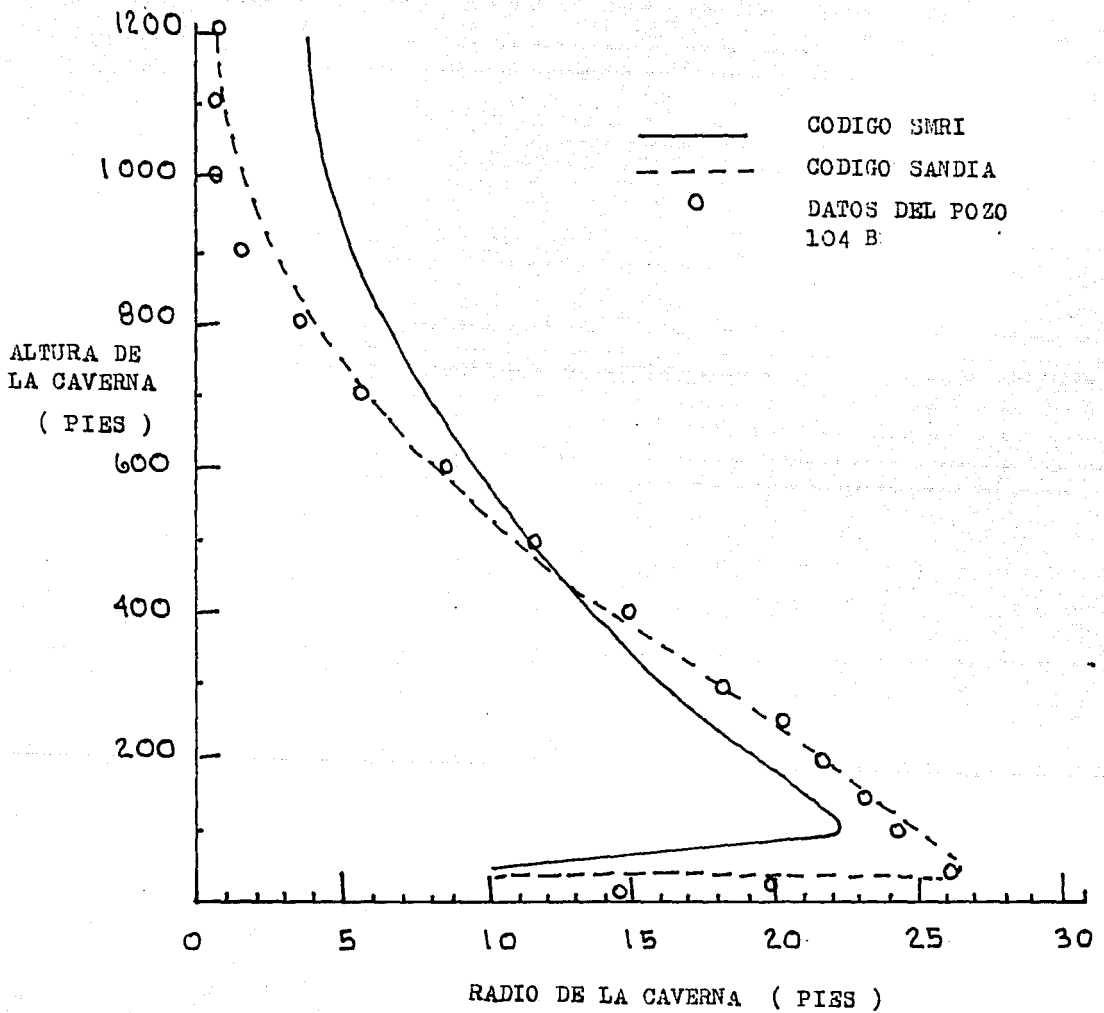


FIG. 70

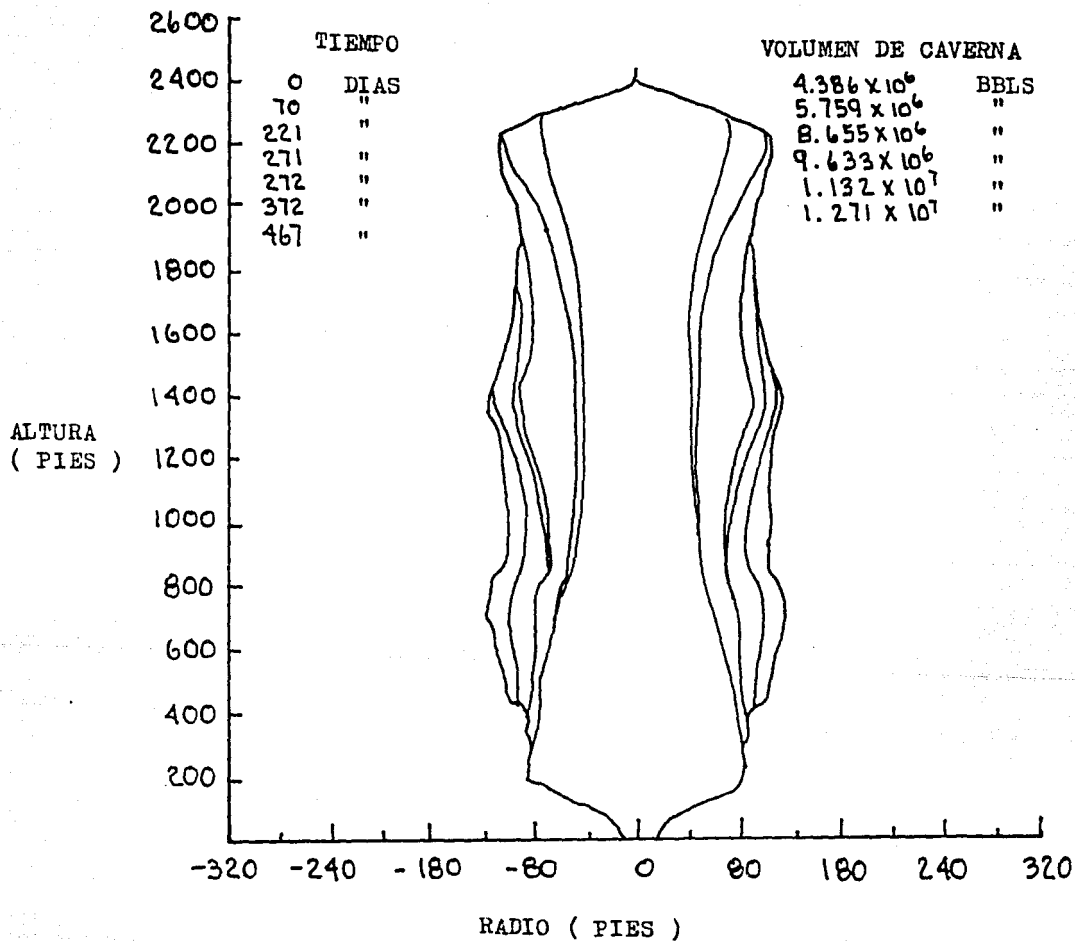


FIG. 71

al de la fig. 69 con excepción de que hay un mayor volumen cerca de la parte superior de la cavidad y un menor volumen en el fondo. El volumen calculado por el SMRI es de 12.2 millones de barriles que difieren en 4% al volumen calculado por el código Sandia que es de 12.7 millones de barriles. Habiendo un buen acercamiento entre ambos resultados.

El último ejemplo se refiere a cinco ciclos de llenado y retiro de crudo en una cavidad promedio que sirvió en el ejemplo previo. Se supone que la cavidad contiene 12.7 millones de bbls de volumen total de los cuales 10 millones de bbls son de crudo y 2.7 millones de bbls pertenecen a la salmuera saturada. La interfase salmuera crudo esta a 680 ft del fondo de la cavidad. Se inyecta agua con una densidad de 1.0108 con un flujo de 49603 ft³/hr a una altura de 400 ft, y se usa para desplazar el crudo hasta que la interfase se mueve hasta la parte superior de la cavidad que se encuentra a 2450 ft. Se mantiene una condición de flujo cero para permitir que la salmuera se sature, en 20 días, (90% de saturación). Después la cavidad se llena con crudo nuevamente y el ciclo de vaciado se repite, incluyendo el período con flujo cero, la fig. 72 muestra la forma de la cavidad inicial y la forma de la cavidad calculada después de cada ciclo de vaciado. El volumen para cada ciclo se lista en la fig. 72 y como se espera, la región de la cavidad que se encuentra arriba del nivel de inyección de agua crece en forma más rápida debido a que se expone por un período más largo a salmuera con menor salinidad.

Se ha supuesto en estos cálculos que cuando se vacía el crudo la capa de aceite que cubre la pared salina es rápidamente removida y no retrasa la disolución que realiza el agua fresca con la sal. Esta suposición puede no ser válida (los mecanismos exactos de la remoción de la película no se conocen), pudiendose desviar la forma final real de la calculada. Cuando lleguen a conocerse los datos de remoción de la película se incorporará ese efecto.

III.3.3.2.3.- Optimización de Operaciones de Minado por Solución.

Las operaciones de minado por solución se han analizado desde el punto de vista ingenieril y económico, por medio de un modelo numérico que incluye la predicción del desarrollo de la cavidad, cálculos de la presión de operación, consumo de energía y determinación de costos totales. Se han comparado varios parámetros de operación y métodos de desarrollo, para el hipotético caso de la formación de una cavidad con un volumen de un millón de barriles.

Las operaciones de minado por solución, son generalmente, emprendidas para lograr algunos de estos dos objetivos:

- 1.- Desarrollar un espacio para el almacenamiento subterráneo de productos o de dispositivos de desecho.
- 2.- Para la producción de salmuera que se utiliza en la producción de sal o en plantas químicas.

En algunos casos es posible encontrar ambos tipos de operaciones dentro de un proceso de minado por solución, donde una cavidad esta siendo usada para almacenar productos y se produce salmuera. Es más común, sin embargo, el diseño de cavidades para un objetivo específico, con la posibilidad de convertir posteriormente en cavidad de almacenamiento el receptáculo que se creó para producir salmuera.

En todos los casos, las cavidades deben ser diseñadas para operar en un período de tiempo largo y para asegurar que el objetivo intentado pueda ser satisfecho. Existen numerosas posibilidades en términos de la combinación de parámetros y métodos de operación, lo cual da como resultado diferentes alternativas para el minado por solución. El diseño particular requiere el conocimiento de todas las posibilidades para diseñar adecuadamente los objetivos globales.

Se han emprendido considerables trabajos para estudiar el desarrollo de la cavidad y para la disolución de la sal, con el fin de proveer criterios y guías para la planeación de las operaciones de minado por solución, por medio del estudio, experiencias y el análisis -

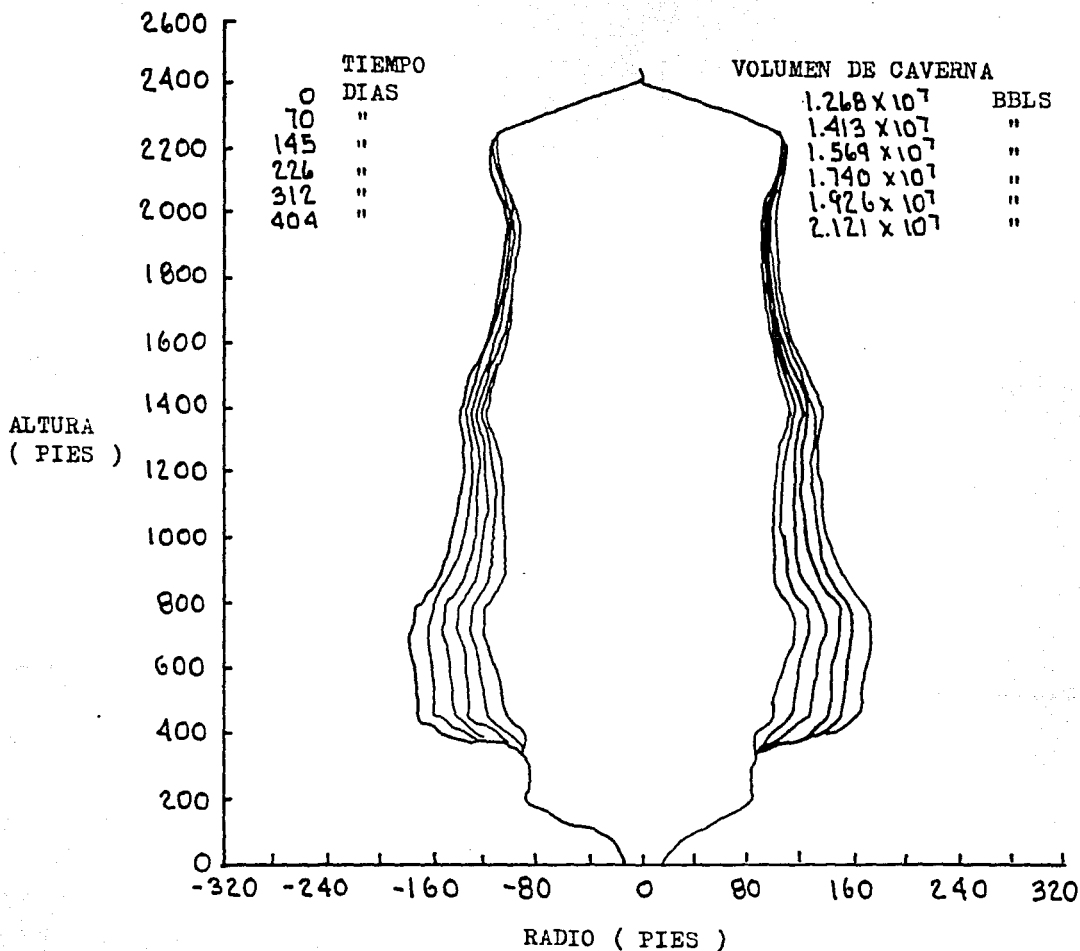


FIG. 72

de operaciones anteriores las compañías operadoras han desarrollado curvas de comportamiento que describen los parámetros de operación para la producción de salmuera y el desarrollo de la cavidad.

Estas curvas de comportamiento no solo son invaluable para el diseño, sino que proveen un medio de supervisión en las actividades de operación e indican posibles desviaciones entre el desarrollo real y el esperado. Sin embargo, son de utilidad limitada debido a las numerosas alternativas que se consideran en la planeación y diseño de operaciones futuras.

Existe un modelo de computadora con el objetivo de predecir el desarrollo de la cavidad, para las condiciones de operación más prácticas. La aplicación de este modelo de simulación para el desarrollo de varias cavidades, de las cuales se tiene un registro de la producción del pozo y de su forma final, muestran un gran acercamiento entre lo esperado y la forma real, por lo que, con la confianza establecida por el modelo, podemos usarlo efectivamente en el diseño de operaciones de minado por solución. Esto requiere el desarrollo de la capacidad para considerar factores operacionales, los cuales pueden usarse para establecer comparaciones económicas entre los distintos modos de operación. Estos elementos incluyen costos de operación, que son relativos al gasto de energía y los costos de capital que se refieren a la configuración y modo de operación.

El diseño de operaciones para el minado por solución, involucra la selección de las posibles combinaciones en las condiciones de operación y las configuraciones de la cavidad, que satisficcrán los objetivos para un sistema con ciertas características

Objetivos. Los objetivos de un minado por solución deberán redactarse en forma diferente cuando se trata de un desarrollo de almacenamiento o de producción de salmuera;

Desarrollo de Almacenamiento. En este caso cada una, o las combinaciones de los siguientes puntos puedan representar el objetivo específico:

1.- El desarrollo de un cierto volumen de almacenamiento en un tiem-

po dado.

2.- El desarrollo de un cierto volumen de almacenamiento en un tiempo mínimo.

3.- El desarrollo de un cierto volumen de almacenamiento en un costo mínimo.

4.- El desarrollo de un cierto volumen de almacenamiento con el menor gasto de energía.

Producción de Salmuera. Para este tipo de operación cada uno de los siguientes puntos o la combinación de algunos de ellos pueden representar el objetivo de diseño:

1.- Satisfacer una cierta cantidad de salmuera producida en un tiempo dado.

2.- Mantener la cantidad de salmuera producida en un rango de tiempo.

3.- Producir una cierta cantidad de salmuera con el costo mínimo.

4.- Satisfacer una combinación de los objetivos señalados arriba.

Para lograr estos objetivos es necesario, satisfacer ciertas condiciones, las que se presentaran a continuación.

Aunque algunas condiciones pueden ser características de una instalación específica, las siguientes pueden considerarse como las más comunes:

1.- La forma de la cavidad resultante se conforma con criterios específicos, dictados por los requerimientos de integridad estructural o por la funcionalidad de la cavidad. Frecuentemente, las condiciones de forma se expresan en términos del radio máximo permisible en la cavidad, aunado a una altura máxima de la cavidad o un espesor en la parte superior de ella, y una distancia con respecto a otras cavidades cercanas. Para el caso de cavidades de almacenamiento, las condiciones de forma tienen que ser satisfechas durante el tiempo de vida del proyecto, teniendo en cuenta que los ciclos de llenado y desalco pueden causar disolución adicional.

2.- La salinidad de la salmuera debe estar dentro de cierto valor.

Cuando la salmuera se usa como una corriente química, la salinidad

debe ser mayor a un mínimo permisible. En algunos casos, donde el desarrollo del almacenamiento es el objetivo principal, la salinidad de la salmuera puede tener un límite inferior a cierta concentración permisible.

3.- Las operaciones de bombeo deben restringirse bajo cierto límite de presión o energía máxima. Este, generalmente, será el caso para cuando existan facilidades en el desarrollo de cavidades adicionales. Las limitaciones se pueden imponer en el flujo de circulación debido a problemas causados por excesivas vibraciones de tuberías, cavitación o erosión causada por la turbulencia.

4.- Con la tendencia actual de incremento en los costos de energía, existe la posibilidad de realizar la eficiencia al expresarlas como un mínimo uso de energía para el desarrollo de un volumen de almacenamiento dado.

En la mayoría de los casos, los objetivos de diseño estarán sujetos a todas las condiciones mencionadas arriba, teniendo cada una de ellas importancia diferente. La combinación de objetivos y condiciones da como resultado la definición completa del diseño del problema. Variables controlables o independientes. Teniendo definido el problema, su selección involucra dar una solución al conjunto de variables controlables o la combinación que permita aproximarse a los objetivos lo más cerca posible. En una operación de diseño por solución, las variables controlables, generalmente, son las siguientes:

- 1.- Método de circulación de agua; directo o inverso.
- 2.- Cantidad de agua de circulación.
- 3.- Espesor de la sal expuesta a la disolución.
- 4.- Profundidad de la tubería con respecto al fondo de la cavidad y distancia entre inyección de agua y producción de salmuera.
- 5.- Tamaños de tuberías, recorrimientos y líneas de flujo superficial.
- 6.- La distancia entre la estación de bombeo, cavidad y descarga de salmuera.

En la mayoría de los casos no podemos considerar a todos los pun-

tos como variables independientes, pero como se mencionó arriba, su variación será limitada por restricciones específicas.

Comportamiento. El comportamiento del minado por solución se expresa por medio del crecimiento de la cavidad, el cual puede expresarse como la cantidad de sal extraída por unidad de tiempo. En términos de parámetros de operación, esto se puede calcular por la cantidad de circulación y la salinidad de la salmuera producida. Su interrelación se puede sintetizar en los siguientes puntos:

- 1.- Para un tamaño de cavidad dada la saturación de salmuera producida es inversamente proporcional a la cantidad de circulación de agua.
- 2.- Para una cantidad dada de circulación de agua la saturación de la salmuera producida se incrementa cuando aumenta el volumen de la cavidad o la altura de la sal.
- 3.- Para un volumen dado de la cavidad, la localización de los puntos de inyección y producción determinan la relación exacta entre la cantidad de agua y su saturación.
- 4.- La combinación entre cantidad de agua de circulación y posición de inyección y producción determinan el desarrollo de la forma de la cavidad.

De las variables controlables las tres primeras, son los factores controlantes mayores, para determinar la salinidad de la salmuera producida. Las últimas tres variables, unidas a la cantidad de circulación de agua y saturación de salmuera, determinan la presión requerida para bombear el fluido a través del sistema y por lo tanto, la cantidad de energía consumida en el proceso. Estos parámetros también controlan la inversión de capital necesaria para una nueva instalación.

Con tan complicadas interacciones, es muy complejo derivar una relación simple que permita la descripción práctica del comportamiento de la disolución de la cavidad. Esto hace al modelamiento numérico el método más práctico para estudiar el desarrollo alternativo y tratar de optimizar el proceso.

El modelo numérico que se describe es una consecuencia del modelo de disolución para cavidades e incluye el cálculo de presión de circulación y requerimiento de energía, tiene la capacidad de estimar - costos de operación y de capital.

El modelo general está constituido por modelos parciales; el modelo de disolución, el de cálculo de energía y el de cálculos económicos. Estos se combinan en forma lógica como se muestra en la fig. 73. Después de empezar el problema leyendo los datos pertinentes y calcular las constantes que se usan para los cálculos repetidos, el modelo de disolución calcula la densidad de la salmuera producida, la densidad de la salmuera dentro de la cavidad y la cantidad de disolución que ha tenido lugar durante el intervalo deseado. Los valores de la densidad se usan después para cálculos hidrostáticos y pérdidas de presión por fricción en el sistema, los cuales se sustituyen en la relación de balance de presión adecuada para obtener la presión de circulación. Combinando la cantidad de flujo y la presión de circulación, se obtiene la potencia en cada instante y se convierte a energía acumulativa por medio de la suma de los intervalos de tiempo deseados. En los cálculos económicos, la energía se usa para los cálculos de costos de operación, mientras la potencia máxima se utiliza para estimar los costos de capital de equipo de bombeo. Otros costos de capital se estiman de parámetros físicos del sistema, tales como: tamaños de tuberías, profundidades, etc. Los cálculos se terminan cuando se llega a un criterio específico.

Modelo de Disolución. El modelo de disolución de la cavidad se describió en detalle anteriormente, la versión que se utilizó en este apartado incluye la capacidad para simular el desarrollo de cavidades en domos salinos para los siguientes casos:

- 1.- Método directo. Inyección en la tubería y producción de salmuera por la tubería anular.
- 2.- Método Inverso. Inyección anular y producción por la tubería.
- 3.- Protección en la parte superior del domo y sin ella.

4.- Condiciones isotérmicas.

El modelo incorpora los efectos de la velocidad del fluido y la inclinación de la superficie de disolución. Para un caso dado y cantidad de agua de circulación, el modelo calcula la cantidad de sal disuelta en varios niveles de la cavidad, la salinidad de la salmuera y el radio promedio de la cavidad en ese nivel. Los totales en cuanto al volumen de la cavidad, producción de sal y sal disuelta se calculan como una función del tiempo y se imprimen a intervalos constantes, generalmente un día.

Cálculos de Presión. Para poder establecer la cantidad de energía requerida para la circulación del fluido, es necesario llevar a cabo un cálculo de la presión en la entrada del sistema. La fig. 74 muestra un esquema general del sistema que se consideró para representar un caso general. Consiste de tuberías de flujo superficiales para la inyección de agua y producción de salmuera, la tubería, la tubería anular y la cavidad.

En general, el flujo y la presión de descarga en la línea de salida de salmuera se especifican. La presión de entrada al sistema, (o presión de salida de bombeo), tendrán que superar las pérdidas por fricción en las tuberías y la cabeza hidrostática causada por la diferencia de densidades que existe en el sistema. Otras pérdidas como la energía cinética que cambia a través de los accesorios no se toman en cuenta, ya que no son significativas.

Las pérdidas por fricción se calculan basados en el régimen de flujo (laminar o turbulento) usando la correlación de factor de fricción de Moody. El diámetro equivalente para la tubería anular se estima en base a mediciones. Esto, para poder reflejar más acertadamente los factores de excentricidad, obteniendo una aproximación más fiel de las pérdidas de presión. Ya que, la densidad de la salmuera varía con el tiempo y que el tamaño de la cavidad se incrementa, la presión de bombeo debe ser función del tiempo.

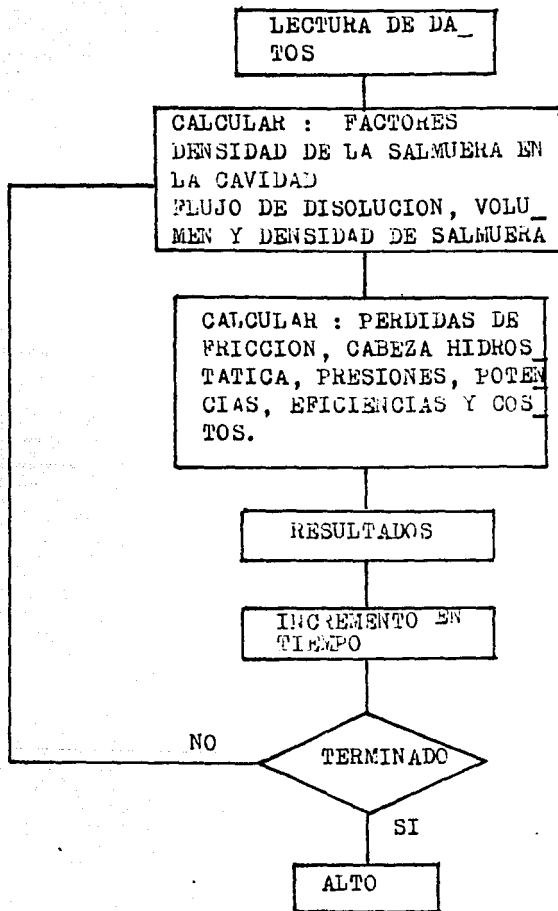


FIG. 73 DIAGRAMA DE FLUJO DEL PROGRAMA

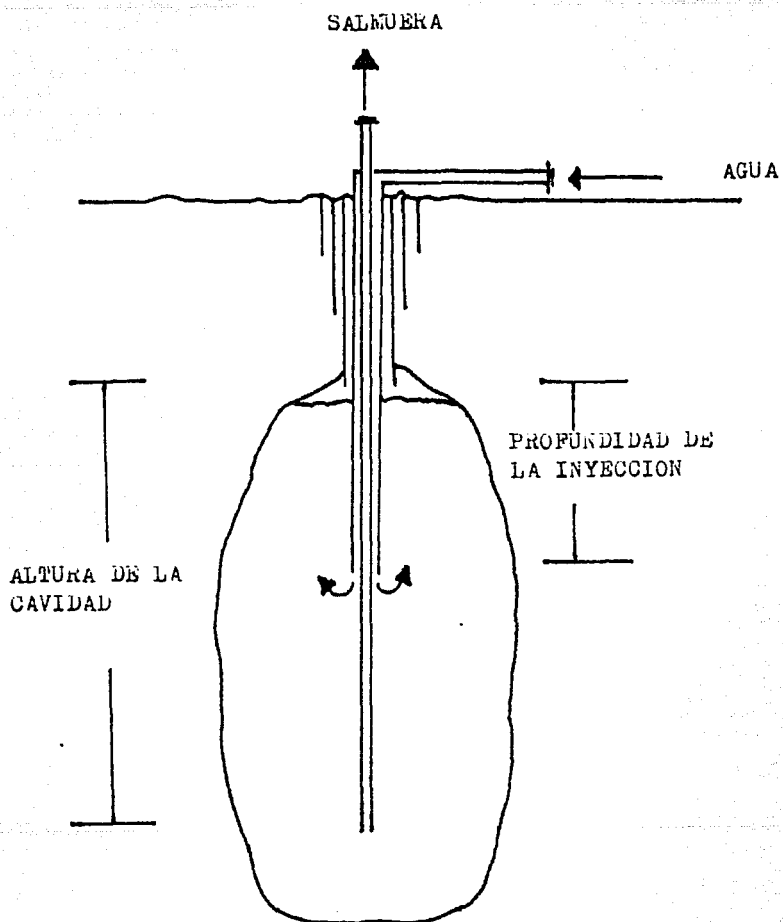


FIG. 74 CONFIGURACION GENERAL DE LA OPERACION DE
MINADO POR SOLUCION

Consumo de Energía. La presión de bombeo junto con la cantidad de circulación de agua, se convierten en energía hidráulica, la cual a través de un factor de eficiencia se convierte en energía de bombeo. Esta energía se supone permanece constante en un intervalo de tiempo específico (usualmente un día) y se convierte a energía gastada. Del modelo de disolución se conoce el volumen de sal producida y el crecimiento de la cavidad durante el mismo lapso de tiempo. Estos valores se convierten a factores de eficiencia expresados como masa o volumen de sal removida por unidad de energía gastada.

Cálculo de Costos. Se ha emprendido la evaluación del desarrollo de la cavidad específica considerando varios parámetros. Primeramente, el diseño de objetivos y condiciones, las que tendrán que satisfacerse por el proyecto propuesto. No es sin embargo, encontrar las diversas alternativas que satisfagan estas aproximaciones. En estos casos va a ser útil considerar factores comparativos adicionales tales como los costos de operación y la inversión requerida en el proyecto. En suma, si durante la implementación del proyecto, es necesario modificar el plan, es útil el conocer como estos cambios afectaran el aspecto económico.

