

19  
25



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**

**FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES  
CUAUTITLÁN**

**ALMACENAMIENTO DE GAS NATURAL  
EN DOMOS DE SAL**

**T E S I S**

**QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE**

**INGENIERA QUÍMICA**

**P R E S E N T A**

**NORMA LORENA | RESENDIZ LOPEZ**

**ASESOR: I.Q. ARIEL BAUTISTA SALGADO**

**I.Q. RAUL HERNANDEZ SANCHEZ**

271800

**CUAUTITLÁN IZCALLI, EDO. DE MEX, 1999**

**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 esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

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



UNIVERSIDAD NACIONAL  
AVENIDA DE  
MEXICO

FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES CUAUTITLAN  
UNIDAD-DE LA ADMINISTRACION ESCOLAR  
DEPARTAMENTO DE EXAMENES PROFESIONALES

ASUNTO: VOTOS APROBATORIOS

U. N. A. M.  
FACULTAD DE ESTUDIOS  
SUPERIORES CUAUTITLAN



Departamento de  
Exámenes Profesionales

DR. JUAN ANTONIO MONTARAZ CRESPO  
DIRECTOR DE LA FES CUAUTITLAN  
PRESENTE

ATN: Q. Ma. del Carmen García Mijares  
Jefe del Departamento de Exámenes  
Profesionales de la FES Cuautitlán

Con base en el art. 28 del Reglamento General de Exámenes, nos permitimos comunicar a usted que revisamos la TESIS: Almacenamiento de Gas Natural en Domos de Sal.

que presenta la pasante: Norma Lorena Reséndiz López  
con número de cuenta: 8813666-8 para obtener el TITULO de:  
Ingeniera Química

Considerando que dicha tesis reúne los requisitos necesarios para ser discutida en el EXAMEN PROFESIONAL correspondiente, otorgamos nuestro VOTO APROBATORIO

ATENTAMENTE.

"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"

Cuautitlán Izcalli, Edo. de Méx., a 13 de Enero de 1999

PRESIDENTE I.Q. Alvaro Leo Ramírez

VOCAL I.Q. Ariel Bautista Salgado

SECRETARIO Ing. Ignacio Alberto Rodríguez Mava

PRIMER SUPLENTE I.C. María de Jesús Cruz Onofre

SEGUNDO SUPLENTE Q. Ofelia Vázquez Vega

## ÍNDICE

	Pag.
I. Introducción.....	3
II. Generalidades.....	13
II.1. Antecedentes históricos sobre cavernas de sal.....	14
II.2. Origen y composición del gas natural.....	15
II.3. Tipos de almacenamiento subterráneo.....	17
II.4. Ventajas del almacenamiento subterráneo.....	22
II.5. Criterios de selección del sitio para la ubicación de cavernas de sal.....	25
II.6. Estudios Geotécnico, Geofísico y Sismológico.....	27
II.7. Componentes críticos en el almacenamiento de gas natural.....	28
III. Diseño de la Cavidad.....	31
III.1. Profundidad de las cavernas.....	32
III.2. Cálculo de la distancia entre cavernas.....	33
III.3. Instalación y función de las tuberías de revestimiento de la cavidad.....	34
III.3.1. Protección Catódica.....	36
III.4. Cementación de las tuberías de revestimiento.....	37
III.4.1. Características del cemento.....	37
IV. Formación y desarrollo de la cavidad (lixiviación).....	39
IV.1. Tipos de formación de cavernas.....	40
IV.2. Control y forma de la cavidad.....	43
IV.3. Receptáculo de insolubles.....	44
IV.4. Cuerpo de la cavidad.....	45
IV.5. Techo de la cavidad.....	46
IV.6. Instalaciones de lixiviación.....	47
V. Descripción del proceso.....	49
V.1. Instalaciones superficiales de explotación.....	50
V.2. Capacidad máxima de retiro e inyección.....	51
V.3. Presión de prueba.....	53
V.4. Presión de operación.....	53
V.5. Prueba de integridad de la caverna.....	54
V.6. Primer llenado de gas natural.....	54
V.7. Descripción del proceso.....	54

VI. Seguridad en las instalaciones.....	57
VI.1. Registro e Inspección.....	58
VI.2. Lineamientos de operación.....	61
VI.3. Monitoreo.....	61
VI.4. Prevención y control de fuego.....	62
VI.5. Sistema de Quemador.....	63
VI.6. Señales de identificación y advertencia.....	65
VII. Conclusiones.....	67
Bibliografía.....	70
Anexo.....	74

**CAPÍTULO I**  
**INTRODUCCIÓN**

## I. INTRODUCCIÓN

El gas natural es un energético de consumo regional. Como no es fácil transportarlo, el 91 por ciento del gas mundial se consume en la región donde se genera.

En los Estados Unidos de Norteamérica, el gas natural se viene utilizando desde el siglo pasado como energético doméstico, como fuente de energía en los procesos industriales y comerciales y como insumo en la industria petroquímica. Los intereses comerciales de ese país hicieron que desde ese periodo se iniciaran las exportaciones de gas natural hacia nuestro país, a fin de abastecer a las plantas de proceso del sector industrial mexicano, así como para satisfacer el abastecimiento doméstico y comercial de las poblaciones fronterizas. De ahí parte la construcción de los primeros gasoductos de transporte y cruce fronterizo que se localizan en la zona norte de la República.

En sus inicios la distribución de gas natural tuvo dos vertientes: una de ellas, fue la importación y comercialización del gas natural en algunas ciudades de la zona fronteriza y la otra, en algunas poblaciones del interior de la República, con el objeto de aprovechar el energético que producía el carbón de hulla utilizado inicialmente para iluminar las calles de las ciudades. Con el transcurso de los años dejó de producirse gas natural de hulla y empezó a suministrarse gas natural, tanto de origen norteamericano como de producción nacional.<sup>(14)</sup>

En cuanto al uso industrial, las compañías petroleras que explotaban el petróleo crudo en nuestro país desde antes de la expropiación de 1938, ya utilizaban el gas natural derivado del petróleo, como combustible en sus propias plantas de proceso y como carburante en los motores que accionaban generadores de energía eléctrica en los campos de producción de crudo.

Siendo el gas natural un derivado del petróleo, un energético que en México principalmente viene asociado al crudo y que se extrae conjuntamente con éste, su utilización sólo tuvo en sus inicios y hasta hace relativamente poco tiempo, una aplicación interna importante en la industria petrolera, fundamentalmente, como insumo en la industria petroquímica y en la secundaria, atendiendo parcialmente la demanda de los sectores industriales de algunas zonas del país, como se muestran en la tabla No. 1.

**TABLA No. 1 REGIONALIZACIÓN DEL MERCADO DE GAS NATURAL EN MÉXICO**

Región Peninsular Norte	Región Noroeste	Región Noreste	Región Occidente	Región Centro	Región Golfo	Región Sur	Región Peninsular Sureste
Baja California	Chihuahua	Coahuila	Aguascalientes	D.F.	Tabasco	Chiapas	Campeche
Baja California Sur	Durango	Nuevo León	Colima	Hidalgo	Veracruz	Guerrero	Quintana Roo
	Sinaloa	S.L.P.	Guanajuato	México		Oaxaca	Yucatán
	Sonora	Tamaulipas	Jalisco	Morelos			
		Zacatecas	Michoacán	Puebla			
			Nayarit	Querétaro			

Durante el período 1991-1996, el consumo de gas natural seco a nivel nacional, alcanzó un volumen promedio de 85,848.2 Mm<sup>3</sup>d. El principal demandante ha sido Pemex, con un consumo global de 46,198.6 Mm<sup>3</sup>d, absorbiendo 54% del total del período. El sector industrial ocupó el segundo lugar, con una participación promedio de 28%, y un consumo de 24,580.4 Mm<sup>3</sup>d; y en tercer lugar, el sector eléctrico con un consumo promedio de 12,597.1 Mm<sup>3</sup>d y una participación aproximada al 15%.<sup>(19)</sup>

Debe observarse que estos tres sectores representaron el 97% del consumo total, como puede observarse en la tabla No. 2.

**TABLA No. 2 CONSUMO NACIONAL DE GAS NATURAL SECO POR SECTOR 1991-1996 (Mm<sup>3</sup>d)**

Sector	1991	1992	1993	1994	1995	1996
Eléctrico	12,262.1	11,325.7	10,903.5	13,166.7	13,989.1	13,935.4
Petrolero	44,923.1	44,792.9	45,309.7	47,481.5	45,613.6	49,070.8
Autoconsumo	32,730.9	32,972.6	34,553.7	34,547.8	33,355.9	34,241.1
Materia prima	6,496.7	6,474.0	4,695.7	5,385.4	5,554.6	5,260.8
Recirculaciones internas	5,695.5	5,346.3	6,060.3	7,548.3	6,703.2	9,569.0
Industrial	24,210.9	24,494.0	22,746.9	23,304.7	25,655.0	27,070.9
Residencial y comercial	2,718.4	2,831.7	2,605.1	2,254.0	1,789.6	2,633.5
Total nacional	84,114.5	83,444.3	81,565.2	86,206.9	87,047.4	92,710.7

Elaboración, con base en Pemex, Memoria de labores, varios años y CFE. La demanda denominada autoconsumo, es aquella que se emplea en los procesos productivos de las empresas subsidiarias de Pemex, para la operación de sus equipos. Mm<sup>3</sup>d; miles de metros cúbicos por día.



Como se puede observar en la tabla No. 3, para Pemex el autoconsumo es muy significativo, ya que su demanda promedio se ubicó en 54.1% del total del consumo de esta empresa.

**TABLA No. 3 CONSUMO NACIONAL DE GAS NATURAL SECO  
DEL SECTOR PETROLERO 1991-1996  
(Mm<sup>3</sup>d)**

Empresa	1991	1992	1993	1994	1995	1996
Pemex Corporativo	28.3	28.3	31.1	34.0	34.0	34.0
Pemex Refinación	3,499.0	3,730.2	3,682.8	3,866.1	3,811.1	3,962.2
Pemex Gas y Petroquímica Básica	7,220.8	7,334.1	7,673.9	7,702.2	6,654.5	6,682.7
Pemex Exploración y Producción	8,827.6	8,278.6	9,913.3	9,696.0	9,144.4	10,209.4
Pemex Petroquímica	13,155.2	13,601.4	13,252.6	13,249.5	13,711.9	13,352.7
Subtotal Pemex autoconsumo	32,730.9	32,972.6	34,553.7	34,547.8	33,355.9	34,241.1
Pemex Petroquímica	6,496.7	6,474.0	4,695.7	5,385.4	5,554.5	5,260.8
Subtotal Pemex materia prima	6,496.7	6,474.0	4,695.7	5,385.4	5,554.5	5,260.8
Pemex Exploración y Producción	5,695.5	5,346.3	6,060.3	7,548.3	6,703.2	9,569.0
Subtotal Pemex recirculaciones internas	5,695.5	5,346.3	6,060.3	7,548.3	6,703.2	9,569.0
<b>Total nacional</b>	<b>44,923.1</b>	<b>44,792.9</b>	<b>45,309.7</b>	<b>47,481.5</b>	<b>45,613.6</b>	<b>49,070.8</b>

Elaboración, con base en Pemex, Memoria de labores, varios años.  
Mm<sup>3</sup>d; miles de metros cúbicos por día.

En el mismo período, la demanda de gas natural del sector industrial muestra una tasa de crecimiento promedio anual de 2.3%, al pasar de 24,210.9 Mm<sup>3</sup>d en 1991 a 27,070.9 Mm<sup>3</sup>d en 1996, (como se puede observar en la tabla 4). Lo anterior se explica en parte por el proceso de sustitución de diesel y combustóleo, generado a consecuencia de la modernización de los procesos productivos y de la normatividad ambiental.<sup>(19)</sup>

**TABLA No. 4 CONSUMO NACIONAL DE GAS NATURAL SECO  
POR RAMA INDUSTRIAL 1991-1996  
(Mm<sup>3</sup>d)**

Rama	1991	1992	1993	1994	1995	1996
Siderurgia	5,740.4	5,725.7	5,074.3	5,727.8	6,136.8	7,053.6
Química	3,766.6	3,944.5	3,398.0	3,853.9	3,506.2	3,709.5
Minería	1,503.6	1,642.4	1,466.8	1,540.4	1,626.0	1,735.8
Vidrio	1,860.4	1,936.9	1,679.2	1,492.3	1,294.6	1,452.7
Celulosa y papel	1,784.5	1,452.7	1,206.3	1,262.9	1,119.1	1,220.5
Cemento	657.5	996.8	747.6	673.9	623.5	682.4
Fertilizantes	572.6	458.7	560.7	552.9	518.8	501.2
Cerveza y malta	325.6	406.1	351.1	399.3	289.4	382.3
Aluminio	135.9	196.2	175.6	220.9	224.3	249.2
Hule	235.0	235.0	124.6	147.2	136.5	118.9
Automotriz	127.4	110.4	130.3	130.3	119.8	130.3
Aguas envasadas	141.6	40.4	118.9	127.4	54.7	62.3
Tabaco	17.3	17.0	14.2	14.2	14.7	14.2
Otras ramas <sup>1</sup>	7,342.5	7,331.2	7,699.3	7,161.3	9,990.6	9,758.0
Total nacional	24,210.9	24,494.0	22,746.9	23,304.7	25,655.0	27,070.9

<sup>1</sup> Incluye la alimentación, textil, bebidas destiladas, metalmecánica, electrodoméstica, calzado y piel.  
Elaboración, con base en el Balance Nacional de Energía, 1995.  
Mm<sup>3</sup>d; miles de metros cúbicos por día.

Sin embargo, probablemente en nuestro país no se ha dado la importancia necesaria, en relación con otros combustibles; por lo que no se canalizaron recursos financieros suficientes para desarrollar la infraestructura de transporte que se requiere para su máximo aprovechamiento, lo que ha traído como consecuencia que no obstante ser un país productor de este energético, México haya quemado a la atmósfera un porcentaje muy importante de su producción.<sup>(14)</sup>

Hoy por hoy, Petróleos Mexicanos es el abastecedor único de gas natural al mercado mexicano, teniendo la contratación directa de clientes industriales y su propio autoconsumo en volúmenes superiores al 90 por ciento de la comercialización nacional. El volumen aproximado de gas natural comercializado a través de las empresas distribuidoras es del orden 8.07 por ciento, el cual es suministrado a los usuarios utilizando la infraestructura con que cada una cuenta.

Se considera que lo anterior se debe principalmente a la falta de infraestructura, de acceso a líneas y redes de abasto de gas natural y dadas las ventajas que da la diferencia en el precio, lo hacen competitivo, así como su calidad ecológica lo hacen el energético del futuro.

La infraestructura de distribución y transporte de gas natural existente en la actualidad en México, hace muy atractiva la inversión en redes adicionales y complementarias de gas natural para satisfacer las demandas doméstica, industrial y comercial en las poblaciones que resulten adecuadas para ello.

De igual forma el desarrollo industrial creciente de los usuarios de gas natural en procesos comerciales e industriales, demandará la necesidad de contar con infraestructura suficiente, en calidad y capacidad, para transportar los volúmenes que se requieran de éste energético. Por ello, en su momento será también atractivo el desarrollo de infraestructura de almacenamiento de gas natural, a fin de poder aprovechar el potencial de producción o excedentes que en su momento existan.

Como se aprecia en la tabla No. 5, se espera una demanda de gas natural para uso vehicular, en el año 2006 de aproximadamente 4.5 Mm<sup>3</sup>d.

**TABLA No. 5 CONSUMO DE GAS NATURAL SECO, GASOLINA Y DIESEL EN EL TRANSPORTE VEHICULAR EN LA ZMVM 1997-2006**

Año	Número total de vehículos (unidades)	Consumo total de combustibles (Mm <sup>3</sup> d)	Consumo de gasolinas y diesel (MMm <sup>3</sup> d)	Consumo de gas natural seco (MMm <sup>3</sup> d)	Número total de vehículos a gas natural seco (unidades)
1997	2,951,164	30.4	30.4	0.0	0
1998	3,080,169	30.7	30.7	0.0	155
1999	3,173,520	31.1	30.8	0.3	8,966
2000	3,291,386	31.4	30.8	0.6	18,131
2001	3,413,949	31.8	30.8	1.0	30,776
2002	3,541,389	32.2	30.6	1.6	47,200
2003	3,673,897	32.7	30.5	2.2	64,535
2004	3,811,672	33.1	30.3	2.8	82,748
2005	3,954,922	33.5	30.2	3.3	101,887
2006	4,103,860	34.0	29.5	4.5	139,432

Elaboración, con base en información proporcionada por DDF.  
Mm<sup>3</sup>d; miles de metros cúbicos por día.  
MMm<sup>3</sup>d; millones de metros cúbicos por día.  
ZMVM; zona metropolitana del valle de México.

De igual forma, por medio de la tabla No. 6 puede observarse el incremento paulatino, que va teniendo el gas natural seco por sector desde 1997 hasta el año 2006.

**TABLA No. 6 CONSUMO NACIONAL DE GAS NATURAL SECO  
POR SECTOR 1997-2006  
(MMm<sup>3</sup>d)**

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Eléctrico	14,264.6	16,492.0	29,802.6	42,800.8	45,902.4	45,546.2	50,122.2	54,392.3	59,899.4	62,025.4
Petrolero	11,379.9	15,767.5	17,528.8	20,417.1	24,650.5	26,378.2	25,924.7	26,762.9	27,303.8	27,527.5
Industrial	45,209.4	47,553.4	50,175.1	54,210.9	54,906.1	56,106.4	59,708.5	61,017.7	61,922.5	63,553.1
Residencial y comercial	2,645.3	2,704.8	2,786.0	2,929.8	3,307.5	5,169.4	5,691.2	7,700.2	9,699.0	11,261.5
Transporte vehicular	0.0	5.7	320.0	640.0	1,076.0	1,625.4	2,194.6	2,775.1	3,372.5	4,556.2
Total nacional	73,499.2	82,523.4	100,612.5	120,998.6	129,842.5	134,825.7	143,641.2	152,648.2	162,197.2	168,923.7

Elaboración, con base en información proporcionada por Pemex, CFE, CRE, INEGI, CONAPO y DDF.  
MMm<sup>3</sup>d; millones de metros cúbicos por día.