El modelo de costos descrito, está diseñado para ser lo más general y ofrecer a los interesados modificaciones para su caso específico. En el futuro supondremos que ciertos costos generales pueden establecerse en base a la experiencia previa en operaciones similares y expresadas como cantidades aproximadas. El costo del proyecto total se expresa como:

$$\begin{aligned} \text{Costo del proyecto} = & \text{Costo de Barrenado} + \text{Costo de Acabado} + \\ & \text{Costo de Sistemas Superficiales} + \text{Costo} \\ & \text{de Operación} - \text{Ingreso por Salmuera.} \end{aligned}$$

Con la suposición de que puede ser posible obtener algún ingreso de la venta de salmuera durante las etapas de desarrollo del minado por solución.

Los elementos se definen como sigue:

- 1.- Costos de Barrenado. Expresados en \$/ft representan el costo del barrenado del pozo en su profundidad total, incluyendo cementación, recubierta protectora, etc.
- 2.- Costos de Acabado. Incluye costos de recubrimiento y tuberías para corrientes de circulación, se expresa en \$/ft, además de costos de pozo y tiempo de instalación de equipo.
- 3.- Costos de los Sistemas Superficiales. Incluye costos de las líneas de flujo, se expresa en \$/ft y del sistema de bombeo expresado en \$ por HP instalado.
- 4.- Costos de Operación. Incluye gastos fijos, tomados como un tiempo o un volumen de bombeo base, los costos de bombeo y los costos de dispositivos de desecho de salmuera no utilizable, son:

$$\text{Costos de Operación} = \text{Gastos Fijos} + \text{Costos de Bombeo} + \text{Costos de Disposición.}$$

Donde:

Gastos Fijos; se expresan en \$/día o \$/bbl.

Costos de Bombeo; se expresan en \$/Kw hr.

Costos de Disposición; se expresan en \$/bbl.

Debe notarse que los costos de disposición serán iguales a cero cuando la salmuera sea vendida, lo cual depende de la saturación de la salmuera.

- 5.- Ingreso por Salmuera. Se expresa en términos de \$/Ton de sal. Será cero siempre que la salmuera saturada este abajo de cierto valor límite.

Se desprende de este análisis que algunos costos dependen de la configuración física del sistema (como pueden ser profundidades, distancias y diámetros), otros son dependientes del tiempo y otros son función del flujo de circulación. Esto hace a la función de costos total muy compleja y difícil de expresar analíticamente, haciendo notar, otra vez, la utilidad de un modelo numérico. Para poder usar los costos con un criterio de comparación, debe notarse que, debido

a las diferentes configuraciones, habrán diferentes duraciones de proyecto, llegando a ser necesario incorporar un factor de discontinuidad para obtener un valor actual del ingreso futuro. Esto se aplica a la diferencia entre el ingreso y los costos de operación y está definido como el ingreso neto discontinuo.

Para ilustrar la utilidad del proyecto, así como para exponer algunas de las interrelaciones entre las variables de interés, se estudiará el desarrollo de una cavidad de almacenamiento con un volumen de un millón de barriles.

Se estudia la influencia de las siguientes variables: método de circulación, tamaño de tubería, flujo de circulación y altura de la sal expuesta a la disolución. El objetivo principal fue establecer el desarrollo del volumen requerido sin ninguna otra restricción. Por lo tanto, este objetivo es mucho más extenso que cualquier otro que normalmente se encuentra en la práctica. Los valores de los parámetros específicos se listan en la tabla III.1, y se eligieron para representar un valor promedio en el desarrollo de una cavidad salina. Se hizo la suposición de que la salmuera producida se pudo vender, siempre y cuando estuviera arriba del 90% de saturación. En algunas ocasiones, esto puede no ser muy real pero se incluye para mostrar los efectos sobre el costo total del proyecto.

Para una altura dada de sal expuesta a la disolución, para el método inverso, las dos principales variables que se deben controlar en el desarrollo de una cavidad son el flujo de circulación y la posición relativa de las tuberías de inyección y producción.

La posición relativa entre el punto de inyección de agua (anular) y el punto de producción de salmuera (por la tubería), se expresa mediante la altura de sal expuesta a la disolución. Tomando como referencia la fig. 74, la distancia de la parte superior de la cavidad al punto de inyección dividida entre la altura de la sal y expresada en porcentaje, se define como el porcentaje de inyección. Este parámetro, que generalmente varía entre 20 y 90%, se usa junto con el flu-

Tabla III.1

Datos para el Caso de Estudio.

Volumen Total Generado

1,000,000 Bls

Método Inverso:

Rango de Flujo: 150-1200 GPM.

Porcentaje de Inyección: 20-90%.

Altura de la Sal Expuesta a la Disolución: 1000 ft.

Profundidad de la Tubería: 5000 ft.

Tamaños de Tubería: Revestimiento de 10 3/4 in
Tubería de 7 in.

Método Directo:

Rango de Flujo: 150-1200 GPM.

Sal Expuesta a la Disolución: 1000 y 2000 ft.

Profundidad de la Tubería: 5000 ft.

Tamaños de Tubería: Revestimiento 10 3/4, Tubería 7 in.

Revestimiento 9 5/8, Tubería 7 in.

Revestimiento 9 5/8, Tubería 5 1/2 in.

Revestimiento 8 5/8, Tubería 5 1/2 in.

Costos (Actualizados a 1984):

Barrenado y Acabado: 28.50 \$/ft.

Energía: 0.03 \$/Kwhr.

Costo de Salmuera: 3.80 \$/Bls.

Costos Fijos: 10.0 \$/Día.

Sistema de Bombeo: 50.0 \$/HP.

Venta de Salmuera: Límite de Saturación 90%.

Ingreso 1.30 \$/Ton.

aumenta el flujo es característico del flujo turbulento. Además podemos notar un incremento en la cabeza hidrostática causado por la profundidad del punto de inyección (alrededor de 50 psi de 20 a 90% de inyección). La presión y el flujo se combinan en la determinación de la energía máxima requerida, la cual, como se muestra en la fig. 78 varía en un amplio rango. Para un incremento en flujo, se duplica, aproximadamente la potencia requerida. Recordemos que la presión varía con el tiempo cuando se incrementa la saturación de salmuera, además se debe rotar que estos son los valores máximos para un plan específico de desarrollo de una cavidad. Se suman los valores de potencia en cada momento, para el total del tiempo requerido, en el desarrollo de la cavidad, esta relación se presenta en la fig. 79 como la energía total consumida. La relación entre el tiempo de desarrollo de la cavidad y el consumo de energía llega a ser evidente comparando las figs. 75 y 79, debe notarse que al disminuir el tiempo de desarrollo de la cavidad debido al incremento en el flujo de circulación, se tiene un incremento significativo en la energía utilizada. Es posible expresar la eficiencia del proceso relacionando la energía consumida con el volumen disuelto y la cantidad de sal producida, tal como se muestra en las figs. 80 y 81, las cuales indican que la eficiencia mejora cuando disminuye el flujo; pero que disminuye al aumentar el porcentaje de inyección. Esto está de acuerdo con el concepto de que la eficiencia máxima se logrará para el flujo en el cual la unidad de volumen de agua inyectada permanezca dentro de la cavidad exactamente el tiempo requerido para saturarse. A bajas cantidades de flujo habrá una saturación prematura, con lo que, no se producirá disolución adicional, y a altos flujos no habrá tiempo suficiente para una saturación completa. En cada uno de los casos se gastará energía para que circule el fluido sin contribuir en la disolución de la cavidad. Generalmente, otras condiciones son las que evitan la operación con el flujo óptimo, sin embargo, las figs. 80 y 81 muestran que se puede asegurar una cierta eficiencia con un apro-

jo de inyección de agua dulce, que tiene un rango de 150 a 1200 GPM, con estos dos parámetros se puede estudiar el desarrollo de la cavidad. Los resultados se listan en la tabla III.2 a III.9.

Se observó una amplia variación del tiempo requerido para el desarrollo del volumen de almacenamiento, siendo una función del flujo de inyección y la posición de la tubería. La fig. 75 muestra la variación de tiempo, que tiene un rango entre 181 a 1230 días.

El incremento en el flujo de circulación, tiene el principal efecto en la disminución del tiempo de desarrollo, especialmente a bajas cantidades de flujo (150-600 GPM), donde el doble del flujo reduce, aproximadamente, la mitad del tiempo. A más altas cantidades de flujo (600-1200 GPM), el doble del flujo produce una reducción en el tiempo de sólo 25% y la tendencia indica que se obtienen menores beneficios a mayores flujos. El efecto de la posición de la tubería indica que a mayor porcentaje de inyección mayor tiempo de desarrollo de la cavidad.

La forma de la cavidad resultante para un volumen final específico de un millón de barriles variará de acuerdo a la cantidad de flujo y a la posición dada de la tubería, el diámetro de la cavidad es una función de la altura de la sal y es más uniforme cuando se incrementa la circulación. Sin embargo, todas las cavidades se caracterizan por un alargamiento significativo en el punto de inyección. Esto se muestra en la fig. 76.

En una evaluación adecuada de la forma de la cavidad deseada se debe tener en cuenta el uso proyectado y la estabilidad estructural. Aunque hay una amplia variación de formas, se observa que éstas dependen de la posición final de la tubería y es posible definir regiones en las que la forma de la cavidad resultante es similar para un rango de condiciones de operación diferentes.

Los requerimientos de energía se representan por la presión de descarga de las bombas y por la potencia requerida, esto se muestra en las figs. 77 y 78. El incremento exponencial en la presión cuando

Tabla III.2
Metodo Indirecto, 20% de Inyeccion

Flujo de Circulación GPM	150	300	450	600	750	900	1050	1200
Tiempo días	1166	604	416	322	266	228	202	182
Presión Max. psi	383	406	443	493	557	634	724	827
Energía Max. HP	41	87	142	210	297	405	540	705
Energía Acumulada MW Hr	845	919	1026	1172	1360	1588	1872	2201
Eficiencia Tons/Kw-Hr	0.388	0.361	0.326	0.287	0.248	0.213	0.182	0.156
Eficiencia Bls/Kw-Hr	1.183	1.091	0.977	0.855	0.738	0.632	0.538	0.458
Costos de Operación Dls.	37336	34863	37884	43538	51681	61647	74328	89111
Ingresos Dls.	368214	361696	336887	301184	251138	191232	117604	30078
Ingreso Neto Dls.	339295	345866	325870	292824	244667	186383	114326	28542
Capital de Inversión Dls	257647	259939	262693	266130	270455	275898	282634	290976

Tabla III.3

Método Indirecto, 30% de Inyección

Flujo de Circulación GPM	150	300	450	600	750	900	1050	1200
Tiempo días	1166	604	416	324	266	229	202	182
Presión Max. psi	391	414	450	501	566	643	734	838
Energía Max. HP	42	88	144	214	302	411	547	714
Energía Acumulada Mw-Hr	863	936	1043	1189	1389	1622	1893	2225
Eficiencia Tons/Kw-Hr	0.379	0.353	0.319	0.281	0.243	0.209	0.179	0.153
Eficiencia Bls/Kw-Hr	1.159	1.071	0.960	0.841	0.726	0.621	0.529	0.450
Costos de Operación Dls	37908	35600	38610	44660	53181	63856	76879	92335
Ingreso de Salmuera Dls	306339	355916	330790	288069	231854	160510	82378	-15579
Ingreso Neto Dls	337498	340171	319863	279872	225648	156131	79718	-14937
Capital de Inversión Dls	259023	261358	264154	267637	272014	277519	284329	292768

Tabla III.4

Método Indirecto, 40% de Inyección.

Flujo de Circulación GPM	150	300	450	600	750	900	1050	1200
Tiempo Días	1168	606	418	326	268	232	204	184
Presión Max. Psi	399	422	459	509	573	652	743	848
Energía Max. HP	43	90	147	217	306	417	554	723
Energía Acumulada Mw-Hr	882	955	1063	1219	1405	1654	1932	2272
Eficiencia Tons/Kw-Hr	0.371	0.346	0.312	0.275	0.238	0.205	0.175	0.149
Eficiencia Bls/Kw-Hr	1.136	1.049	0.942	0.826	0.712	0.609	0.519	0.442
Costos de Operación Dls	38509	36509	39830	46403	55174	66941	80794	97214
Ingreso por Salmuera Dls	364260	349858	320378	277178	212210	136910	37061	-71520
Ingreso Neto Dls	335411	334111	309492	269972	206242	132837	35261	-70904
Capital de Inversión Dls	260398	262775	265612	269139	273565	279130	286009	294539

Tabla III.5
Método Indirecto, 50% de Inyección

Flujo de Circulación GPM	150	300	450	600	750	900	1050	1200
Tiempo Días	1170	608	422	328	272	234	208	186
Presión Max. Psi	408	430	467	517	582	661	759	859
Energía Max. HP	44	92	149	221	310	422	561	731
Energía Acumulada Mw-Hr	900	973	1087	1240	1439	1683	1988	2316
Eficiencia Tons/Kw-Hr	0.303	0.339	0.306	0.270	0.233	0.200	0.171	0.146
Eficiencia Bls/Kw-Hr	1.112	1.029	0.923	0.810	0.699	0.597	0.508	0.432
Costos de Operación Dls	39247	37448	41406	48449	58026	70178	85785	100425
Ingresos por Salmuera Dls	361225	341997	307309	252600	185277	97619	-13572	-100425
Ingreso Neto Dls	332383	326280	296429	247019	179626	94262	-14269	-99098
Capital de Inversión Dls	261773	264190	267634	270634	275147	280727	287671	296288

Tabla III.6

Método Indirecto, 60% de Inyección

Flujo de Circulación GPM	150	300	450	600	750	900	1050	1200
Tiempo Días	1176	614	426	332	276	238	210	190
Presión Max. Psi	416	438	474	525	589	668	761	868
Energía Max. HP	44	93	152	224	314	427	567	739
Energía Acumulada Mw-Hr	920	994	1108	1264	1470	1722	2018	2380
Eficiencia Tons/Kw-Hr	0.356	0.332	0.299	0.263	0.228	0.195	0.167	0.142
Eficiencia Bls/Kw-Hr	1.089	1.008	0.905	0.793	0.684	0.584	0.496	0.421
Costos de Operación Dls	40054	38862	43349	51255	61719	75142	91358	103015
Ingreso por Salmuera Dls	358189	330417	285252	218946	140997	37459	-91358	-103015
Ingreso Neto Dls	329207	314622	274542	211456	136106	35406	-89996	-101622
Capital de Inversión Dls	263146	265599	268517	272136	276670	282294	289295	297991

Tabla III.7

Método Indirecto, 70% de inyección

Flujo de Circulación GPM	150	300	450	600	750	900	1050	1200
Tiempo Días	1184	622	434	338	282	244	216	196
Presión Max. psi	423	444	480	530	595	675	768	875
Energía Max. HP	45	95	154	226	317	431	572	745
Energía Acumulada Mw-Hr	939	1015	1134	1291	1505	1769	2080	2463
Eficiencia Pons/Kw-Hr	0.348	0.325	0.293	0.257	0.222	0.190	0.162	0.138
Eficiencia Dls/Kw-Hr	1.066	0.987	0.886	0.775	0.667	0.569	0.483	0.409
Costos de Operación Dls	41012	40824	45973	55234	67713	82937	94110	106479
Ingreso por Salmuera Dls	352159	309414	257742	168091	62126	-63659	-94110	-106479
Ingreso Neto Dls	323018	293656	247242	161504	59060	-62785	-92665	-104993
Capital de Inversión Dls	264516	266494	269940	273580	278145	283886	290975	299623

Tabla III.8

Método Indirecto, 80% de Inyección

Flujo de Circulación GPM	150	300	450	600	750	900	1050	1200
Tiempo Dias	1200	634	444	350	292	252	224	204
Presion Max. Psi	430	449	483	533	598	678	771	880
Energia Max. HP	46	96	155	228	319	433	575	749
Energia Acumulada Mw-Hr	959	1036	1162	1331	1552	1819	2150	2558
Eficiencia Bls /Kw-Hr	1.044	0.966	0.865	0.756	0.649	0.551	0.466	0.395
Eficiencia Tons/kw-Hr	0.341	0.318	0.286	0.251	0.216	0.184	0.156	0.133
Costos de Operación Dls	42378	43913	51099	62354	77027	86634	97386	110675
Ingreso por Salmuera Dls	342202	270260	186061	77899	-60970	-86634	-97386	-110675
Ingreso Neto Dls	312729	256062	176975	73630	-62766	-85084	-95833	-109065
Capital de Inversión Dls	265880	268375	271313	274970	279534	285284	292420	301087

Tabla III.9
Método Indirecto, 90% de Inyección

Flujo de Circulación GPM	150	300	450	600	750	900	1050	1200
Tiempo Días	1230	658	464	306	306	266	238	214
Presión Max. Psi	432	449	482	531	597	676	770	879
Energía Max. HP	46	96	154	227	318	431	573	747
Energía Acumulada Mw-Hr	980	1062	1189	1368	1601	1894	2260	2658
Eficiencia Tons/Kw-Hr	0.334	0.310	0.278	0.243	0.208	0.177	0.150	0.126
Eficiencia Bls/Kw-Hr	1.021	0.943	0.842	0.733	0.626	0.530	0.447	0.377
Costos de Operación Dls	45059	49775	60722	73325	80974	90671	102729	115325
Ingreso por Salmuera Dls	312498	192855	51936	-73325	-80974	-90671	-102729	-115325
Ingreso Neto Dls	282782	179336	47557	-71435	-79218	-88956	-100987	-113563
Capital de Inversión Dls	267215	269715	272629	276284	280847	286502	293596	302523

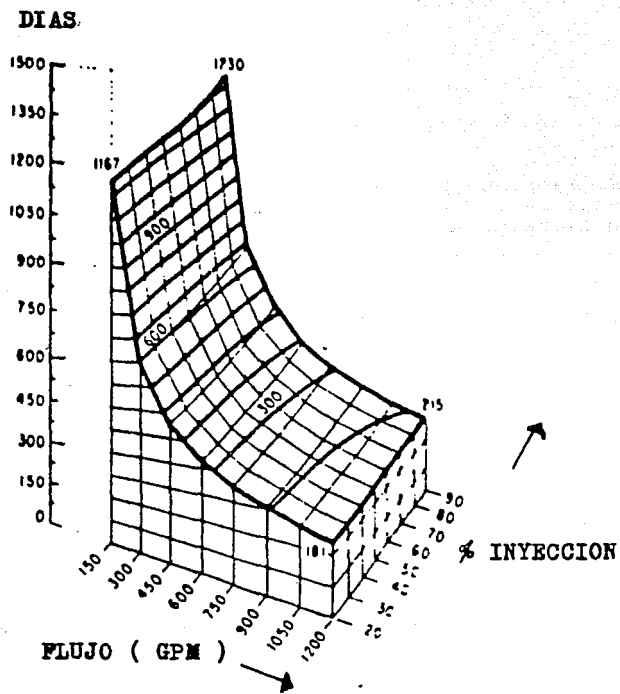


FIG. 75 TIEMPO DE DESARROLLO PARA UN MILLON DE BARRILES

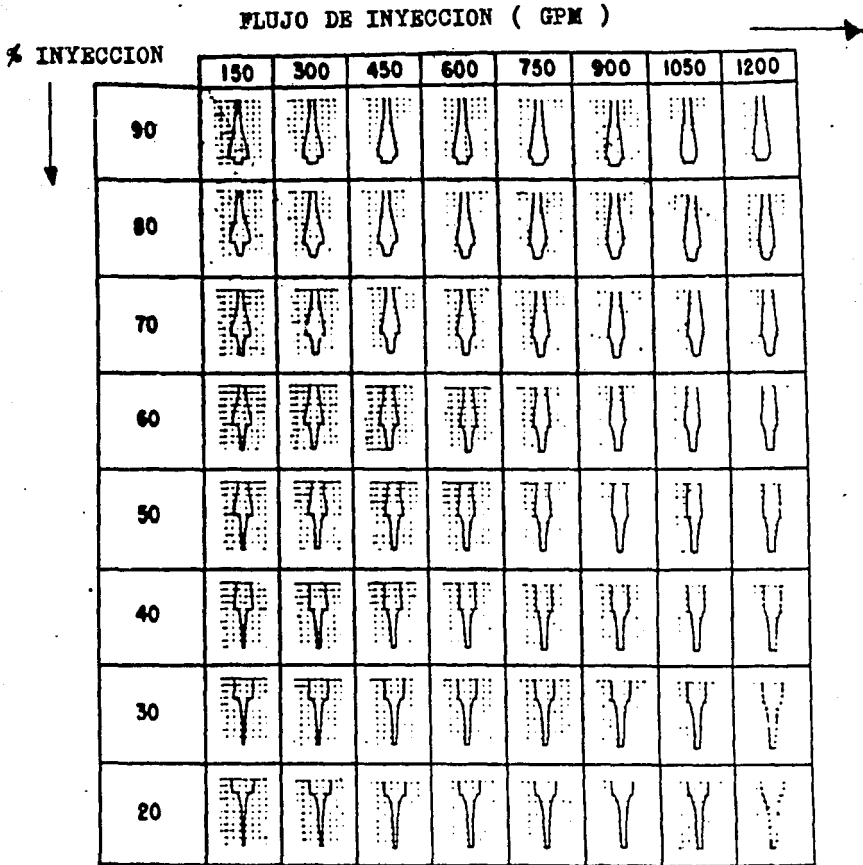


FIG. 76 FORMA DE LA CAVIDAD RESULTANTE AL CAMBIAR EL PORCENTAJE DE INYECCION Y FLUJO

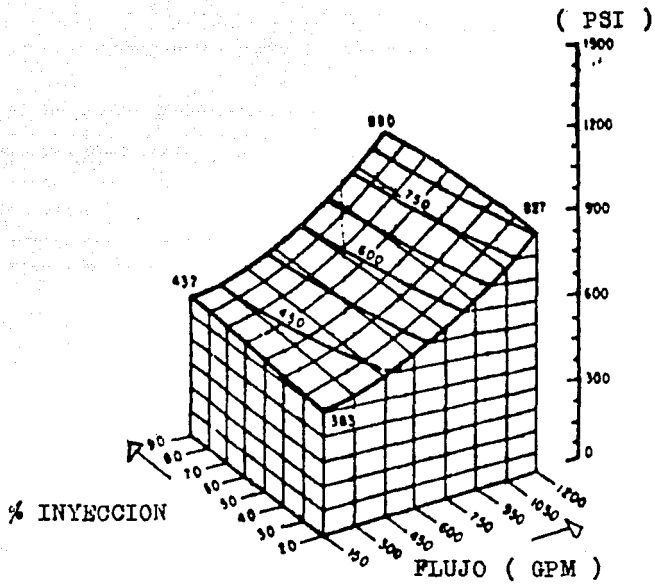


FIG. 77 PRESION DE BOMBEO MAXIMA EN PSI

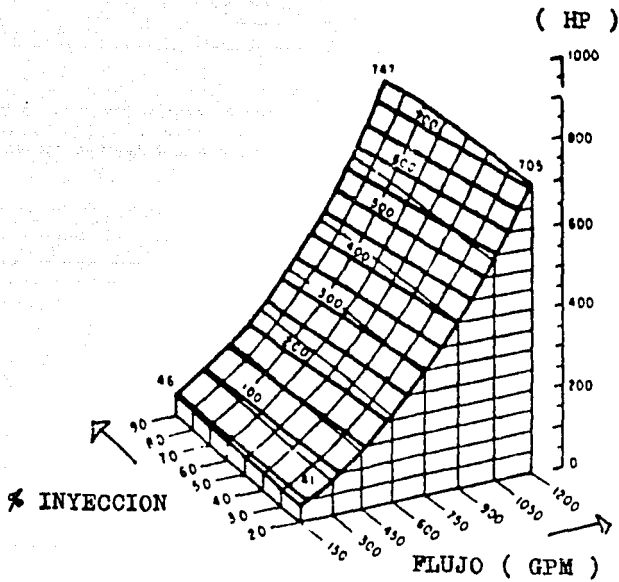


FIG. 78 POTENCIA DE BOMBEO MAXIMA EN (HP)

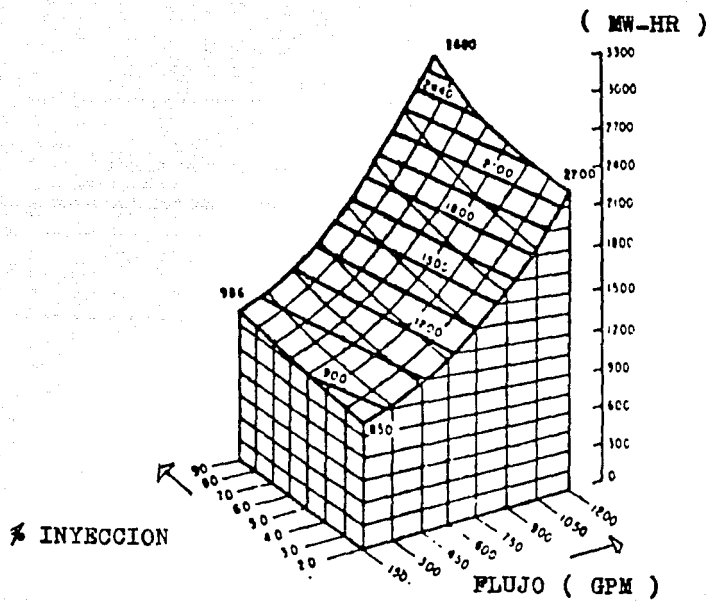


FIG. 79 CONSUMO TOTAL DE ENERGIA MW/HR

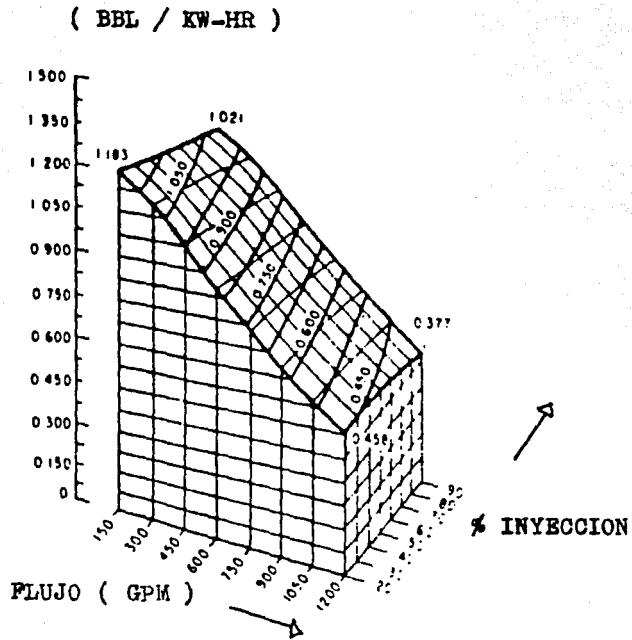


FIG. 80 VOLUMEN POR UNIDAD DE ENERGIA BBL/KW-HR

TONELADAS/KW-HR

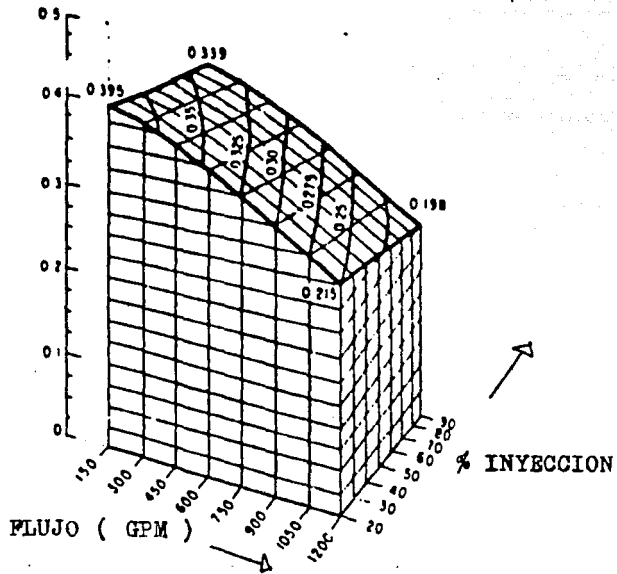


FIG. 81 TONELADAS DE SAL KW-HR

piado ajuste de flujo y posición de la tubería.

La saturación de la salmuera producida variará durante los períodos de desarrollo, esto se ilustra en la fig. 82 donde se grafica el tiempo, desde el inicio de la cavidad hasta que alcanza la saturación de salmuera un valor del 80%. Se escogió este valor porque para algunos de los casos considerados no se alcanzó una alta saturación antes de desarrollar el volumen de un millón de barriles.

Puede observarse que flujo y posición de tubería tienen un marcado efecto en la velocidad de saturación de salmuera. El efecto del flujo sobre la saturación fue investigado adicionalmente como una función del crecimiento de la cavidad, tomándose el caso específico de 20% de inyección. Los resultados se muestran en la Tabla III.10 y la fig. 83. Se muestra que cuando el tamaño de la cavidad aumenta, es posible incrementar el flujo sin disminuir la saturación de salmuera a través de un contorno de saturación constante.

La siguiente discusión ha tomado en consideración los principales aspectos físicos del problema, cuando estos se combinan con las gráficas de costos, se obtiene evidentemente, la mejor alternativa económica.

Los costos de operación se muestran en la fig. 84 como una función del flujo y el porcentaje de inyección. Para flujos arriba de 300 GPM, el costo se incrementa debido al aumento en la energía consumida. Para flujos abajo de 300 GPM existe un incremento en los costos de operación. Este incremento se debe al aumento en el tiempo de desarrollo de la cavidad, estos bajos flujos se combinan con los gastos fijos (\$/Día) causando un aumento en el costo de operación total. El flujo correspondiente al costo mínimo (en este caso aproximadamente 300 GPM), variará dependiendo de la magnitud relativa de los costos fijos y de energía. El hecho importante es que la función de costos de operación, generalmente, exhibe un mínimo dentro de las condiciones de operación.

Suponiendo que es posible vender la salmuera producida durante el

período de desarrollo, en el caso de que la saturación sea lo suficientemente alta (en este caso mayor del 90%) y que haya un mercado para ello, se puede obtener un ingreso, el cual puede restarse a los costos de operación, lo que nos permite considerar el costo neto del proyecto desarrollado. El resultado se muestra en la fig. 85. Esta figura muestra la gran variación del parámetro en función de las condiciones de operación. La región de valores negativos, representada por líneas punteadas, representa las condiciones donde no se llega a los requerimientos de saturación en todas o sólo algunas etapas del desarrollo de la cavidad. Esta región cubre el rango de altos flujos y muestra la posibilidad de considerarlo en las etapas de planeación.

Ahora, se elaborará un análisis similar al anterior, pero tomando en cuenta que el método de circulación es directo. En este método las principales variables son: el flujo, la altura de la sal expuesta a la disolución y el tamaño de las tuberías.

Para una altura dada de sal expuesta a disolución (en este caso 1000 ft), la fig. 86 muestra los efectos de la sección transversal de la cavidad con respecto al flujo. El diámetro de la cavidad tiende a ser más uniforme cuando se incrementa la cantidad de flujo. Para propósitos de comparación se presentan las correspondientes formas de la cavidad en un método inverso (90% de inyección), mostrando que, excepto para la parte superior de la cavidad se puede obtener una configuración muy similar.

La fig. 87 presenta información con relación al tiempo y costo del desarrollo de la cavidad. Esta figura muestra que el tiempo de desarrollo disminuye cuando aumenta el flujo y que el método directo es ligeramente más rápido que el método inverso. Los costos de desarrollo muestran un mínimo aproximadamente 300 GPM con un punto de inflexión de 600 GPM. El primero representa el efecto de los costos diarios y adquiere importancia cuando el tiempo de desarrollo de la cavidad se incrementa, mientras el segundo es causado por el costo de la salmuera. No hay costos de disposición abajo de 600 GPM ya que

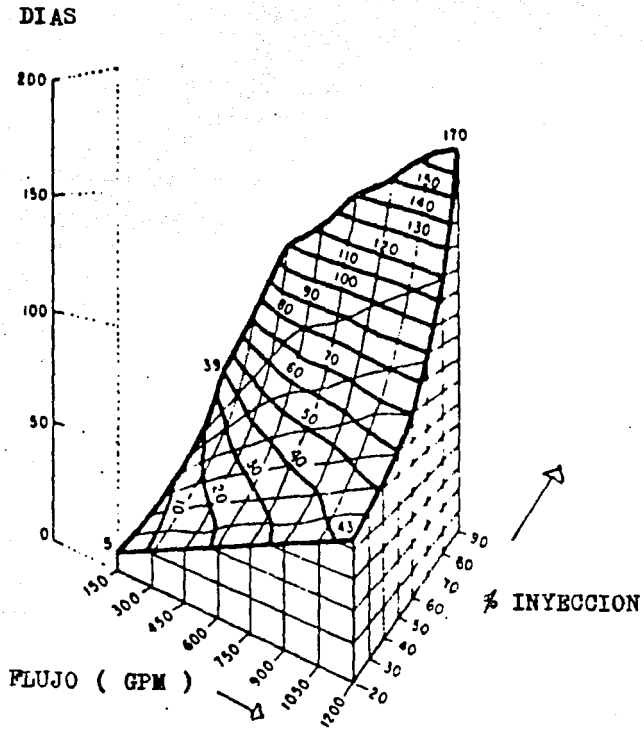


FIG. 82 TIEMPO PARA LOGRAR UN 80 % DE SATURACION

Tabla III.10

Saturación de Salmuer. Producida como una Función del Flujo y el Volumen de la Cavidad. Método Indirecto. 90% de Inyección.

Flujo de Circulación GPM	150	300	450	600	750	900	1050	1200
Volumen de la Cavidad Bls								
50000	85.3	75.8	68.7	62.8	58.3	54.3	51.0	48.1
100000	89.9	81.0	74.7	69.5	65.5	61.7	58.5	55.6
200000	91.9	85.4	80.1	75.6	72.0	71.3	68.3	65.6
300000	93.3	87.6	83.1	81.0	77.6	74.6	72.4	70.0
400000	94.2	89.2	86.2	83.0	80.1	77.6	75.3	73.9
500000	94.8	91.1	87.6	84.5	82.0	80.1	78.0	76.0
600000	95.8	91.9	88.6	86.2	83.8	81.5	79.5	77.6
700000	96.2	92.4	89.8	87.2	84.8	82.6	80.7	79.3
800000	96.5	93.3	90.5	87.9	85.7	83.6	82.2	80.3
900000	96.7	93.8	91.0	88.6	86.7	84.8	83.0	81.2
1000000	96.9	94.0	91.5	89.3	87.4	85.4	83.6	82.0

Table III.11

Método Directo, 1000 ft de sal.

Tubería de 7 in; Profundidad de la tubería 5000 ft; Revestimiento 10 3/4 in;

Flujo de Circulación GPM	150	300	450	600	750	900	1050	1200
Tiempo Días	1180	622	434	340	284	246	218	198
Presión Max. Psi	442	452	480	522	577	648	732	820
Potencia Max. HP	47	97	153	222	307	414	549	705
Energía Max. Mw-Hr	985	1055	1161	1312	1513	1760	2052	2412
Eficiencia Tons/Kw-Hr	0.331	0.312	0.285	0.253	0.221	0.191	0.164	0.140
Eficiencia Pls/Kw-Hr	1.015	0.949	0.861	0.763	0.664	0.571	0.489	0.417
Costos de Operación Dls	41904	40145	47273	69346	75473	84092	93561	105298
Ingreso por Salmuera Dls	357732	337192	240149	-69340	-75973	-84092	-93561	-105298
Ingreso Neto Dls	328999	321398	230194	-67708	-74467	-82092	-92197	-103829
Capital de Inversión	53305	257773	200618	264081	268330	273082	280272	288230

Tabla III.12

Método Directo, 2000 ft de sal

Tubería de 7 in; Profundidad de tubería 5000 ft; Revestimiento 10 3/4 in.

Gasto de Circulación GPM	150	300	450	600	750	900	1050	1200
Tiempo Días	1162	598	410	316	258	220	194	174
Presión Max. Psi	445	461	489	529	580	642	716	801
Potencia Max. HP	48	98	157	226	309	411	534	683
Energía Acumulada Mw-Hr	975	1028	1112	1231	1375	1560	1790	2052
Eficiencia Tons/Kw-Hr	0.334	0.320	0.297	0.270	0.242	0.214	0.188	0.165
Eficiencia Bls/Kw-Hr	1.026	0.975	0.902	0.816	0.729	0.643	0.564	0.492
Costos de Operación Dls	41073	37823	39937	44463	50864	59021	69536	84897
Ingreso por Salmuera Dls	363299	356689	335142	304363	257671	204863	139699	7676
Ingreso Neto Dls	335019	341387	324530	296290	251453	200094	136248	6671
Capital de Inversión Dls	232842	35383	238292	241761	245945	251028	257207	264633

Tabla III.13

Efecto de la Tubería y Revestimiento (9 5/8 y 5 1/2 in), Metodo Directo

Gasto de Circulación GPM	150	300	450	600	750	900	1050	1200
Tiempo Días		622		340		246		198
Presión Max, Psi		482		630		880		1232
Potencia Max. HP		103		268		562		1047
Energía Acumulada Mw-Hr		1125		1590		2410		3620
Eficiencia Tons/Kw-Hr		0.293		0.209		0.139		0.093
Eficiencia Bls/Kw-HR		0.891		0.629		0.417		0.278
Costos de Operación Dls		42242		77696		104437		141453
Ingreso por Salmuera Dls		335094		-77696		-104437		-141453
Ingreso Neto Dls		230218		238505		253222		277469

Tabla III.14

Método Directo

Efecto de la Tubería y Revestimiento (9 5/8 y 7 in respec.), 5000 ft de Profundidad

Flujo de Circulación GPM	150	300	450	600	750	900	1050	1200
Tiempo Días		622		340		246		198
Presión Max. Psi		532		816		1284		1935
Potencia Max. HP		114		348		819		1644
Energía Acumulada Mw-Hr		1244		2070		3505		5710
Eficiencia Tons/Kw-Hr		0.265		0.160		0.095		0.060
Eficiencia Els/Kw-Hr		0.806		0.483		0.284		0.176
Costos de Operación Dls		45805		92084		137334		204182
Ingreso por Salmuer Dls		331531		-92084		-137334		-204182
Ingreso Neto Dls		315976		-89912		-134973		-201344
Capital de Inversión Dls		249322		261044		284702		325914

Tabla III.15
Método Directo

Efecto de la Tubería y Revestimiento (8 5/8 y 5 1/2 in respect.), 5000 ft de prof.

Flujo de Circulación GPM	150	300	450	600	750	900	1050	1200
Tiempo Días		622		340		246		198
Presión Max. Psi		515		752		1145		1690
Potencia Max. HP		110		320		730		1437
Energía Acumulada Mw-Hr		1200		1910		3150		4980
Eficiencia Tons/Kw-Hr		0.274		0.174		0.107		0.068
Eficiencia Bls/Kw-Hr		0.832		0.525		0.319		0.202
Costos de Operación Dls		44615		87176		125711		182478
Ingreso por Salmuera Dls		332722		-87176		-125711		-182478
Ingreso Neto Dls		317116		-85120		-123549		-179942
Capital de Inversión		219646		230189		250740		286030

SATURACION

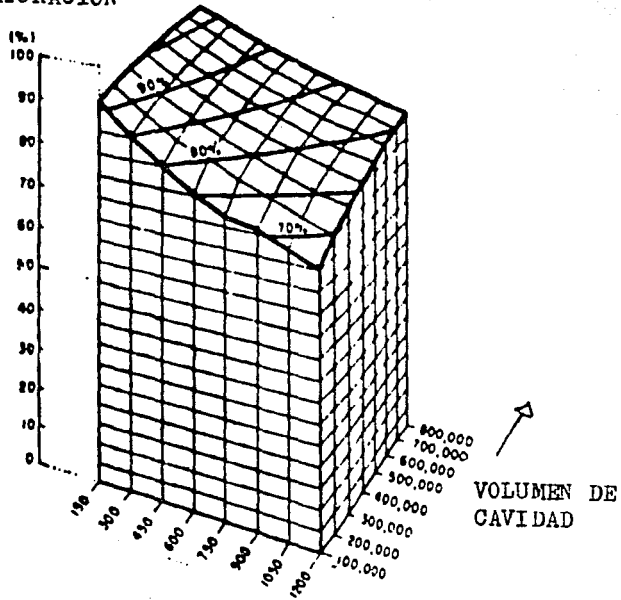


FIG. 83 SATURACION CONTRA VOLUMEN

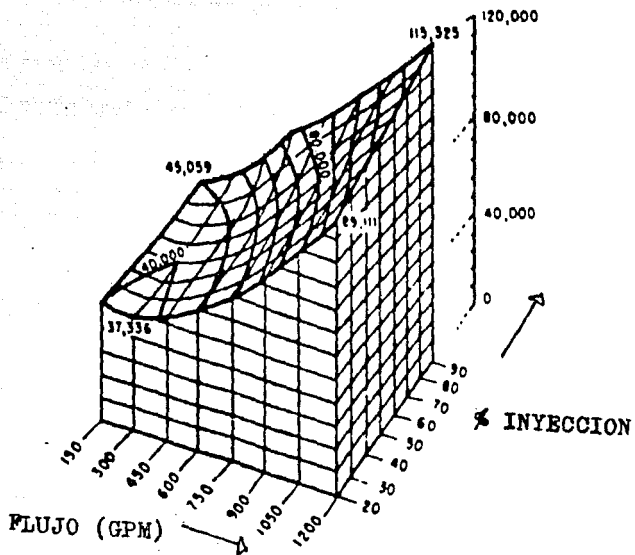


FIG. 84 COSTOS DE OPERACION EN DOLARES

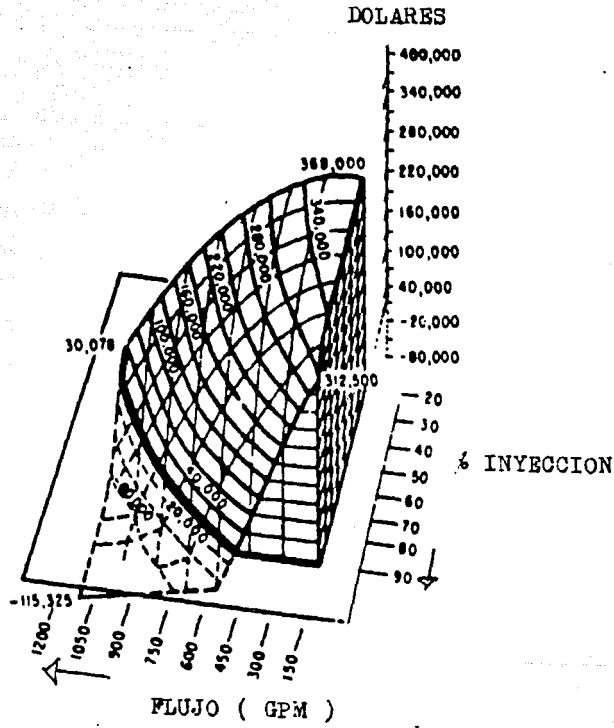


FIG. 85 COSTO NETO TOTAL EN DOLARES

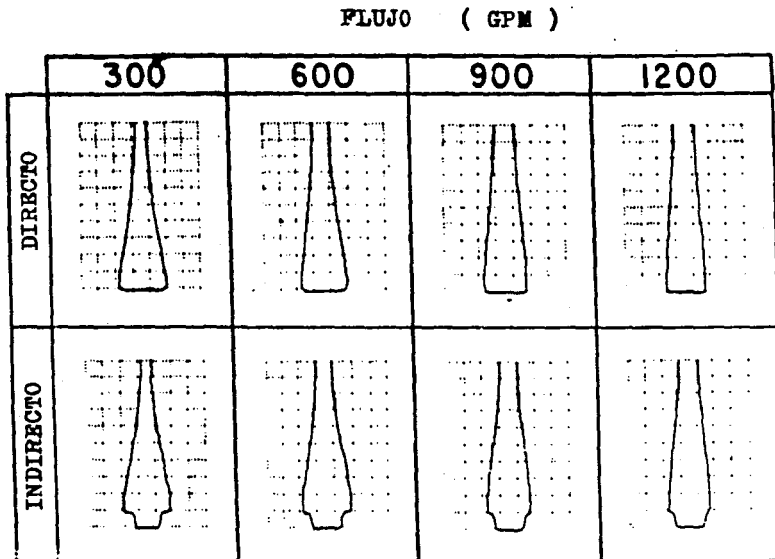


FIG. 86 FORMAS DE LA CAVIDAD RESULTANTE PARA UN MILLON DE BARRILES

la salmuera producida no se vende. La fig. 87 muestra además los efectos de la altura de la sal. En todos los flujos para la cavidad de 2000 ft el tiempo de desarrollo y operación son menores que para una cavidad más pequeña.

Una reducción en el tamaño de la tubería será acompañada, generalmente, de un significativo ahorro en el costo de la tubería, y probablemente también en los gastos de barrenado y acabado, ya que se deben usar válvulas, accesorios, barrenos, etc de menor tamaño. Por otro lado, deberán balancearse estos factores contra las altas presiones de circulación y los requerimientos de energía, los cuales causaron un incremento en el sistema de bombeo inicial, de mantenimiento y los costos de operación.

Para ilustrar este efecto los requerimientos de presión y energía para cuatro combinaciones de recubrimiento y tamaño de tubería se muestran en las figs. 88 y 89. Se nota que a bajos flujos (menos de 600 GPM) las diferencias no son significativas, por lo que se debe considerar una tubería pequeña, aunque esto no aplique para flujos más grandes.

Suponiendo, una vez más, que la salmuera producida puede ser vendida, se calculó el efecto de la altura de la cavidad y de la variación en el flujo y el tamaño de la tubería, con lo que se estimó el ingreso neto que se presenta en la fig. 90. Para una altura de 1000 ft de cavidad, el punto de inflexión a 600 GPM representa el punto en el cual, arriba de él la salmuera no alcanza el valor mínimo de concentración para ser vendida. Las líneas punteadas extrapoladas a la izquierda muestran la tendencia de disminución de costos cuando el flujo se reduce. Para una altura de cavidad de 2000 ft, la curva indica que es posible producir salmuera, para todos los flujos, que satisfaga los requerimientos de venta, se debe notar que, para ambos casos, las curvas exhiben un máximo en el flujo menor.

Con todo lo anteriormente descrito estamos en condiciones de poder expresar algunas conclusiones.

El modelo numérico para el desarrollo de una cavidad minada por solución en domos salinos, se ha combinado sucesivamente con cálculos de requerimientos para presión y energía dentro del proceso. Además se emprenden cálculos de costos, que se usan para determinar la factibilidad económica en un rango de varias alternativas de operación. Se ha aplicado un ejemplo para un caso donde se desarrolla un volumen de almacenamiento de un millón de barriles. Las siguientes conclusiones generales pueden enumerarse:

1.- Parámetros de Operación. Para el método inverso, el incremento en el flujo produce un incremento en la presión de bombeo, energía, costos de operación y en el tiempo para alcanzar un determinado valor de saturación para la salmuera, mientras que, por otro lado, disminuye la eficiencia y el tiempo para producir el volumen de almacenamiento deseado. Al disminuir el porcentaje de inyección se produce una disminución en la presión de bombeo, energía, costos de operación, tiempo para alcanzar un determinado valor de saturación de salmuera y tiempo para desarrollar el volumen de almacenamiento deseado, al tiempo que se produce un incremento de la eficiencia.

Para el método directo un incremento de flujo produce los mismos efectos que en el método inverso. Un aumento de la sal expuesta a disolución produce una disminución en el tiempo de desarrollo de la cavidad, costos de operación y un aumento en la eficiencia.

2.- Forma de la Cavidad. Para una adecuada combinación de los parámetros de operación y posiciones de tubería es posible alcanzar una significativa flexibilidad para obtener la cavidad que satisfaga nuestros requerimientos.

3.- Saturación de Salmuera. Cuando aumenta el tamaño de la cavidad es posible mantener una saturación de salmuera dada ajustando el flujo de circulación en un nivel apropiado.

4.- Economía. La función de los costos de operación, generalmente, exhibe un mínimo, que es una función del flujo, posición de tubería, costos fijos, tamaño de tubería y costos de energía. La función de -

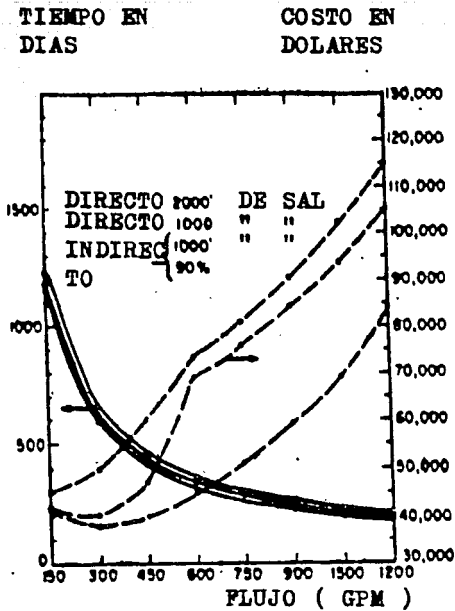


FIG. 87 TIEMPO Y COSTO DEL ALMACENAMIENTO PARA 1 MILLON DE BARRILES

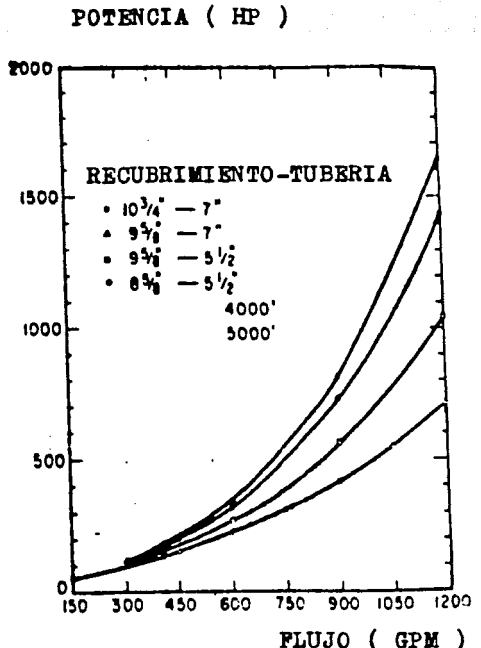


FIG. 89 POTENCIA DE BOMBEO COMO UNA FUNCION DEL TAMAÑO DE TUBERIA Y FLUJO, METODO DIRECTO

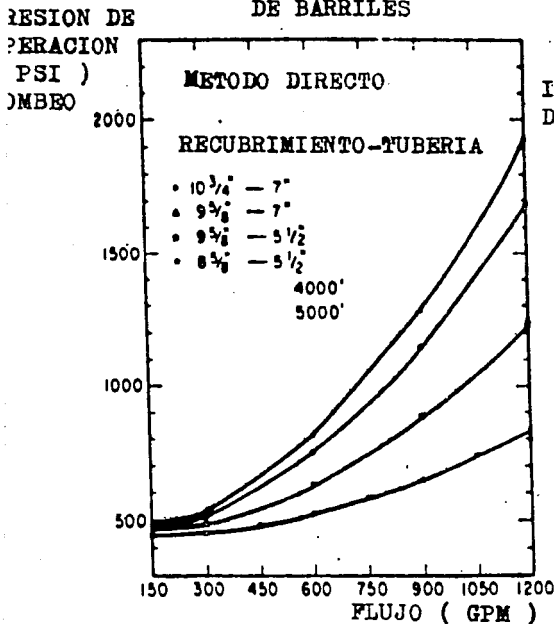


FIG. 88 PRESION DE BOMBEO COMO UNA FUNCION DEL TAMAÑO DE TUBERIA Y FLUJO

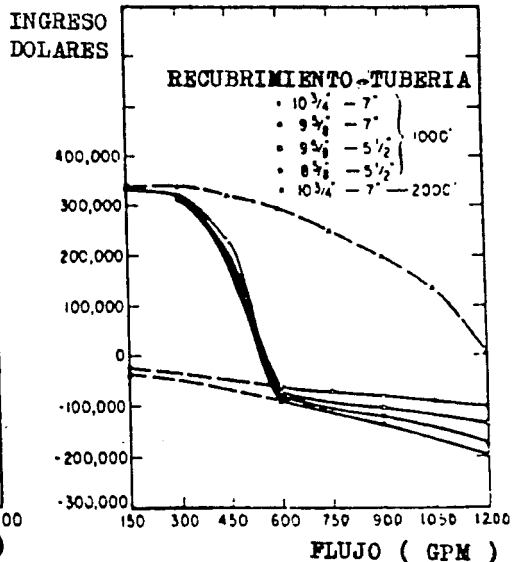


FIG. 90 INGRESO NETO COMO UNA FUNCION DEL TAMAÑO DE TUBERIA Y ALTURA DE SAL

costos es muy sensible a estos parámetros, por lo que si no es posible operar en el punto mínimo, es útil tener el conocimiento de como se afectan los costos por el cambio del plan de desarrollo.

De esta forma, al conocer los parámetros que afectan el desarrollo de una cavidad tendremos las herramientas suficientes para manipularlos, según nos convenga y de acuerdo a nuestros objetivos generales, con lo que, se obtendrá un resultado satisfactorio (ya sea teórico o práctico).

Ahora, al conocer la forma como se desarrolla una cavidad y las variables que involucran tal desarrollo, nos resta tratar la operación del domo y algunas consideraciones generales de ello.

III.4.- OPERACION DEL DOMO SALINO Y RECUPERACION DEL PRODUCTO ALMACENADO.

En la operación de los domos salinos existen ciertas características, que deben tomarse en cuenta para poder llevar a cabo una eficiente labor de recuperación del producto almacenado.

Los primeros operadores del almacenamiento subterráneo encontraron que el producto almacenado en cavidades subterráneas podía ser recuperado fácil y económicamente por desplazamiento de agua fresca, con este método de recuperación casi todos los equipos usados para el desarrollo de la cavidad pueden utilizarse para operarlo. Ya que, no se requiere una mayor investigación adicional, este método de operación llega a ser más o menos común y ha sido usado en la mayoría de las instalaciones.

Sin embargo, este método de remoción de producto tiene una desventaja. Cada barril de agua fresca inyectada dentro de la cavidad para desplazar producto disolverá alguna cantidad adicional de sal. Teóricamente, cada 6.03 barriles de agua fresca inyectados dentro de la cavidad creará un barril adicional de volumen de almacenamiento, en la práctica actual, sin embargo, cada vez que una cavidad se vacía -

completamente por desplazamiento de agua fresca, la capacidad total de la cavidad sólo se incrementa en aproximadamente 11%. A esta proporción el tamaño de la cavidad se duplicará en 7 ciclos y se triplicará en menos de 11.

El sentido común indica que la cavidad no puede aumentar indefinidamente, así con el paso del tiempo, más y más operadores están llegando al punto donde no pueden continuar con el aumento de la cavidad, por lo que se debe usar un método de remoción del producto que no aumente el volumen de la cavidad.

Existe una variedad de formas mediante las cuales el producto puede ser recuperado sin que influya en el tamaño de la cavidad. Estos métodos son:

- a) Desplazamiento de Salmuera.
- b) Bombeo.
- c) Vaporización.
- d) Desplazamiento por Medio de Gas.
- e) Desplazamiento como un Acumulador de Gas.

A continuación se presentarán las características de cada uno de los métodos mencionados arriba.

- a) Desplazamiento por Salmuera.

Si la salmuera que se usa está saturada, o cercana a ello, su uso no redundará en un aumento del volumen en la cavidad, sin embargo, - para una operación de este tipo se necesita una fuente de salmuera, ésta puede ser cualquier depósito de salmuera o, si se es particularmente afortunado, la existencia de un pozo natural de salmuera.

Si una cavidad de almacenamiento se localiza en una área donde - también existe una fuente de salmuera, se debe conectar dicha fuente con la cavidad de almacenamiento mediante una bomba, y de este modo se tiene un método simple y eficiente para desplazar el producto.

Frecuentemente, ha sido necesario desarrollar cavidades de almacenamiento adicionales en la misma área donde se localiza la cavidad - en operación, en este caso, la salmuera se obtiene de la cavidad adicional para desplazar el producto. Usualmente la salmuera de la cavi

dad adicional se puede usar para aproximadamente 8 ciclos de remoción antes que la nueva cavidad iguale el tamaño de la cavidad en operación.

Si existe inyección alternativa o hay remoción en la operación de almacenamiento, y el volumen manejado es menor a la capacidad total de la cavidad, la vida de la fuente de salmuera puede prolongarse - considerablemente, bajo estas condiciones, la fuente de salmuera puede usarse sólo para producir salmuera para desplazar en casos donde la remoción sea mayor al volumen normal o para vaciar la cavidad durante períodos de gran demanda.

b) Bombeo.

Es posible instalar una bomba centrífuga en una cavidad de almacenamiento subterránea, lo cual es generalmente más económico. En caso de hacerlo, se eliminarían los pozos de salmuera, su dispositivo y almacenamiento. Sin embargo, las bombas tienen algunas desventajas - entre las que se cuentan las siguientes:

1.- La cantidad de producto que puede ser manejado por una bomba centrífuga disminuye rápidamente con la profundidad. En cavidades con profundidades menores a 1000 ft, son usuales las razones de descarga de más de 1500 GPM, si la profundidad se incrementa a unos 1500 ft - la razón de descarga podría bajar a aproximadamente 200 GPM. Y más - allá de 3000 ft de profundidad la bomba centrífuga es totalmente impráctica.

2.- Los productos con una alta presión de vapor que son generalmente almacenados en las cavidades, son notoriamente pobres lubricantes, - pudiendo penetrar al sello de la bomba y causar un excesivo desgaste. Consecuentemente, se pueden esperar altos costos en el mantenimiento, además donde se utilizan las bombas usualmente es necesario tener duplicados para prevenir la falla de la bomba.

3.- Las bombas incluyen equipo subterráneo el cual es extremadamente vulnerable en el caso de las fallas de roca.

4.- La remoción del producto por medio del bombeo dará como resulta-

do la casi total evacuación de este en la cavidad, cuando sucede esto, y en la cavidad se almacenan gases o sólidos, la presión en las paredes de la cavidad se reduciría a un mínimo. Con lo que se tendría un efecto negativo que afecte el balance de la estabilidad dentro de la cavidad. Así, una cavidad estable con un tamaño máximo, en condiciones totalmente llenas puede llegar a ser un hoyo estructuralmente inestable cuando se encuentre evacuado.

El peligro de daño para la bomba debido a la falla de roca puede eliminarse al localizar la bomba en un cubículo adyacente dentro de la cavidad o realizando una excavación particular para introducir ahí la bomba, la construcción de esta cavidad extra elevaría el costo de la remoción del producto cuando se usa el sistema de bombeo.