La tabla No. 7, muestra la estimación del consumo de gas natural por región para el período 1997-2006, observando de esta manera el incremento que va teniendo cada una de ellas.

**TABLA No. 7 CONSUMO NACIONAL DE GAS NATURAL SECO  
POR REGIÓN 1997-2006  
(Mm<sup>3</sup>d)**

Región	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Peninsular norte	0.0	139.4	851.1	3,663.0	4,058.3	4,618.4	5,638.9	6,270.8	6,883.6	7,624.0
Noroeste	4,265.1	5,291.5	7,917.4	9,385.4	11,650.6	11,968.2	14,605.7	17,373.9	19,137.2	19,515.8
Noreste	17,917.8	20,975.1	26,349.7	31,167.4	36,185.1	38,216.9	41,415.3	46,095.2	49,217.6	52,835.0
Occidente	6,394.1	7,843.1	9,948.2	10,945.4	11,313.2	11,410.4	11,885.5	12,769.3	13,789.3	14,331.9
Centro	16,403.3	17,278.6	23,763.6	28,266.4	29,619.9	30,085.7	31,657.2	33,821.8	36,566.4	38,589.0
Golfo	26,887.9	28,574.1	29,236.4	31,758.1	33,724.7	39,537.1	42,473.2	43,264.5	46,203.1	48,722.6
Sur	1,592.8	2,369.0	2,493.5	2,266.0	3,051.4	3,207.2	3,263.8	3,459.2	3,382.7	3,507.3
Peninsular sureste	38.2	52.6	52.6	3,546.9	4,175.6	4,348.8	4,893.9	4,987.9	5,671.6	5,915.5
Total nacional	73,499.2	82,523.4	100,612.5	120,998.6	133,778.8	143,392.7	155,831.5	168,042.6	180,851.5	191,041.1

Elaboración, con base en información proporcionada por Pemex, CFE, CRE, INEGI, CONAPO, y DDF.  
Mm<sup>3</sup>d; miles de metros cúbicos por día.

La tabla No. 8, muestra un resumen de las expectativas de demanda y producción de gas natural seco en los próximos años hasta el 2006.

**TABLA No. 8 ESCENARIO BASE DE LA DEMANDA, PRODUCCION NETA  
E IMPORTACIONES POR LOGÍSTICA DE GAS NATURAL SECO.  
1997-2006  
(MMm<sup>3</sup>d)**

Año	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Demanda nacional neta	73.5	82.5	100.6	121.0	133.8	143.4	155.8	168.0	180.9	191.0
Producción nacional neta	74.3	83.8	97.5	105.3	110.2	115.2	120.1	126.0	133.8	135.6
Importaciones por logística	2.7	4.2	8.4	12.9	17.2	17.4	21.4	24.2	28.6	31.2

Elaboración, con información proporcionada por Pemex, CRE, CFE, INEGI, CONAPO y DDF.  
MMm<sup>3</sup>d; millones de metros cúbicos por día.

Para solventar esta saturación, a partir de resultados de estudios de factibilidad, es necesario desarrollar un almacenamiento subterráneo, debido a las grandes ventajas que presenta con respecto al almacenamiento superficial, que se revisará con más detalle posteriormente; además de que extensos estudios confirmaron, que de los diferentes tipos de almacenamientos existentes, el almacenamiento subterráneo, es el único proceso eficiente que compite con un suministro constante de gas natural a largas distancias para demandas variables del mercado, las cuales están sujetas a las condiciones climatológicas.<sup>(17)</sup>

Los depósitos de almacenamiento subterráneo, son los únicos lugares desarrollados para asegurar la demanda de gas en horas pico, operando las tuberías de transporte cerca de su capacidad de diseño, dependiendo de la época estacional o de la situaciones diarias. Durante el verano, cuando hay capacidad disponible en las tuberías de transporte, a causa de la baja demanda del producto, el gas natural se puede inyectar en los depósitos de almacenamiento subterráneo. Durante los períodos de invierno donde las demandas del mercado exceden la capacidad de suministro en las tuberías de transporte, el gas es liberado de los campos de almacenamiento subterráneo, para complementar la producción, cubriendo la demanda del producto.

El consumo sufre fluctuaciones por cambios de temperatura en el medio ambiente, especialmente en invierno, como se mencionó anteriormente. Esto origina necesidades inmediatas que requieren absorber o disponer de cantidades importantes de gas.

A menudo, estas fluctuaciones se pueden resolver con la utilización del empaque en la línea, así como con contratos de suministro interrumpible, con industriales y sobre todo con la utilización de los almacenamientos que disponen de una elevada capacidad de inyección y de extracción.

En nuestro país, es factible construir el almacenamiento de gas natural en Doms de Sal, ya que actualmente se cuenta con grandes extensiones de sal, localizados

en sitios estratégicos que permiten incorporar fácilmente el gas natural de los centros de producción de Petróleos Mexicanos.

En la República Mexicana, se cuenta con grandes reservas de sal en Cuchillo Parado, Chihuahua, Monterrey y en el Istmo de Tehuantepec, del Estado de Veracruz, siendo este último, el más factible para poder llevar a cabo el almacenamiento subterráneo de gas natural (ver mapa No. 1), debido a las grandes ventajas que presenta sobre los otros sitios propuestos, que analizaremos con más detalle posteriormente.<sup>(18)</sup>

**MAPA No. 1. UBICACIÓN DE LAS ZONAS SALINAS.**



Es por esto que, el potencial que presenta este combustible, para utilización inmediata dadas las pocas facilidades que ofrece la red actual de ductos propiedad de PEMEX, es la de satisfacer las necesidades de poco más de 25 ciudades, las que destacan por su desarrollo comercial, industrial y social. Las oportunidades que se abren, ofrecen la posibilidad de desarrollar esta industria a nivel nacional sin depender del suministro de un solo proveedor como sucede actualmente, más aún, la facilidad de importar gas natural hará que el sistema de distribución se desarrolle y se vuelva competitivo.

En México, al igual que muchos otros países del mundo, la normatividad ecológica adoptada, requerirá de una conversión paulatina y constante, de combustóleo a gas natural, tanto en el sector eléctrico, como en el industrial; se estima que el producto reduce en cerca de una tercera parte las emisiones de bióxido de carbono respecto a las correspondientes a los hidrocarburos líquidos.

La tendencia hacia el uso de energéticos cuya combustión genere menos contaminación, ha incrementado la importancia del gas natural, en relación al combustóleo, diesel y gas licuado de petróleo, ya que el gas natural no produce óxidos de azufre y reduce sensiblemente las partículas -suspendidas, contribuyendo así a la preservación del medio ambiente, como puede observarse en la tabla No. 9.<sup>(19)</sup>

**TABLA No. 9 VENTAJAS COMPETITIVAS DEL GAS NATURAL SECO  
CON RESPECTO A OTROS COMBUSTIBLES**

Principales características	Unidad de medida	Gas Natural	Combustóleo		Diesel	Gas L.P.
			3% s <sup>1</sup>	1% s <sup>1</sup>	0.5% s <sup>1</sup>	
Poder calorífico	KJ/Kg	43,675	43,392	43,138	44,812	51,261
Emisiones contaminantes SOx	Kg/GJ	0	1.8815	0.4732	0.2231	0.0055
Precio 1996	Dls/GJ	2.24	2.30	2.60	4.17	4.31

<sup>1</sup> Contenido de azufre.

Kg/GJ: Kilogramo por gigajoule.

KJ/Kg: Kilojoule por kilogramo.

Dls/GJ: Dólares por gigajoule.

Elaboración con base en información del Balance Nacional de Energía, 1995 y memoria de labores de Pemex.

**CAPÍTULO II**  
**GENERALIDADES**



## **II. GENERALIDADES.**

### **II.1 Antecedentes Históricos sobre cavernas de sal.**

El primer almacenamiento subterráneo de gas natural, se realizó en Ontario Canadá en 1915. En Concord, Nueva York; fue hasta 1916.

El primer almacenamiento de propano y butano en cavidades de sal, fue realizado en Keystone Field, en el estado de Texas; en 1950.

Se utilizó la primera cavidad de sal, para almacenamiento de gas natural en Marysville, Michigan, en 1961; en Canadá, en 1963; en Rusia; en 1964 y en Tersanne, Francia; hasta 1970.

En el Reino Unido, se realizó el primer almacenamiento subterráneo en domos de sal, en 1974 y en México, se construyó el primer almacenamiento subterráneo en domos de sal de crudo en 1985.

El primer almacenamiento subterráneo de gas natural en cavernas de sal fue en 1961, este fue iniciado por la compañía de gas de Michigan del sureste Marysville, en una mina de sal abandonada arrendada por la compañía de Sal Morton. La caverna ha tenido una producción diaria y ha operado desde 1968.<sup>(17)</sup>

En 1970 en Estados Unidos, Transco desarrolló 2 cavernas de almacenamiento en el domo de sal en Eminence. Cada caverna tenía un volumen disponible de 160,000 MCS (metros cúbicos estándar), con los cuales comenzaron, sin embargo, desde el inicio de las operaciones encontraron que el volumen disminuía circunstancialmente, debido al deslizamiento de la sal en las profundidades de la caverna.

En Canadá, la corporación de energía Saskatchewan utilizó las cavernas para almacenamiento de gas natural. Su primera caverna fue puesta en operación en 1963, con un espacio de almacenamiento de 50,000 MCS a una profundidad de 1200 m, cerca de Melville, Saskatchewan. Han creado 4 cavernas más en Regina y Prud'homme desde 1975.

La Unión Soviética ha desarrollado 100,000 MCS en cavernas a una profundidad de 350 a 400 m. Iniciaron sus operaciones en 1974 cerca de Erivan capital de Armenia.

En Francia dos cavernas de sal han estado operando para almacenamiento de gas natural desde 1970 cerca de Tersanne, tienen una profundidad de entre 1400 y 1500m, su volumen total es de 230,000 MCS.

Desde 1974 han sido construidas diferentes cavernas en la Unión Americana cerca de Hornsea al este de Riding.

En Alemania, los proyectos de almacenamiento en cavernas de sal se han desarrollado, están en operación y bajo construcción, los primeros fueron iniciados en 1971 cerca de Kiel.

## II.2 Origen y Composición del Gas Natural

El Gas Natural se obtiene directamente tanto en campos de gas, denominado "Gas Seco", como en pozos petroleros "Gas Húmedo".

Existen muchas teorías acerca del origen del petróleo y del gas natural, aún hoy ha sido imposible determinar el lugar y los materiales exactos a partir de los cuales se origina cualquier yacimiento. Son dos las teorías más ampliamente aceptadas, la teoría inorgánica y la orgánica.

La teoría inorgánica establece que el hidrógeno y el carbón se unieron químicamente debido a las grandes temperaturas y presiones existentes debajo de la superficie terrestre y de esta manera se formó el petróleo y el gas natural. Estos hidrocarburos se escurrieron a través de rocas porosas hasta almacenarse en trampas subterráneas naturales.<sup>(6)</sup>

La teoría orgánica, la más aceptada, sostiene que la materia orgánica sintetizada por los vegetales, de la cual una pequeña parte es preservada e introducida en los sedimentos, es el origen común de todos los combustibles fósiles (petróleo, gas natural, carbón y arena). Esta teoría, la cual se basa en la evidencia de fósiles, supone que las plantas y los animales formaron pequeñas moradas pantanosas antes de ser grandes formas de vida terrestre. Los mares cubrieron varias veces grandes superficies de la tierra, así fue como estos acarrearón enormes cantidades de lodo y sedimento de las áreas terrestres; estos lodos y arenas se extendieron debido a las mareas y corrientes, obteniendo como resultado cambios en la línea costera, formándose capas de despojos en el fondo del mar, presionándose continuamente por el peso de las capas subsecuentes, hasta que se comprimieron dentro de rocas sedimentarias.

Por lo tanto, los desechos de organismos vivientes enterrados en los mares son el origen del petróleo y del gas natural.

Los depósitos de hidrocarburos se encuentran atrapados entre las rocas sedimentarias, como son: piedra, arenisca, dolomita y esquistos.

El petróleo y el gas emigran de su lugar de formación a través de poros existentes entre las partículas arcillosas y esquistos en las piedras areniscas

o entre los poros y hendiduras en la dolomita y caliza. Estas aberturas forman los yacimientos en los cuales se acumula el petróleo y el gas.<sup>(13)</sup>

El gas natural se encuentra generalmente en estado gaseoso sometido a altas presiones, con baja densidad y baja viscosidad. Su composición varía de localización a localización e inclusive, en un mismo campo y hasta en un mismo pozo con diversas terminaciones. Incluye primariamente metano (CH<sub>4</sub>), el cual es el primer homólogo de la serie de los hidrocarburos parafínicos (representa del 90 al 99.6% en volumen), con menores cantidades de etano, propano, butano y los siguientes homólogos, así como también componentes que no son hidrocarburos como lo son: el bióxido de carbono, hidrógeno, nitrógeno, sulfuro de hidrógeno, vapor de agua en pequeñas cantidades y eventualmente trazas de gases raros, especialmente helio.<sup>(14)</sup>

El gas natural es un energético de consumo regional. Como no es fácil transportarlo, el 91 por ciento, del gas mundial se consume en la región donde se genera.<sup>(14)</sup>

México cuenta con una relación reservas/producción probadas de gas natural, suficientes para 44 años de consumo al ritmo de explotación actual. En contraste, Canadá tiene reservas probadas para 13 años y Estados Unidos para nueve años.<sup>(19)</sup>

**RESERVAS PROBADAS DE GAS NATURAL SECO POR REGIÓN 1991-1996  
(MMMm<sup>3</sup>)**

Región	1991	1992	1993	1994	1995	1996
Región norte	1,049.9	1,038.7	1,035.8	1,032.8	1,026.8	1,026.0
Región sur	653.8	655.8	622.0	610.5	589.6	560.6
Región marina	321.2	314.7	325.7	329.7	320.9	329.6
Total	2,024.9	2,009.2	1,983.5	1,973.0	1,937.3	1,916.2

MMMm<sup>3</sup>, miles de millones de metros cúbicos.

La explotación de nuestras reservas se ha limitado a usar el gas asociado de los pozos petroleros, dejando de aprovechar el gas seco en distintas zonas del país, a pesar de su alto potencial. Este potencial es mas evidente en el norte del país.

### II.3 Tipos de Almacenamiento Subterráneo.

En general los almacenamientos subterráneos son construidos efectuando perforaciones en el subsuelo, utilizando distintas técnicas, de acuerdo al tipo de formación geológica existente. Estos tipos de almacenamiento, generalmente se clasifican en:

#### a) Domos Salinos.

Existen dos etapas principales en este tipo de almacenamiento. Durante la primera, se crea la cavidad, es decir, se perfora un pozo y se inyecta agua, lo que ocasiona que la sal del domo se disuelva y además de que se forme un agujero, se genere salmuera permaneciendo siempre lleno de la misma.

El principio fundamental de la disolución, reside en el hecho de que la salmuera es capaz de disolver sal, mientras no esté saturada. Durante este proyecto se usa generalmente agua dulce, por lo que la disolución será:

Agua Dulce + Sal → Salmuera

Salmuera + Sal → Salmuera saturada

Esta etapa será llamada "lixiviación", nombre de la operación unitaria en la cual se disuelve preferencialmente un componente de una mezcla sólida.

La segunda etapa será llamada "explotación", en la cual se usará el espacio generado en la etapa anterior, para almacenar o retirar hidrocarburos líquidos ó gaseosos.

#### b) Cavidades Minadas en Roca.

La construcción de la caverna debe efectuarse en roca mecánicamente competente, homogénea, libre de fallas mayores, con baja permeabilidad y que no reaccione con el producto almacenado. Dado que la mayoría de las veces, el techo y las paredes de la cavidad presentan cierta porosidad, debe proveerse de un método para sellar todas las fisuras y obtener una cavidad completamente hermética. Este recubrimiento interno, puede consistir de varias capas de pintura espreada en todas las paredes de la caverna; y es considerado como un método muy costoso.

Generalmente en este tipo de cavernas, debe tenerse especial cuidado en la selección del recubrimiento para la caverna, es decir, que no reaccione con el producto a almacenar. Además deberá considerarse la profundidad a la que serán construidas las cavernas, debido a que debe ser tal que, la caverna se encuentre:

- Abajo del nivel freático.
- Tan cerca de la superficie como sea posible.
- Abajo de una capa de suficiente grosor, que no cause problemas al techo de la cavidad.

Las ventajas que presenta este tipo de almacenamiento es que puede construirse en roca de baja estabilidad y el producto está protegido de contaminaciones externas.

c) Minas Abandonadas.

Frecuentemente se utilizan minas abandonadas como almacenamiento, que pudieron haber sido de carbón, sal, caliza, lignito, etc.<sup>(15)</sup>

Deben aplicarse pruebas que aseguren que el techo principalmente, no haya sufrido deterioros (como hundimientos) a causa de las operaciones de minería. Algunas pruebas más recomendables son:

- Obtener información geológica de la zona considerada, que permita conocer las posibles zonas de falla, la necesidad de refuerzos y soportes.
- Realizar un análisis mineralógico de los núcleos, determinando el porcentaje de los elementos minerales (halita, silvita, camalita, tachidrita, anhidrita, etc.) y los intervalos donde se localizan; así como un análisis de solubilidad.
- Llevar a cabo un estudio que permita conocer las deformaciones, al aplicar esfuerzos en dicha mina.