El problema de la pequeña razón de bombeo puede llegar a resolverse usando una bomba sumergible que se instale dentro de la cavidad, pero este tipo de bombas tienen fallas de lubricación y se puede esperar que tenga un alto costo de mantenimiento.

Mientras la instalación de una bomba sumergible dentro de la cavidad soluciona algunos inconvenientes, al mismo tiempo, introduce algunos otros. El motor y el protector de una bomba sumergible dentro de la cavidad, se encuentra a unos 30 ft de profundidad; para el enfriamiento la entrada se localiza encima de la unidad del protector y motor, adicionalmente, la bomba requiere de un NPSH de 15 ft, por lo que, la profundidad total de esta bomba debe ser de al menos 45 ft. Así que al instalar esta bomba dentro de la cavidad, se pierden 45 ft de capacidad de almacenamiento.

Si se tuviera un diseño para lograr la creación de un cubículo o un pequeño hoyo en la cavidad se podría superar el problema, pero a la fecha no se ha desarrollado ningún método para proteger este espacio de los materiales insolubles que lo llenarían cuando se está realizando la operación de barrenado.

Como en el caso de la bomba centrífuga, la bomba sumergible es extremadamente vulnerable a la falla de las paredes. La solución sería construir una perforación adyacente donde instalar la bomba sumergi-

ble.

Algunas otras bombas estan disponibles para la conexi3n en las cavidades de almacenamiento, pero en la mayoria de los casos introducen m3s problemas de los que resuelven.

Los problemas de lubricaci3n pueden posiblemente superarse mediante el uso de una bomba s3nica recientemente desarrollada. Esta bomba opera mediante una unidad oscilatoria unida a su parte superior y una serie de v3lvulas check, las vibraciones armonicas operando en combinaci3n con las v3lvulas check suministran la fuerza para mover el producto fuera de la cavidad, a la fecha este tipo de bombas ha sido desarrollado solo para bajas razones de flujo y no se ha probado con hidrocarburos.

Con la excepci3n de los problemas de lubricaci3n, los comentarios sobre el uso de bombas aplicar3n sin considerar si la bomba se usa en cavidades de almacenamiento de hidrocarburos o en cavidades que almacenan salmuera.

c) Vaporizaci3n.

En este m3todo los vapores del hidrocarburo son retirados desde un tubo de di3metro relativamente peque1o que se extiende desde el fondo de la cavidad. Estos vapores se recomprimen e inyectan dentro del espacio que ocupa el vapor que se encuentra arriba del liquido almacenado en la cavidad. Las burbujas causadas por la vaporizaci3n del hidrocarburo liquido bajo presi3n reducida dentro de la tuberia crea, en efecto, el ascenso de gas el cual puede acarrear producto fuera de la cavidad.

Este m3todo elimina la necesidad del equipo de bombeo dentro de la cavidad, elimina el tener que realizar una cavidad adyacente para la protecci3n del equipo de bombeo y adem3s, esto al menos parcialmente, mantiene la presi3n dentro de la cavidad. Sin embargo, este m3todo tiene un costo de operaci3n relativamente alto y es aplicable s3lo al propano y los productos con alta presi3n de vapor, su l3mite en la operaci3n es de 1400 ft de profundidad como m3ximo, tambi3n es limitado en la raz3n de flujo que se espera. Estas desventajas

evitan su uso general como un mecanismo de remoción de producto en cavidades minadas por solución.

d) Desplazamiento por Medio de Gas.

En este método, el gas se inyecta a alta presión; lo suficiente como para forzar al producto almacenado a salir de la cavidad, en este caso no se involucra equipo adicional ni pozos adyacentes para las bombas y se puede adaptar a cualquier producto; a cualquier profundidad y a cualquier razón de flujo, además mantiene la presión dentro de la cavidad.

Este sistema requerirá una fuente de gas capaz de dar y tomar grandes cantidades de gas a intervalos regulares, se requerirían compresores para manejar el gas y los costos de operación serán altos, además, el producto almacenado se puede contaminar en el caso de la disolución del gas y puede haber pérdida del producto por desplazamiento del gas.

Si el almacenamiento está en contacto con alguna planta de operación, puede ser posible usar gases de desecho para la remoción del producto, con la subsecuente separación de los gases que van a un flare. Tal operación requeriría de equipo de compresión y un gran volumen de gas disponible para las demandas en un momento dado, este método también tendrá el problema de la contaminación y la pérdida del producto.

e) Desplazamiento como un Acumulador de Gas.

Una variación del principio en el cual se basa el desplazamiento de gas es la que se conoce comunmente al usar la cavidad como un acumulador de gas. En este método, la cavidad se vacía de su salmuera inicial por medio de inyección de gas, el gas encerrado en la cavidad queda dentro y para inyectar el producto es necesario vencer la presión, esta presión se puede usar para descargar el producto cuando se requiera.

El método es adaptable a razones de flujo altas y bajas a varias profundidades y no requiere equipo adicional, pero necesita una alta

inversión inicial debido al costo del gas, del equipo de compresión, además, este tipo de operación requiere una cavidad con un volumen total mucho mayor que el volumen que se almacenará, también tiene la desventaja de una posible contaminación del producto por parte del gas.

El esquema del acumulador se adapta más al uso de cavidades de almacenamiento desarrolladas en domos salinos donde se puede utilizar ventajosamente la alta densidad relativa de la salmuera y la profundidad de la sal expuesta a la disolución. Se evitará la contaminación del producto, ya que no existe contacto directo del producto y el gas.

Estas son las variedades, en cuanto a formas, mediante las cuales el producto almacenado puede ser removido de la cavidad minada por solución sin alterar su tamaño. Todos los métodos tienen sus ventajas y no puede decirse que alguno de ellos es mejor, sino que cada uno de ellos se puede adaptar a un caso específico. Todas las instalaciones de almacenamiento de hidrocarburos están sujetas a sus limitaciones particulares debido a que varían sus condiciones de sitio a sitio, por lo que cada instalación debe ser analizada para encontrar cual de los métodos suministra el medio más ventajoso y económico para la remoción del producto sin incrementar el tamaño de la cavidad.

Los cinco métodos de remoción de producto de una cavidad salina minada por solución pueden verse en la fig. 91.

CAPITULO IV.- CODIGOS Y NORMAS PARA EL ALMACENAMIENTO.

Existe una gran variedad de organizaciones que se dedican a crear guías, códigos, normas, regulaciones y prácticas recomendadas en el campo de la industria de proceso químico, que pueden variar de un país a otro, pero que tienen mucho más en común que diferencias entre sí. Otras organizaciones o firmas particulares ayudan a diseminar información, códigos y normas que son muy útiles a los profesionistas de la industria de proceso químico. Consecuentemente, las organizaciones, códigos, normas, recomendaciones prácticas, libros y revistas que a continuación se describen creemos que son un valuarte para los profesionistas en este campo; y aún más, para aquellos profesionistas que se desarrollan en el campo del almacenamiento subterráneo de hidrocarburos, ya que en esta área no existen códigos y normas específicas y se deben basar en las ya existentes para la industria petroquímica y al mismo tiempo crear nuevos códigos y normas o modificar las existentes, adecuandolas a las situaciones particulares que surgen en el almacenamiento subterráneo de hidrocarburos.

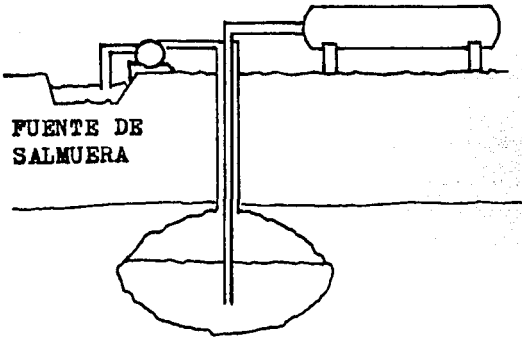
ORGANIZACIONES:

(AAI); ALLIANCE OF AMERICAN INSURERS.- Es una asociación que agrupa a más de 140 compañías aseguradoras contra incendio y contra accidentes. Cuenta con un programa general contra el fuego y ofrece información clasificada en forma de folletos, revistas, reportajes y libros. Edita, periódicamente revistas tales como:

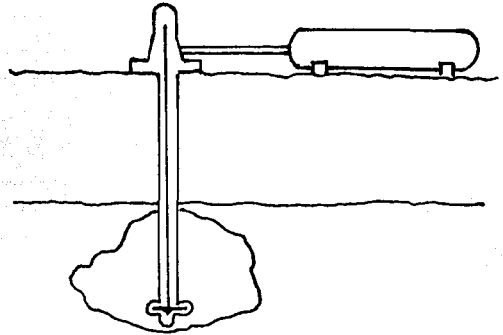
- Simplified Water Supply Testing.
- Judging the Fire Risk.
- Judging the Crime Risk.

La AAI participa, actualmente, en los asuntos de la NFPA, tanto a nivel administrativo como en el comite técnico.

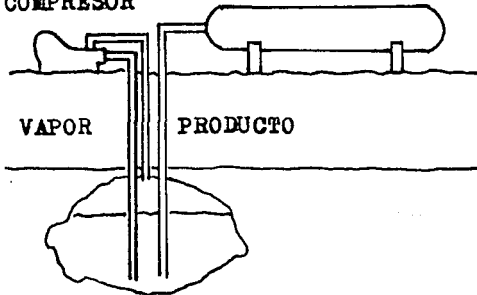
DESPLAZAMIENTO POR SALMUERA



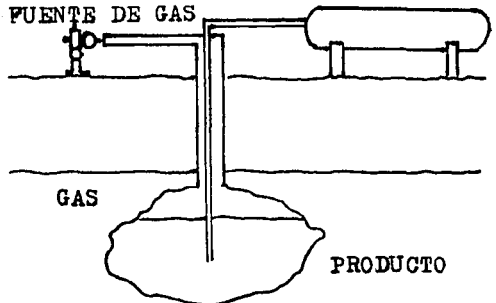
DESPLAZAMIENTO POR BOMBEO



DESPLAZAMIENTO POR VAPORIZACION COMPRESOR



DESPLAZAMIENTO POR MEDIO DE GAS



DESPLAZAMIENTO DEL PRODUCTO OPERANDO LA CAVIDAD COMO UN ACUMULADOR

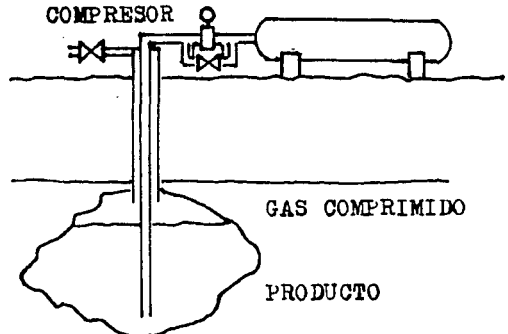
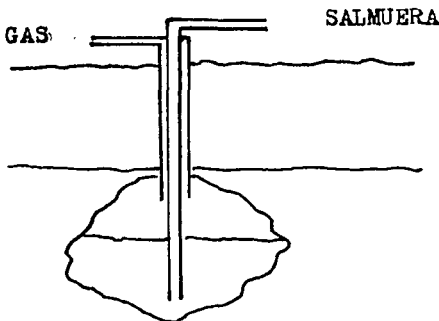


FIG. 91 METODOS DE RECUPERACION DEL PRODUCTO ALMACENADO

(AASCIF); AMERICAN ASSOCIATION OF STATE COMPENSATION INSURANCE FUNDS. Es una organización estatal que opera en Estados Unidos, Puerto Rico y Canada. Posee un Comité Permanente de Seguridad y publica varios boletines informativos al año, relatando el trabajo de sus miembros en cuanto a seguridad nacional en la industria, en relación al campo de procesamiento de hidrocarburos.

(ACS); AMERICAN CHEMICAL SOCIETY. Esta sociedad cuenta con un Comité de Seguridad Química e Higiene que se encarga de elaborar normas y recomendaciones prácticas para el manejo seguro de productos químicos. Publica varios artículos al año relacionados con la seguridad industrial que aparecen en sus publicaciones periódicas CHEMTEC y CHEMICAL AND ENGINEERING NEWS.

(AIA); AMERICAN INSURANCE ASSOCIATION. Es una organización de seguros que cuenta con una Junta Nacional de Aseguradores Contra el Fuego; una Asociación Americana de Seguros y una Asociación de Compañías de Seguridad y Accidentes. La organización ofrece servicios de: protección contra incendios; ingeniería de seguridad; protección contra accidentes y prevención contra el fuego premeditado. Sus departamentos de ingeniería y seguridad publican numerosos artículos y boletines de interés especial relacionados con la prevención de daños y pérdidas.

(AICHE); AMERICAN INSTITUTE OF CHEMICAL ENGINEERING. Es una asociación que ofrece artículos relacionados con seguridad industrial en su revista CHEMICAL ENGINEERING PROGRESS. Realiza simposiums sobre prevención de daños y protección contra el fuego en plantas petroquímicas, que después, se publican en sus revistas; CHEMICAL ENGINEERING PROGRESS y en CHEMICAL ENGINEERING o como un volumen completo.

AICHE también publica libros, catálogos, procedimientos y publicaciones técnicas, entre las que destacan las siguientes:

AICHE Standard Testing Procedures (revista).

Engineering Design (folleto).

Pumps for the Chemical Process Industries (manual técnico).

AICHE loss Prevention (serie de simposiums).

(ANSI); AMERICAN NATIONAL STANDARD INSTITUTE. Es la agencia norteamericana que coordina la normalización de criterios en los Estados Unidos. Representa los intereses de los Estados Unidos en la normalización internacional de trabajos ante la Organización Internacional para la Normalización (International Standardization Organization, ISO).

El ANSI cuenta con varios departamentos y comités entre los que destacan; la Junta de Revisión de Normas; el Comité Internacional de Normas y la Junta Consultiva de Seguridad Técnica. Esta última evalúa los progresos en diversos campos y recomienda medidas seguras de normalización en áreas nuevas, con el fin de evitar duplicaciones. Las normas aprobadas por el ANSI son, generalmente, adoptadas por todos los profesionistas y por los cuerpos reguladores del estado. Algunas publicaciones del ANSI son:

ANSI B123.1 Centrifugal Pumps for General Refinery Services.

ANSI B146.1 Compressor and Exhausters Code.

ANSI Classes I 25-60 Control Valves.

ANSI Standard Y 32.14 Graphic Symbols for Logic Diagram, Two-State Devices, 1973.

ANSI/ASME B 31.3 Chemical Plant and Petroleum Refinery Piping. Sect. 319 Code for Pressure Piping, 1984.

(API); AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Este instituto cuenta con un Comité en Seguridad y Protección Contra el Fuego, que está formado por siete subcomités:

- | | |
|--------------------------|---|
| - Códigos y Normas | - Ingeniería de Seguridad Contra el Fuego |
| - Producción y Seguridad | |
| - Manufactura Segura | - Mercadeo y Transportación Segura. |
| - Electricidad Estática | - Desarrollo y Protección del Personal |

El Comité de Seguridad mantiene más de 30 publicaciones del API relacionadas con aspectos de seguridad, protección contra el fuego, códigos, normas y recomendaciones prácticas; entre las que se encuentran las siguientes como las más relevantes:

Cleaning Petroleum Storage Tanks.

Guide for Firefighting and Around Petroleum Storage Tanks.

Fire Hazards of Oil Spills on Waterways.

API Recommended Practices (API-RP).

Directamente el Subcomité de Códigos y Normas, pone a la disposición de los profesionistas, las siguientes publicaciones:

API Standard; Recommended Design Standard and Procedures.

API Standard 520: Safety Relief Valves.

API Standard 610: Centrifugal Pumps for General Refinery Services.

API Standard 614: Lubrication Shaft-Sealing and Control Oil Systems for Special-Purpose Applications.

API Standard 617: Centrifugal Compressors for General Refinery Services.

API Standard 526: Flanged Steel Safety Relief Valves for Use in Petroleum Refineries.

API Publications.

API Symposium.

API/NFPA: Committee on Fire Protection and Safety.

API/AAODC Standard: Classification for Grading Used Drill Pipe.

API Publication Catalogue.

API Film Catalogue.

API Safety Digest of Lessons Learned, 1980. Esta serie incluye:

- General Safety Precautions in Refinery.
- Safe Operations of Utilities.
- Safety in Maintenance.
- Safety in Storage.
- Safety in Transportation.
- Safe Handling of Petroleum Products.
- Environmental Controls.
- Precautions Against Severe Weather Conditions.

(ASME); AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS. Es una sociedad que realiza investigación, prepara artículos, publicaciones y desa--

rolla códigos y normas necesarias en esta rama de la ingeniería. La División Petroleum de la ASME provee de códigos y normas a la industria petroquímica; algunos ejemplos son:

The Piping Code of ASME.

ASME Code for Pressure Piping.

ASME Codes Section VIII; Boiler and Pressure Vessels Code.

ASME Power Test Codes: PTC-10-1965; Compressor and Exhausters.

PTC-6-1964; Steam Turbines.

PTC-19.5, 4-1971; Instruments and Apparatus -
Flow Measurements.

ASME/ANSI B 31.3; Chemical Plant and Petroleum Refinery Piping. Sect.
319; Code for Pressure Piping.

ASME también publica, periódicamente, revistas especializadas muy importantes; tales como: MECHANICAL ENGINEERING y JOURNAL OF PETROLEUM TECHNOLOGY y un ASME PUBLICATIONS CATALOGUE.

(ASSE); AMERICAN SOCIETY OF SAFETY ENGINEERS. Es una sociedad civil internacional, cuyas actividades se relacionan con la seguridad industrial y prevención de daños. Publica una revista mensual: PROFESSIONAL SAFETY que contiene información relativa al desarrollo, investigación y aspectos técnicos de la prevención de accidentes en cualquier rama de la ingeniería ya que le permite identificar áreas de peligro y establecer guías. La sociedad está formada por los 50 estados, las 9 provincias de Canada y por otros 48 países.

(ASTM); AMERICAN SOCIETY FOR TESTING AND MATERIALS. La principal actividad de esta sociedad es la de desarrollar normas, especificaciones y métodos de prueba para los materiales de construcción.

Los métodos de prueba de la ASTM son de interés general para los profesionistas de todas las ramas de la ingeniería ya que permite la identificación de áreas de peligro y establece guías para el funcionamiento seguro de las industrias. Entre las publicaciones de este tipo que destacan, se encuentran las siguientes: Los métodos de Prueba -

para Exámenes y Análisis Atmosféricos; Pruebas de Materiales contra Fuego y para Construcción; Pruebas No-Destructivas; Pruebas de Fatiga y Pruebas de Equipo de Protección para Trabajos Eléctricos.

Todos los recipientes, tubos, válvulas y otras partes componentes de una planta química se diseñan y fabrican bajo las especificaciones y normas ASTM. Las publicaciones que más se conocen y se utilizan son las siguientes:

ASTM STANDARDS.

ASTM SPECIAL TECHNICAL PUBLICATIONS.

ASTM DATA SERIES PUBLICATIONS.

(CMA); CHEMICAL MANUFACTURERS ASSOCIATION. Es una de las más importantes asociaciones, en los Estados Unidos, que se dedica a dar servicio técnico y a diseminar información del manejo, transporte y uso adecuado de productos químicos. No produce publicación periódica alguna, pero edita folletos, manuales de seguridad y hojas de datos para el manejo de productos químicos peligrosos; como por ejemplo: GUIDELINES FOR A CHEMICAL PLANTS PROGRAMS AND AUDIT, que engloba las mejores guías y sugerencias para el manejo seguro de materiales inflamables, corrosivos y tóxicos. Otra edición de la CMA es el MANUAL DATA SHEETS que cubre recomendaciones para embarques marítimos, métodos de almacenamiento y procedimientos seguros de descarga de hidrocarburos y de materiales peligrosos.

(FMS); FACTORY MUTUAL SYSTEM. El sistema mutuo cuenta con un Departamento de Investigación que evalúa equipos y sistemas de protección contra incendio; desarrolla recomendaciones, basadas en pruebas y en experiencias pasadas, para la prevención de daños; aplica investigaciones en áreas tales como protección Segura de Almacenamiento; resuelve problemas y aplica soluciones de protección contra explosiones; supervisa y conduce pruebas para agencias gubernamentales, en problemas tan variados como son: la Protección y Seguridad en Minas; Evaluación de Métodos de Manejo de Materiales; Diseño y Construcción de

Nichos de Seguridad contra Incendios; Equipo Eléctrico; Sistema de - Alarma y la determinación de causas de accidentes.

El Departamento de Investigación Básica del Sistema Mutuo, en la actualidad, realiza investigación a largo plazo en fenómenos de fuego y de estabilidad de minas bajo condiciones de operación normal o en caso de fuego. Realiza, además, una investigación para el gobierno de Estados Unidos acerca de la estabilidad, a largo plazo, de minas abandonadas que se acondicionan para el almacenamiento de sólidos y líquidos. Algunas publicaciones del FMS son las siguientes:

RECORD; Es una revista bimestral de Administración en plantas químicas.

APPROVAL GUIDE; Es un manual en el que se enlistan los equipos industriales de protección que ya han sido examinados y aprobados por los laboratorios del FMS.

FACTORY MUTUAL RESOURCES- A USER'S CATALOGUE; Enlista todas las publicaciones, métodos de adiestramiento, equipos de trabajo y películas disponibles en el FMS.

HANDBOOK OF PROPERTY CONSERVATION.

LOSS PREVENTION DATA BOOKS; Estas dos publicaciones cubren prácticas recomendadas en la protección contra el fuego, manejo de materiales tóxicos, explosivos y flamables y peligros relacionados en todos los sistemas industriales, incluyendo almacenamiento de crudo e hidrocarburos.

(NBBPVI); NATIONAL BOARD OF BOILER AND PRESSURE VESSEL INSPECTOR. Es una agrupación que ha adoptado una de las secciones del Código ASME; el ASME-BOILER AND PRESSURE VESSEL CODE y vigila que se aplique correctamente. La NBBPVI prepara reglas para: Inspección, Reparación de Calentadores y Recipientes Aislados a Presión y para soldadura, - sin salirse del código ASME. Certifica, también, los nuevos diseños de válvulas de seguridad y relevo, determinando la capacidad de relevo de las mismas, publicando los resultados en forma de folletos.

(NBS); NATIONAL BUREAU OF STANDARDS. Este organismo actúa conjuntamente con otras organizaciones que tienen responsabilidades públicas en cuanto a seguridad industrial se refiere. Tiene como objetivo principal el de generar, recopilar y vigilar que se cumplan las normas de seguridad industrial en cuanto a construcción de edificios y en el transporte y manejo de materiales peligrosos. Enfatiza las medidas y normas preventivas de diseño y funcionamiento para los materiales y equipos en plantas químicas.

(NFPA); NATIONAL FIRE PROTECTION ASSOCIATION. Esta asociación se reconoce como la más autorizada en cuanto a protección y prevención contra el fuego. Las normas técnicas de la NFPA se aceptan extensamente en muchos países.

La NFPA publica revistas orientadas al procesamiento de hidrocarburos que contienen numerosos artículos sobre la protección contra el fuego incluyendo casos históricos; por ejemplo, las revistas; FIRE JOURNAL y FIRE TECHNOLOGY. Además, códigos y prácticas recomendadas orientadas al área de la industria química de proceso. Algunos ejemplos de estas publicaciones son las siguientes:

FIRE PROTECTION HANDBOOK.

NFPA-NATIONAL FIRE CODES.

NFPA- API COMMITTEE ON FIRE PROTECTION AND SAFETY.

NFPA PUBLICATIONS- A CATALOGUE. En este catálogo enlista libros, revistas, artículos, películas y grabaciones relacionadas con accidentes y explosiones en el manejo de LPG y casos históricos de explosiones de tanques por fuego y otras relacionadas con el adecuado manejo de materiales peligrosos.

(NSC); NATIONAL SAFETY COUNCIL. Es la organización más grande del mundo que dedica todo su esfuerzo a la prevención de daños en todas las áreas de la industria. De la gran cantidad de revistas que publica, en las que aparecen recomendaciones prácticas, códigos y normas --- aplicadas a la industria de plantas de proceso, destacan las siguientes

tes:

NATIONAL SAFETY NEWS.

CHEMICAL NEWSLETTER.

PETROLEUM NEWSLETTER.

NSC PUBLICATIONS CATALOGUE.

(OSHA); OCCUPATIONAL SAFETY AND HEALTH ADMINISTRATION. Es un organismo que se encarga de vigilar que se apliquen adecuadamente muchos códigos y normas en toda la industria y especialmente en el campo de la industria química de proceso para que se apliquen los códigos y normas de la NFPA, ASME y del NEC, entre otros. Publica artículos que ofrecen información, reglamentos, casos históricos, acciones legales, etc. Algunas de las revistas que publica regularmente son: OCCUPATIONAL SAFETY AND HEALTH REPORT y GENERAL MATERIAL CATALOGUE. En las que enlista una gran variedad de Hojas de Datos Industriales. DANGEROUS PROPERTY OF INDUSTRIAL MATERIAL REPORT. En la que se analizan muchas sustancias en cuanto a su flamabilidad, propiedades explosivas, procedimiento de manejo y almacenamiento seguro y contramedidas y precauciones de seguridad.

CODIGOS Y NORMAS.

Aparte los códigos y normas presentados con las organizaciones que las generan, existen más códigos y normas norteamericanas y europeas que todo profesionalista de la industria de proceso químico debe conocer; tales como las que se enlistan enseguida.

a) Normas Norteamericanas.

API-AAODC Standard: Classification for Grading Used Drill Pipe.

HI Standard S5.1: The Standard of the Hydraulic Institute.

IEEE Standard 91: Graphic Symbols for Logic Diagrams (Two-State Devices). 1973.

INGAA Safety Standards.

ISA Standards: Instrumentation Symbols and Identification.

ISA Recommended Practice RP5.1; Instrumentation Symbols Flow Plan.

NACE Standard: National Association of Corrosion Engineer Standard.

NEMA Standard: Instrumentation and Control Standard of NEMA. ICS-1970, Part ICS, 1-102; Graphic Symbols for Logic Diagrams.

ICS-1970, Part ICS-103; Static Switching Control Devices.

OIA Standard: General Recommendations for Fireprotections in Refineries.

SAMA Standard RC-2211; Functional Diagramming of Instrument and Control Systems, 1966.

Standard of TEMA.

USASI Standard: U.S.A. STANDARD INSTITUTE:

Y32.2, 1962: Electrical and Electronics Diagrams, Graphic.

Y32.4, 1955: Plumbing, Graphical Symbols.

Y32.9, 1962: Architectural and Electrical Layout Drawings, Graphic Electrical Wiring Symbols.

Y32.10, 1967: Fluid Power Diagrams, Graphical Symbols.

Y32.11, 1961: Process Flow Diagrams in the Petroleum and Chemical Industries, Graphic Symbols for.

Y32.16, 1965: Electrical and Electronics Reference Designations.

Z32.13, 1950: Abreviation for Use on Drawings.

Z32.23, 1953; Pipe Fitting, Valves and Piping, Graphical Symbols.

Z32.24, 1953; Heating, Ventilating and Air Conditioning, Graphical Symbols for.

Z32.26, 1956; Heat Power Apparatus, Graphical Symbols for.

b) Normas y Códigos Europeos.

ADM der TUV; ARBEITSGEMEINSCHAFT DRUCKBEHALTER MERKBLÄTTER DER TECHNISCHE ÜBERWACHUNGS VEREINE. Este código alemán es equivalente

lente a la sección VIII del código ASME.

BRITISH STANDARD INSTITUTE:

- BS 132, 1965: Specifications for Steam Turbines.
- BS 229, 1957: Flame Proof Enclosure of Electrical Apparatus.
- BS 599, 1966: Methods of Testing Pumps.
- BS 752, 1958: Test Code for Acceptance Test for Steam Turbines.
- BS 1259, 1959: Intrinsically Safe Electrical Apparatus and Circuits for Use in Explosive Atmosphere.
- BS 2009, 1953: Code for Acceptance Test for Turbo Compressors and Exhausters.
- BS 2613, 1957: The Electrical Performance of Rotating Electrical Machines.
- BS 2960, Dimensions of 3-Phase Electrical Motors.
 - 1952: Part I: Motors with Ventilated Enclosure.
 - 1960: Part II: Totally Enclosed Fan Cooled Motors.
 - 1964: Part III: Flame Proof Motors.
- BS 3135, 1959: Test Code for Gas Turbines.
- BS 3863, 1965: Outline Specifications for Gas Turbines.
- BS 3979, 1966: Dimensions of Electric Motors.
- BS 4082, 1970: External Dimensions for Vertical In-Line Centrifugal Pumps.
- BS 4519, 1970: External Dimensions for Horizontal End Suction Centrifugal Pumps.
- BS 4675, 1971: Recommendations for a Basic Comparative Evaluation of Vibration in Machinery.
- BS 4683, 1959: Electrical Apparatus for Explosive Atmospheres.

- DIN 1943, 1.43: VDI Steam Turbine Regulations. Acceptance Test on Steam Turbines.
- DIN 1944, 10.68: VDI Centrifugal Pumps Regulations, Acceptance Test in Centrifugal Pumps.
- DIN 2672, 4.64: Output Rating, Shaft Extensions and Frame. Sizes

- of Internally Ventilated Squirrel-Cage Motors.
- DIN 42673, 4.64: Output Ratings, Shaft Extensions and Frame. Sizes of Tefc Squirrel-Cage Motors.
- DIN 42677, 11.65: Flanges and Frame Sizes of Tefc Squirrel-Cage Motors.
- IEC Standard; IEC-79: Electrical Apparatus for Explosive Atmospheres.
- OCMA SPECIFICATIONS.
- VDE 0170, 2.61: Specifications for the Construction and Testing of - Electrical Apparatus for Use in Explosive Gas Atmospheres for the Mining Industry.
- VDE 0530: Standard Specifications for Rotating Electrical Machines.
- VDI 2044, 10.66: Acceptance and Performance Test on Fans. VDI Fans - Regulations.
- VDI 2045, Part I, 4.67: Acceptance and Performance Test on Compressors. Part II, 5.67: Theoretical Fundamentals and Graph. Part III, 5.68: Thermal Valves of Substances.
- VDI 2056: Scale for the Evaluations of Mechanical Vibrations for Machines.

Algunas compañías privadas, (o no asociadas), publican de 10 a 20 artículos al año, relacionados con el área de protección y seguridad industrial en plantas químicas, además de que ayudan a difundir los códigos y las normas creadas por las asociaciones antes mencionadas. Algunos ejemplos de este tipo de revistas son:

CRANE CO. TECHNICAL PAPERS.
HYDROCARBON PROCESSING.
OIL AND GAS JOURNAL.
PETROLEUM ENGINEERING INTERNATIONAL.

LIBROS.

Existen varios libros relacionados con la protección, seguridad, mantenimiento y diseño de una planta química que a continuación se -

dan a conocer. La lista solo incluye aquellos textos especializados que no son muy conocidos en las escuelas de nuestro país y que, seguramente se utilizan extensamente en la industria química mexicana. - La lista incluye libros especializados de diseño de procesos, control, instrumentación, mantenimiento y protección profesional contra daños e incendio, pero casi todos dedican por lo menos un capítulo al almacenamiento seguro de materia prima y productos terminados en las plantas químicas.

A Guide to Effective Industrial Safety, Jack W. Boley. Gulf Publishing Co. Houston, Texas, 1977.

An Approach to the Categorization of Process Plant Hazards and Control Building Design. Chemical Industries Association, London, England, 1977.

An Introduction to Process Control and Digital Minicomputers, Peter L. Ginn, Gulf Publishing Co., Houston, Texas, 1982.

Applied Instrumentation in the Process Industries.

Vol. I A Survey.

Vol. II Practical Guidelines.

Vol III Engineering Data and Resource Material.

Vol. IV Control Systems: Theory, Troubleshooting, and Design.

William G. Andrew y H.B. Williams, Gulf Publishing Co. Houston, Tex. 1979.

Bet's Safety Directory, A.M. Best Co. N.J. U.S.A.

Chemical Engineering Plant Design, Vilbrandt F.C. y Dryden C.E., McGraw Hill Co. N.Y., 1959.

Computer-Aided Process Plant Design., Leesley M.E., Gulf Pub. Co. N.Y., 1982.

Corrosion-Resistant Equipment and Piping, Sub-Piping Systems, Applications, Design, Material and Testing, Society of the Plastic Industry, INC.

Damage Control, American Management Association, N.Y. U.S.A.

Dangerous Properties of Industrial Material, Reinhold Publishing, N.

Y., U.S.A.

Design of Structures and Foundations for Vibrating Machines, Arya C. O'niell M.W. y Pincus G., Gulf Pub. Co. Houst. Tex., 1979

Equivalent Valves Reference Manual (18th Edition), Gulf Pub. Co. - Houston, Texas, 1980.

Fire Protection Handbook., NFPA., Boston Mass., U.S.A.

Fire Protection Manual for Hydrocarbon Processing Plants., Vervalin C.H., Gulf Pub. Co. Houston Texas, 1981

Handbook of Industrial Loss Prevention., Mc Graw-Hill Pub. Co., N.Y. U.S.A.

Handbook of Property Conservation., FMS, Boston Mass., 1980

Inspection of Chemical Plants., Pilborough L., Gulf Pub. Co., Houston Texas, 1980.

Loss Prevention in the Process Industries, Vol I y II, Lees F.P., - Butterworths Publishers, Inc., Woburn, Mass., 1980

Loss Prevention Series (Numerous Volumes)., AICHE, N.Y. U.S.A. 1967-1985.

Maintenance Supervisor's Handbook., Evans F. L., Gulf Pub. Co., Hous. Texas, 1962.

Management Strategy in the Oil and Gas Industries., Barret M.E. y Cormack M.P., Gulf Pub. Co., Houston Texas, 1979

Manual for Improving Boiler and Furnace Performance., Garcia-Borras T. Gulf Pub. Co., Houston Texas, 1979

Manual of Practical Pipeline Construction., Schurr B., Gulf Pub. Co., Houston Texas, 1982.

National Safety Congress Transactions., NSC- Petroleum and Chemical Sections., Chicago U.S.A.

Operator's Handbook., Tenneco Oil Co., Gulf Pub. Co., Houston Texas 1980

Optimum Pipe Size Selection., Nolte C.B., Gulf Pub. Co., Houston Texas, 1979

Pipe Line Corrosion and Cathodic Protection., Parker M.E., Gulf Pub.

Co., Houston Texas, 1962

Pipe Line Rules of Thumb Handbook., Gulf Pub. Co., Houston Texas, 1978

Principles of Physical Security., Schutz D.O., Gulf Pub. Co., Houston Texas, 1978

Process Design for Reliable Operations., Lieberman N.P., Gulf Pub. - Co., Houston Texas, 1983.

Process Control Systems., Shinskeys F.G., Gulf Pub. and Mc Graw-Hill Co. N.Y., 1968

Process Piping Design, Vol I and II., Weaver R., Gulf Pub. Co., Houston Texas, 1973

Terrorism-The Esecutive's Guide to Survival., Fuqua P. y Wilson J.V. Gulf Pub. Co., Houston Texas, 1978

The Process Engineer's Pocket Handbook of Codes and Standards., Branan C., Gulf Pub. Co., Houston Texas, 1979

The Process Plant Designer's Pocket Handbook of Codes and Standards., Branan C., Gulf Pub. Co., Houston Texas, 1979

The Storage and Handling of Petroleum Liquids., Hughes J.R., Griffin Pub. Co., London, England, 1967

Unconfined Vapor Cloud Explosions., Gagan Keith., Gulf Pub.Co., Houston Texas, 1979.

CAPITULO V.- APLICACIONES.

En este capítulo se describe someramente las características del programa estratégico de reserva de crudo en Alemania Federal, que es uno de los más ambiciosos del mundo.

Además se presenta la finalidad y el procedimiento de construcción de una serie de domos salinos en México, el cual está situado en el yacimiento sureste, específicamente en Tuzandépetl, Veracruz.

El Programa de Manejo Integral de Crudo en México contempla la operación de terminales de exportación de crudo, de las que destacan Cayo Arcas, Dos Bocas, Salina Cruz y Pajaritos formando una amplia red de exportación y distribución interna.

La red está formada de la siguiente manera:

- Cayo Arcas y Dos Bocas están conectadas por medio de tuberías con algunos pozos de producción como: Akal J, Akal C, Nohoch, Abkatun y Pol.
- De Dos Bocas que tiene una capacidad de almacenamiento de 9.3 millones de barriles se distribuye crudo hacia la estación intermedia de bombeo Cárdenas, cuya capacidad de bombeo es de 6.6 millones de barriles. De Cárdenas pasa a Nuevo Teapa, que es otro centro de distribución de bombeo; entre estas dos estaciones existen los domos salinos de Tuzandépetl. De Nuevo Teapa el crudo se distribuye a las otras dos terminales de exportación Pajaritos y Salina Cruz y, además, a centros de refinación primaria que son Cangrejera, Poza Rica, Venta de Carpio y Minatitlan. De estos, pasan a centros de refinación secundaria como Reynosa, Tula, Salamanca y Atzacapotzalco. La red se muestra en la fig. 92.

Como se mencionó líneas arriba, entre Cárdenas y Nuevo Teapa existen ocho domos salinos en la zona de Tuzandépetl con una capacidad de almacenamiento de 14 millones de barriles. El papel que desempeñan estos domos es el de regular la cantidad de crudo que llegue a los centros de exportación de Salina Cruz y Pajaritos y a los cen---

tros de refinación de Congrejera, Pcza Rica, Venta de Carpio y Minatitlan. Otra aplicación, también estratégica, es la de servir como - almacenamiento eventual en el caso de que los centros de exportación de Cayo Arcas y Dos Bocas tengan su capacidad de almacenamiento saturada o cuando, por alguna razón, no se pueda exportar en alguno o - los dos centros de exportación. Toda esta red tiene la siguiente capacidad de flujos a exportación.

Terminal	Promedio	Nominal
Cayo Arcas	550	1000
Dos Bocas	661	X
Pajaritos		
a.- Muelles	672	X
b.- Rabón Grande	309	X
<u>Salina Cruz</u>	<u>160</u>	<u>1000</u>

Los datos están reportados en miles de barriles por día.

X representa un dato no disponible.

La relación de almacenamiento entre los domos salinos de Tuzandépetl y las terminales de exportación de Cayo Arcas y Dos Bocas es la siguiente: mientras que Tuzandépetl tiene una capacidad nominal de - almacenamiento de 14 millones de barriles, las terminales de Cayo - Arcas y Dos Bocas suman una capacidad de almacenamiento de 9.3 millones de barriles, es decir, Tuzandépetl tiene capacidad para almacenar la totalidad del volumen que pueden almacenar estas dos terminales de exportación, y aún tiene un excedente de 4.7 millones de barriles.

Por otro lado, Salina Cruz cuenta con una capacidad de almacenamiento de 4.0 millones de barriles, mientras que Pajaritos tiene una capacidad de 5.2 millones de barriles, por lo que, Tuzandépetl es capaz de almacenar integralmente el volumen de almacenamiento de las - dos terminales de exportación, como en el caso anterior, se tiene un volumen excedente de 4.8 millones de barriles.

Notas de la fig. 92.

- 1.- Entre Cactus, Cunduacan y Samaria completan 2 mm barriles.
- 2.- CNA Capacidad Nominal de Almacenamiento.
CB Capacidad Bombeable.
NB Número de Bombas.
CIE Capacidad Instalada de Bombeo.
- 3.- En situación de mal tiempo se manejaría todo el crudo pesado - producido en la sonda hacia Dos Bocas por las líneas uno y dos utilizando la plataforma de bombeo.
- 4.- Esta línea se usaría para enviar toda la producción de crudo ligero hacia Dos Bocas.
- 5.- El sistema de bombeo estará distribuido de la siguiente manera:

Casa de Bombas	Número de Bombas	Destino
1	8	Boya 2
2	5	Boya 1
4	20	Cárdenas y Nuevo Teapa
5	8	Casa de Bombas
- 6.- Esta Boya es la Boya recuperada de Rabón.
- 7.- Para esta etapa estarán operando ocho cavidades en Tuzandépetl.
- 8.- Esta línea se hace necesaria para poder manejar hacia el altiplano y/o Tuzandépetl cuando no se pueda exportar por Cayo Arces ni por Dos Bocas; y además teniendo máximo inventario de almacenamiento en esta última.
- 9.- La capacidad de bombeo de Cárdenas deberá revisarse para poder cumplir con las condiciones de la nota 8.
- 10.- Implementar control supervisorio al sistema.
- 11.- La línea de 48 in entre Nuevo Teapa y Salina Cruz está construida y operando.
- 12.- La línea de 36 in entre Dos Bocas, Cárdenas y Nuevo Teapa, está construida y operando.
- 13.- Los tres tanques de 500 miles de barriles cada uno, en Salina Cruz, estarán terminados y operando.

Si contemplamos la relación de Tuzandépetl con los centros de refinación primaria y secundaria tendríamos que, como se mencionó anteriormente, Tuzandépetl tiene una capacidad de almacenamiento de 14 millones de barriles y los centros de refinación primaria a los que abastece son: los de Cangrejera con 0.6 millones de barriles de almacenamiento, Minatitlan con 1.0 millones de barriles, Venta de Carpio con 1.65 millones de barriles y Poza Rica con 2.3 millones de barriles con lo que, Tuzandépetl tiene capacidad para almacenar todo el volumen nominal de almacenamiento del crudo destinado a los centros de refinación primaria y todavía tiene un excedente de 8.45 millones de barriles.

En cuanto a los centros de refinación secundaria, que serían: Ciudad Madero con una capacidad de almacenamiento de 2.0 millones de barriles, Cadereyta con 2.3 millones de barriles, Reynosa con 0.02 millones de barriles, Tula con 3.0 millones de barriles, Salamanca con 1.13 millones de barriles y Atzapotzalco con 0.62 millones de barriles, los domos salinos de Tuzandépetl tienen, también, capacidad para almacenar totalmente la capacidad nominal de los centros de refinación secundaria.

En la actualidad, las exportaciones y el suministro nacional de crudo, están garantizados con los 14 millones de barriles que se puede almacenar, sin embargo, en dos años más, México casi duplicará esa capacidad, mediante la construcción de más cavidades subterráneas, lo que permitirá quedar a salvo de contingencias internas y así aumentar el margen de maniobra para mejorar la negociación con sus clientes del exterior y satisfacer las necesidades de los países de la cuenca del Pacífico.

Con el proyecto Tuzandépetl, en el sur de Veracruz, Petróleos Mexicanos aumentará de 14 millones de barriles su capacidad de almacenamiento a 24 millones de barriles. Ello merced a la construcción de 12 cavidades en domos salinos que además de lo mencionado, permitirán al país salvar las contingencias que se presenten por el mal tiempo

y así aumentar su margen de negociación con sus clientes extranjeros.

Hasta Octubre de 1987 el avance global del proyecto es de 44% y se considera que un primer grupo de cuatro cavidades minadas por solución estarán terminadas en Abril del 1988, con lo que el país elevará en 3.5 millones de barriles su capacidad de almacenamiento de hidrocarburos.

La siguiente etapa de construcción de otro grupo de cuatro cavidades más se iniciará en Abril de 1988 y concluirá en Noviembre de 1988 y en Agosto de 1989 se terminará totalmente el proyecto con la terminación de las últimas cuatro cavidades.

El Proyecto Tuzandépetl, de almacenamiento bajo tierra, podrá albergar a unos 800 m de profundidad promedio, aceite crudo. Esta ampliación reforzará el sistema ya existente de almacenamiento, transporte y distribución en el área, a donde concurre el 90% de la producción total y permitirá continuidad en el abastecimiento durante las épocas de mal tiempo.

La producción podrá así, ser enviada a los centros principales de exportación, refinación y consumo, tales como: Pajaritos, Rabón Grande, Minatitlán, Poza Rica, Venta de Carpio y Salina Cruz, sin pasar por Nuevo Teapa y entroncará en su fase final con el oleoducto transístmico de 48 in de diámetro que se construirá de Nuevo Teapa en Veracruz, a Salina Cruz, Oaxaca, para satisfacer las necesidades de la cuenca del Pacífico.

V.1.- REPORTE DE LA CONSTRUCCION DE UN DOMO SALINO EN MEXICO.

En el presente apartado se describirá la realización de un receptáculo salino mediante el método de minado por solución, localizado en el yacimiento salino del sureste, en Tuzandépetl, Veracruz.

Teniendo en cuenta los datos de localización se procedió al estudio geológico del área, para poder determinar la factibilidad de és-

ta. Una vez analizada y aprobada; el proyecto continuo con la etapa de perforación y cementación.

En primer lugar se barrenó a una profundidad aproximada de 40 m - debajo de la superficie. En este orificio se hizo la cementación primaria y se colocó la tubería de mayor diámetro en la que se soportó el cabezal, después se continuó la perforación hasta encontrar la cima del domo salino, siguiendo la misma unos metros más, donde se hace una segunda cementación de revestimiento.

Posteriormente, se barrenará hasta unos metros abajo de donde estará el fondo del domo salino. Este espacio se utiliza como un receptáculo para captar los sedimentos insolubles durante la operación de minado por solución.

Se introduce la sarta que consiste en dos tuberías concéntricas, en este punto se inicia el desarrollo de la cavidad, tomando en cuenta que la primera etapa dentro del minado es la captación de insolubles.

La cavidad se desarrolla mediante una secuencia en la cual la sarta de tuberías se va elevando continuamente durante este proceso de minado por solución. Además, se hace variar el tipo de inyección, - (método directo e inverso), con el objeto de evitar taponamientos e incrustaciones.

En las líneas posteriores se hará una descripción detallada del proceso de desarrollo, de las cavidades en Tuzandépetl.

V.1.1.- Datos del Domo Tuzandépetl.

Localización.- Esta estructura forma parte de la cuenca salina del istmo y se encuentra situada entre los paralelos 18 25' y 19 27' de longitud oeste.

Como puntos de referencia se encuentran, la ciudad de Coatzacoalcos a 12 km al norte franco, Nanchital a 4 km orientada al NE y el complejo petroquímico de Pajaritos a 9 km al NE.

Estructura.- La estructura es de forma cómica con flancos de pendientes suaves, su eje principal está orientado del NE al SO. La mencio-

nada estructura parece ser la continuidad de una secuencia constituida al norte por las estructuras Rabón Grande y Pajaritos y finalmente la de Tuzandépetl en el extremo Sur, como puede verse en la fig. 93.

Columna Geológica.- En la perforación del pozo Tuzandépetl 202, se encontró una secuencia estratigráfica consistente en 326 m de sedimentos terciarios, que comprenden períodos del Eoceno al Mioceno y 1174 m de sal.

La columna estratigráfica perforada, como puede verse en la fig. 94 fue la siguiente:

- Encanto.- Cima: Aflora.

Esta formación comprende un espesor de 165 m, constituidas por lutitas plásticas de color gris verdoso, con trazas de arenas generalmente de color gris claro, de grano fino y forma subangular.

- Oligoceno Superior.- Cima 165 m.

- Oligoceno Inferior.- Cima 215 m.

Esta serie se presenta constituida promordialmente por lutitas de color gris verdoso; suaves, en partes semi duras y ocasionalmente presentan capas color gris claro de grano fino.

- Eoceno.- Cima 320 m.

En esta serie los sedimentos se presentan en forma de lutitas plásticas de color verde olivo, en partes semi duras y acompañadas de arenas gris claro en forma de delgadas capas de grano muy fino.

- Anhidrita-Sal.- Cima 326 m.

Respecto a la columna de sal atravezada en el curso de la perforación, puede decirse que se lograron identificar seis tipos de sal bien definidos y de anhidrita compacta en forma, principalmente, de láminas y en capas horizontales, las cuales a continuación se enumeran:

- 1.- Sal blanca cristalina transparente.
- 2.- Sal gris cristalina translúcida.
- 3.- Sal gris oscuro cristalina translúcida.
- 4.- Sal blanca cristalina con aspecto lechoso.

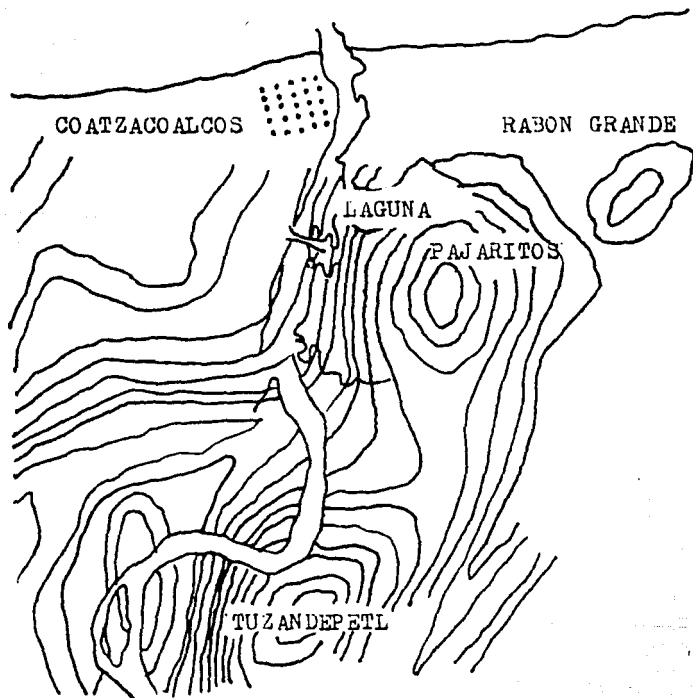


FIG. 93 PLANO ESTRUCTURAL DE TUZANDEPETL, PAJARITOS,
RABON GRANDE

TUZANDEPETL 202

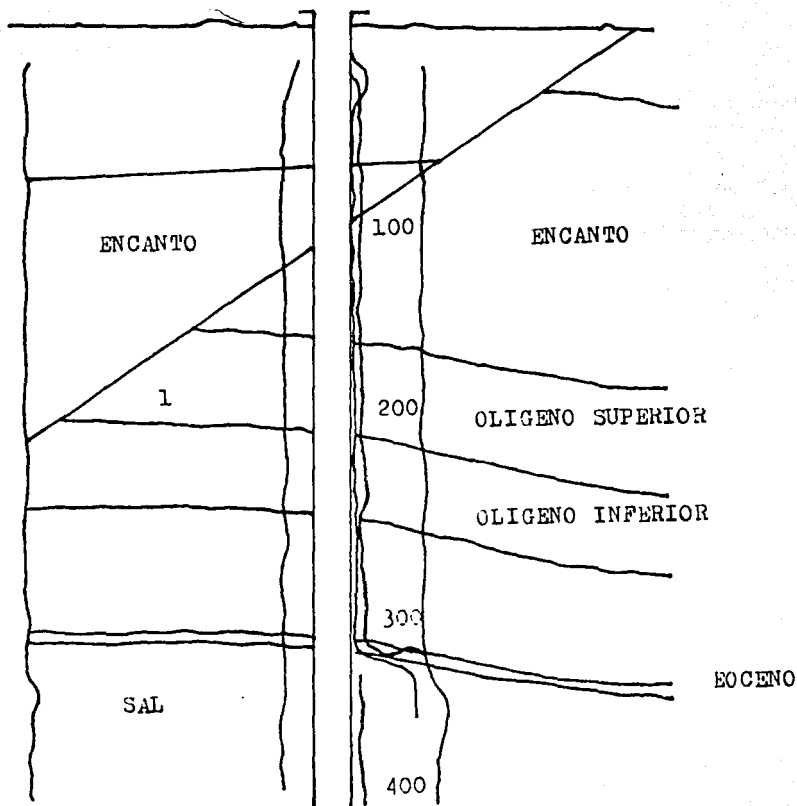


FIG. 94 COLUMNA ESTRATIGRAFICA ATRAVEZADA POR EL POZO

TUZANDEPETL 202

- 5.- Sal negra.
- 6.- Sales rojas vítreas azulosas (potásicas).
- 7.- Anhidrita (insoluble).

Dimensiones.- Del estudio sismológico de la estructura se le determinó 10 km en su eje principal, orientado de NE a So y de 5 km en su eje secundario, la cima del domo se encontró a 356 m de profundidad.

V.1.2.- Historia de los Pozos Perforados en el Domo Tuzandépetl.

En el área donde se encuentra esta estructura se han perforado varios pozos; sin embargo, los que tuvieron por objeto penetrar en el domo salino fueron los Tuzandépetl 7, 202 y 201A.

En la fig. 95 se muestra la localización de los pozos Tuzandépetl 7, 202 y 201A.

Cabe mencionar que en la misma área se perforó el pozo Tuzandépetl 201, el cual tuvo como objetivo explorar la sal del domo; sin embargo, este pozo fue taponado y abandonado.

- Pozo Tuzandépetl 7.

Se perforó en el año de 1961, con el objeto de formar, por disolución de la sal, una cavidad con capacidad de almacenamiento de 50000 barriles de propano líquido.

No se presentaron problemas de operación en este pozo, el fluido de control utilizado fue un sistema fase continua agua saturada con sal; tratada con lignosulfonato como dispersante y almidón como reductor de filtrado. Las densidades variaron desde 1.2 a 1.9 gr/cm³.

Para el revestimiento del pozo se utilizaron cuatro diámetros de tuberías, dos de los cuales se cementaron hasta la superficie y dos quedaron suspendidas del cabezal, distribuidas de la siguiente manera; según se muestra en la tabla siguiente:

Diámetro (in)	Grado	Peso (lb/ft)	Profundidad (m)
16	H-40	65	100 cementada
10 3/4	J-55	54.5	455 cementada
7	N-80	29	305 colgada
4 1/2	J-55	11.6	1000 colgada

En la cementación de la tubería 10 3/4 se utilizó una lechada de cemento de fraguado inicial rápido, con 2% de bentonita, 2% de sal fina granulada y salmuera saturada, el tiempo de espera para el fraguado fue de 72 horas.

Para la terminación se utilizó un cabezal de 16 in por 10 3/4 por 7 por 4 1/2 in, y un árbol de válvulas serie 900. La cima de la sal en este pozo se encontro a 386 m.

De acuerdo con la información obtenida de los técnicos que intervinieron en la perforación de este pozo, se presentaron problemas de corrosión tanto en las piezas que están en contacto con el lodo como en el equipo superficial.

Concluidas las operaciones de perforación y terminación, se procedió a generar una cavidad por disolución, empleando el método directo. Esto es, bombear agua dulce por la tubería de 4 1/2 in y recuperar salmuera por el espacio anular entre las tuberías de 7 y 4 1/2 in.

Periódicamente se bombearon cantidades de kerosena por el espacio anular entre las tuberías de 10 3/4 y 7 in, para evitar formación de cavidades abajo de la zapata de la tubería de 10 3/4 de in.

De acuerdo a los datos obtenidos, los volúmenes de agua bombeada y salmuera producida, así como la colocación de las tuberías durante el proceso de disolución, fueron los siguientes:

Etapa	Profundidad de las tuberías (m)		Volumen (m ³)	
	7 in.	4 1/2 in.	Agua Dulce	Salmuera
1	973.8	1000.0	46693	4475
2	963.4	983.0	79321	3608
3	945.0	960.9	109317	3320
4	926.4	941.8	138288	3359
5	908.0	923.5	166469	3707
6	880.3	904.0	197706	4021
7	862.4	886.0	225901	3562
8	843.4	867.9	251342	3269
9	824.4	847.6	279665	3743

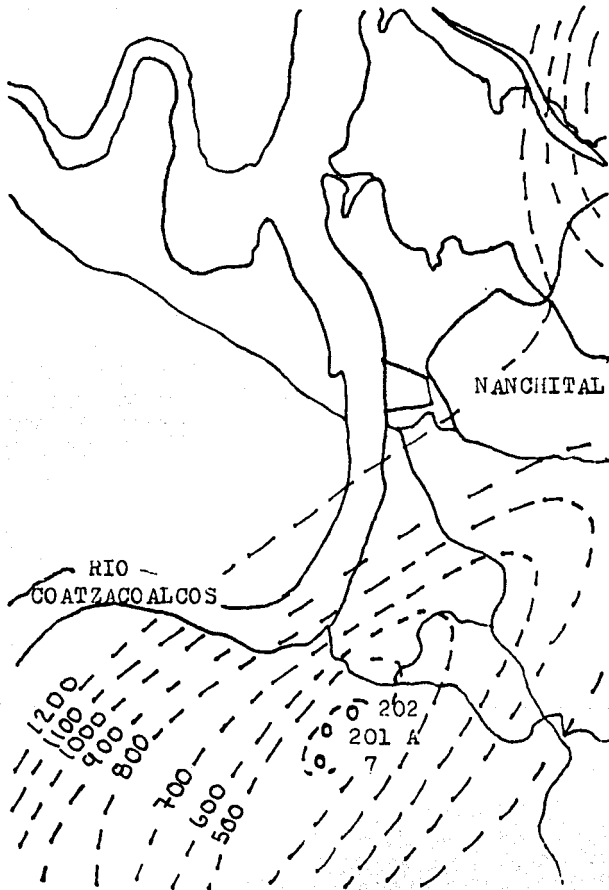


FIG. 95 LOCALIZACION DE LOS POZOS TUZANDEPETL 7, 202 Y
201 A, ADEMAS CONFIGURACION EN LA CIMA DE LA SAL

El bombeo de agua dulce se suspendió, debido a que fue necesario movilizar el equipo a otra área.

En Mayo de 1962, se intentó reanudar la inyección de agua dulce, pero se encontró que dicho pozo estaba obturado por tapones de sal. Con el fin de dar solución al problema presentado, se instaló un equipo de alta presión, efectuándose las siguientes operaciones.

a.- Se inyectó agua dulce por la válvula de 4 1/2 in a una presión de 2000 psi, manteniendo abierta la válvula de 7 in. No se logró circulación.

b.- Se bombearon 2300 lts. de agua dulce por la válvula de 10 3/4 a una presión de 300 psi. No se obtuvo circulación.

c.- Se abrió la válvula de 4 1/2 in para descargar salmuera durante un período de 4 hrs., terminado este tiempo se bombearon 1200 lts. de agua dulce por la misma válvula a una presión de 300 psi, manteniendo abiertas las válvulas de 7 y 10 3/4 de in. No se logró circulación.

d.- Se abrió la válvula de 4 1/2 in por un período de 2 hrs. para descargar 8000 lts. de agua dulce y salmuera, terminado este tiempo se inyectaron 7500 lts. de agua dulce por la válvula de 10 3/4 in a una presión de 750 psi permaneciendo abiertas las válvulas de 4 1/2 y 7 in, en este último intento la presión se mantuvo sin abatirse en 650 psi.