Una vez que se ha convertido la mina a almacenamiento, aplican las mismas consideraciones que para cavernas en roca.

Después de haber aplicado todas las pruebas recomendadas, es necesario verificar que la caverna no sufrirá deterioros una vez puesta en marcha, para así comprobar que efectivamente la cavidad está en condiciones óptimas para su operación, algunos de los parámetros a considerar son:

- Realizar una prueba de estanqueidad, es decir, después de la lixiviación y antes del primer llenado de la cavidad, se deberá realizar una prueba de estanqueidad, mediante el represionamiento de la misma durante un tiempo determinado que permita confirmar la hermeticidad de la cavidad. Dicha prueba consiste en el represionamiento del pozo, hasta la presión de servicio mediante la inyección de salmuera saturada, por el interior de la primera tubería de producción colgante, donde se mantendrá durante cinco días aproximadamente, restableciendo diariamente los abatimientos registrados mediante la inyección de salmuera.

Posteriormente, se incrementa hasta la presión de prueba y se registra diariamente, restableciendo nuevamente los abatimientos con la inyección de salmuera o purga de la misma, en caso de que se rebase la presión establecida. La prueba concluye una vez que los abatimientos sean mínimos, al igual que la salmuera inyectada, es importante verificar que la diferencia de presión entre el diesel y la salmuera permanezca aproximadamente constante, ya que esto nos indicará que el nivel de la interface diesel-salmuera no varía, con esto se puede decir que el pozo es hermético.

- Verificar durante los análisis a los núcleos, que la sal debe tener un contenido máximo de materiales insolubles de 5%, así como un contenido máximo de sales más solubles que el cloruro de sodio de 15%.
- Realizar un registro con el Sonar de Calliper, (que posteriormente se hablará con más detalle), verificando por medio de la velocidad de la onda que genera, si la cavidad tiene la forma con la cual fue programada inicialmente.

d) Cavidades creadas por Explosiones Nucleares.

El problema principal consiste en escoger un sitio, a una profundidad adecuada, en donde puede ser colocado el explosivo.<sup>(15)</sup>

La cavidad formada por una explosión nuclear controlada, es inicialmente una esfera que se degenera en una cavidad cilíndrica, debido al colapso del techo.

La detonación causa que parte de la de roca vaporice y otra se funda, por lo que se formará un charco de roca que formará el piso de la cavidad.

Debido al impacto de la explosión, son creadas fracturas que se propagan desde el punto de disparo hacia la parte superior, los lados y hasta la parte inferior de la caverna, provocando inestabilidad en la misma.

Otras de las desventajas en este tipo de almacenamiento, son que aún se encuentra en fase experimental, ya que a nivel mundial esta experiencia esta muy limitada, además de que puede existir contaminación radioactiva en el subsuelo.

La ventaja respecto al almacenamiento en domos de sal, es que se evitaría la etapa de lixiviación (formación de la caverna), si los recursos de abastecimiento de agua dulce no son disponibles.

e) Acuíferos.

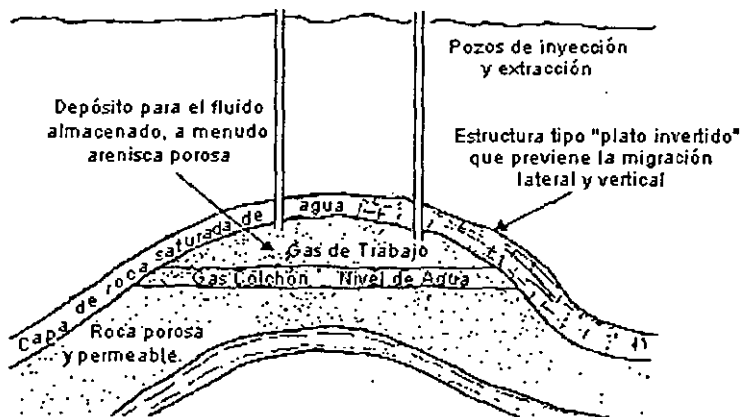
El término acuífero se aplica a formaciones subterráneas porosas que contienen agua que puede moverse libremente, ocupando los espacios libres entre granos de arena. Cuando se lleva a cabo el almacenamiento, el producto desplaza al agua, alejándola del pozo de inyección.<sup>(19)</sup>

La figura No. 1, muestra los elementos prerequisites, para poder llevar a cabo el almacenamiento en medio acuífero y estos son:

- Contar con una estructura impermeable, con una forma tal que permita la acumulación del hidrocarburo.
- Una capa de roca saturada de agua, que imponga limitaciones hacia arriba y lateralmente, para asegurar que el producto almacenado no emigre a causa de la flotación. Un tipo muy común, es el llamado plato invertido.
- Un contenedor o lecho poroso de roca, en el cual se pueden inyectar o extraer hidrocarburos.
- Es necesario que la formación se encuentre a una profundidad que permita que el almacenamiento, se lleve a cabo a una presión mucho mayor que la atmosférica, idealmente cercana a las presiones típicas en los ductos.
- El agua debe estar presente, para confinar el producto en todas direcciones, sellando la roca.

La duración del reconocimiento de una estructura similar, es de aproximadamente tres años.

FIGURA No. 1 ALMACENAMIENTO EN MEDIO ACUÍFERO



f) Yacimientos agotados

Debido a su costo reducido y su gran disponibilidad geográfica, los yacimientos agotados constituyen actualmente una de las principales estructuras de almacenamiento de gas natural en el mundo. La ventaja de estos almacenamientos, es que generalmente no requieren trabajos preliminares de prospección, dado que ya se conoce el depósito, además que cuentan con grandes capacidades de almacenamiento y es posible reutilizar los equipos existentes.<sup>(15)</sup>

La desventaja que presenta este tipo de almacenamiento respecto al almacenamiento en domos de sal son:

- Rigidez en la operación para cambiar de inyección a extracción, por la gran capacidad que se manejaría en este tipo de almacenamiento.
- Probabilidad de contaminación del producto a almacenar, con posibles residuos presentes en el yacimiento.
- El gas colchón (que posteriormente hablaremos con más detalle), representa generalmente entre 30 y 60 % de la capacidad total del reservorio.

Finalmente para elegir el lugar de almacenamiento subterráneo adecuado, deberá elaborarse una descripción de las funciones del almacenamiento y de sus principales características técnicas; también es necesario realizar estudios de factibilidad de cada uno de los posibles lugares donde se pueda llevar a cabo la formación de cavernas, considerando los datos geológicos del depósito, el producto a almacenar, la cercanía de interconexión del ducto que transporte dicho producto, la infraestructura existente, la disponibilidad de agua dulce para poder llevar a cabo la lixiviación (en caso de seleccionar almacenamiento en domos de sal). Además es importante analizar la evolución de la oferta y la demanda de gas en México, para justificar la necesidad de dicho almacenamiento.

La siguiente tabla muestra el tipo de almacenamiento recomendado, en función del producto a almacenar. Puede notarse que los almacenamientos en medio poroso, no son adecuados para productos en estado líquido, porque ocasionan que se entrapen y exista un gran porcentaje de producto que no pueda volver a recuperarse.<sup>(15)</sup>



## TIPO DE ALMACENAMIENTO EN FUNCIÓN DEL PRODUCTO A ALMACENAR

Producto \ Tipo de almacenamiento	Crudo e hidrocarburos líquidos					LPG				Gases		Aire	Desechos	
	Crudo	Acetate combustible	Gasóleo	Gasolina	Keroseno	Propileno	Propano	Butano	Buteno	Gas natural	Etileno	Aire comprimido	Sólidos	Líquidos
Cavernas en Sal	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Cavernas en Roca	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	□	●	●	●
Minas Abandonadas	●	●	—	—	—	—	—	—	—	●	—	—	●	△
Acuíferos	—	—	—	—	—	—	—	—	—	●	—	—	—	—
Depósitos agotados de gas o petróleo	—	—	—	—	—	—	—	—	—	●	—	—	—	—
Tanques de acero	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	△	●

- Condiciones favorables para el almacenamiento.
- △ Almacenamiento posible.
- No es posible almacenar.
- A la fecha no es posible. Investigación y desarrollo en proceso.

### II.4 Ventajas del Almacenamiento Subterráneo.

El almacenamiento de gas natural en las cavernas de sal, tienen un gran auge como medios altamente deseables, para lograr las eficiencias previstas y deseadas. Las cavernas de sal que están localizadas, construidas y operadas adecuadamente pueden ayudar a la industria del gas natural a llegar a ser las más competitivas reduciendo los requerimientos de capital y los costos de operación.

Donde estén disponibles, las cavernas de sal tienen mecanismos menos costosos para modular flujos de distribución de gas, durante una semana (o diario).

Cuando estén localizadas cerca del área de producción, las instalaciones de la caverna de sal pueden impulsar los precios y regresar las inversiones al pozo de diversas maneras. Un depósito con capacidad de almacenamiento óptimo, mantiene las instalaciones de modo que el producto se vende a un precio más alto, porque se puede mantener un flujo constante para los

compradores. El espacio en una caverna puede usarse para almacenar la producción del fin de semana a un precio inferior, para que pueda venderse en mercados de día laboral a un precio superior. El almacenamiento en cavernas, también permite conducir ventas a flujos máximos a mercados que requieren alta confiabilidad.

Las cavernas de sal que están ubicadas estratégicamente sobre largas tuberías de transporte de gas natural, facilitan el balanceo de cargas y sirve como método efectivo de almacenamiento, en función de mantener empacada la línea con el gas que será almacenado en la tubería de transporte, al mantenerla presurizada.

En el mercado, el almacenamiento en domos de sal, incrementa el abastecimiento de gas para distribuidores locales. También reduce la probabilidad de multas por desequilibrio en el suministro. El almacenamiento de domos de sal, puede ser usado efectivamente para disminuir las curvas de demanda semanal o diaria y hacer entregas en tiempos de extrema necesidad.

En general las ventajas pueden clasificarse como sigue:

#### Ventajas de Seguridad

1. Baja probabilidad de posibles fugas, en la tubería del producto almacenado, es decir difícilmente el gas natural puede fugarse hacia la superficie.
2. Muy bajas, casi nulas, permeabilidad y porosidad de la sal bajo presión; debido a las propiedades físicas de las sal, es decir ya que no es un compuesto poroso ni permeable, difícilmente el gas podrá introducirse en la misma.
3. Habilidad de la sal para absorber golpes mecánicos o fracturamiento, esto es gracias a que se ha comprobado, que la sal se comporta como un fluido plástico.
4. Dificultad relativa de acceso desde la superficie, debido a las grandes profundidades a las que son desarrolladas las cavidades.

#### Ventajas Ambientales y Ecológicas.

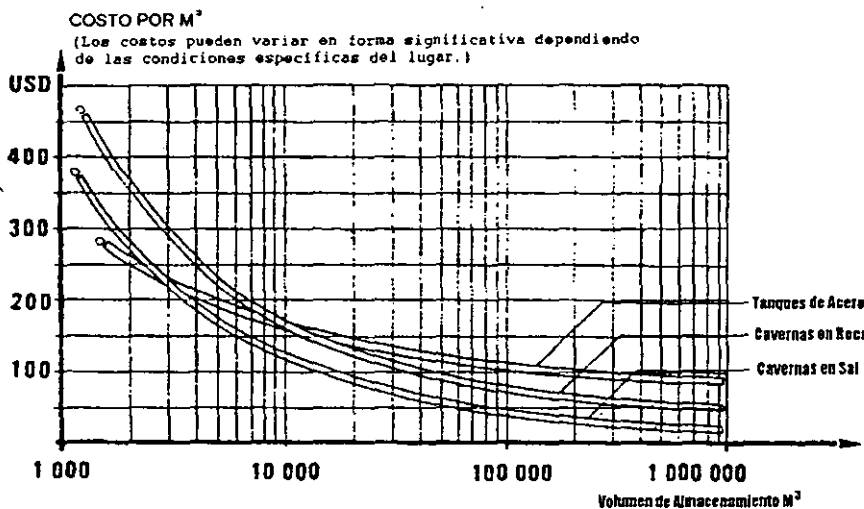
1. Bajos requerimientos de terreno superficial, es decir si en la superficie se deseara almacenar cantidades elevadas de gas natural, el espacio en la superficie que ocuparan los tanques de almacenamiento, sería mucho mayor.
2. Relativo aislamiento a partir de los efectos ambientales; como el gas será almacenado a una profundidad de 1300 metros aproximadamente, difícilmente contaminará el medio ambiente.

3. Aprovechamiento de los recursos naturales; el domo de sal, se utilizará para generar un espacio de almacenamiento.
4. Tiempo relativamente corto, para aislar la cavidad a partir de desastres naturales tales como: temblores, fuego o tormenta.

Ventajas económicas:

1. Bajos requerimientos de costos de capital (se estima que puedan ser entre 50 y 60 veces más barato que cuando se tiene un almacenamiento superficial). Ver gráfica No. 1.
2. Bajos requerimientos de energía (compresión, aislamiento y deshidratación).
3. Bajas pérdidas por filtración o migración del gas natural en la sal, debido a que el domo de sal no es considerado de constitución porosa.

**GRÁFICA No. 1 COSTO EN FUNCIÓN DE LA CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO**



### Ventajas Técnicas:

1. Pueden utilizarse como depósito final para productos peligrosos, tóxicos o radioactivos.
2. Es posible almacenar productos a baja temperatura, que en el caso de almacenamiento superficial, requieren de consideraciones especiales de materiales, diseño y aislamiento.

Por los conceptos listados anteriormente de seguridad, medio ambiente, razones económicos, etc., el uso de cavidades subterráneas desarrolladas en sal o medios ambientes minados, reciben atención por parte de los ingenieros y resulta un desarrollo adecuado durante los primeros cuarenta años.

Los sistemas de almacenamiento integrados de los centros del mercado, pueden caracterizar el gas natural el mercado del futuro.

Este futuro dependerá en gran medida de cómo las cavernas de sal estén construidas y operando sin riesgos, y esto a su vez estará en función de las políticas y reglamentaciones de almacenamiento.

Algunas de las limitaciones que presenta la construcción de cavernas, para almacenamiento subterráneo en domos de sal son:

- trabajos de exploración para demostrar la factibilidad (salvo en zona salífera ya explotada y conocida).
- abastecimiento continuo de agua, para llevar acabo la lixiviación y lugar adecuado para la evacuación de la salmuera.
- costo de inversión inicial (durante la etapa de lixiviación), generalmente más alto en comparación con el de yacimiento agotado.

### II.5 Criterios generales de Selección del Sitio para la Ubicación de Cavernas de Sal.

La selección del sitio para el desarrollo de la cavidad de sal se inicia con la exploración subterránea de los recursos de sal. Esto involucra trabajos geofísicos, estudios sísmicos enfocados a determinar la profundidad, la geometría subterránea, la secuencia estratigráfica, el espesor del domo, la extensión horizontal y los materiales que están sobre la sal <sup>(16)</sup>.

Otras consideraciones involucran accesos, la topografía superficial, el abastecimiento de agua y la disposición horizontal del domo. La producción de la masa salina, las propiedades físicas de la sal, también como la extensión y la naturaleza de insolubles deberán ser cuidadosamente determinadas. Los domos de sal son particularmente adecuados cuando se

desarrollan cavidades grandes respecto a su tamaño y figura. En algunas ocasiones cuando se tienen pliegues tectónicos excesivos y las impurezas solubles son altas, tales como la carnalita en el domo de sal; crean problemas respecto al control de la figura de la cavidad.

Durante la fase inicial de la selección del sitio, todos los datos disponibles existentes son primero colectados y organizados. Estos incluyen investigaciones bibliográficas, reportes geológicos e hidrológicos, mapas, registros del sitio, fotografías aéreas, forma de perforación, resultados de exploración, registros sísmicos e inspecciones gavimétricas. En esta fase generalmente se lleva por perforación de orificios delgados y por explotación de muestras o núcleos de sal.

Al realizarse el análisis del núcleo, la sal debe tener un contenido máximo de insolubles de 5 por ciento, así como un contenido máximo de sales más solubles que el cloruro de sodio del 15 por ciento.