En base a los fracasos obtenidos por los diferentes intentos para establecer circulación, se decidió suspender todo tipo de operación y se abandonó el pozo.

Pozos Tuzandépetl 202 y 201A.

La perforación del pozo Tuzandépetl 202 se inició el 16 de Agosto de 1963 y se terminó el 11 de Octubre del mismo año; el Tuzandépetl 201A se comenzó a perforar el 1 de Junio de 1966 finalizándose el 23 de Enero de 1967, prácticamente los dos pozos se perforaron en la cima de la estructura.

En la perforación de estos pozos se tuvo por objetivo conocer la calidad de la sal y de ser apropiada, terminarlos como productores de salmuera, para el abastecimiento de materia prima al complejo industrial de Pajaritos. La localización de estos pozos es la siguiente:

- a) El Tuzandépetl 201A se localiza a 400 m al N 12 E del pozo Tuzandépetl 7.
- b) El Tuzandépetl 202 se encuentra a 180 m al E franco del pozo 201A.

La historia de estos pozos es muy semejante, y no presentaron problemas durante la etapa de perforación. Los flúidos de control y sus densidades fueron similares a los utilizados en el pozo Tuzandépetl 7, presentándose iguales problemas de corrosión en las presas de lodo y en el equipo superficial. A continuación se presentan las operaciones de perforación llevadas a cabo en el pozo Tuzandépetl 202:

- 1.- Con barrena de 24 in se perforó hasta la profundidad de 40 m y se cementó tubería conductora de 20 in a 30 m de profundidad.
- 2.- Continua la perforación con barrena de 13 1/2 in, hasta una profundidad de 330 m. La cima de sal se encontró a 326 m
- 3.- A partir de los 330 m de profundidad se continuo la perforación con barrena muestrera de 8 9/16 in, hasta la profundidad de 500 m.
- 4.- Se amplió el agujero con barrena de 17 1/2 in desde los 40 m hasta los 500 m de profundidad.
- 5.- Se cementó tubería de revestimiento de 13 3/8 in, hasta una profundidad de 495 m, con 30000 kg de cemento de fraguado rápido inicial con 2% de bentonita, 2% de sal granulada y salmuera saturada, con un tramo adicional, el tiempo de espera para el fraguado fue de 72 hrs.
- 6.- La perforación se continuo con barrena muestrera de 8 9/16 in, con una profundidad total de 1500 m.
- 7.- Se amplió el agujero de 8 9/16 in con barrena de 12 1/4 in desde 500 m hasta la profundidad de 1500 m. Para la terminación del pozo Tuzandépetl 202, se colgaron dos sartas de tuberías de revestimien-

to, la primer tubería fue de 9 5/8 in J-55 a la profundidad de 1489 m. Se instaló un cabezal de 13 3/8 in por 9 5/8 in por 5 1/2 in, para una presión de trabajo de 500 psi, además de 4 válvulas de 4 in y presión de trabajo de 500 psi. Se colocó un colchón de hidrocarburo líquido (kerosena) en el espacio anular entre las tuberías de revestimiento de 13 3/8 y 9 5/8 de in.

La prueba de producción se llevo a cabo terminada la perforación, y una vez concluidos los preparativos previos para el pozo terminado como productor de salmuera, conocida la buena calidad de la sal que se encontró en el subsuelo, la prueba de producción tuvo como objetivo primordial, conocer que calidad de salmuera podría recuperarse, - mediante la disolución de la sal por la inyección continua de agua dulce, así como verificar la formación y capacidad de producción de salmuera.

Esta operación se lleva a cabo en dos etapas:

- 1) La formación de una cavidad de pequeñas dimensiones, con el fin de servir de receptáculo de los materiales insolubles provenientes de la disolución de la sal, esto con el fin de evitar el problema de atascamiento o taponamiento de la tubería por dichos materiales.
- 2) Determinar la cantidad de la sal atravesada durante el curso de la perforación.

En la primera etapa, el método consistió en inyectar a presión y sin interrupción, el agua dulce por el espacio anular, entre las tuberías de 9 5/8 y 5 1/2 in. (método inverso). El agua dulce al descender y estar en contacto con la sal, la disuelve y como el aporte de agua a presión es constante, el agua ya saturada es obligada a ascender hacia la superficie por la tubería de 5 1/2 in. Para esta operación se utilizaron dos bombas duplex reciprocantes en forma alternada, las cuales son del tipo que corrientemente se usa para la inyección de lodo de perforación, en los pozos donde se busca aceite o gas. El abastecimiento de agua se tomo del arroyo Coatejapan; este arroyo es de régimen permanente y el gasto que por él escurre se con

sideró suficiente para cubrir las necesidades propias durante la disolución de la sal.

Como se trató de una prueba, de cuyos resultados depende en gran parte el diseño de las plantas para el beneficio de la salmuera, el tipo de tratamiento a que se someterá, etc. fue necesario llevar un control minucioso de ella, por esto los datos de producción obtenidos del 12 al 27 de Noviembre de 1963 fueron los siguientes:

Gasto de inyección promedio	246 lt/min.
Conc. de cloruros en la salmuera	170000 ppm.
Volumen de salmuera recuperada	9041 m ³ .
Presión de inyección promedio	32 kg/cm ² .
Sal recuperada	2370 Tons.
Volumen de la cavidad generada	1300 m ³ .

Como resultado de la operación descrita se generó una cavidad, que funcionaría como receptáculo de materiales insolubles durante el proceso de disolución. El 27 de Noviembre del mismo año se suspendieron las operaciones de inyección y se sacaron las tuberías de 5 1/2 y 9 5/8 in. Esta operación presentó problemas ya que la tubería de 9 5/8 in se encontraba atrapada en el interior, en el intervalo de 815 a - 835 m, por un tapón de sal. Sin embargo, se logró recuperarla después de bombear agua dulce en el espacio anular entre las tuberías de 13 3/8 y 9 5/8 in y someterla a una tensión 160000 lbs.

La siguiente operación consistió en bajar y colgar las tuberías de 9 5/8 in a 1336 m, y de 5 1/2 in a 1479 m; luego se colocó un colchón de kerosena en el espacio anular entre las tuberías de 13 3/8 y 9 5/8 in, y se reanudó la inyección de agua dulce por el método inverso. Esta segunda etapa de la prueba de producción se inició el 28 de Noviembre de 1963 y se dió por terminada el 4 de Febrero de 1964.

Durante esta operación se obtuvieron datos, los que a continuación se presentan:

Gasto de inyección promedio	757 lt/min.
Tiempo de bombeo	1517 hrs.

Conc. de cloruros en la salmuera	200000 ppm.
Volumen de salmuera recuperada	64023 m ³ .
Sal recuperada	19207 Tons.
Volumen de la cavidad generada	9146 m ³ .

La segunda etapa se llevó a cabo con el propósito de determinar la calidad de la sal en el intervalo de 1336 a 1499 m. Una vez que las concentraciones de cloruros se normalizaron a un valor promedio de 200000 ppm, se dió por terminada la prueba de producción.

El siguiente paso consistió en sacar la tubería de 5 1/2 in y desplazar la salmuera contenida en la tubería de revestimiento de 9 5/8 in y en el espacio anular por agua dulce, para posteriormente tomar un registro sónico de calibración y, finalmente, cerrar el pozo en espera de su explotación comercial.

V.1.3.- Condiciones de los Pozos Tuzandépetl 202 y 201A.

a) Operación.

Los pozos Tuzandépetl 202 y 201A se trataron por el método de circulación directa, hasta la profundidad de 1200 m, donde se tiene una temperatura de 60 C. Los datos promedio por pozos actuales se resumen en la tabla siguiente:

	Inyección.	Producción
Gasto	1833 lt/min	1633 lt/min.
Temperatura del agua	ambiente	32 C.
Presión	42 kg/cm ²	1 kg/cm ²
Concentración de sal	-----	310 g/lt
Contenido de cloruros	-----	211000 ppm.

La salmuera recuperada es aproximadamente el 90% del agua inyectada, como puede verse en la tabla anterior, lo que significa que se tiene una pérdida del 10% por reemplazo de la sal disuelta (0.90 m³ de salmuera/ m³ de agua inyectada). La presión de salida de la sal--

muera en la boca del pozo, es de aproximadamente 1 kg/cm^2 , lo suficiente para que fluya. Como el pozo debido a las diferencias de temperaturas (agua inyectada-salmuera producida) actúa como un intercambiador de calor, es posible que se origine un problema por la cristalización de la sal en el espacio anular entre las tuberías de $9 \frac{5}{8}$ y $5 \frac{1}{2}$ in para evitar esto, ocasionalmente el proceso de circulación se invierte.

b) Distribución de las tuberías.

Las tuberías de revestimiento en cada uno de los pozos, se encuentran colocadas como se indica en la tabla siguiente:

Diámetro (in)	Profundidad (m)	
	Pozo 202	Pozo 201A
20	30	11 cementada
13 $\frac{3}{8}$	495	496 cementada
9 $\frac{5}{8}$	1222	1320 colgada
5 $\frac{1}{2}$	1279	1391 colgada

La posición de las tuberías colgadas ha sido cambiada con respecto a la profundidad inicial, al explorar la sal desde los estratos inferiores hacia los superiores.

c) Abastecimiento de Agua Dulce.

Es de principal importancia que el agua dulce para la disolución esté sin aerear, es decir, que se obtenga de un pozo; esto tiene por objeto reducir la posibilidad de que contenga aire en disolución, puesto que el oxígeno en un medio salino, es altamente corrosivo al hierro. Por tal motivo el agua dulce es suministrada por dos pozos localizados en el campo Ixhuatlán, situado a 2 km de los pozos Tuzandé--petl y cuyas características se presentan en la tabla siguiente:

	Pozo 101	Pozo 102
Gasto	18 lt/s	28 lt/s
Nivel estático	11 m	7 m
Nivel dinámico	35 m	85 m
Profundidad	138 m	132 m

En base a lo anterior y a la distribución de las tuberías se estima una configuración en las cavidades como la mostrada en la fig. 96.

Con objeto de aprovechar estas cavidades como almacenamiento de hidrocarburos, los pozos tuvieron que ser reparados y adaptados de acuerdo a las necesidades de almacenamiento del hidrocarburo; ya que contaban con solo dos tuberías cementadas y dos colgadas. Para el acondicionamiento, se hicieron las operaciones siguientes:

- 1) Extraer las dos tuberías colgadas, de 9 5/8 y 5 1/2 in.
- 2) Se probó y se cementó la tubería de 13 3/8.
- 3) Además, se cementó una tercera de 9 5/8 in hasta la cima de la cavidad.
- 4) Se instalaron cabezales apropiados y se colgó la tubería de 5 1/2 in con el extremo inferior 10 m arriba del fondo de la cavidad.
- 5) Por último, se instaló un árbol de válvulas convencional con conexiones para el espacio anular entre 9 5/8 y 5 1/2 in, y tuberías de producción de 5 1/2 in.

El estado actual de la cavidades, concretamente el pozo 202, se muestra en la fig. 97.

Para su almacenamiento el hidrocarburo se inyecta por el espacio anular entre las tuberías de 9 5/8 y 5 1/2 in. Cuando se requiera extraer el hidrocarburo, se procederá a inyectar agua o salmuera por la tubería central y recuperar dicho gas por el espacio anular.

Se podrá hacer notar que, las operaciones para una cavidad que almacena gas natural difieren del almacenamiento de hidrocarburos líquidos. A fin de mantener las dimensiones del receptáculo, se recomienda que los flúidos almacenados tengan una presión entre 1275 y 3950 psia para evitar el derrumbe de las cavidades o su fracturamiento.

En el caso de las cavernas disponibles, las condiciones extremas de operación se presentarán al inicio del almacenamiento y cuando se haya llenado de gas licuado a presión el recipiente, así como en el momento del vaciado. Estas situaciones se ilustran en la fig. 98 en

Estos pozos cuentan con un extractor del tipo turbina, accionado por un motor vertical eléctrico, tubería de 12 in y tubería de producción de 8 in. El agua es enviada a una presa de almacenamiento cercana a los pozos de disolución, de donde es succionada por una bomba e inyectada a las cavidades.

d) Disposición de la Salmuera.

La salmuera producida se descarga a una presa de recolección y es bombeada a la planta de evaporación (evaporadoras múltiples al alto vacío), en el complejo industrial de Pajaritos, para su tratamiento. La cantidad de salmuera producida es función de los requerimientos de la planta.

e) Dimensiones de las Cavidades.

En base a la historia de producción, proporcionada por el personal técnico de Industrias Químicas del Istmo, se supone que la cavidad generada en el pozo Tuzandépetl 202 tiene un volumen de 850000 m³ y el Tuzandépetl 201A de 340000 m³. Se hace notar que los datos más recientes con que se cuentan, para estos dos pozos, son del año de 1972.

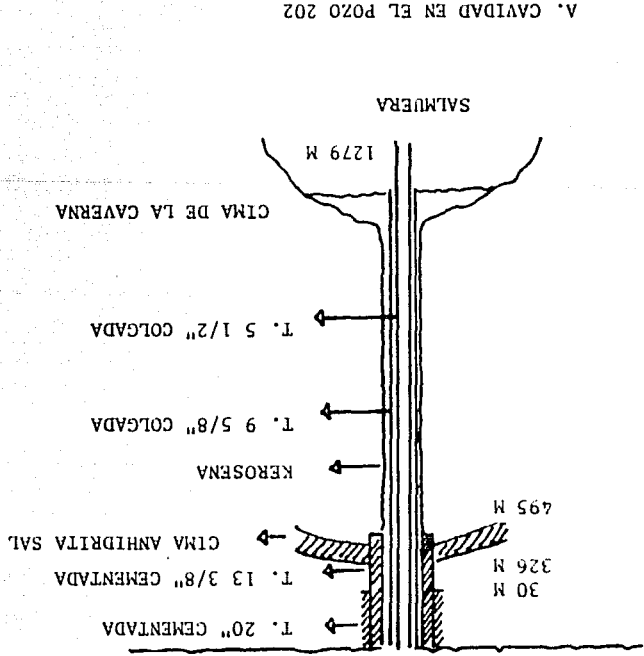
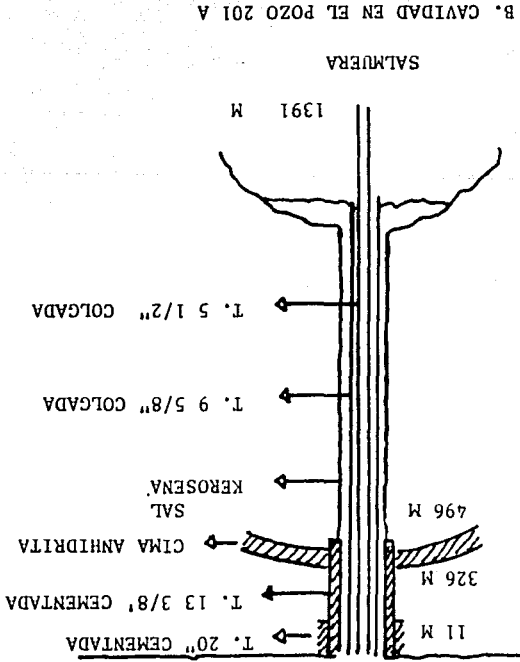
V.1.4.- Aprovechamiento de las Cavidades Existentes
en el Domo Tuzandépetl.

Se pretende utilizar las cavidades existentes en la zona de Tuzandépetl generadas durante la explotación de salmuera por la Compañía Industrias Químicas del Istmo, previa perforación de nuevos pozos para el abastecimiento de sal al complejo químico de Pajaritos y para, posteriormente, almacenar hidrocarburos.

Las características de las cavidades generadas por los pozos Tuzandépetl 202 y 201A se presentan en la tabla siguiente:

Dimensiones	Pozo 202	Pozo 201A
Volumen (m ³)	850000	340000
Fondo (m)	1490	1490
Cima (m)	1222	1320

FIG. 96 CONFIGURACION DE LAS CAVERNAS EXISTENTES DEL DOMO TUZANDEPELL



V. CAVIDAD EN EL POZO 202

B. CAVIDAD EN EL POZO 201 A

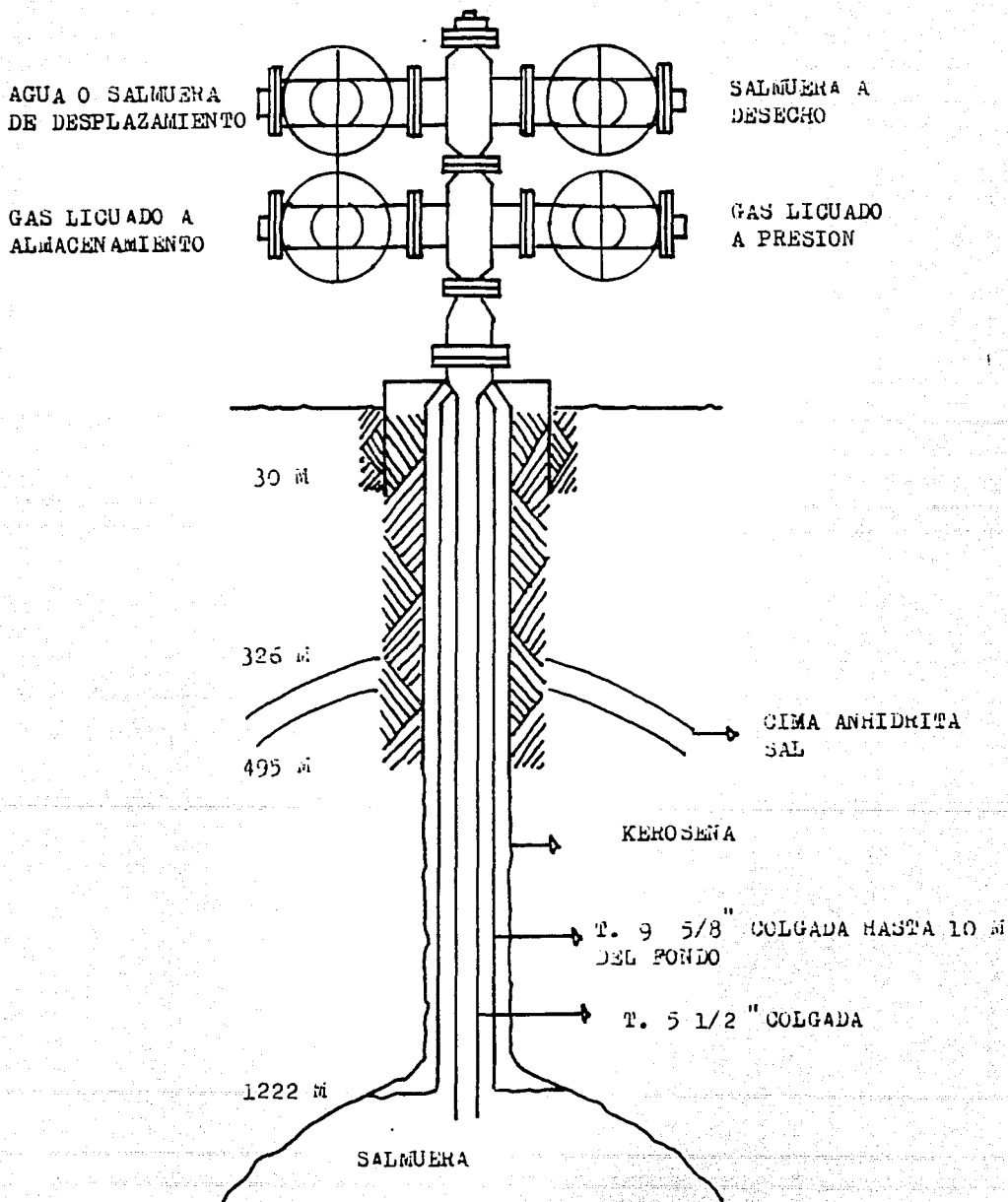
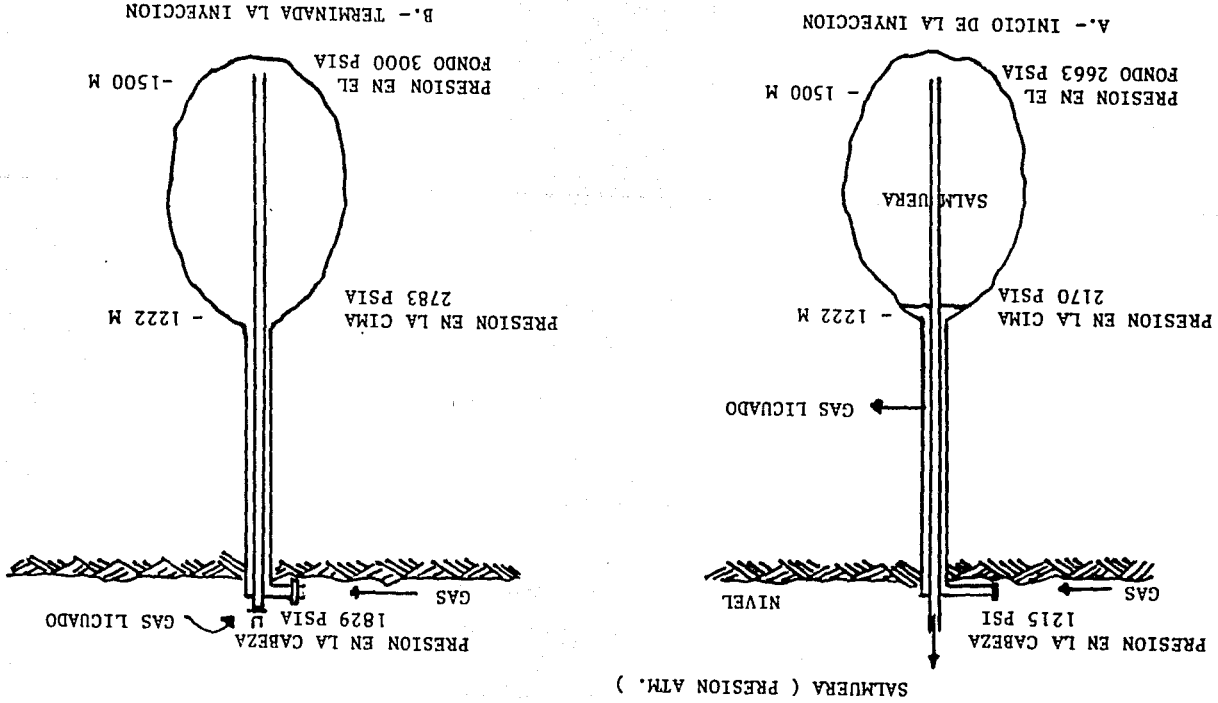


FIG. 97 CONFIGURACION DE LA CAVIDAD EN EL POZO 202
DESPUES DE SER REACONDICIONADA

FIG. 98 PRESIONES EXTREMAS EN LA CAVERNA



las que se muestran las presiones que se estiman prevalecerán. Podrá observarse que estos valores pueden reducirse si la tubería colgada se coloca en algún punto intermedio dentro de la cavidad, y se va bajando a medida que sea necesario.

Si se considera despreciable la compresibilidad del gas natural líquido, el volumen que podrá almacenarse es igual al de la cavidad. Suponiendo que se tenga un excedente de 25000Bls/día de gas licuado el recipiente se llenará en 213 días.

Se hace notar que los datos son aproximados y sólo se presentan para tener una idea de las cantidades que se manejarán, en caso de optarse por esta alternativa. Los volúmenes y formas de la cavidad son estimados, ya que, como se dijo anteriormente, los datos más recientes datan del año de 1972. Los técnicos de la Cia. Industrias Químicas del Istmo, repararon los pozos, tocando a Petróleos Mexicanos la decisión y uso de las cavidades.

Para desarrollar cavidades a medida que se requieran, mediante la perforación programada de nuevos pozos de disolución, ya sea en el mismo domo Tuzandépetl o en otra estructura que reúna los requisitos para utilizarlos como almacenadores. Para llevar a cabo esta alternativa deben satisfacerse los requisitos comentados en el apartado III.3.1 (Estudios Preliminares). El mecanismo de formación de la cavidad se debe a la capacidad de disolución del agua que entra en contacto con las paredes. El agua inyectada se desplaza hacia las paredes por convección, difundiéndose en la salmuera a medida que avanza. Además, como se dijo anteriormente, cerca de las paredes existe una transferencia de masa mediante un mecanismo convectivo debido a la diferencia de concentraciones. A causa de estos fenómenos, su capacidad de disolución se va reduciendo conforme aumenta la distancia que tiene que atravesar en la salmuera, para alcanzar las paredes de la cavidad.

Nótese que para un mismo volumen, un receptáculo cilíndrico se formará en menor tiempo que uno esférico. De acuerdo a lo anterior, suponemos que una cavidad cilíndrica puede desarrollarse en un tiem-

po razonable, antes que los efectos de difusión limiten su crecimiento.

Si los excedentes de hidrocarburos previstos rebasan la capacidad de las cavidades existentes en el domo Tuzandépetl, será necesario - generar nuevas cavidades, como ya se mencionó en la introducción de este capítulo. en este caso, la primera fase consistiría en almacenar 950000 m^3 de hidrocarburos en las dos cavidades mencionadas, para iniciar, posteriormente, la segunda fase con el desarrollo de nuevas cavidades, según se vaya requiriendo.

V.1.5.- Generación de Nuevas Cavidades en un Domo Salino.

Para la realización de esta alternativa, es necesaria la existencia de un volumen de algún hidrocarburo (por ejemplo GLP), y en base a esto determinar el volumen aproximado requerido de la cavidad por generar. Si se tiene un excedente de $2000 \times 10^6 \text{ ft}^3$ de gas licuado, se deberán desarrollar cavidades que presenten condiciones óptimas - de almacenamiento.

Como resultados de los estudios geológicos y análisis de cada uno de los requerimientos que deberá satisfacerse en la selección de una estructura salina para la generación de cavidades minadas por solución, se considera un domo, fig. 99 cuyas características son:

- 1.- 20600 ft de altura y 5800 ft de diámetro promedio.
- 2.- La cima del domo se localiza a 2400 ft.
- 3.- Presenta un acuífero en arenas, a una profundidad de 500 ft.
- 4.- La existencia de una formación arenosa sobre los flancos del domo con un espesor de 2380 ft.
- 5.- El domo se encuentra a 2.41 km de la línea principal de distribución de gas licuado.
- 6.- Existe área suficiente para facilitar la instalación de equipos superficiales.

Tomando en cuenta las características ya descritas puede establecerse un criterio de diseño, para facilitar el almacenamiento del hidrocarburo; tal como se presenta en la tabla siguiente:

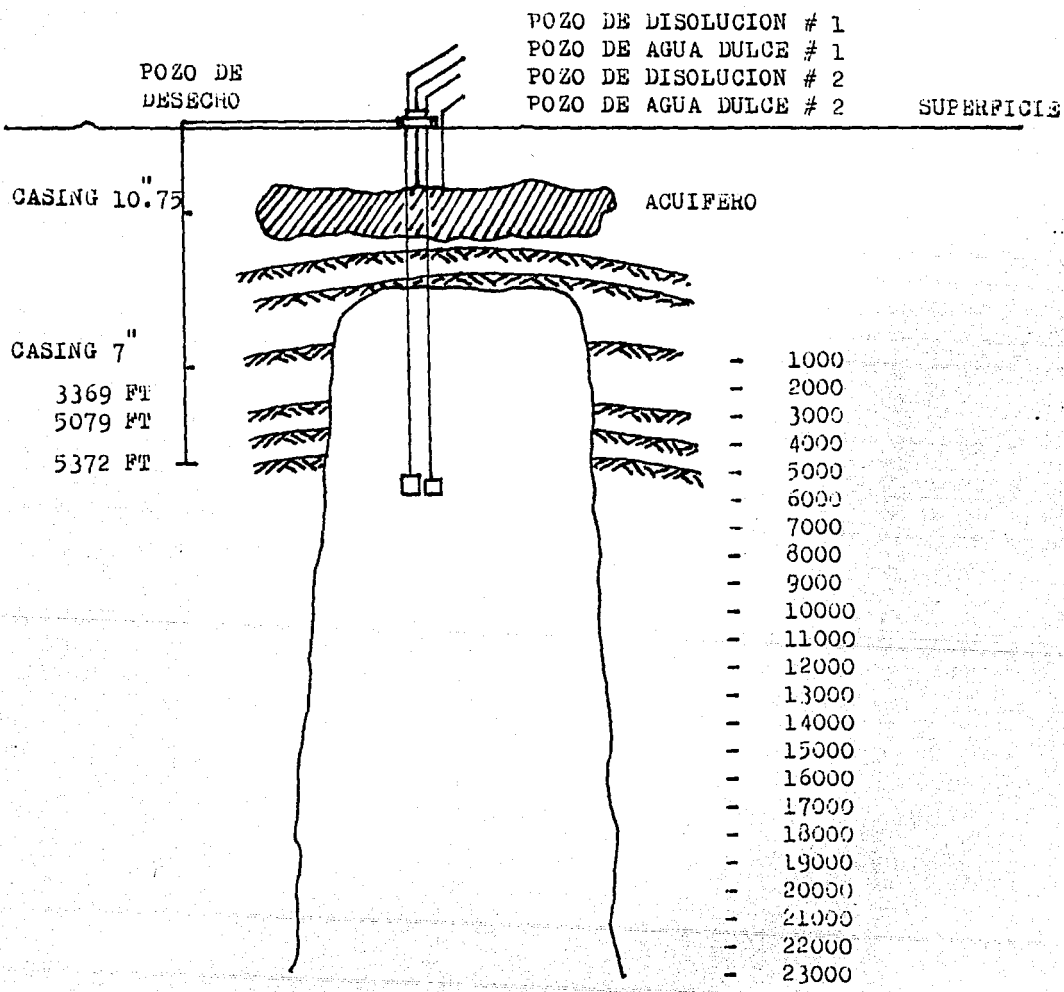


FIG. 99 CARACTERISTICAS DEL DOMO Y LOCALIZACION DE LOS POZOS DE DISOLUCION, AGUA DULCE Y DE DESECHO

V.1.5.2.- Pozos de Disolución.