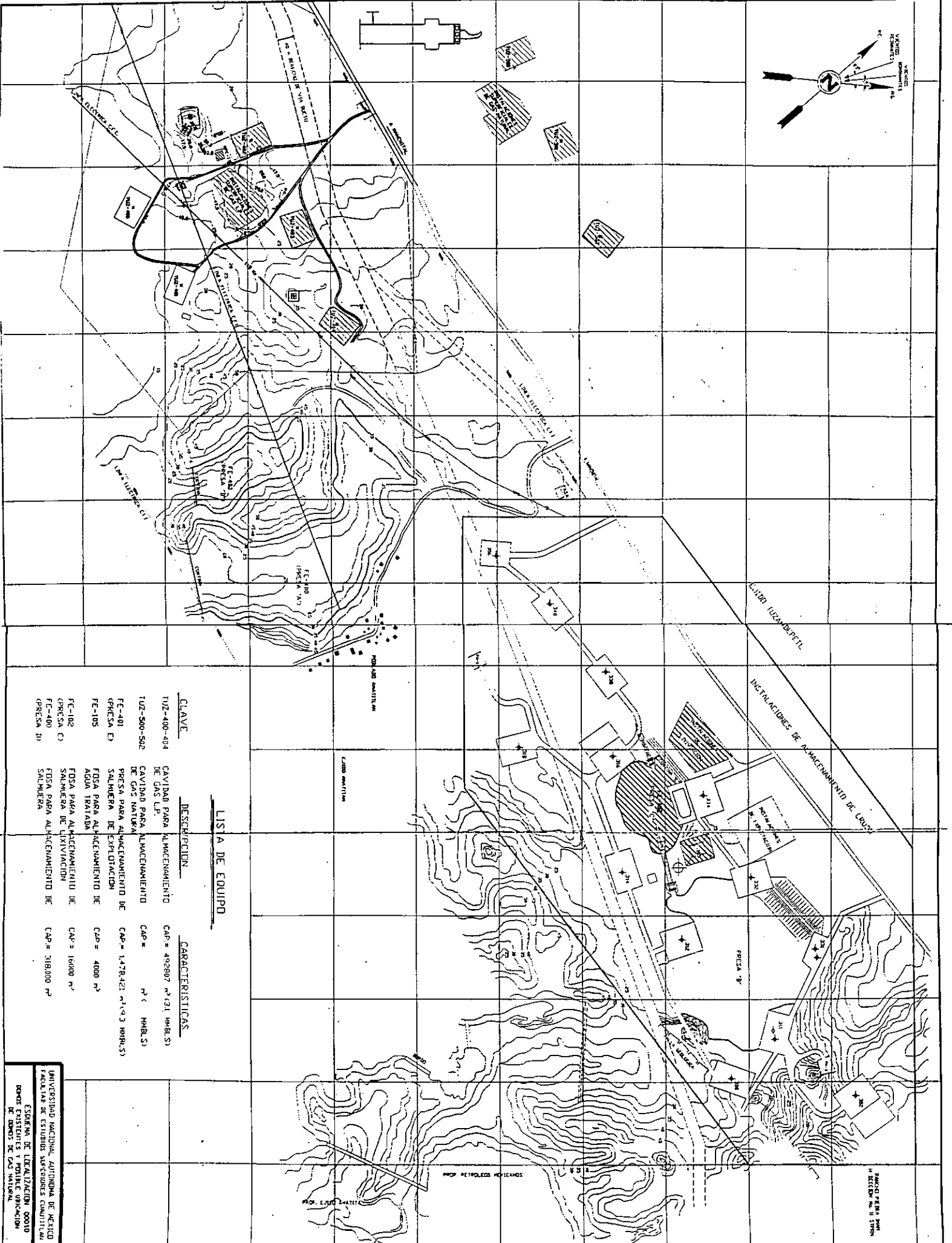
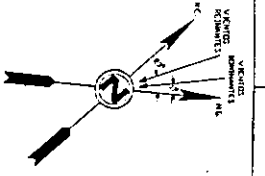
Durante la selección del sitio, deberán considerarse principalmente los siguientes factores:

- a) proximidad a zonas pobladas y derechos de vía;
- b) proximidad y riesgo a/o de otras instalaciones industriales;
- c) manipulación y eliminación de salmuera de las cavernas de sal;
- d) topografía, drenaje local y regional del sitio;
- e) proximidad con respecto al medio ambiente sensible como aguas o tierras húmedas;
- f) vías de acceso para la respuesta a la emergencia;
- g) proximidad a otras instalaciones subterráneas, pozos de producción de hidrocarburos;
- h) proximidad de la corteza de la reserva del domo de sal, en la costa del Golfo.

Se han realizado diversos estudios en la zona Norte y en ellos se detectó, que la sal no tiene las características apropiadas para desarrollar el almacenamiento subterráneo.

El lugar que cubre las necesidades antes mencionadas, para llevar a cabo el almacenamiento subterráneo de gas natural en cavidades de sal en México, es en Tuzandepetl, Veracruz, dicho domo forma parte de la cuenca salina del Istmo de Tehuantepec, en el mismo estado y está localizado a 12 Km. de la ciudad de Coatzacoalcos, como se muestra en el plano 00010, (Esquema de Localización). Debido a las siguientes razones:

- Se tiene sal de buena calidad (contenido de NaCl mayor al 95 por ciento).
- Cercanía a centros de consumo, sistemas de distribución y centros de embarque a exportación.
- Espesor de lecho de sal adecuado.



**LISTA DE EQUIPO**

CLAVE	DESCRIPCION	CAPACIDADES
TUZ-400-404	CAVIDAD PARA ALMACENAMIENTO DE GAS L.P.	CAP = 492807 m <sup>3</sup> (31 MMBLS)
TUZ-500-502	CAVIDAD PARA ALMACENAMIENTO DE GAS NATURAL	CAP =
FE-101	PRESA PARA ALMACENAMIENTO DE SALMUERA DE EXPLOTACION	CAP = 1,478,421 m <sup>3</sup> (93 MMBLS)
FE-105	FOSA PARA ALMACENAMIENTO DE AGUA TRATADA	CAP = 4000 m <sup>3</sup>
FE-102	FOSA PARA ALMACENAMIENTO DE SALMUERA DE LIXIVIACION	CAP = 16000 m <sup>3</sup>
FE-400	FOSA PARA ALMACENAMIENTO DE	CAP = 318,000 m <sup>3</sup>
PRESA 10		

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO  
 FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES CUANTICAN  
 ESCUELA DE LIXIVACION ORO  
 REPOS EXISTENTES Y POSIBLE UBICACION  
 DE DEPÓSITOS DE GAS NATURAL

- Techo de la sal a poca profundidad.
- Instalaciones de lixiviación existentes, bombas, suministro de agua dulce, sistema de evacuación de salmuera.
- Proximidad a zonas urbanas y vías de comunicación.

La sal del Istmo de Tehuantepec cubre una zona de 290 Km. de largo por 70 Km. de ancho. Ocupando toda la llanura costera que se extiende desde el sur de Veracruz, a través del norte de Tabasco y continua hacia el este, a la península de Yucatán.

Se supone que las evaporitas de la cuenca alcanzan un espesor de unos 3000 m, dado el gran tamaño de las estructuras salíferas.

En el caso específico de las cavernas de almacenamiento de crudo, fue necesario diseñar los pozos a una profundidad de 1200 m, y el almacenamiento se realizó en un intervalo de profundidades de entre 800 y 1100 m.<sup>(15)</sup>

## II.6 Estudios Geotécnico, Geofísico y Sismológico.

### Estudios Geotécnico.

Los estudios geotécnicos tienen la finalidad de analizar las estructuras, la deformación y los materiales de la corteza terrestre.

Se deberán evaluar los registros de datos de la geología del sitio específico de la zona de almacenamiento, que circundan a las formaciones y estructuras, de dicha zona. El estudio deberá incluir también, cualquier dato geofísico disponible, relacionado a las cavidades por zonas locales, regionales y de anomalías estructurales.<sup>(16)</sup>

El estudio deberá comprender todas las formaciones de la zona de la superficie de almacenamiento, y una profundidad por lo menos de unos 300 ft.

Los estudios para el almacenamiento en la caverna de sal deberán considerar, pero no se limitará a:

- a) esfuerzos regionales y de tensión;
- b) propiedades mecánicas y químicas de la sal, basadas en el análisis de núcleo, registrando datos, u otras técnicas de evaluación;
- c) anomalías estructurales;
- d) estabilidad y cierre de la caverna, hundimiento superficial y efectos de las actividades regionales.

## Estudio Geofísico.

El objetivo primordial de los registros geofísicos, es la de obtener la información necesaria para definir las características físicas de la formación salina, la cual ayudará a definir los programas de disolución y características de la cavidad, por lo que deberán tomarse los siguientes registros en los intervalos a perforar:

- Espectroscopia de Rayos Gama
- Sónico de Porosidad Compensado
- Densidad Compensado
- Registro de Temperatura
- Neutrón Compensado
- Calibración de agujero

## Estudio Sismológico.

Con el propósito de conocer la configuración del domo salino en el área de almacenamiento de gas natural, con expectativas a una futura expansión, se deberá realizar una campaña sísmica de reflexión 3D (en decir, en tres dimensiones).

## II.7 Componentes Críticos en el Almacenamiento de Gas Natural.

Durante el almacenamiento de gas natural deberán considerarse algunos de los componentes críticos. Algunos de ellos se enuncian a continuación:

- Cuello de la cavidad.

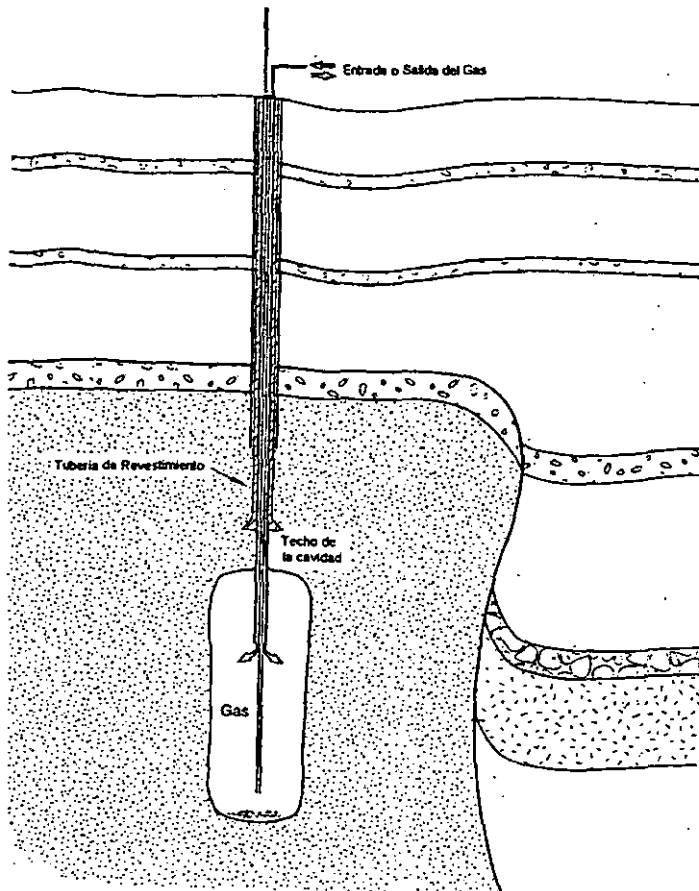
El cuello de la cavidad es la parte de la caverna, que se encuentra 15 metros arriba del techo de la cavidad, como lo muestra la figura 2. Cuando una caverna de sal se usa para almacenar gas natural, el gas deberá estar bajo presión. La presión se incrementa conforme se va almacenando el gas en la caverna y disminuye cuando el gas se retira. Es necesario que se defina un rango de presiones de operación. La presión máxima de operación, generalmente es definida al pie de la última zapata de la tubería cementada de revestimiento, esta presión no deberá excederse cuando el gas se inyecta dentro de la caverna para evitar la fractura de la sal y conservar la integridad de la caverna. La presión mínima de operación es la presión que debe mantenerse en la caverna al final del retiro, para mantener estable y minimice el cierre de la cavidad por el desplazamiento de la sal y el hundimiento superficial.<sup>(16)</sup>



Si el cuello se destruye mediante el proceso de disolución de la sal, la integridad de la caverna puede seriamente ponerse en peligro.

Otra causa de la pérdida de la barrera de sal, es la comunicación inadvertida entre las cavernas.

FIGURA 2. CUELLO DE LA CAVIDAD



#### Estabilidad Geomecánica.

Una caverna de sal, como cualquier otra perforación subterránea está sujeta al esfuerzo en la formación alrededor de la caverna. Esta

estabilidad, es afectada por la forma de la caverna, el espesor superior de sal, la distancia entre la caverna de almacenamiento y cavernas contiguas, por la distancia entre cavernas y el borde del domo. Antes de disolver la sal, la distribución de estos esfuerzos aumentan en mayor parte por el peso de carga del material superior a la cavidad. A ésta se le llama presión litostática, y es generalmente cerca de 1 libra por pulgada cuadrada (psi) por pie de profundidad. Ésta puede ser evaluada por el registro hasta el fondo del pozo o por el frac-pruebas (que es, presurizando los estratos selectos de sal para iniciar fracturas).<sup>(16)</sup>

- **Derrumbe del Techo.**

El techo de la caverna es generalmente el componente de la cavidad que está más sujeto al esfuerzo de tensión. La sal es bastante elástica a la compresión, pero no a la tensión. Cuando una caverna se desarrolla con un techo demasiado amplio y plano, el esfuerzo tensor que se genera arriba de la caverna y el apoyo del techo puede provocar el derrumbe. Por lo que la integridad de la caverna se pondría seriamente en peligro.

- **Hundimiento de la Superficie.**

El hundimiento ocurrirá generalmente en la superficie, como resultado de la convergencia entre cavidades o colapso del techo; si el hundimiento es demasiado grande y demasiado rápido, puede afectar las instalaciones superficiales como son edificios, equipo y tuberías. Generalmente, el hundimiento causado por el deslizamiento de la sal y la convergencia es limitado y lento, sin embargo el colapso de un techo de la caverna puede resultar en un hundimiento mayor repentino en la superficie y la formación de hoyos alrededor del árbol del pozo. Esto podría producir una mayor destrucción importante del equipo en la superficie y migración de gas hacia la superficie.

- **Cavernas existentes cercanas a la ubicación.**

El desarrollo de las cavernas de sal para almacenamiento, genera esfuerzos en la formación de la caverna. En el diseño de la caverna deberán considerarse los esfuerzos inducidos por todas las cavernas cercanas, en operación o abandonadas.

Deberá considerarse la interacción de todas las cavernas durante la formación, cuando esta sea desarrollada. Además de considerar las cavernas en campos densamente desarrolladas.

**CAPÍTULO III**  
**DISEÑO DE LA CAVIDAD**

### **III. DISEÑO DE LA CAVIDAD**

#### **III.1. Profundidad de las Cavernas.**

Antes de llevar a cabo la perforación de la cavidad, se requiere de una exploración que se realiza a través de métodos geofísicos. La finalidad de la fase exploratoria es:

- a) Definir la calidad de la sal y de la cubierta de roca.
- b) Conocer las propiedades de la sal (para almacenamiento).
- c) Definir la localización de la caverna.

Durante la perforación del pozo, es necesario recabar datos, tomar muestras y hacer registros de núcleos. Se continuará la perforación hasta encontrar un espesor de sal adecuado que reúna las características deseadas. Este espesor estará en función de las características de la sal; esto es, que tenga características mecánicas convenientes para asegurar a largo plazo, la estabilidad de las cavidades, que no contenga demasiados insolubles y que no contenga bolsas o bancos espesos de sales más solubles que el cloruro de sodio. De acuerdo a estudios realizados, se ha comprobado que el espesor recomendado para iniciar la lixiviación en Tuzandepetl, Veracruz; es a 830 metros aproximadamente, ya que se considera que la sal es casi un 100% de cloruro de sodio, lo cual indica que se puede tener el control para la forma deseada de la caverna.

Es recomendable hacer las siguientes mediciones a las muestras de sal: densidad, composición química (pH, resistividad, contenido de insolubles, etc.) y composición mineralógica.

La profundidad mínima para el desarrollo de la caverna, se determina en base a la presión del producto por almacenar, para que no rebase la presión a la cual se fractura la formación salina, o el dispositivo mecánico del pozo, que comúnmente se le conoce como zapata.

Para determinar la profundidad máxima de la cavidad, debe considerarse que la sal se comporta como un fluido plástico (no sigue la ley de Newton), es decir, que a medida que la profundidad crece, las deformaciones no son proporcionales a los esfuerzos aplicados.

Normalmente los yacimientos de sal en el mundo, se encuentran entre 2000 y 2500 metros, no obstante, las cavernas no son diseñadas para profundidades mayores a 1800 metros, a fin de evitar que las cavidades se cierren y/o las tuberías sean atrapadas.

En el caso particular del domo de sal de Tuzandepetl, la sal se encuentra a una profundidad de 500 metros aproximadamente, y la sección de almacenamiento se establece a una profundidad entre 800 y 1300 metros.

Durante la perforación deberá cuidarse que no exista una desviación máxima de 1.5 a 2.0 grados, a cualquier profundidad.

### III.2 Cálculo de la Distancia entre Cavernas.

La distancia entre el eje de dos cavidades, es un factor que debe cuidarse antes de llevar acabo la lixiviación, ya que de esto depende la estabilidad de la cavidad; además de ser un parámetro determinante para las expectativas de la vida útil del almacenamiento.

Una vez que los estudios geomecánicos del sitio (tales como pruebas de laboratorio sobre muestras, o pruebas de campo) se han llevado a cabo, deben utilizarse las siguientes relaciones; para determinar los requerimientos de distancia:

a) La distancia entre dos cavernas adyacentes, debe evaluarse mediante la siguiente relación:

$$\begin{aligned}A &= P + D \\A/D &= P/D + 1 \text{ siempre que:} \\P/D &\geq 2.0\end{aligned}$$

Donde: **A**, es la distancia entre el centro de dos cavidades después de la vida útil.

**D**, el diámetro máximo de las cavidades después de su vida útil.

**P**, la distancia entre los límites de dos cavidades adyacentes después de su vida útil, como se muestra en la figura 3.

Normalmente, se considera que los proyectos de almacenamiento subterráneo para gas natural, son diseñados para una vida útil de operación de entre 25 y 30 años, sin exceder éstos límites, para asegurar la adecuada operación del proceso. Podrá cumplirse, si se aplican las consideraciones II.2, II.3, II.6 y II.7.

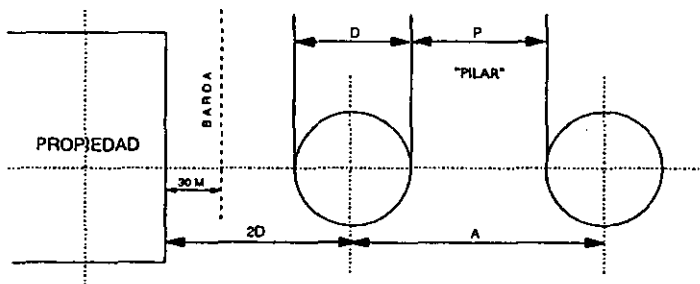
b) Además, la distancia entre el centro de alguna de las cavernas y el límite de una propiedad adyacente, deberá tener como mínimo, dos veces el diámetro de la cavidad hasta el punto a considerar. Además deberá construirse una barda alrededor de las cavernas por lo menos a (30 m) del límite de la propiedad.

c) En los domos de sal, la distancia entre el centro de la caverna y el límite de reserva de sal deber ser de un mínimo de  $2D$ ; donde  $D$  es el diámetro máximo del caverna. En ningún punto, la barda de las cavernas deberá estar a menos de 300 ft del límite de la reserva de sal.

Todas las tuberías de transporte, ferrocarriles, carreteras, líneas de transmisión, y cualquier otra instalación que tengan derechos de vía que puedan afectar la ubicación u operación de las cavidades de almacenamiento, deberán identificarse en el diseño y tomar medidas apropiadas para prevenir cualquier riesgo dentro de la misma.<sup>(2)</sup>

Además, las operaciones subterráneas de almacenamiento, deberán realizarse de una manera que no afecten a fuentes subterráneas de agua potable.

FIGURA No. 3. DISTANCIA RECOMENDADA ENTRE CAVIDADES



### III.3 Instalación y Funcionalidad de las Tuberías de Revestimiento de la Caverna.

El diseño de las tuberías de revestimiento se realizará, en base al esfuerzo, a la tensión, a la compresión y al colapso que estarán sometidas las tuberías durante la operación; así como a las condiciones de mantenimiento de la caverna.

Es recomendable que se instalen tres tuberías de revestimiento en el pozo, la superficial, la intermedia y la de producción, como se muestra en la figura No. 4.

La tubería de revestimiento superficial; se diseña para proteger todas las zonas subterráneas acuíferas. Normalmente ésta tubería se instala a una

profundidad máxima de 50 metros, localizándose en la formación no salada. Ésta tubería debe cementarse desde el fondo hasta la superficie.

La tubería de revestimiento intermedia; deberá localizarse hasta una profundidad de 60 metros abajo de la cima de la sal. Esta tubería se instala para mejorar la seguridad de la caverna, durante su período de operación. Deberá también cementarse desde el fondo hasta la superficie.

La tubería de revestimiento de producción; deberá localizarse a una profundidad mínima de 100 metros abajo de la cima de la sal. En el caso específico del domo de sal de Tuzandepetl, está tubería se instaló a una profundidad de 300 metros a partir de la cima de sal; para el caso particular de almacenamiento de crudo.

Éstas tuberías deberán contar con un anillo reforzado de acero (zapatas), soldado o roscado, en la parte inferior de cada una de las tuberías de revestimiento, para impedir la abrasión de la tubería durante la operación del pozo; además tendrá también la función de dar estabilidad y soporte a cada una de las tuberías de revestimiento.

Por otro lado, la tubería de revestimiento de producción, debe probarse a una presión 1.25 veces la presión de trabajo de la cavidad, manteniéndose la presión durante 30 minutos como mínimo.<sup>(2)</sup>

Los diámetros de las tuberías de revestimiento superficial e intermedia, deberán ser los óptimos para cubrir con la instalación de las tuberías internas y su adecuado espesor de cementación.

El diámetro interno de la tubería de revestimiento de producción, estará ligado a la capacidad de recepción de gas natural, durante el llenado o su disposición durante el vaciado de la cavidad.

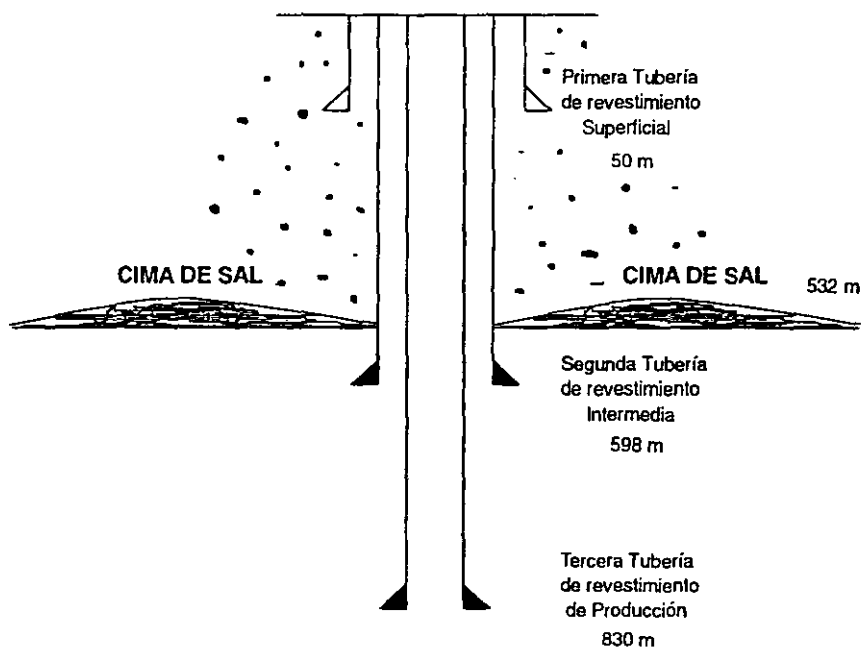
La presión máxima de la zapata de la tubería de revestimiento de producción, depende de la profundidad del pozo y de las características de la sal. Para el caso en particular del domo de sal de Tuzandepetl, se recomienda utilizar un gradiente de 0.7 lb/in<sup>2</sup> ft, de tal manera que la presión máxima de la zapata sea = 0.7 x la profundidad de la tubería de revestimiento de producción.<sup>(1)</sup>

Durante la etapa de formación de la cavidad (lixiviación) o en la etapa de explotación (llenado y vaciado de gas natural en la cavidad), la presión máxima de operación no debe rebasar en ningún momento, a la presión máxima de la zapata.

Inmediatamente abajo de la tubería de revestimiento de producción, se deja un espesor de sal de 15 metros. Esta sección comúnmente se le conoce como cuello de la cavidad. Abajo del cuello de la cavidad, inicia el techo de

la misma, que es prácticamente la sección de almacenamiento. Abajo de esta sección se encontrará el receptáculo de insolubles, (que posteriormente se hablará con más detalle) es decir, el espacio de la cavidad que permitirá alojar los bloques desprendidos de sal y materiales insolubles, que se generen durante la formación y operación de una cavidad.

FIGURA No. 4. INSTALACIÓN DE TUBERÍAS REQUERIDAS EN LA CAVERNA.



### III.3.1. Protección Catódica.

Es una técnica electroquímica para proteger las estructuras de metal, tanto tuberías de pozo, como tuberías de transporte y tanques de almacenamiento, con corrientes eléctricas inducidas, para compensar la corriente asociada con la corrosión del metal.<sup>(16)</sup>

Es necesario diseñar e implementar un sistema de protección catódica en las tuberías instaladas en los pozos, basada en la tecnología con ánodos profundos reemplazables contra la corrosión,



de manera que se tengan altos niveles de confiabilidad en la operación del sistema de almacenamiento durante todo el período de vida útil, ya que el medio ambiente existente tanto en el interior de la cavidad como en la superficie, es de condiciones severas la corrosión, debido entre otras cosas a la presencia de cloruros y a su diferente concentración durante las operaciones.

#### III.4. Cementación de las tuberías de revestimiento.

Esta operación consiste en la inyección de una mezcla conformada por grava, arena y cemento, que se bombea y circula hacia la parte inferior del pozo, a través de la tubería revestida y asciende por el espacio anular, esto se realiza con el fin de:

- 1) fijar cada una de las tuberías revestidas en el pozo;
- 2) reforzar las tuberías revestidas contra la formación, la producción, y la presión de inyección;
- 3) proteger las tuberías revestidas contra la corrosión ocasionada por la exposición directa de los fluidos existentes en el terreno natural; y
- 4) proveer un sello contra el flujo de fluidos por el espacio anular.

En su diseño se deberán considerar los siguientes parámetros:

- Tipo de formaciones que serán cementadas.
- Presiones de fondo.
- Temperatura.
- Desplazamiento del lodo.
- Centralización de la tubería de revestimiento.

##### III.4.1. Características del cemento.

Prácticamente, todos los cementos utilizados en la construcción de los pozos de almacenamiento, deberán ser aquellos que cumplan con las características adecuadas. Sin embargo muchos de estos cementos contienen aditivos, los cuales modifican las propiedades de la mezcla. Para mejorar los resultados de la mezcla del cemento deberá seleccionarse con una densidad y consistencia adecuada, además debe proveerse que cuente con una impermeabilidad confiable y segura. Es recomendable que se realicen pruebas de comportamiento en el laboratorio, para determinar la mezcla adecuada entre las propiedades de otros cementos, permaneciendo el tiempo requerido, para seleccionar el esfuerzo a la compresión. El cemento deberá soportar como mínimo un esfuerzo a la compresión de aproximadamente 500 lb/in<sup>2</sup>, para que pueda soportar la presión a

la cual será sometida la tubería de revestimiento y otras operaciones de perforación.<sup>(9)</sup>

El cemento deberá instalarse y ser probado de acuerdo a prácticas comunes por la industria. Generalmente, está compuesto de silicato tricálcico ( $C_3S$ ), silicato dicálcico ( $C_2S$ ), aluminato tricálcico ( $C_3A$ ), aluminoferrato tetracálcico ( $C_4AF$ ).

Además, deberá obtenerse un registro de la integridad del cemento y si es posible sobre la tubería revestida de producción, para asegurar la fijación del cemento. Los siguientes requerimientos deberán cubrirse:

- a) el cemento puro deberá permitir secar por un período mínimo de 48 hr aproximadamente, para obtener un registro de enlace o adherencia del cemento.
- b) los cementos con peso ligero con aditivos de gel o con gases atrapados, deberán permitir secar por un período mínimo de 60 hr aproximadamente.
- c) se deberá identificar cualquier falla inadecuada en el cemento de trabajo, y en caso de que exista, deberá realizarse un procedimiento de restauración antes de la terminación del pozo.

El método de compresión y presión de reparación de la cementación u otra tecnología aprobada, puede utilizarse para asegurar el aislamiento por un parche o por otro revestimiento, de modo que se asegure que la perforación no fuga, la reparación de la cementación deberá llevarse extremadamente de acuerdo a las práctica de la industria común.

Los operadores deberán retener en sus archivos, durante la vida de cada pozo todos los registros relacionados para la cementación primaria y de rehabilitación.

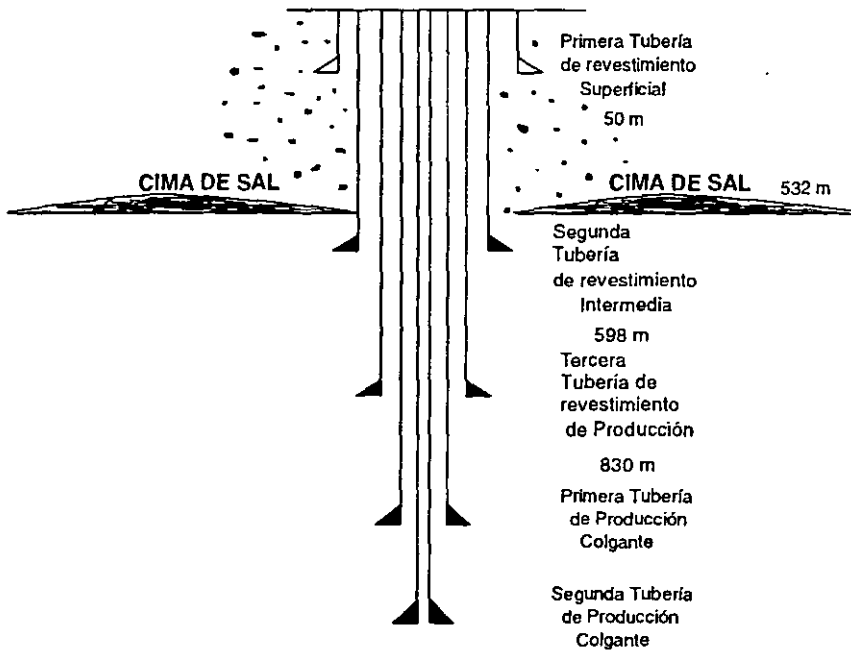
**CAPÍTULO IV**  
**FORMACIÓN Y DESARRO-**  
**LLO DE LA CAVIDAD**

#### IV. FORMACIÓN Y DESARROLLO DE LA CAVIDAD

##### IV.1 Tipos de Formación de Cavernas.

Para poder llevar a cabo la formación de la caverna, es necesario instalar dos tuberías, llamadas de tuberías de producción colgantes, siendo estas tuberías, por medio de las cuales se podrá inyectar el agua dulce y eliminarse la salmuera generada durante el proceso de lixiviación (ver figura 5).

FIGURA No. 5. TUBERÍAS DE PRODUCCIÓN COLGANTES.



Básicamente, la formación de la cavidad se desarrolla inyectando agua tratada con características específicas (que se muestran en la tabla 16), obteniendo salmuera casi saturada a la salida de la cavidad, disolviendo así el domo salino. La forma de la cavidad dependerá en gran medida del procedimiento de disolución empleado.

**TABLA 16. CARACTERÍSTICAS PARA EL AGUA DULCE**

PH	7.4
Turbiedad (FTU)	7.0
Salinidad (P.P.T.)	25.64
Sólidos Sedimentados (P.P.M.)	0.300
Sólidos Disueltos (P.P.M.)	23.297
Sólidos Suspensos (P.P.M.)	20.0
Sólidos Totales (P.P.M.)	23.317
Oxígeno Disuelto	6.840

Existen dos procedimientos principales para llevar a cabo la disolución en una caverna:

- Lixiviación Directa
- Lixiviación Inversa

La lixiviación directa, es el proceso por el cual el agua dulce es introducida por la tubería central, y generada la salmuera es eliminada a través del anular, este tipo de formación favorece a que el crecimiento sea más rápido en la parte inferior de la cavidad, creando finalmente una caverna en forma de pera (como se muestra en la figura 6). La salmuera a la salida de la cavidad se estima tendrá una concentración de 85 a 90% y la salmuera menos concentrada se encontrará en el fondo de la caverna.<sup>(12)</sup>

Por otro lado, el proceso de lixiviación inversa, es aquel en donde el agua dulce será introducida por el anular de las tuberías colgantes de producción y la salida de la salmuera se llevará a cabo por la tubería central. En este tipo de lixiviación hace que el crecimiento en la caverna sea más rápido en la parte superior de la caverna, dando la forma final a la caverna de una pera invertida (ver figura 6). La salmuera a la salida de la cavidad, está prácticamente saturada y la salmuera menos concentrada se encuentra en la parte superior de la caverna. Es probable que exista cristalización de la salmuera en el tubo central, ya que el área disponible para la salmuera es menor, provocando un taponamiento en la tubería, pero esto se puede eliminar, lavando esta parte con agua dulce.

Teóricamente, la forma de la caverna esférica es la más estable. Algunas de las consideraciones para llegar a la cavidad más estable, es realizar simulaciones de estabilidad de las cavidades, bajo las condiciones de operación, de tal manera que es recomendable se realice una simulación antes de iniciar la lixiviación, bajo las condiciones teóricas propuestas, con el propósito de confirmar la configuración de la cavidad. Realizar una simulación de la estabilidad de las cavidades después de concluir la lixiviación de cada una, con la finalidad de fijar los parámetros de operación y para realizar las operaciones de llenado y vaciado de producto.

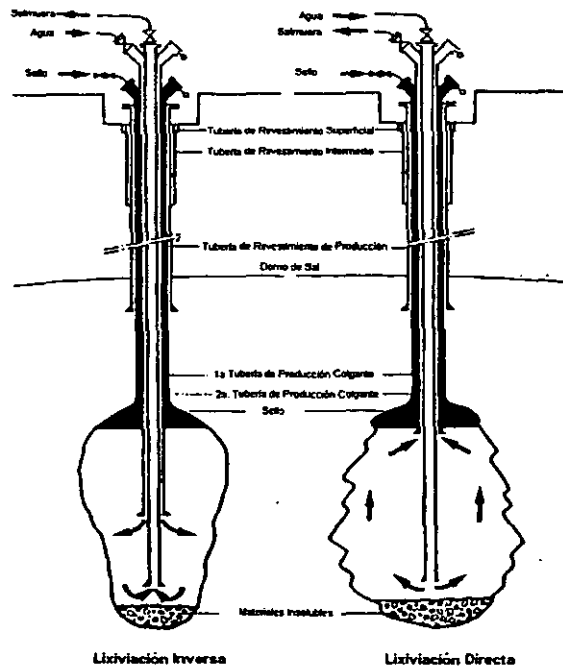
Los últimos estudios de mecánica de rocas, corresponden a los núcleos tomados, durante la perforación de uno de los pozos designados para Gas L.P.

Se espera que la salmuera de desecho, tenga las siguientes características:

Salinidad (P.P.M.)	250.00
Sólidos Suspendidos	1% Volumen
Densidad (GR/CM <sup>3</sup> )	1.16
Viscosidad (CP)	1.68

Se deben realizar los estudios correspondientes, para asegurar que la salmuera que se enviará al Golfo de México, no afectará a la fauna existente en el mar, por tanto, podrá desecharse sin ningún problema.

FIGURA No. 6. TIPOS DE LIXIVIACIÓN.



## IV.2 Control y Forma de la Cavidad.

Una parte esencial de la operación de lixiviación, es la colocación y la permanencia del material inerte en el espacio anular, entre la tubería de revestimiento de producción y la tubería de producción colgante, durante la formación de la caverna. El comportamiento del material inerte, tiene las siguientes funciones:

- Prevenir la eliminación del sello sal-cemento alrededor de la unión de la tubería de revestimiento de producción.
- Mantener este sello, es necesario para prevenir la integridad del pozo de almacenamiento en la vecindad del anillo de la zapata del pozo.
- Mejorar los medios de limitación del crecimiento ascendente de la caverna.
- Podrá utilizarse para controlar la figura de la caverna.