En la determinación del intervalo conveniente y adecuado para desarrollar las cavidades propuestas, es necesario tener un conocimiento pleno de las características del material presente en dicho intervalo, para lo cual deberá efectuarse un muestreo continuo de las formaciones, arriba y adentro de la sal. Del análisis de las muestras así obtenidas se determina el contenido del material insoluble el cual puede estar constituido por anhídrita, yeso, dolomita, arcillas u otras impurezas, las cuales se mencionaron en el apartado de aspectos geológicos, ya que la experiencia al respecto ha determinado que con un 25% o más de material insoluble, no es conveniente efectuar el minado por solución de la cavidad, debido a que se presentan problemas como derrumbes, falta de circulación, taponamientos, etc. que afectarían dicha disolución, haciendo incosteable el desarrollo de la cavidad.

Finalmente, del estudio del muestreo continuo y registros obtenidos, se determinará el intervalo a disolver, el que estará constituido por el conjunto de sal más pura y homogénea y, que llene las condiciones de altura requeridas. En el ejemplo, el intervalo seleccionado para generar las dos cavidades se encuentra entre los 5700 y 6700 ft de profundidad, el cual presenta un valor promedio de insolubles del 4% para el cálculo del volumen neto de la cavidad.

En la actualidad no existe un programa de perforación ni de tuberías de revestimiento general, debido a que están sujetos a las condiciones propias de la localidad en que se desee desarrollar las cavidades. En nuestro caso, el programa de perforación y tubería de revestimiento de los pozos de disolución, ver fig. 100 en los cuales serán desarrolladas las dos cavidades para el almacenamiento de 2.0×10^9 ft³ de GLP, se propone de la siguiente manera:

- 1.- Perforar agujero de 36 in hasta 50 ft de profundidad, donde se colocará y cementará revestimiento superficial de 30 in.
- 2.- Perforar agujero de 28 in hasta 2700 ft de profundidad, donde se correrá y cementará revestimiento de 20 in hasta la superficie. La

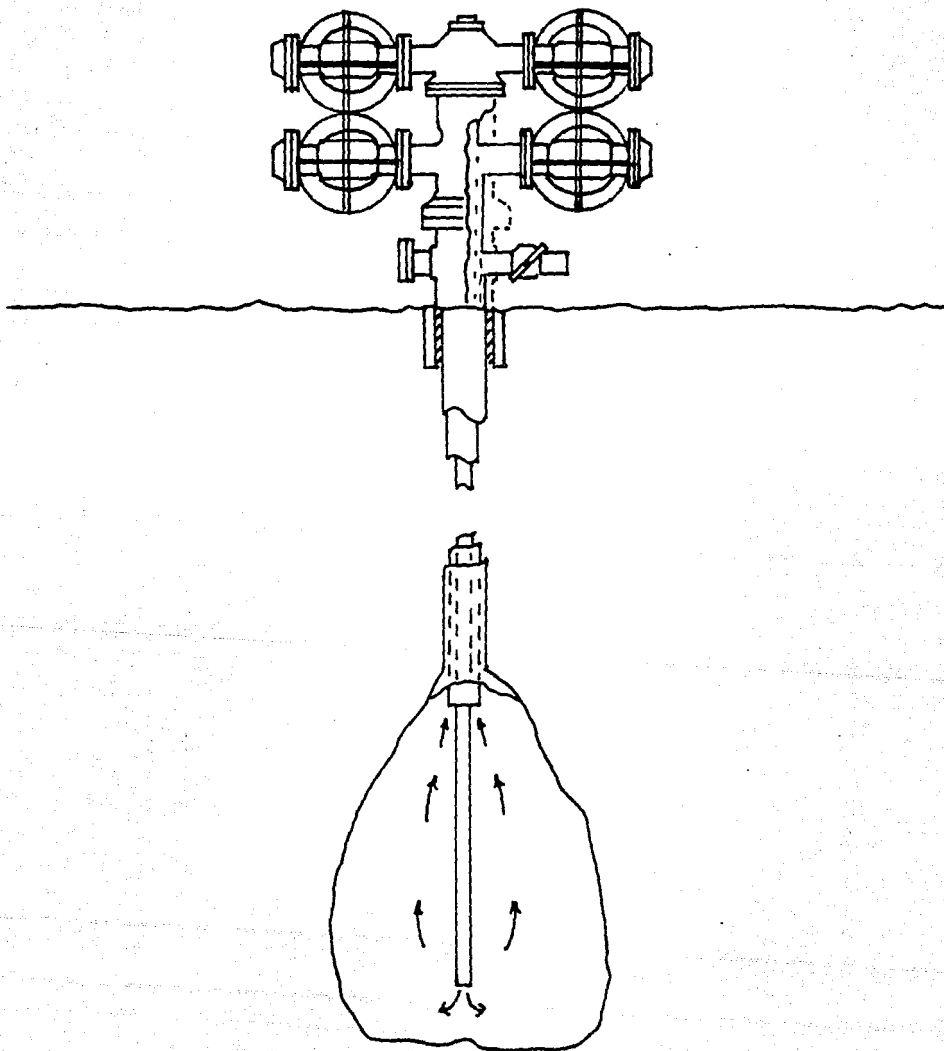
Número de cavidades	2
Número de pozos de disolución por cavidad	1
Número de pozos productores de agua dulce	2
Número de pozos de desecho.	1
Intervalo de las cavidades	5700-6700 ft
Temperatura de la formación	176 F
Densidad del hidrocarburo (GLP)	0.587
Presión máxima de almacenamiento	3950 psi
Presión mínima de almacenamiento	1275 psi
Gasto mínimo por pozo	3.75×10^8 ft ³ /día
Volumen total del gas por almacenar	2.0×10^9 ft ³

V.1.5.1.- Pozos de Agua Dulce y de Desecho.

Mientras el equipo superficial es diseñado y ordenado, dos pozos de agua dulce y uno de desecho de salmuera deben ser perforados y probados. Los pozos de agua dulce deberán perforarse a una profundidad de 500 ft aproximadamente dentro del acuífero; tales pozos serán equipados con bombas de turbina de varias etapas accionadas con un motor vertical eléctrico. Cada uno de los pozos debe producir agua dulce a un gasto de 1000 GPM, lo cual es requerido para tener un avance rápido y constante en la disolución de la sal.

El pozo de desecho de salmuera contará con un revestimiento superficial de 10 3/4 in a 1000 ft de profundidad aproximadamente, para continuar la perforación de éste hasta la profundidad total de 5370 ft, dentro de la formación salina, donde se colocará y cementará revestimiento de 7 in a una profundidad de 5150 ft. La terminación del pozo se logra mediante la perforación selectiva del revestimiento de 7 in en la zona más atractiva de la formación; la cual posteriormente es sometida a un tratamiento de acidificación para aumentar su aceptabilidad de salmuera a flujos adecuados. La localización de los pozos productores de agua dulce y de desecho se muestran en la fig.

FIG. 100 DISTRIBUCION DE LAS TUBERIAS EN LOS POZOS DE
DISOLUCION



colocación de este revestimiento a esa profundidad, servirá como sello secundario de la cavidad, ya que deberá ser colocado 400 ft dentro de la sal, cabe aclarar que el cap rock sirve como sello primario.

3.- Perforar agujero de 17 1/2 in hasta una profundidad de 5700 ft, ya dentro de la sal, donde se colocará y cementará un revestimiento de 13 3/8 in hasta la superficie. Antes y después de colocar esta tubería, deberá ser probada a una presión de 5000 psi; esta última prueba será como una medición adicional sobre el revestimiento y el trabajo de cementación.

4.- Perforar agujero de 17 in a 6700 ft, la profundidad total. Sobre la terminación de la perforación, deberá correrse revestimiento de 10 3/4 in a 5800 ft de profundidad, es decir, 100 ft abajo de la zapata de 13 3/8 in; posteriormente, se correrá revestimiento de 7 in a la profundidad total. Ambas sartas de tuberías permanecerán colgadas desde la superficie, usando un equipo de cabezal convencional.

Durante la etapa de perforación y de muestreo, el fluido de control empleado, es del tipo convencional para pozos petroleros hasta la profundidad de la cima de la sal y a partir de aquí, deberá emplearse lodo salado para evitar problemas durante la perforación de la sal. Además, debe procurarse que la desviación del pozo durante la perforación sea la mínima posible, pues de otra manera la forma de la cavidad obtenida después de la disolución sería diferente a la deseada.

V.1.5.3.- Instalaciones Superficiales.

La construcción de las instalaciones superficiales, deberá hacerse simultáneamente con la perforación y terminación de los pozos de disolución.

El equipo superficial deberá ser seleccionado de acuerdo a las capacidades requeridas de cada uno de los componentes a utilizarse en las diferentes operaciones para la construcción de las dos cavidades de almacenamiento de GLP. Para nuestro caso, se propone el equipo superficial siguiente: un tanque para salmuera con capacidad de 3000 -

Bls, tres tanques de agua dulce con capacidad de 500 Bls cada uno y un tanque para almacenar 500 Bls de diesel.

El equipo de bombeo deberá estar integrado por una bomba triplex de acción simple, horizontal, accionada por un motor eléctrico vertical y bombas quintuplex de acción simple accionadas por un motor eléctrico, tres de las cuales serían usadas para la inyección de agua dulce en los pozos de disolución y las cuatro restantes para la inyección de salmuera en los pozos de desecho.

Se requiere el uso de controles automáticos en las principales unidades del equipo superficial; medidores de nivel en los tanques, descompostura de alguna unidad de energía, etc. Un diagrama de distribución de las instalaciones superficiales se presenta en la fig.-101.

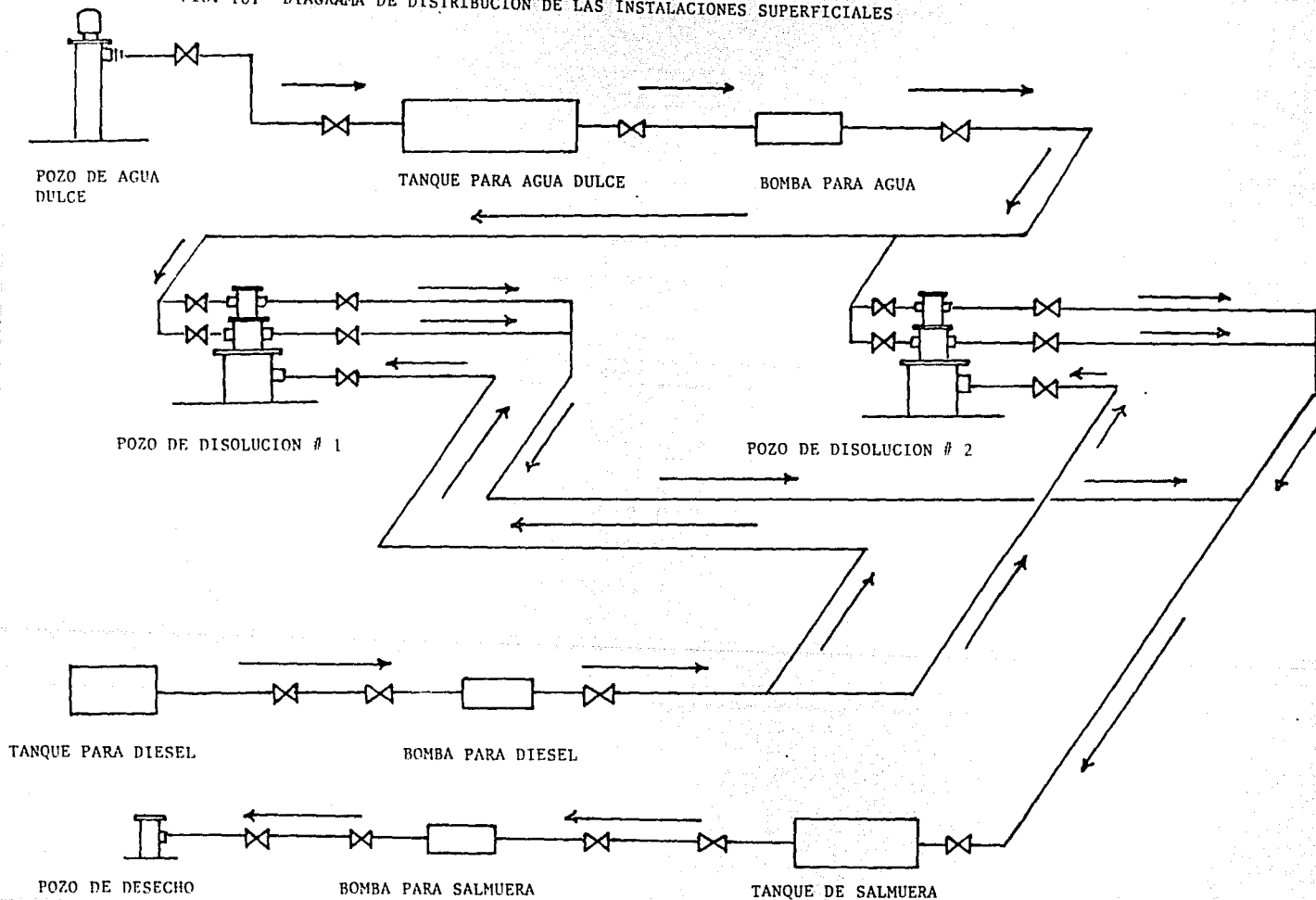
V.1.5.4.- Desarrollo de las Cavidades.

Como se ha visto, la generación de una cavidad en la sal se logra mediante la inyección controlada de agua dulce y recuperación de la salmuera resultante, esto se lleva a cabo en dos etapas; la formación del receptáculo para depósitos de materiales insolubles obtenidos durante el proceso de disolución; y el desarrollo de la cavidad en sí.

Las dos cavidades requeridas, son creadas por el bombeo de agua dulce, a través del interior de la tubería de 7 in de los pozos de disolución, a la sal expuesta, recuperandose la salmuera a través del espacio anular entre las tuberías de 7 y 10 3/4 in y ser almacenada en los tanques superficiales para ser bombeada desde ahí a los pozos de desecho. Para tener un avance continuo en el desarrollo de la cavidad, la posición del punto de inyección en el aparejo de tuberías colgadas deberá ser cambiado antes de que se tengan fuertes efectos de difusión.

Para preservar la cima de la cavidad y eliminar el avance de la disolución en la base del revestimiento de 13 3/8 in, deberá bombear

FIG. 101 DIAGRAMA DE DISTRIBUCION DE LAS INSTALACIONES SUPERFICIALES



se diesel a un gasto constante por el espacio anular entre las tuberías de 13 3/8 y 10 3/4 in. Si no existen interrupciones en los trabajos, la construcción de la cavidad podría efectuarse, aproximadamente, en un período de 13 meses y en el segundo 14 meses desde el inicio de la perforación.

La capacidad y forma de la cavidad, puede conocerse mediante el uso de los modelos numéricos de disolución expuestos anteriormente, o bien, utilizando un registro con el sonar; el último dispositivo mencionado presenta el inconveniente de su uso, ya que para su operación se requiere extraer el aparejo de tuberías colgadas, lo cual implica una operación costosa. Las mediciones deberán hacerse, preferentemente, cuando se tiene un avance de 50 y 100% en el desarrollo de la cavidad requerida.

V.1.5.5.- Almacenamiento y Recuperación del Hidrocarburo.

Una vez que se ha concluido la generación de la cavidad a la capacidad requerida, las sarta^s de tubería de 7, 10 3/4 y el cabezal deberán ser retirados del pozo de disolución para instalar el cabezal, el cual tiene una presión de trabajo de 5000 psi, y se correrá hasta el fondo de la cavidad de revestimiento de 4 1/2 in para desplazar la salmuera.

El gas deberá ser comprimido para su inyección desde 600 psi a 3500 psi, el cual fluirá por el espacio anular entre las tuberías de 13 3/8 y 4 1/2 in a un gasto de 2.0×10^7 ft³/día recuperandose salmuera por el revestimiento de 4 1/2 in hasta que la interfase gas-líquido alcance el fondo del revestimiento. Como medida preventiva una capa delgada de aceite diesel puede ser colocada sobre la superficie de la salmuera en la cavidad y la localización de sensores dieléctricos en el extremo inferior de la tubería de 4 1/2 in, indicarán la presencia del contacto salmuera aceite en el fondo de la cavidad, la cual es considerada como una señal para cerrar el sistema de almacenamiento de GLP.

Durante el ciclo de recuperación del GLP almacenado, fig 102, és-

te fluirá desde el cabezal del pozo hasta una línea interna de un ca lentador de gas, donde sería estrangulado para pasar por un deshidra tador y de ahí, ser entregada a la línea principal de distribución a un gasto de 3.5×10^7 ft³/día o conforme sea requerido. El desplaza miento de GLP almacenado se logrará mediante la inyección de salmue ra en el fondo de la cavidad o algún otro método de recuperación del producto.

V.2.- REPORTE DE LA CONSTRUCCION DE UN DOMO SALINO EN ALEMANIA.

El proyecto de almacenamiento subterráneo de crudo y aceite en - Alemania Occidental, en el domo salino de Etzel al suroeste de Wil-- helmshaven, en la parte noroeste del territorio alemán está entre - los más grandes del mundo, fig. 103.

Diez millones de toneladas, (60 millones de barriles), de crudo - están almacenados ahí, además de la reserva industrial de 90 días re querida por el gobierno alemán. La capacidad de almacenamiento de 60 millones de barriles que se tienen en Etzel es un desarrollo de la - Kavern Bau-und Betriebs G.m.b.H., bajo contrato de la agencia fede-- ral Industrieverwaltungsgesellschaft m.b.H. (IVG), con el objeto de - estar disponible para una crisis energética.

Los depósitos salinos de Etzel estan bien explorados, puesto que pozos petroleros fueron barrenados en esa zona de 1939 a 1950. La po sición de las formaciones geológicas se estableció mediante los po-- zos barrenados a una profundidad aproximada de 2400 ft, fig. 104. Ca da cavidad (las cuales se muestran a escala en la fig. 105) tienen - una capacidad de tres millones de barriles.

Etzel tiene, hasta mayo de 1978, un almacenamiento de reserva es-- trategico creado por el minado por solución de 78 millones de barri-- les, lo cual significa un exceso a la capacidad requerida por el go-- bierno alemán.

El proyecto de almacenamiento estrategico de crudo en Alemania -

INSTALACIONES PARA INYECCION
DE G.L.P.

LINEA PRINCIPAL
DE DISTRIBUCION.

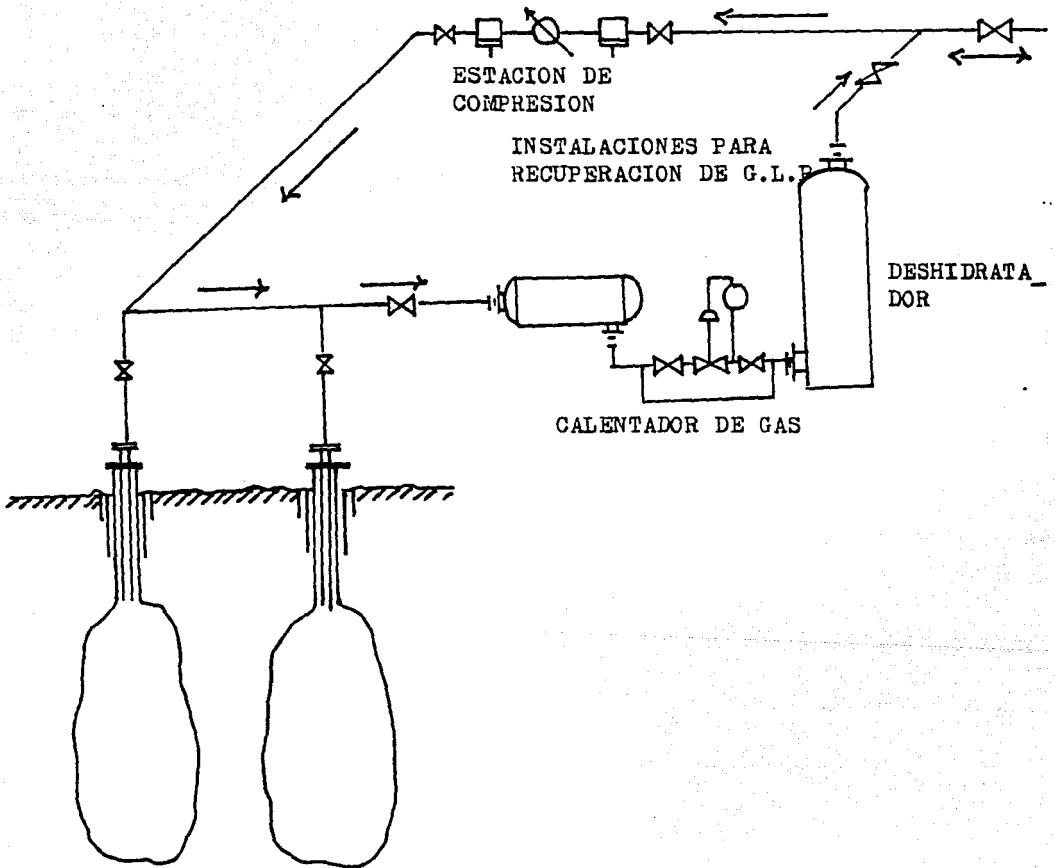


FIG. 102 CICLO DE OPERACION EN LAS CAVERNAS DE ALMACENA_MIENTO

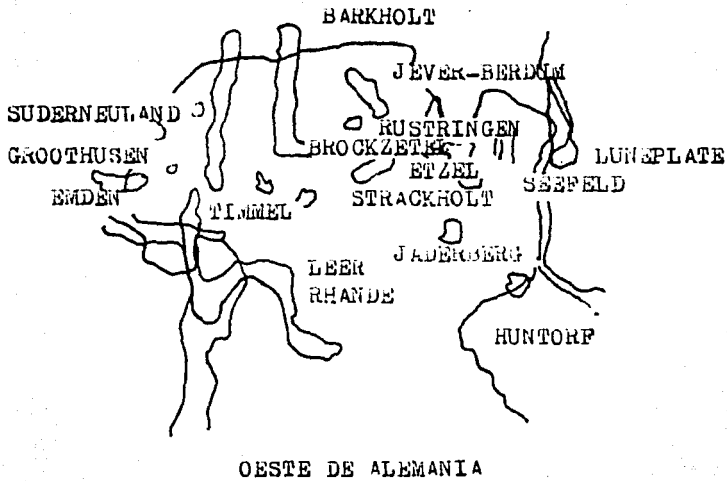


FIG. 103 DOMOS SALINOS EN EL NORTE DE ALEMANIA

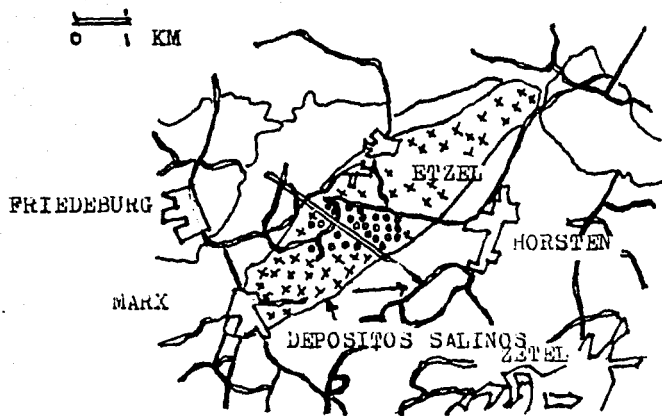


FIG. 104 CONFIGURACION DE LOS DEPOSITOS, PLANO DE
CAVERNAS

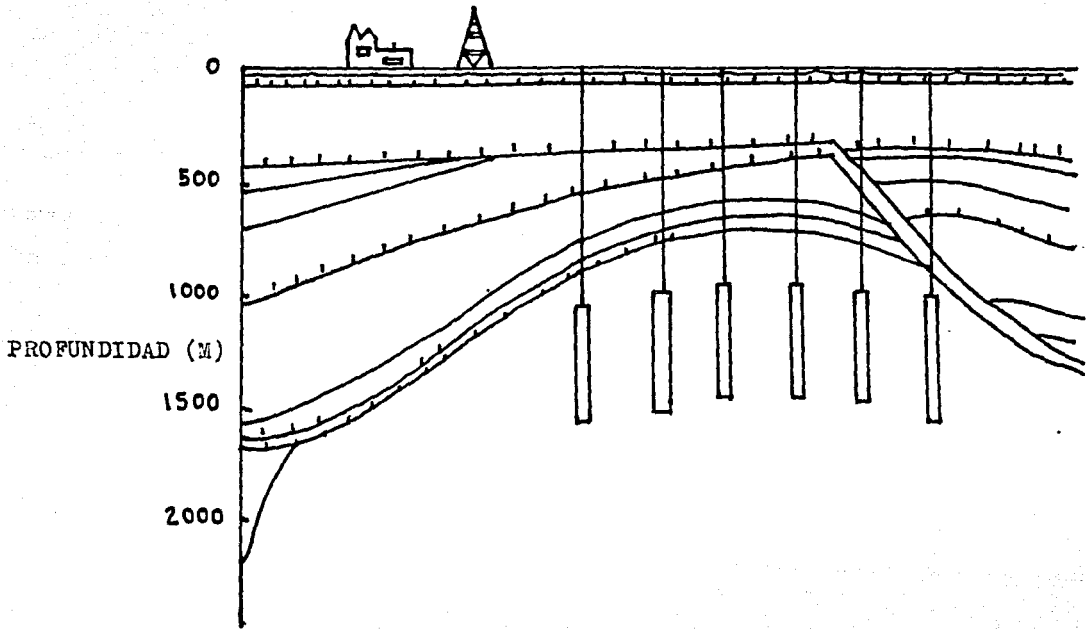


FIG. 105 SECCION TRANSVERSAL DE LOS DEPOSITOS SALINOS

Occidental se inició a fines de 1971. Dos pozos exploratorios fueron seguidos por 33 pozos más, los cuales estaban dispersos en una área de 230 hectareas, estos pozos fueron barrenados a profundidades entre 4950 y 6600 ft.

Después se instaló y cementó un recubrimiento de 13 3/8 in con una profundidad de 495 ft abajo de la caprock. Dos tuberías de 10 3/4 y 7 in fueron suspendidas concéntricamente en cada revestimiento para transportar salmuera y agua fresca durante el proceso de minado por solución.

El agua fresca requerida para el minado por solución se tomó de la Bahía Jade, que se encuentra en el Mar del Norte. El agua tiene un contenido de sal de aproximadamente 28000 ppm (28 g/l). El agua fresca se transporta a Etzel mediante 5 bombas a lo largo de 25 km por una tubería cementada de 44 in de diámetro.

Existen seis ramales, cada uno de ellos conectado a las cavidades, todos los ramales se conectan a la estación de bombeo principal. La salmuera producida en Etzel tiene un nivel de saturación de más de 315 g de sal/l. Después de pasar por un separador, la tubería entra a una tubería cementada de 44 in, la cual corre paralelamente a la tubería de agua fresca, la salmuera se descarga dentro de la Bahía de Jade.

Después de aproximadamente dos años y medio de construcción, mediante el minado por solución, el almacenamiento en la cavidad empezó al final del verano de 1974. Se ha lixivizado un volumen de almacenamiento de aproximadamente 7 millones de metros cúbicos, esto al finalizar 1976.

En este tiempo, 15.6 millones de barriles de crudo han sido bombeados desde los tanques de almacenamiento de la Nordwest Olleitung G.m.b.H. Wilhelmshaven a Etzel a través de una tubería de 44 in y almacenados en las cavidades. El volumen de almacenamiento se incrementa en aproximadamente 94000-113000 barriles diariamente.

En la fig. 10b se muestra el crecimiento del volumen de la cavidad y las cantidades de crudo almacenadas en el período comprendido

entre el inicio del minado por solución hasta el fin de 1976.

Después que los pozos exploratorios fueron barrenados, se determinó el espesor de la sal y la altura que pudiera tener la cavidad, - además la localización de las cavidades se realizó en base a la proximidad que habría entre ellas, tal determinación se basó en los requerimientos mínimos de distancia fijados por la mecánica de rocas.

Para este sistema, comparativamente complicado, puesto que cada cavidad está influenciada por seis receptáculos vecinos, se determinó el diámetro óptimo de la cavidad. Siguiendo una investigación de cual es el mejor uso de la mecánica de rocas que se utilizaría, la investigación incluye:

- Determinación de los límites de la configuración que la cavidad puede tener cuando los ciclos de llenado y vaciado de la cavidad finalizan.
- El crecimiento de la cavidad durante el almacenamiento del producto.
- La determinación de la configuración óptima de la cavidad.