El material inerte debe ser insoluble en la sal, e inmisible con la salmuera y el agua, deberá tener una densidad o gravedad específica que sea menor que la del agua. Los materiales inertes no deberán poseer características contaminantes, que pudieran provocar daños al personal, a la tubería de revestimiento del pozo y al producto almacenado en la caverna. Los materiales inertes más comúnmente utilizados son hidrocarburos, con características similares a las del gas licuado de petróleo o del combustible diesel.

Se deberá tener cuidado en el uso de este hidrocarburo, para asegurar que el objetivo de este material se cubra, cuidando que se seleccione la cantidad adecuada para mantener un nivel de la interface previamente especificado. La cantidad de material inerte, esta basada en la estimación del volumen de las tuberías de producción colgantes a la profundidad deseada. La exactitud de tales cálculos deberán ser verificados después de colocar el material inerte mediante un registro de la interface salmuera-material inerte.

Finalmente el nivel de este fluido, deberá verificarse periódicamente mediante el uso de una herramienta TDT (Thermal Decay Time), que determina la interface diesel-salmuera.

Generalmente en los procesos, el material inerte empleado es diesel, cuyas características típicas deberán ser las que se muestran en la tabla 20.

**TABLA 20 CARACTERÍSTICAS DEL DIESEL.**

Temperatura de inflamación °C	77
Temperatura de Congelación °C	6
Densidad @ 20.4° C Gr/cm <sup>3</sup>	0.845
Viscosidad @ 37.8 °C CS	3.6
Azufre total	0.1 % Peso
Índice de cetano	52
Agua y sedimento	0.05% Vol.
Temp. inicial de ebullición °C	185
Temp. final de ebullición °C	371
Poder calorífico neto Kcal/Kg	10680

#### IV.3 Receptáculo de insolubles.

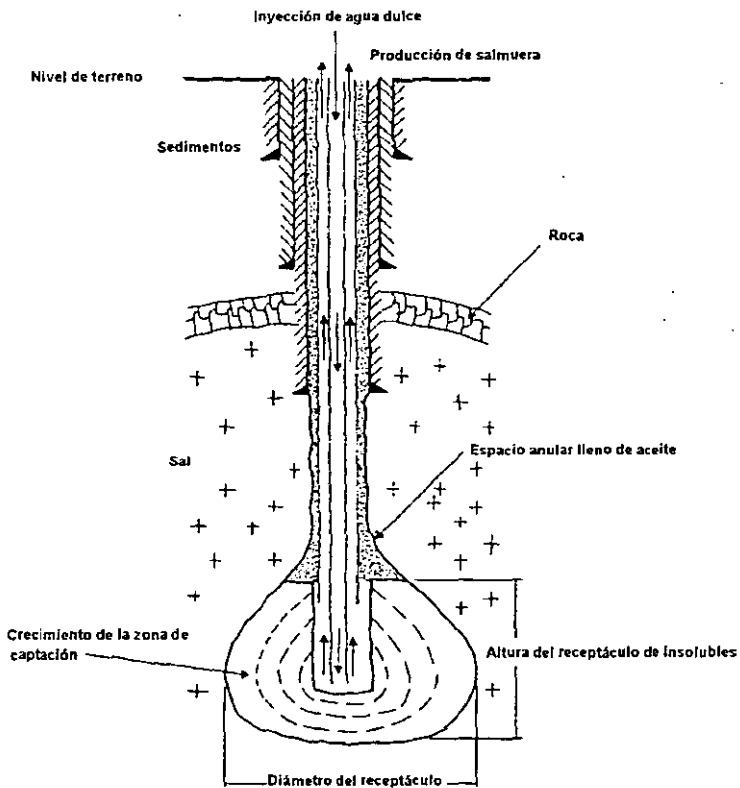
Como su nombre lo indica, en esta etapa se forma un receptáculo en el fondo de la caverna, con el objeto de recibir la precipitación de material insoluble del estrato, cuyo tamaño depende del porcentaje de aquellos. El contenido de material insoluble, generalmente puede estar constituido por anhidrita, yeso, dolomita, arcilla u otras impurezas, ya que de las experiencias al respecto se ha determinado que con un 25% o más de material insoluble, no es conveniente efectuar la disolución de la cavidad, debido a que pueden presentarse problemas como (derrumbes, falta de circulación o inestabilidad en la caverna).

La construcción de este receptáculo puede omitirse en algunos casos, de acuerdo con el porcentaje de material insoluble que contenga la masa salina. Un límite convencional es 3%; en caso de tener un porcentaje menor, es posible omitirlo. En caso contrario, se recomienda su desarrollo.

Para formar esta zona de captación, se localiza el extremo inferior de la tubería de producción colgante de menor diámetro hasta el fondo de la cavidad y el extremo inferior de la otra tubería de producción colgante a una distancia del fondo igual a la altura programada para ese receptáculo, generalmente esta distancia es aproximadamente 62 metros desde el fondo hacia arriba, como se muestra en la figura No. 7.



FIGURA No. 7. RECEPTÁCULO DE INSOLUBLES.



#### IV.4 Cuerpo de la cavidad.

Debe realizarse la lixiviación del cuerpo de la cavidad, utilizando los métodos y procedimientos más convenientes para alcanzar la configuración deseada, para cumplir con las expectativas de vida útil programada.

La formación del cuerpo de la cavidad, deberá estar en función de la capacidad de gas natural por almacenar. La altura generalmente desarrollada es de 238 a 250 metros, extendiéndose de la parte superior de la parte superior del receptáculo de insolubles, hasta el techo de la cavidad.

#### IV. 5 Techo de la cavidad.

Para una mayor estabilidad del techo de la caverna, que garantice la estabilidad del mismo, (debido a que es la parte donde se concentran la mayoría de los esfuerzos ejercidos sobre la envolvente de la cavidad), es preciso darle una forma cónica con un ángulo de más o menos 80°, respecto al eje del pozo; para tal fin, las dos tuberías colgantes de producción se mueven por pasos a partir de la profundidad de la zapata de la última tubería cementada, con una separación de 3 a 5 metros entre sí. La forma es controlada mediante la inyección del fluido inerte (sello) e inyectando agua dulce por circulación inversa. (esta operación se realiza a lo largo de 52 metros arriba de lo que se considera el cuerpo de la cavidad).

Cada etapa de la lixiviación del pozo se dará por terminada, cuando se haya disuelto el volumen programado, lo cual se comprueba por medio de un registro con el Sonar de Calliper.<sup>(15)</sup>

La figura 8, ilustra el uso de este dispositivo, el cual emite pulsaciones sónicas y recibe el retorno de éstas.

La información obtenida puede ser utilizada para:

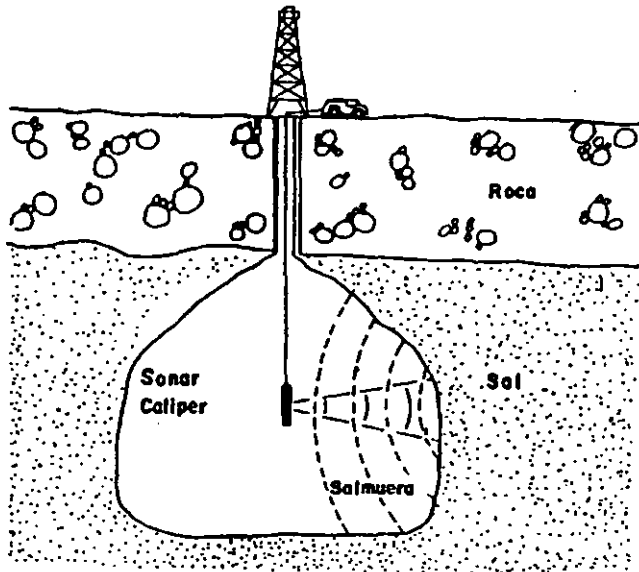
- a) Determinar la estructura del techo. Si el soporte del techo fuese inadecuado, la resistencia de la formación podría excederse, ocasionando el hundimiento del pozo, siendo necesaria su reparación.
- b) Determinar el tamaño real de la caverna.
- c) Determinar la forma de la cavidad.
- d) Propósitos exploratorios.
- e) Como una guía para la terminación del pozo.

El equipo utilizado consiste esencialmente de tres partes: el silbato o bocina, la fuente de poder y el registrador.

El aparato se introduce en el pozo con un solo cable, el silbato produce una pulsación sónica intermitente, la cual es enfocada hacia un lugar en particular, la onda sonora viaja a través de fluido en la cavidad chocando con las paredes y reflejándose hacia el receptor.

Cuando se desea obtener una caverna estable, debe considerarse que no todo el volumen excavado puede ser utilizado para almacenamiento.

FIGURA No. 8. REGISTRO SONAR DE CALLIPER



#### IV.6 Instalaciones de Lixiviación.

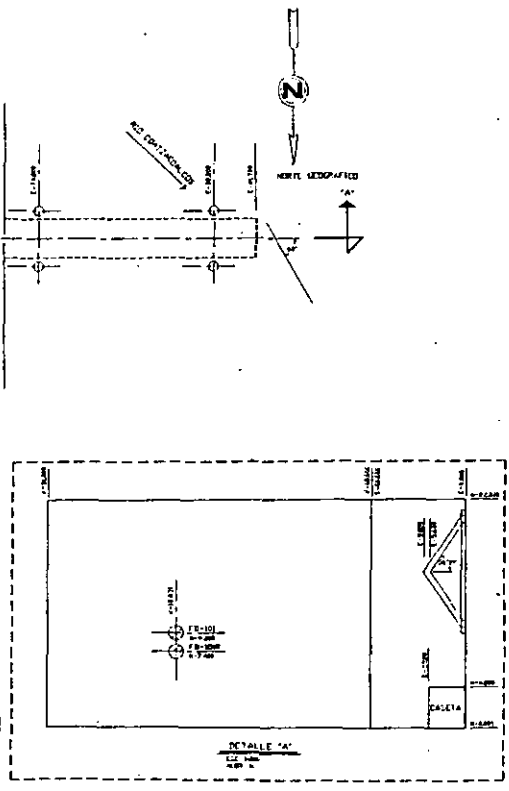
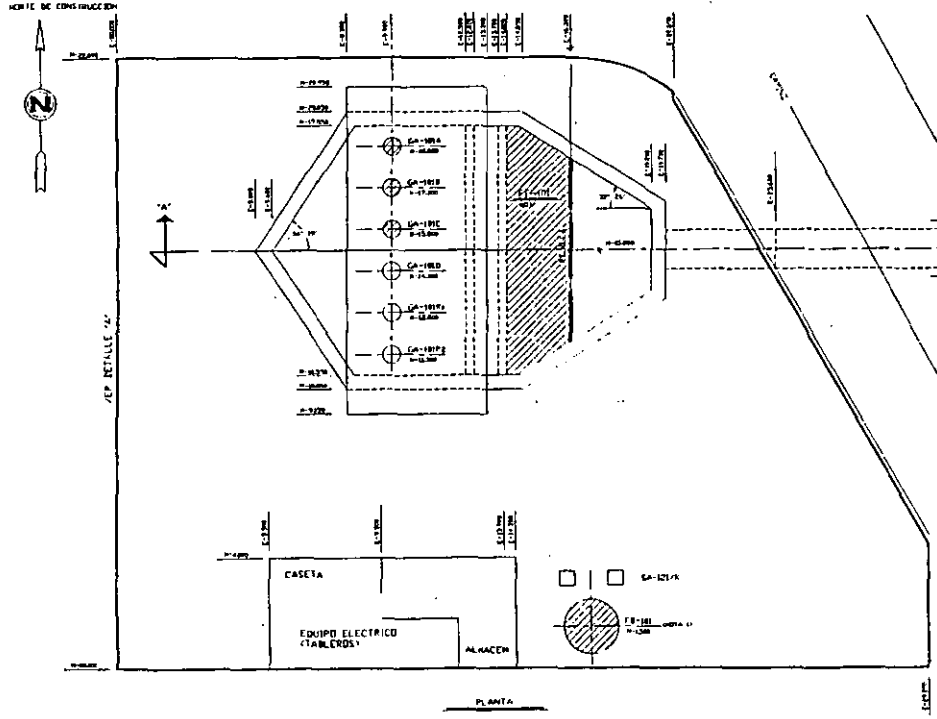
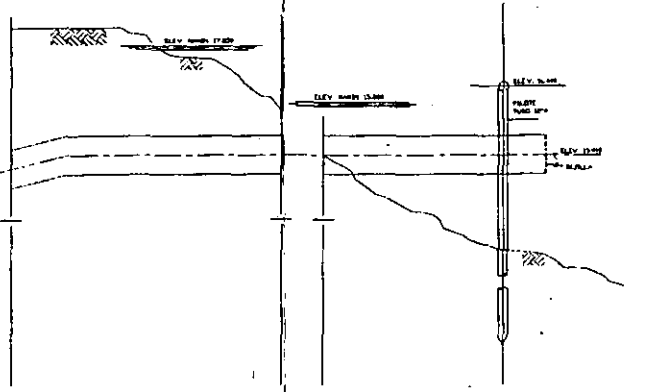
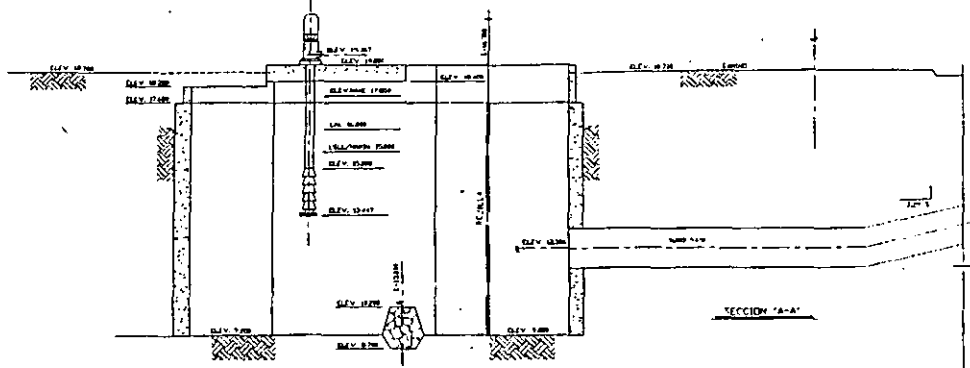
Las instalaciones superficiales para la formación de las cavidades de sal, consisten en:

Una obra de captación de agua del río Coatzacoalcos, para ser bombeada y transportada por un ducto de aproximadamente 16 kilómetros de longitud; se muestra en el siguiente Plano de Localización General de Equipo 00020. El agua del río, se recibe en la presa de almacenamiento de agua dulce, para después enviarla hacia la torre desaeradora eliminando el oxígeno disuelto en el agua. Posteriormente el agua es succionada a través de equipo de bombeo tipo booster, para enviarse a un sistema de filtración y de allí al equipo principal de bombeo, para su inyección a los pozos por lixiviarse. El agua que se inyecta a cada uno de los pozos durante la lixiviación directa, se introduce por la tubería colgante de diámetro inferior, para que en la primera etapa se forme el receptáculo de insolubles de la cavidad. La salmuera generada por la disolución del bloque de sal, será transportada hacia la superficie, a través del anular formado entre la tubería colgante de diámetro inferior y diámetro superior. En el caso específico de la lixiviación de los pozos para almacenamiento de crudo, estas tuberías colgantes, se especificaron con diámetros internos de 7" y 11 3/4".

**NOTAS**  
 1- [Hatched box symbol] EQUIPO QUE DEBERA SER REHABILITADO PARA SU UTILIZACION EN EL MANTENIMIENTO DE LAS NAUFAS.

**LISTA DE EQUIPO EXISTENTE A REHABILITAR**

CLAVE	DESCRIPCION	CAPACIDADES
FB-184/R	FILTROS DE AGUA CRUDA	CAP. 400 m <sup>3</sup> /hor. TAN 8.000"
FE-181	CANCHO DE AGUA CRUDA	CAP. 1800 m <sup>3</sup>
GA-184A/P/C	BOMBAS DE AGUA CRUDA	Q = 320 m <sup>3</sup> /hor. P = 7.70 kg/cm <sup>2</sup>
GA-184/R	BOMBAS DE HORIZONTAL DE SODIO	Q = 800 m <sup>3</sup> /hor. P = 2.0 kg/cm <sup>2</sup>



El sistema requerirá de control y medición de flujo, presión y temperatura; que estarán integrados en patines de medición para la lixiviación, conectados en la cabeza del pozo; como se indica en el Diagrama de Tubería e Instrumentación 00030.

Para controlar la altura del bloque de sal que se disuelve, durante las etapas de lixiviación (formación del receptáculo de insolubles, formación del cuerpo y formación del techo) se inyecta en el pozo diesel de sello, introduciéndolo por la tubería de producción cementada.

La salmuera de cada pozo se recolecta en un cabezal general, para transportarse a una presa de almacenamiento superficial de salmuera. Esta salmuera se envía hacia la succión de bombas de desecho y transportarla a través del salmueroducto hacia el Golfo de México, donde es descargada por medio de un difusor, evitando niveles de concentración de sal elevados, para las especies marinas.

Todas estas instalaciones superficiales de lixiviación son existentes, como se indica en los planos 00040 y 00050.

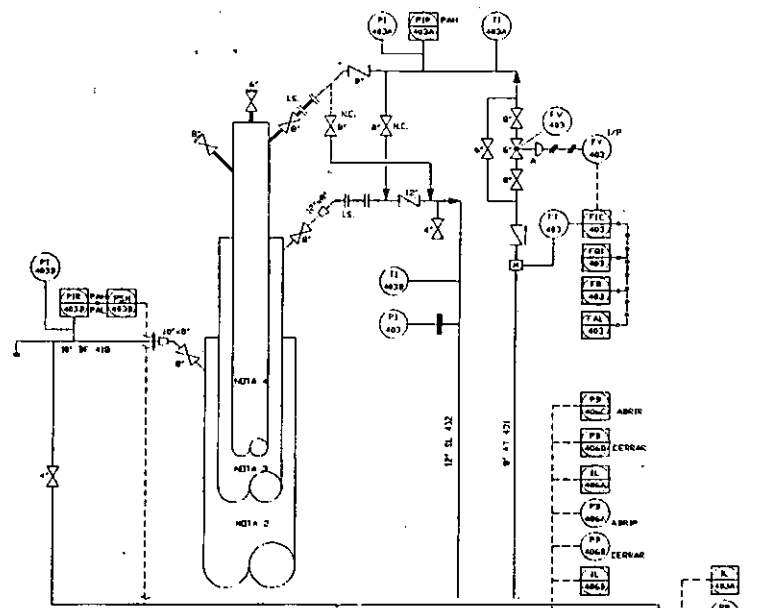
Al final de la lixiviación de los pozos, la salmuera saturada que se encuentra en cada uno de ellos, se extrae hacia la superficie por la inyección de un gas inerte o del propio gas de amortiguamiento, que se utilizará durante el llenado y vaciado de gas natural; previamente será necesario desplazar el diesel de sello, a través de la inyección de agua al pozo.

Cuando la cavidad se haya vaciado casi por completo de salmuera, el pozo quedará lleno ahora de gas natural, presurizando la cavidad hasta su valor mínimo de presión recomendado.

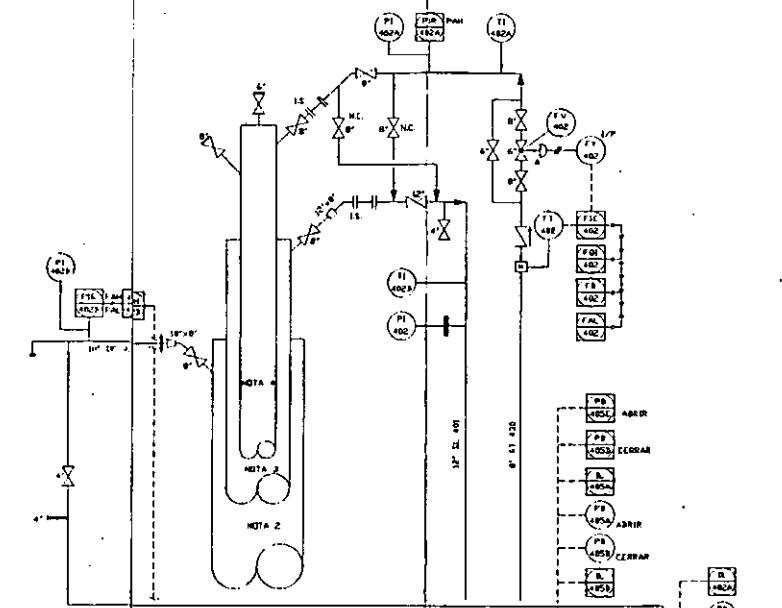
Finalmente, se procede a retirar las dos tuberías colgantes, quedando únicamente la última tubería cementada de producción, para poder realizar a través de ésta el llenado o vaciado de gas natural en la cavidad, lista para su explotación.

Los servicios auxiliares de las instalaciones deberán contemplar: energía eléctrica, aire de instrumentos, aire de planta, agua, sistema de diesel, sistema de desaereación y tratamiento de agua a base de hipoclorito de sodio y biocidas.

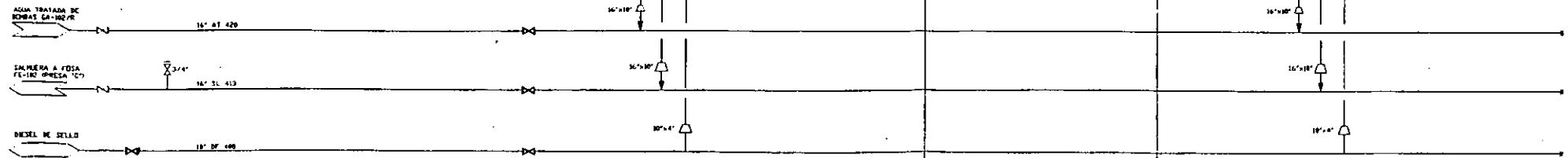
**TUZ - 500**  
CAVIDAD EN DEDO SALINO



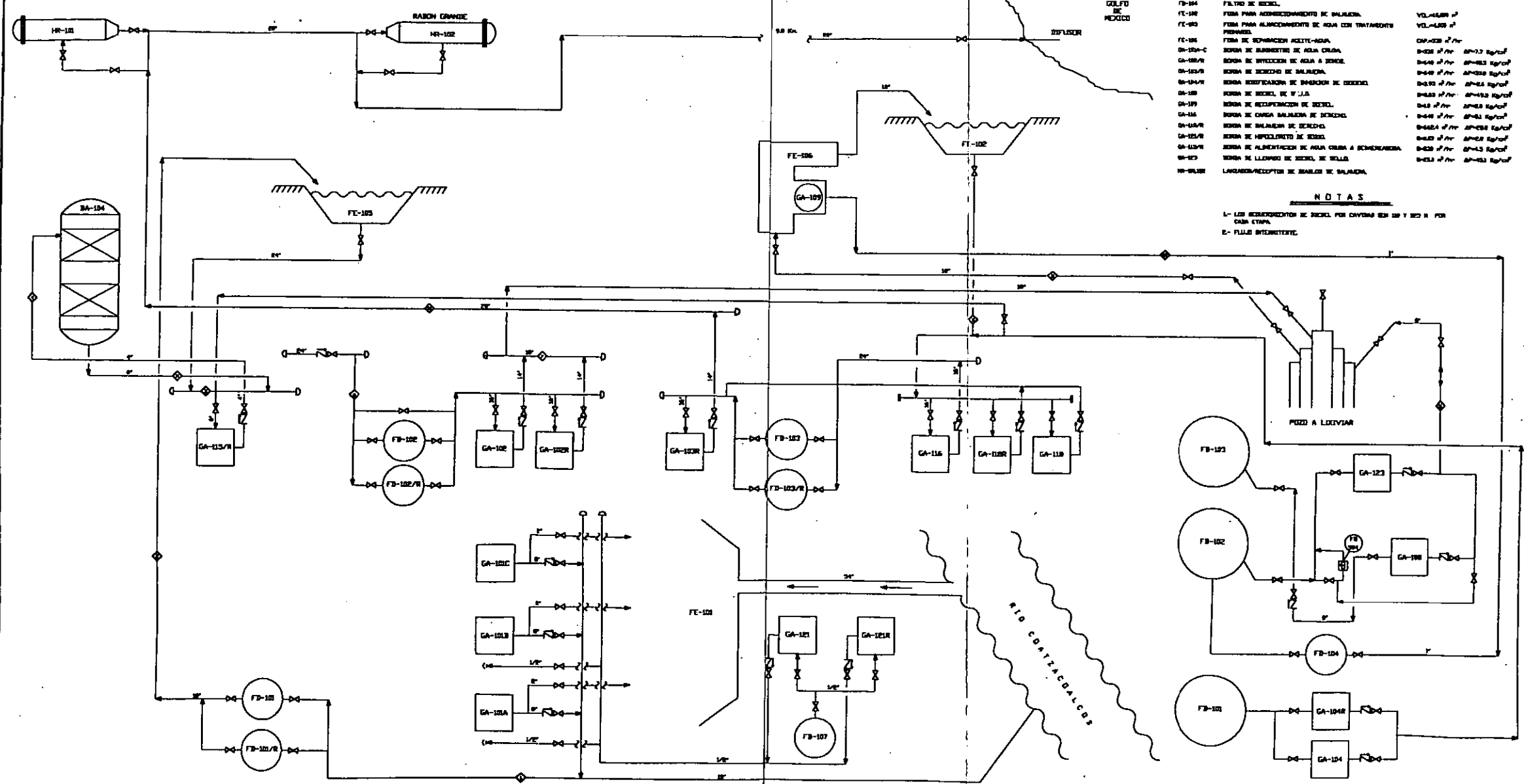
**TUZ - 501**  
CAVIDAD EN DEDO SALINO



- NOTAS**
- 1- DEBERAN INSTALARSE VENTILAS SUFICIENTES PARA ELIMINACION DE AIRE Y GARANTIZAR QUE LA LINEA ESTE EMPACADA
  - 2- SEGUNDA TUBERIA DE REVESTIMIENTO CEMENTADA
  - 3- PRIMERA TUBERIA COLGANTE.
  - 4- SEGUNDA TUBERIA COLGANTE.



TEMPERATURA (°C)	AGUA CON TRATAMIENTO PRIMARIO		AGUA CON TRATAMIENTO SECUNDARIO		AGUA PARA LAVAJERAS		SALINERA		SALINERA		SALINERA		SALINERA	
	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
PERDIDA (litros/seg)	7.7	1.82	2.8	2.8	87A	1.9	43B	3.9	47A	53B	95B	NOTA 1	NOTA 2	
EN LITROS/seg	498.8	113.6	174.2	174.2	522.6	114.1	263.8	240.6	283.8	323.8	567.5	NOTA 1	NOTA 2	
EN MIL GPM	498.8	113.6	174.2	174.2	522.6	114.1	263.8	240.6	283.8	323.8	567.5	NOTA 1	NOTA 2	



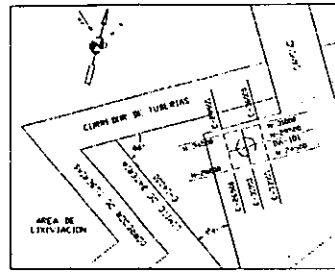
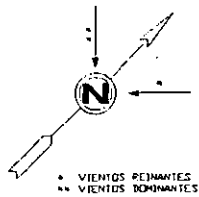
### LISTA DE EQUIPO

CLAVE	SERVICIO	DIMENSIONES
BA-104	TANQUE RECTANGULAR DE AGUA CRUDA	36.432 x 14.73 x
FB-101	TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE AGUA DE EFUEUO	6.465 x 7.1452 x
FB-102	TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE AGUA DE BOLLAS	6.465 x 7.1452 x
FB-103	TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE AGUA DE EFUEUO	6.465 x 7.1452 x
FB-104	TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE AGUA DE EFUEUO	6.465 x 7.1452 x
FB-105	TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE AGUA DE EFUEUO	6.465 x 7.1452 x
FB-106	TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE AGUA DE EFUEUO	6.465 x 7.1452 x
FB-107	TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE AGUA DE EFUEUO	6.465 x 7.1452 x
FE-101	FILTRO DE AGUA CRUDA	Ø 2.44 m
FE-102	FILTRO DE AGUA TRATADA	Ø 2.44 m
FE-103	FILTRO DE SALINERA	Ø 2.44 m
FE-104	FILTRO DE AGUA	Ø 2.44 m
FE-105	FILTRO DE AGUA	Ø 2.44 m
FE-106	FILTRO DE AGUA	Ø 2.44 m
FE-107	FILTRO DE AGUA	Ø 2.44 m
FE-108	FILTRO DE AGUA	Ø 2.44 m
FE-109	FILTRO DE AGUA	Ø 2.44 m
FE-110	FILTRO DE AGUA	Ø 2.44 m
FE-111	FILTRO DE AGUA	Ø 2.44 m
FE-112	FILTRO DE AGUA	Ø 2.44 m
FE-113	FILTRO DE AGUA	Ø 2.44 m
FE-114	FILTRO DE AGUA	Ø 2.44 m
FE-115	FILTRO DE AGUA	Ø 2.44 m
FE-116	FILTRO DE AGUA	Ø 2.44 m
FE-117	FILTRO DE AGUA	Ø 2.44 m
FE-118	FILTRO DE AGUA	Ø 2.44 m
FE-119	FILTRO DE AGUA	Ø 2.44 m
FE-120	FILTRO DE AGUA	Ø 2.44 m
FE-121	FILTRO DE AGUA	Ø 2.44 m
FE-122	FILTRO DE AGUA	Ø 2.44 m
FE-123	FILTRO DE AGUA	Ø 2.44 m
FE-124	FILTRO DE AGUA	Ø 2.44 m
FE-125	FILTRO DE AGUA	Ø 2.44 m
FE-126	FILTRO DE AGUA	Ø 2.44 m
FE-127	FILTRO DE AGUA	Ø 2.44 m
FE-128	FILTRO DE AGUA	Ø 2.44 m
FE-129	FILTRO DE AGUA	Ø 2.44 m
FE-130	FILTRO DE AGUA	Ø 2.44 m
FE-131	FILTRO DE AGUA	Ø 2.44 m
FE-132	FILTRO DE AGUA	Ø 2.44 m
FE-133	FILTRO DE AGUA	Ø 2.44 m
FE-134	FILTRO DE AGUA	Ø 2.44 m
FE-135	FILTRO DE AGUA	Ø 2.44 m
FE-136	FILTRO DE AGUA	Ø 2.44 m
FE-137	FILTRO DE AGUA	Ø 2.44 m
FE-138	FILTRO DE AGUA	Ø 2.44 m
FE-139	FILTRO DE AGUA	Ø 2.44 m
FE-140	FILTRO DE AGUA	Ø 2.44 m
FE-141	FILTRO DE AGUA	Ø 2.44 m
FE-142	FILTRO DE AGUA	Ø 2.44 m
FE-143	FILTRO DE AGUA	Ø 2.44 m
FE-144	FILTRO DE AGUA	Ø 2.44 m
FE-145	FILTRO DE AGUA	Ø 2.44 m
FE-146	FILTRO DE AGUA	Ø 2.44 m
FE-147	FILTRO DE AGUA	Ø 2.44 m
FE-148	FILTRO DE AGUA	Ø 2.44 m
FE-149	FILTRO DE AGUA	Ø 2.44 m
FE-150	FILTRO DE AGUA	Ø 2.44 m
FE-151	FILTRO DE AGUA	Ø 2.44 m
FE-152	FILTRO DE AGUA	Ø 2.44 m
FE-153	FILTRO DE AGUA	Ø 2.44 m
FE-154	FILTRO DE AGUA	Ø 2.44 m
FE-155	FILTRO DE AGUA	Ø 2.44 m
FE-156	FILTRO DE AGUA	Ø 2.44 m
FE-157	FILTRO DE AGUA	Ø 2.44 m
FE-158	FILTRO DE AGUA	Ø 2.44 m
FE-159	FILTRO DE AGUA	Ø 2.44 m
FE-160	FILTRO DE AGUA	Ø 2.44 m
FE-161	FILTRO DE AGUA	Ø 2.44 m
FE-162	FILTRO DE AGUA	Ø 2.44 m
FE-163	FILTRO DE AGUA	Ø 2.44 m
FE-164	FILTRO DE AGUA	Ø 2.44 m
FE-165	FILTRO DE AGUA	Ø 2.44 m
FE-166	FILTRO DE AGUA	Ø 2.44 m
FE-167	FILTRO DE AGUA	Ø 2.44 m
FE-168	FILTRO DE AGUA	Ø 2.44 m
FE-169	FILTRO DE AGUA	Ø 2.44 m
FE-170	FILTRO DE AGUA	Ø 2.44 m
FE-171	FILTRO DE AGUA	Ø 2.44 m
FE-172	FILTRO DE AGUA	Ø 2.44 m
FE-173	FILTRO DE AGUA	Ø 2.44 m
FE-174	FILTRO DE AGUA	Ø 2.44 m
FE-175	FILTRO DE AGUA	Ø 2.44 m
FE-176	FILTRO DE AGUA	Ø 2.44 m
FE-177	FILTRO DE AGUA	Ø 2.44 m
FE-178	FILTRO DE AGUA	Ø 2.44 m
FE-179	FILTRO DE AGUA	Ø 2.44 m
FE-180	FILTRO DE AGUA	Ø 2.44 m
FE-181	FILTRO DE AGUA	Ø 2.44 m
FE-182	FILTRO DE AGUA	Ø 2.44 m
FE-183	FILTRO DE AGUA	Ø 2.44 m
FE-184	FILTRO DE AGUA	Ø 2.44 m
FE-185	FILTRO DE AGUA	Ø 2.44 m
FE-186	FILTRO DE AGUA	Ø 2.44 m
FE-187	FILTRO DE AGUA	Ø 2.44 m
FE-188	FILTRO DE AGUA	Ø 2.44 m
FE-189	FILTRO DE AGUA	Ø 2.44 m
FE-190	FILTRO DE AGUA	Ø 2.44 m
FE-191	FILTRO DE AGUA	Ø 2.44 m
FE-192	FILTRO DE AGUA	Ø 2.44 m
FE-193	FILTRO DE AGUA	Ø 2.44 m
FE-194	FILTRO DE AGUA	Ø 2.44 m
FE-195	FILTRO DE AGUA	Ø 2.44 m
FE-196	FILTRO DE AGUA	Ø 2.44 m
FE-197	FILTRO DE AGUA	Ø 2.44 m
FE-198	FILTRO DE AGUA	Ø 2.44 m
FE-199	FILTRO DE AGUA	Ø 2.44 m
FE-200	FILTRO DE AGUA	Ø 2.44 m

**NOTAS**

1.- LOS RECEPTORES DE AGUA PARA CHUBASCO SON DE 100 Y 200 L POR CADA 1000 M<sup>2</sup>.

2.- FILTRO INTERMEDIARIO.