En Etzel el producto almacenado se recicla varias veces con el fin de que, cuando suceda el último manejo la configuración de la cavidad este dentro de las condiciones impuestas por la mecánica de rocas. - Para esto, se utilizó un modelo de simulación numérica tridimensional como se discutió en el capítulo III. El modelo predice, exactamente, el desarrollo del proceso de minado por solución y la configuración de la cavidad en cualquier momento, el modelo toma, como ya se vió, variables tales como porcentaje de inyección, cantidades de agua fresca inyectada, métodos de circulación, profundidad del depósito salino, etc.

Los resultados de los cálculos presentados en la fig. 107 muestran que el último tercio de la cavidad se ensancha más durante la fase final del minado por solución, con lo que la forma de la cavidad se asemeja a una botella invertida.

Se utilizó el método directo para la formación de la parte infe-

VOLUMEN M³

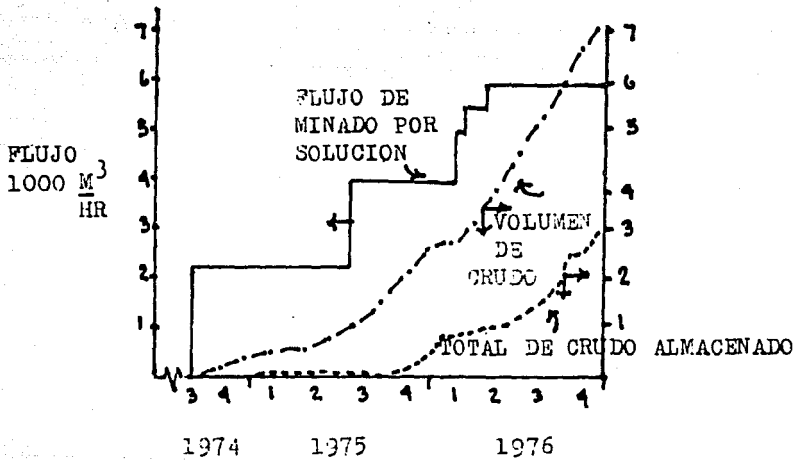


FIG. 106 DESARROLLO DEL FLUJO, VOLUMEN Y ALMACENAMIENTO TOTAL

ESTA TESIS NO DEBE SALIR DE LA BIBLIOTECA

rior de la cavidad y el método directo para la superior, tal y como se muestra en la fig. 108.

El fondo es lixivizado primero, todos los componentes insolubles se depositan en el fondo, por lo que se debe calcular el volumen que ocuparan para aumentar la profundidad de la cavidad. Posteriormente, se prosigue el minado en la parte superior de la cavidad, en esta parte, una zona de la cavidad se ensancha, esto provee a la cavidad una configuración regular, con lo que se puede continuar con el método indirecto posteriormente.

Al producirse el método indirecto, la parte superior de la cavidad comienza a tomar forma, con lo que se consigue que sea apropiada y una vez que sucede esto, la cavidad puede llenarse parcialmente con producto. Este procedimiento puede combinarse de acuerdo a las variaciones en las propiedades de las formaciones salinas donde las cavidades serán minadas, tales como diferente contenido de insolubles y dimensiones distintas de la cavidad, etc.

Muchas veces la sucesión de fases del minado por solución pueden requerir un punto de vista operacional, en donde sea necesario preparar un plan individual de minado para cada una de las cavidades.

La fig. 109 muestra los pasos sucesivos del minado por solución, en algunos casos se puede suprimir la creación del receptáculo de insolubles, aunque esto depende del porcentaje de materiales insolubles en la formación salina del sitio específico. El porcentaje límite de insolubles en Etzel es de 3%, si el cuerpo salino que será lixivizado contiene menos de este porcentaje, es posible comenzar el minado por solución directamente ensanchando la parte de la cavidad deseada, pero en caso que la masa salina sobrepase este valor, el fondo de la cavidad debe ser lixivizado primero.

Durante las primeras etapas de Etzel, el minado por solución fue hecho en un pequeño espesor de aproximadamente 100 m, fig. 109. Sin embargo, cuando el minado se produce con demasiada celeridad pueden producirse serios problemas. En algunas cavidades se producen series de deflexiones de la vertical, ocurridas durante el subsecuente lixivi-

zado de la parte superior. Esta pérdida de orientación vertical del proceso de minado causa una diferenciación entre la parte superior e inferior, con esto no se debe relocalizar la tubería en la parte inferior de la cavidad, puesto que causaría un ensanchamiento indeseable en el diámetro de la cavidad.

Los cálculos del modelo de simulación predicen que la mayoría del nuevo volumen desarrollado en la parte inferior de la cavidad, permanece ahí, hasta que el nivel del fluido protector (kerosena) se eleva, sin que cambie la profundidad de la tubería de 10 3/4 in. De este modo, se puede desarrollar la parte superior de la cavidad en forma delgada, dando paso así a la eliminación de las dificultades de deflexión. Al realizar este procedimiento, se tuvo un ahorro en el tiempo de desarrollo de la cavidad, ya que la modificación del procedimiento produjo una alta concentración en la salmuera.

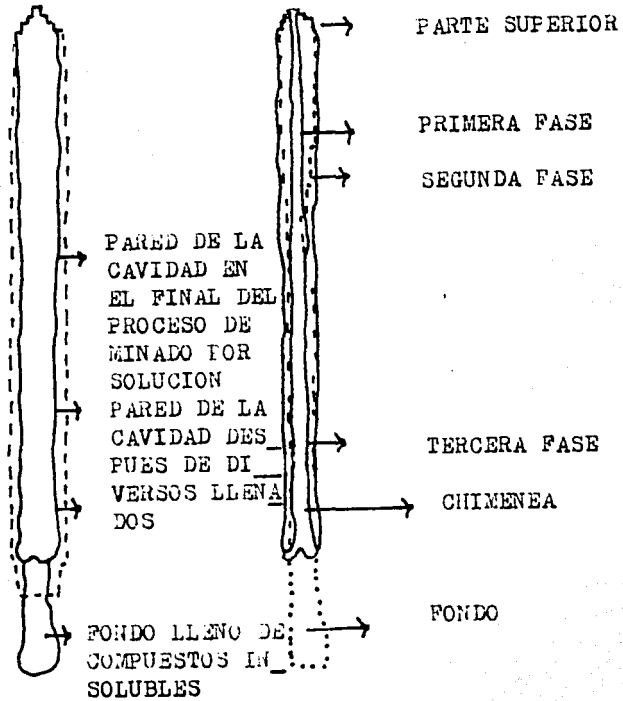
La parte superior de la cavidad se lixiviza como se mencionó anteriormente, a menos que se realice al mismo tiempo que la parte inferior, lo cual sucede, como ya se mencionó, en el caso de que los insolubles sean menores al 3%. En el minado se anticipa, que si se produce este proceso sin variar el porcentaje de inyección existe la posibilidad de tapar el punto de inyección de agua fresca, también se predice que la protección contra tal riesgo puede asegurarse, con lo que se garantiza un ahorro de tiempo. Existió otra disminución en el tiempo de desarrollo del minado debido a que se produjo una alta concentración de salmuera y a que la tubería no tuvo que ser recolocada.

Cuando se completa la parte superior de la cavidad, ya sea mediante el método directo o indirecto, se comienza un minado por solución final dentro de la cavidad. Comúnmente, la parte superior de la cavidad, que es cóncava, se forma por bombeo de cantidades exactas de fluido protector dentro de la cavidad a ciertos intervalos.

Durante esta fase del minado por solución con el método inverso, la cavidad alcanza al menos la mitad del volumen final de almacenamiento, dando lugar al desarrollo de una cavidad aproximadamente cilíndrica.

SIMULACION DE
MODELO

PASOS PARA
MINADO POR
SOLUCION



CONFIGURACION DE LA CAVERNA, PASOS DE MINADO

FIG. 107

FIG. 108

CONCENTRACION
DE SALMUERA GR/LT

VOLUMEN 1000 m³

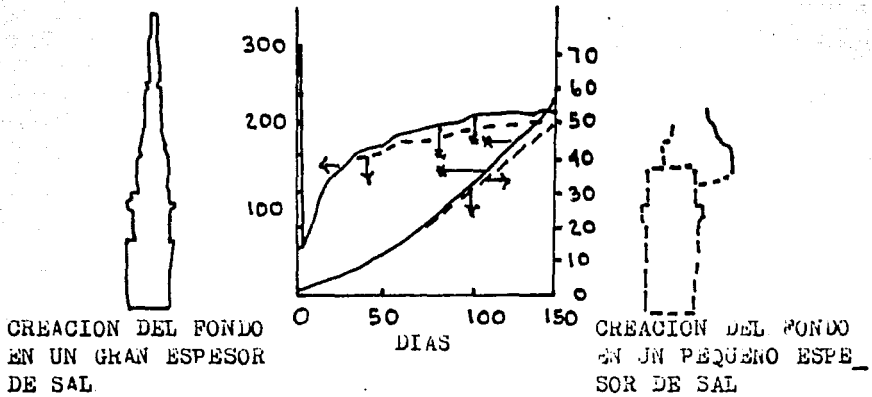


FIG. 109 CREACION DEL FONDO

Con relación a la forma de la parte superior de la cavidad, es esencial conocer el incremento del diámetro en la parte superior de la cavidad en función del crecimiento total de la cavidad, esta dependencia se determina para cada cavidad mediante un modelo de circulación, la relación de estos dos factores es aproximadamente lineal, y se muestra en la fig. 110 para dos cavidades.

Se recomienda que la forma cónica de la parte superior de la cavidad tenga un ángulo aproximado de 80° . Para desarrollar tal ángulo, el fluido de protección debe bombearse a la cavidad en puntos exactos en el proceso de minado. Teóricamente, podría ser posible inyectar fluido de protección continuamente, la cantidad inyectada va siendo incrementada de acuerdo a la función previamente mencionada, sin embargo, esto es muy difícil en la práctica.

En el caso de Etzel, se planeó bombear el fluido de protección a ciertos intervalos. Se fija el número de intervalos y la cantidad de fluido de protección a ser bombeado de acuerdo con el último dato del tamaño de la cavidad, fig. 111. La duración del intervalo de bombeo depende de la etapa en la cual esté el desarrollo de la cavidad.

Tan pronto como termina un intervalo, la altura de la interfase salmuera-fluido de protección se determina y se calcula el diámetro promedio de la cavidad con base en la cantidad de fluido que se inyectó.

Por un lado esto permite monitorear continuamente la forma de la parte superior de la cavidad y por la otra, permite su corrección en caso de alguna irregularidad.

La parte superior de la cavidad no siempre puede tener la forma deseada, en algunas ocasiones se debe a la necesidad de utilizar la cavidad prematuramente para almacenar hidrocarburos o a circunstancias geológicas. Alrededor de 94000 barriles de fluido de protección se requieren para darle forma a cada una de las cavidades. La fig. 112 muestra algunas formas típicas de la parte superior de cavidades que se encuentran en Etzel.

Cuando se forma totalmente la parte superior de la cavidad, se alcanza un diámetro, el cual se llama nominal, con lo que se procede a determinar la forma final, mediante el método del sonar.

A continuación, se producen diferentes lavados de la cavidad utilizando el método indirecto, la cavidad crece longitudinalmente de acuerdo con la curva de densidad relativa, la cual puede determinarse del comportamiento del minado que presenta la cavidad. La curva de volumen representa la densidad relativa por metro de profundidad. La densidad relativa puede calcularse a partir del diámetro de la cavidad para cada unidad o sección de la cavidad, tan pronto como se alcanza el diámetro deseado de la cavidad, en cada una de las secciones, mediante el minado por solución, se bombea crudo dentro de la cavidad, lo cual puede hacerse en varias etapas.

Sin embargo, es absolutamente necesario conocer exactamente la configuración de cada sección para bombear la cantidad adecuada de crudo en el tiempo preciso. Aquella sección de la cavidad que fue llena con producto ya no puede determinarse, en cuanto a forma, por el método del sonar, por tanto, se debe hacer una verificación cuidadosa de los volúmenes calculados, mediante la medición rigurosa del hidrocarburo inyectado y la determinación de la profundidad de la interfase salmuera-hidrocarburo. Como se muestra en la fig. 110, existe una perfecta coincidencia entre los valores calculados y los valores predichos.

En principio, el número de pasos en el minado por solución es variable, sin embargo, es importante conocer la profundidad a la cual la tubería puede ser colocada, el momento en el que se debe cambiar la tubería de profundidad, los intervalos de bombeo y sobre todo, las cantidades adecuadas de crudo e hidrocarburos que estarán disponibles en un período base.

Cada una de las cavidades del proyecto de almacenamiento subterráneo de Etzel se mino por solución en tres secciones, es decir, en tres etapas, se encontró que esta secuencia es la más apropiada para cuando se utiliza el método indirecto combinando con inyección perió

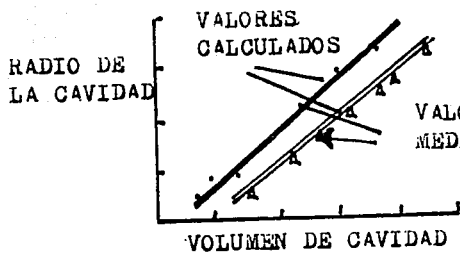


FIG. 110 RADIO DE LA CAVIDAD CONTRA VOLUMEN

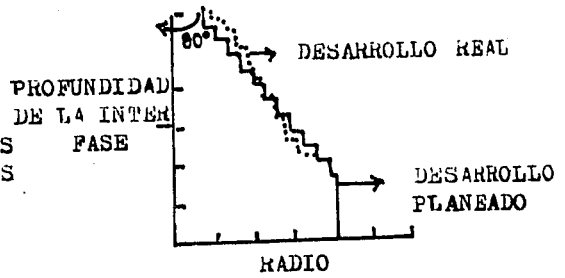


FIG. 111 NECESIDADES DE CRUDO PARA LA FORMACION DE LA PARTE SUPERIOR DE LA CAVIDAD

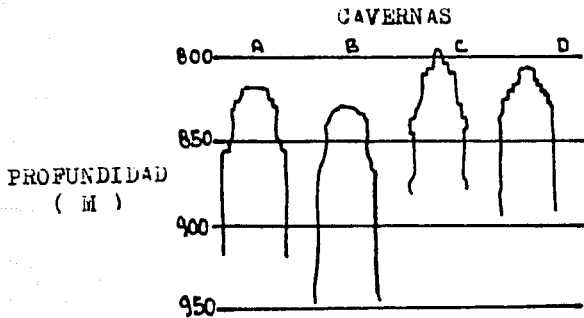


FIG. 112 TIPOS DE LA PARTE SUPERIOR DE LA CAVIDAD

dica de crudo. Dentro de los criterios utilizados para la creación de este volumen de almacenamiento podemos mencionar: la configuración de la cavidad, exigencias de las autoridades federales alemanas de minado, la cantidad de crudo disponible y factores operacionales entre los que podemos citar la cantidad de flujo, porcentaje de inyección, altura de la masa salina, concentración de la sal en el agua fresca utilizada, entre otros.

Como dato adicional se enlistaran algunas de las características en cuanto a valores, de las cavidades que se encuentran en Etzel.

Longitud total explorada, contando dos pozos exploratorios y 33 cavidades	52149.5 m.
Revestimiento total, incluye tuberías de 18 5/8 y 13 3/8 in	45600 m (igual a 4695.6 toneladas)
Cemento para revestimiento	8000 toneladas
Tubería móvil 10 3/4 y 7 in	9000 m (igual a 3822 toneladas)
Sarta para almacenamiento, 8 5/8 y 2 3/8 in	10000 m (igual a 3054.5 toneladas)

Tubería:

Longitud total	75 km
Peso total	37000 toneladas
Diámetro	1120 mm
Presión nominal	25 bars

Tubería Colocada:

Longitud total	50 km
Peso total	3804 toneladas
Diámetro	100-600 mm
Presión nominal	67-101 bars
Potencia instalada	35 mw
Flujo	6000 m ³ /hr
Toneladas de sal	32000-39000

Con esta breve descripción de las aplicaciones de los domos salinos se concluye el capítulo. Es interesante hacer notar las semejanzas y diferencias que se observan en los dos casos presentados, mientras que en Etzel el proyecto de almacenamiento de hidrocarburos está terminado en Tuzandépetl se encuentra en una fase intermedia. La magnitud de una y otra es diferente y el tiempo en el proceso de minado por solución muy distante entre ellas.

Sin embargo, no se puede asegurar que Etzel sea invariable en el futuro, ni que el proyecto de almacenamiento en Tuzandépetl sufra alguna modificación, por lo que el presente reporte de ambos puede variar en un tiempo cercano.

CAPITULO VI.- CONCLUSIONES.

En toda planta donde se lleve a cabo la elaboración de un producto, es indispensable contar con la capacidad de almacenamiento, ya sea de materias primas, producto intermedio o producto terminado. En cuanto a plantas de almacenamiento de hidrocarburos, éstas han adquirido, de los sesentas a la fecha, una importancia relevante debido a que son el punto de enlace entre las grandes refinerías y la industria de proceso químico.

Dentro de los dos tipos de almacenamiento (superficial y subterráneo), sobresalen los domos salinos. Las características ventajosas sobre los demás tipos de almacenamiento subterráneo se resumen en: economía a partir de una cierta capacidad de almacenamiento; un período de vida útil de la cavidad; no existe contaminación del producto almacenado; el deterioro ecológico es menor al producido por algún otro tipo de almacenamiento; la operación y el control son mucho más sencillos; la seguridad es mayor y ofrece una gran versatilidad ya que puede almacenar casi cualquier material en estado sólido, líquido y gaseoso.

Este tipo de almacenamiento tiene un amplio campo de aplicación en México, donde ya se han realizado estudios de investigación tendientes a la clasificación de yacimientos salinos y a su utilización como cavidades de almacenamiento y aunque han existido varios intentos para la construcción de domos salinos, los más sobresalientes son los que se encuentran en Tuzandépetl, Veracruz.

En México, se han realizado domos salinos en la región sureste de Veracruz, pudiendose ampliar el número de éstos debido a que la zona mencionada es muy extensa y a que existe en México un proyecto para el desarrollo de domos salinos con fines de almacenamiento.

Es interesante hacer resaltar que dentro del proyecto de almacenamiento de hidrocarburos que se encuentra en Tuzandépetl se pasará

de catorce millones de barriles actuales a una ampliación de cuatro cavidades más que se terminaran en abril de 1988, otro grupo de cuatro cavidades estaran finalizadas a finales de noviembre de 1988, - y en agosto de 1989 se terminará completamente el proyecto de almacenamiento con la finalización de las últimas cuatro cavidades, teniendo en esa fecha, doce cavidades más y una capacidad de almacenamiento total de hidrocarburos de 24 millones de barriles.

Con este volumen de almacenamiento de hidrocarburos el país tiene asegurado el suministro nacional, así como la cantidad que se asigna a las exportaciones, además de tener un mayor margen de tiempo para poder negociar favorablemente el precio de los hidrocarburos en el mercado internacional.

Aunado a estos beneficios generales, la zona de Tuzandépetl y sus alrededores se ha visto afectada positivamente con una gran derrama económica y social.

Con esto, México es el primer país en América Latina en contar con este tipo de almacenamiento, siendo una gran herramienta desde el punto de vista estratégico para poder, de este modo, competir y lograr un equilibrio con las fluctuaciones mundiales de precio y de demanda.

La tecnología para crear un volumen de almacenamiento en domos salinos se inició en Alemania Federal y actualmente se ha difundido en todo el mundo, en algunos países los programas estratégicos se basan en esa tecnología, como ejemplos podemos citar el Programa Energético de Francia; el SPR (Programa de Reserva Estratégico) de Estados Unidos; el Programa Energético Canadiense y el de Alemania, donde sobresale la serie de domos salinos que se encuentran en Etzel, el cual es el de mayor capacidad a la fecha, se estima que habrá un mayor uso de domos salinos en los programas energéticos existentes y en los que surgan en otros países.

Por otro lado, el trabajo describe con detalle la tecnología y el funcionamiento del almacenamiento en domos salinos por lo que, se -

está cumpliendo ampliamente con los objetivos de la tesis.

Una de las herramientas importantes dentro del desarrollo de la tecnología de los domos salinos ha sido la incorporación de la computación, generando programas de simulación para la determinación del volumen y la forma del domo salino, con éstos se ha podido abaratar la construcción y operación, siendo de gran utilidad el conocer el volumen y la forma de la cavidad anticipadamente, para la realización de los estudios de estabilidad del domo, además de que resulta mucho más económico simular el domo salino, a estar determinando el volumen y la forma de la cavidad periódicamente por medio del método del sonar, que es muy costoso, además de que la desviación entre los datos simulados y los reales no van más allá del 5% en el diámetro de la cavidad y menos del 1% en la concentración de sal de la salmuera, esto con los métodos de simulación más recientes.

La tecnología que se usa para el minado por solución es la más eficaz para la creación de las cavidades para almacenamiento de hidrocarburos, con el beneficio adicional de la elaboración de salmuera, la cual cuando excede de un cierto porcentaje de saturación puede reportar utilidades al venderse.

Todo esto, da como resultado que la formación de cavidades en domos salinos sea la mejor alternativa que se tiene para el almacenamiento de hidrocarburos.

CAPITULO VII.- BIBLIOGRAFIA.

ARTICULOS:

- "Cavern Oil Storage has Advantages", The Oil and Gas Journal, Mayo 9, 1977.
- Alterman J., "Engineered Bit Logs Cut Drilling Cost", World Oil, March 1969.
- Bergeron F.L., "High-Purity Ethylene Storage Goes Underground", - The Oil and Gas Journal, Nov. 26, 1962.
- Brandt C.T., "5 Ways to Recover Stored LPG", The Oil and Gas Journal, April 10, 1961.
- Givens J.W., "A Practical Two-Dimensional Model for Simulating Dry Gas Reservoirs with Bottom Water Drive", Journal of Petroleum Technology, Nov., 1968.
- Hawley R.J., "Solving Safety Problems-A Systematic Approach", Engineering and Mining Journal, vol. 184, No 4, April, 1983.
- Henderson J.H., "Use of Numerical Model to Develop and Operate Gas Storage Reservoirs", Journal of Petroleum Technology, Nov. 1968.
- Hurst W., et, all, "The Skin Effect in Producing Wells", Journal of Petroleum Technology, Nov. 1969.
- Jansson G., "Rock-Cavern Storage Can Be Cheaper Option", The Oil and Gas Journal, October 28, 1974.
- Johanson J.R., "Design for Flexibility in Storage and Reclaim", - Chemical Engineering, Deskbook Issue, Oct. 30, 1978.
- Johanson J.R., "Know your Material how to Predict and Use the Properties of Bulk Solids", Chemical Engineering, Deskbook Issue, Oct. 30, 1978.
- Knapp R.M. et all, "Calculation of Gas Recovery Upon Ultimate Depletion of Acuífer Storage", Journal of Petroleum Technology, Oct. 1968.

- Lewis A., "New Directions in Explorations Geophysics", Engineering and Mining Journal, Vol. 183, No. 8, August, 1982.
- Nixon J.W., "Excavated Caverns", Petroleum Refiner, July 1954.
- Parker P.N., "Cementing Successful at Low Displacement Rates", World Oil, January 1969.
- Perry H.L., "Three-Phase Reservoir Simulation", Journal of Petroleum Technology, February 1969.
- Raulins G.M., "Safety by Down-Hole Well Control", Journal of Petroleum Technology, March 1972.
- Saberian A. and Podio A.L., "A Computer Model for Describing the Development of Solution-Mined Cavities", IN SITU, 1 (1) 1-36 1977.
- Sabins F.L. Sutton D.L., "Here's How to Apply Laboratory Cement--- Test Specifications to Actual Operations", Oil and Gas Journal, - May 23, 1983.
- Schlick D.P., "Reducing Accidents by Going Back to Basics", Mining Congress Journal, Vol. 58, No. 6, June 1982.
- Schmidt A.W. et al., "Computerized Log Analysis for Efficient Evaluation of Gas Storage Reservoirs", Journal of Petroleum Technology, Sept. 1968.
- Schulz D.B., "New Features Broaden Turbodrill Application", World - Oil, April 1969.
- Sheffield J.S. et al., "Salt Drilling in the Rocky Mountains", Oil and Gas Journal, July 11, 1983.
- Slagle D.M. et al., "Control of Sand Production in the Underground Storage of Natural Gas", Journal of Petroleum Technology, May 1969.
- Smith R.C., "Successful Primary Cementing Can Be a Reality", Journal of Petroleum Technology, Nov. 1984.
- Temple R.W., "Underground vs. Surface Storage", Hydrocarbon Processing, August 1973.
- Timuv A., "Pulsed Nuclear Magnetic Resonance Studies of Porosity, Movable Fluid and Permeability of Sandstones", Journal of Petroleum Technology, June 1969.
- Turnbull W.M., "Storage of LPG in Gas Reservoirs", Journal of Pe---

roleum Technology, May 1969.

- Turner R.G. et al, "Analysis and Production of Minimum Flow Rate for the Continuous Removal of Liquids from Gas Wells", Journal of Petroleum Technology, Nov. 1969.
- Vincent R.P. Wilder L.B., "Penetration Rate Boosted by Mud-Powered Percussion Tool", World Oil, April 1969.
- Wattenbarger R.A. et al, "Gas Well Testing with Turbulence, Damage and Wellbore Storage", Journal of Petroleum Technology, August 1968.
- Weismantel G.E., "Underground Storage: Moving Closer to Real Pay-dirt", Chemical Engineering, January 16, 1978.
- Young Jr. A.S., "Computerized Drilling Control", Journal of Petroleum Technology, April 1969.

BOLETINES:

- "An Investigation into Underground Gas Storage", Fifth International Symposium on Salt- Northern Ohio Geological Society.
- "Bethlehem Wire Rope for Surface and Underground Mining", Catalog 3332-A, Bethlehem Steel Corp., Bethlehem USA.
- "Custom Equipment for Underground Construction", Symons Corp. USA.
- "Explosion-Proof Combination Pressure Cleaning Equipment", Sioux Steam Cleaner Corp., Beresford, USA.
- "Forming a Storage Cavern", Drilling, March 1982.
- "Gas Monitoring Instrument", Bulletin MX 240, National Mine Service Co., Pittsburgh USA.
- "Guide to Underground Mining Methods and Applications", Leaflet # 15073b, Atlas Copco Mining and Construction Equipment/A Division of Atlas Copco North America, Inc., N.J., USA.
- "How an Oil Storage is Formed", Drilling, March 1982.
- "Improving Storage Facilities", Petroleum Review, August/September

1980.

- "International Conference on Saline Deposits", 1962.
- "The Geological Society of America", Incorporated Special Paper 88 1968.
- "Stockpiling/Reclaiming Systems", Company Spokane, USA.
- "Underground Drilling Tools", Drilco Industrial Midland, USA.
- "Underground Storage in Mexico", Kavern Bau-Und Betriebs GmbH.
- Clerc-Renaud A. Dibois D., "Long-Term Operation of Underground Storage in Salt", Fifth International Symposium on Salt-Northern Ohio Geological Society.
- Hardy Jr. H.G., "Development of Design Criteria for Salt Cavity Storage of Natural Gas", Fifth International Symposium on Salt-Northern Ohio Geological Society.
- Podio A.L. Saberian A., "Optimization of Solution Mining Operations" Fifth International Symposium on Salt-Northern Ohio Geological Society.
- "Ramsey Instrumentation and Automation for Process Industries", - Ramsey Engineering Co. USA.
- Russo A.J., "A Solution Mining Code for Studying Axisymmetric Salt Cavern Formation", SAND 81-1231, Unlimited Release Printed, September, 1981.
- Saberian A., "Accomplishments of SMRI-Sponsored Salt Dissolution Research Since the Fourth Symposium on Salt", Fifth International Symposium on Salt-Northern Ohio Geological Society.
- Serata S. Cundey T.E., "Design Variables in Solution Cavities for Storage of Solids, Liquids and Gases", Fifth International Symposium on Salt-Northern Ohio Geological Society.
- Ulrich H., "Rates of Dissolution of Salt Minerals During Leaching Caverns in Salt-Fundamentals and Practical Application", Fifth Symposium on Salt-Northern Ohio Geological Society.
- Boletín No. 64, Consejo de Recursos Naturales no Renovables, 1964 México.

LIBROS:

- Barnés F.J. Giral J. Ramírez A., "Ingeniería de Procesos", Ed. Lima, 1979.
- E.E.U.A., "Transporte Neumático de Materiales Pulverulentos", Ed. Labor, 1974.
- Klein Jan Jules, "Practical Geophysics for the Exploration Geologist", Northwest Mining Association, 1980.
- Perry H. et all, "Manual del Ingeniero Químico", Ed. Mc Graw-Hill, 1981.
- Petrascheck W.E., "Yacimientos y Criaderos", Ed Omega S.A., Barcelona España, 1965.
- Shanley F.R., "Mecánica de Materiales", Ed. Mc Graw-Hill, México - 1976.
- Treybal J., "Operaciones de Transferencia de Masa": Ed. Mc Graw-Hill, 1982.