LOCALIZACION TORRE DESAERADORA  
DETALLE "A"

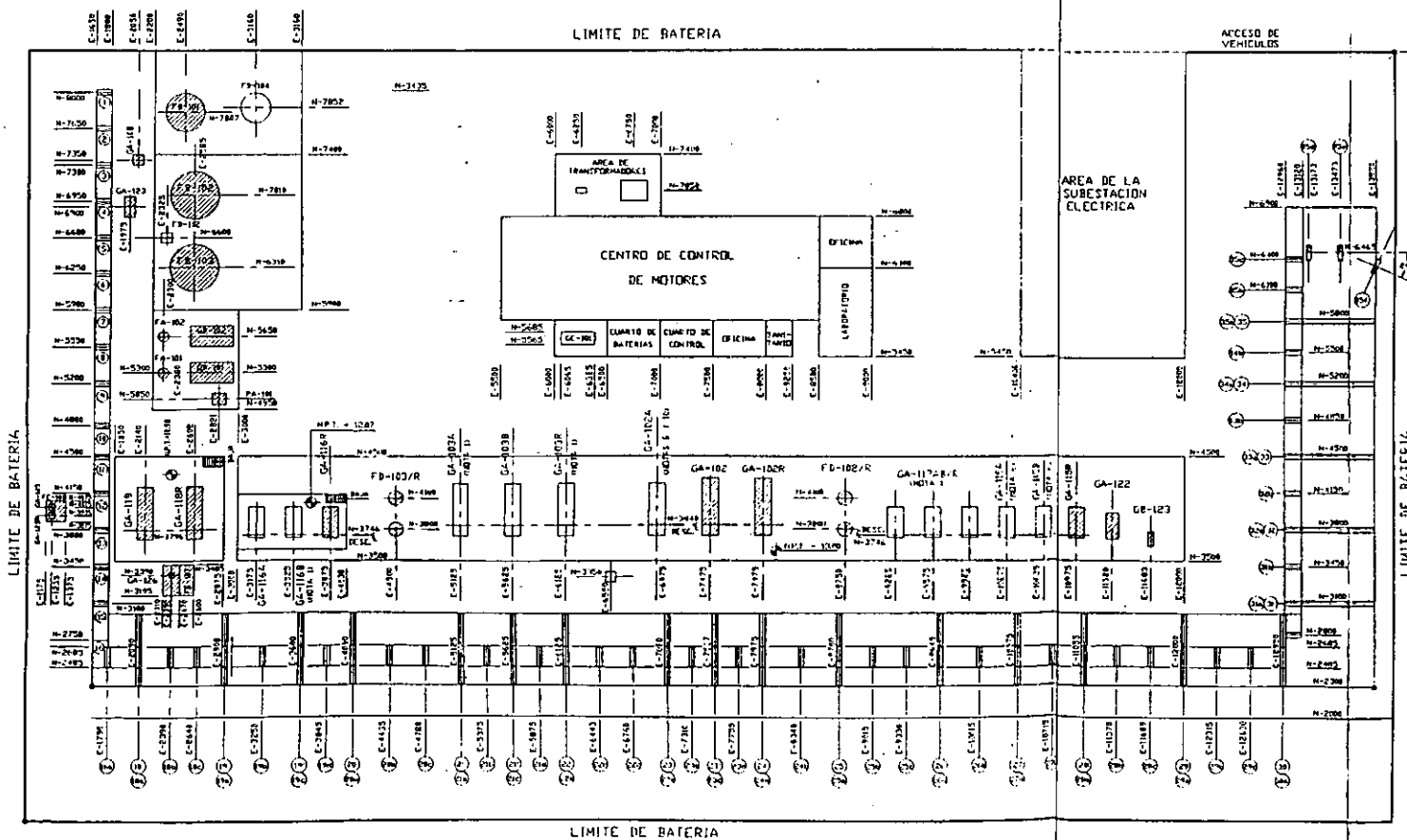
- NOTAS**
- 1.- EQUIPO EXISTENTE NO INCLUIDO EN EL ALCANCE
  - 2.- EQUIPO A UTILIZAR DURANTE EL ALMACENAMIENTO DE LAS

**LISTA DE EQUIPO EXISTENTE A REHABILITAR**

CLAVE	DESCRIPCION	CARACTERISTICAS
DA-101	TORRE DESAERADORA DE AGUA DE RIO	D.E. = 320 m 1-1 = 7245 m
FA-101	ACUMULADOR DE AIRE DE INSTRUMENTOS	D.I. = 100 m 1-1 = 310 m
FA-102	ACUMULADOR DE AIRE DE PLANTA	D.I. = 100 m 1-1 = 310 m
FA-103	ACUMULADOR DE AIRE DE INSTRUMENTOS	D.E. = 0.91 m 1-1 = 263 m
FB-101	TANQUE DE INHIBIDOR DE OXIGENO	D.E. = 370 m 1-1 = 457 m
FB-102	TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE DIESEL DE SELLO	D.E. = 439 m 1-1 = 491 m
FB-103	TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE DIESEL DE SELLO	D.E. = 439 m 1-1 = 491 m
FB-104	TANQUE DE INHIBIDOR DE OXIGENO (FIBRA DE VIDRIO)	D.E. = 290 m 1-1 = 430 m
FD-102/R	FILTRO PARA AGUA TRATADA	CAP. = 640 m <sup>3</sup> /h
FD-103/R	FILTRO PARA SALMUERA	CAP. = 640 m <sup>3</sup> /h
FE-107	FOSA DE DRENAJOS ABIERTOS	L = 2.90 m A = 2.90 m H = 43 m
GA-102A	BOMBA DE INYECCION DE AGUA A BOMBAS	Q = 6622 m <sup>3</sup> /h ΔP = 42.7 kg/cm <sup>2</sup>
GA-103B	BOMBA DE SALMUERA DE DESECHO	Q = 648 m <sup>3</sup> /h ΔP = 33.4 kg/cm <sup>2</sup>
GA-115R	BOMBA DE CARGA PARA INYECCION DE AGUA	Q = 530 m <sup>3</sup> /h ΔP = 45 kg/cm <sup>2</sup>
GA-116R	BOMBA DE CARGA DE SALMUERA DE DESECHO	Q = 648 m <sup>3</sup> /h ΔP = 51 kg/cm <sup>2</sup>
GA-117A/R	BOMBAS DE CARGA PARA INYECCION DE AGUA	Q = 6622 m <sup>3</sup> /h ΔP = 48 kg/cm <sup>2</sup>
GA-122	BOMBA DE ALIM. DE AGUA AL DESAERADOR	Q = 530 m <sup>3</sup> /h ΔP = 28 kg/cm <sup>2</sup>
GB-101	COMPRESOR DE AIRE DE INSTRUMENTOS	255 m <sup>3</sup> /h STD P <sub>0</sub> = 8.8 kg/cm <sup>2</sup>
GB-102	COMPRESOR DE AIRE DE PLANTA	255 m <sup>3</sup> /h STD P <sub>0</sub> = 8.8 kg/cm <sup>2</sup>
GB-123	BOMBA GENERADORA DE VACIO	Q = 264 m <sup>3</sup> /h ΔP = 8.97 kg/cm <sup>2</sup>
GE-101	GENERADOR ELECTRICO DE EMERGENCIA	CAP. = 100 kW p = 43

**LISTA DE EQUIPO POR ADQUIRIR**

FD-112	FILTRO DE DIESEL RECUPERADO	Q = 182 m <sup>3</sup> /h ΔP = 0.21 kg/cm <sup>2</sup>
FE-108	CISTERNA DE AGUA DE ENFRIAMIENTO	L = 2.0 m A = 2.0 m H = 2.0 m
GA-102/R	BOMBAS DE INYECCION DE AGUA A BOMBAS	Q = 640 m <sup>3</sup> /h ΔP = 45.3 kg/cm <sup>2</sup>
GA-101	BOMBA DE DIESEL DE SELLO	Q = 363 m <sup>3</sup> /h ΔP = 49.3 kg/cm <sup>2</sup>
GA-110/R	BOMBA DE SALMUERA DE DESECHO	Q = 6622 m <sup>3</sup> /h ΔP = 28.0 kg/cm <sup>2</sup>
GA-123	BOMBA DE LLENADO DE DIESEL DE SELLO	Q = 25 m <sup>3</sup> /h ΔP = 45.1 kg/cm <sup>2</sup>
GA-123/R	BOMBAS DE AGUA DE ENFRIAMIENTO	Q = 148 m <sup>3</sup> /h ΔP = 28 kg/cm <sup>2</sup>
GA-176	BOMBA DE ACHUQUE	Q = 148 m <sup>3</sup> /h ΔP = 28 kg/cm <sup>2</sup>
PA-101	SECADORA DE AIRE DE INSTRUMENTOS	255 m <sup>3</sup> /h STD





**CAPÍTULO V**  
**DESCRIPCIÓN DEL**  
**PROCESO**

## **V. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO.**

### **V.I Instalaciones Superficiales de Explotación.**

Las instalaciones superficiales de explotación se dividen en tres secciones de proceso:

- Instalaciones de llenado.
- Instalaciones de vaciado.
- Instalaciones comunes.

#### **Instalaciones de llenado**

- Se requerirá una conexión del gasoducto de alimentación, hasta las instalaciones de almacenamiento.
- Es común instalar un arreglo de instrumentos para el gas a inyectar, equipado con indicadores de presión, temperatura y medidores de flujo (patín de medición).
- Deberá instalarse una estación de compresión; es recomendable que los compresores sean instalados en paralelo.
- El gas comprimido se enviará directamente a las cavidades de almacenamiento, a través de un cabezal general.
- La inyección del gas se realizará a control de flujo, en cada uno de los pozos.

#### **Instalaciones de vaciado.**

- Será necesario reutilizar la línea de recolección que vendrá de cada pozo.
- Se recomienda que antes de que el gas se deshidrate se envíe a:
  - Un tanque separador que permita la separación de los condensados (como se muestra en la figura 9).
  - Posteriormente que el gas ingrese a la torre deshidratadora.
- Una unidad de deshidratación de gas con glicol (TEG), que comprenderá una columna de absorción y una unidad de regeneración de glicol.
- Finalmente, el gas deberá ser contabilizado para su distribución, a través del patín de medición.

Las Instalaciones comunes deberán contar con:

### Servicios

- Producción de aire comprimido (aire de instrumentos y aire de planta)
- Distribución de energía eléctrica
- Producción de agua caliente glicolada
- Distribución de agua potable

### Seguridad

- Sistema de protección contra incendio (red de agua contra incendio)
- Detectores de gas
- Venteos (quemador)

### Otros

- Cuarto de control
- Oficinas administrativas
- Taller
- Almacén

## V.2 Capacidad máxima de retiro e inyección.

El volumen total de almacenamiento está compuesto por un gas de trabajo y un gas de amortiguamiento.

El gas superior o gas de trabajo, es la cantidad de gas que se vende al mercado en el momento de la demanda. En el depósito de almacenamiento subterráneo la cantidad de gas de trabajo y el gas de amortiguamiento (o gas base), están constituidos de moléculas idénticas, pero sus reglas de manejo son totalmente diferentes en el almacenamiento.<sup>(17)</sup>

El gas de trabajo en el almacenamiento, regulará la compra y la venta, mientras que el gas de amortiguamiento constantemente reside en el depósito y proporciona la presión necesaria para poder extraer el gas de trabajo.

Por lo tanto, el comportamiento del gas de trabajo y el gas de amortiguamiento, difieren en funciones, ellos deben recibir un tratamiento separado y atención en el trabajo de ingeniería.

El gas de trabajo algunas veces llamado gas superior, varía necesariamente de estación a estación, dependiendo de las condiciones climatológicas. Para cada depósito, ésta es una cantidad determinada por la demanda, su límite

superior o su valor máximo es función de la presión máxima designada para el depósito de almacenamiento.

La parte del gas de amortiguamiento, es físicamente irre recuperable durante las operaciones de almacenamiento por dos razones:

1. Cada depósito de almacenamiento deberá estar diseñado para una capacidad de liberación que cumpla y satisfaga la demanda del mercado. Esta liberación requiere de un nivel de presión mínimo, que deberá estar disponible durante el mayor pico o durante el último día del vaciado estacional. El vaciado del gas de amortiguamiento, puede provocar, un mal funcionamiento en el equipo o la interrupción de las operaciones, por la baja presión con la que se extraerá, también puede conducir a mayores problemas relacionados con la estabilidad de la caverna.
2. Para mantener las condiciones de operación óptimas en el depósito de almacenamiento, con el equipo disponible, cubriendo la demanda del mercado.

El volumen necesario de gas de amortiguamiento oscila entre el 20 y 35% del volumen total de la cavidad.<sup>(16)</sup>

Es del conocimiento general, que el almacenamiento subterráneo de gas natural en cavidades de sal, se diseñan para volúmenes menores, en comparación al almacenamiento en campos agotados, pero ofrecen una flexibilidad operativa importante, realizando la inyección y extracción del producto en períodos de tiempo reducido, del orden de unas cuantas horas y hasta cinco o diez días de operación.<sup>(17)</sup>

Este tipo de almacenamiento se concibe generalmente para proporcionar un medio idóneo para balancear la producción diaria, semanal o mensual de gas natural, en un país productor o consumidor.

También es del conocimiento general, que las cavidades de almacenamiento de gas natural en domos de sal, se diseñan para obtener un volumen útil (gas de trabajo) promedio por cavidad del orden de 30 a 60 MMm<sup>3</sup> (1 a 2 BPC). Bajo este contexto, se pueden construir diversas cavidades para obtener la capacidad total de gas natural que se requiera almacenar.

En los Estados Unidos, la mayoría de las nuevas cavidades, se diseñan para que un ciclo de llenado o vaciado se realice en un período de 10 a 20 días de servicio.

### V.3 Presión de Prueba.

Las tuberías revestidas deberán probarse por fugas, la presión de prueba será el valor máximo con que pueda operar en la cabeza del pozo, sin embargo, la presión en cualquier punto a lo largo de las tuberías revestidas no deberá exceder el 80% de la presión máxima permisible de operación.

El operador deberá guardar en sus archivos, durante la vida del pozo, cada uno de los registros de presión de operación, pruebas y cualquier tipo de acción efectuadas en el mismo.

### V.4 Presión Operación

Los límites de la presión de operación, deberán ser previstos para la contención segura del gas almacenado. La estabilidad y del hundimiento paulatino de la caverna, estará también en función de ésta. Los límites de la presión de operación estarán generalmente en función de la presión de operación del gasoducto existente, de los estudios geomecánicos del sitio específico y de las pruebas apropiadas, previamente efectuadas, como es la prueba de integridad se hablará con más detalle posteriormente.<sup>(19)</sup>

La máxima presión de operación, deberá estar basada en el cálculo de presión para la zapata de la tubería de revestimiento más profunda, y deberán limitarse a 0.85 de esta presión, de otra manera se limitarán a 0.9 del esfuerzo límite de la presión de la última zapata de la tubería de revestimiento, calculado en base a los estudios geológicos del suelo y al peso de las formaciones de superiores.

Por tal motivo se recomienda, no aplicar al terreno una presión superior a la correspondiente de  $0.2 \text{ Kg/cm}^2 \times H$  para esfuerzos temporales (pruebas), y de  $0.17 \text{ Kg/cm}^2 \times H$  para los esfuerzos permanentes (donde H es la profundidad del terreno en metros).

En la zapata de la última tubería cementada, es donde la presión debe ser limitada. La presión mínima de operación, deberá ser de 0.3 de la presión máxima de la zapata de la tubería de revestimiento.

Si la  $P_{zap}$  representa la presión en la zapata y H la profundidad de la cementación, se obtiene:

$$P_{zap} \leq 0.17 \times H \Rightarrow \text{Kg/cm}^2$$

Esta condición proporciona el límite de presión en la zapata que deberá considerarse durante el llenado y vaciado de cada una de las cavidades.

## V.5 Prueba de integridad de la caverna.

La integridad de la caverna, deberá ser asegurada por medio de un prearranque de la misma, es decir, de una prueba de integridad mecánica (PIM) que deberá ser conducida para demostrar la integridad del pozo, así como la zapata de la tubería de revestimiento y la cabeza del pozo. La PIM deberá ser conducida a una presión máxima de operación periódicamente después de que la caverna se haya prearrancado, para verificar que la integridad se ha mantenido. Los métodos de prueba para estas demostraciones pueden utilizar menos presión de la presión de operación máxima.

Además, las cavernas de sal, las tuberías de revestimiento asociadas y el equipo de la cabeza de pozo, deberán ser probadas para determinar la integridad después de 5 años del arranque y después a intervalos de cada 10 años. Los resultados de las pruebas deberán ser registrados y archivados en el sitio. Las pruebas de integridad mecánica inicial deberán ser desarrolladas con gas natural ó salmuera.

## V.6 Primer llenado de gas natural.

Se deberán definir los procedimientos y equipos de control necesarios, para el primer llenado de gas natural en las cavidades, que incluya la revisión de los equipos de explotación (incluyendo los instrumentos de control y los dispositivos de seguridad).

Las instalaciones superficiales, estarán equipadas con instrumentos de control y de seguridad, los cuales deberán probarse con un gas inerte, antes de iniciar las operaciones de explotación, ya que es importante registrar de manera precisa, las variables de operación que intervienen, dado que es la única manera de detectar cualquier anomalía, que pudiera poner en riesgo el funcionamiento de las cavidades.

Para evitar la posible contaminación del producto almacenado, es necesario verificar los cabezales de los pozos, para detectar la presencia de hidrocarburos líquidos, especialmente de diesel, utilizado como fluido de sello durante la lixiviación.

## V.7 Descripción del proceso.

Primeramente, el gas natural se recibirá en Tuzandepetl por una tubería, a través de la interconexión de cualquiera de los siguientes gasoductos existentes:

- Gasoducto de 48". Cactus-San Fernando
- Gasoducto de 30" Cd. Pemex-México,

hasta el límite de batería, de la terminal de almacenamiento de gas natural.

El producto se recibirá a alta presión aproximadamente (entre 60-80 kg/cm<sup>2</sup> y 20-40 °C), correspondientes a las condiciones de operación y transporte del gasoducto.

En las instalaciones de almacenamiento, el gas natural pasará a un tanque separador, con la finalidad de atrapar pequeñas cantidades de condensados, y posteriormente entrará a la estación de medición (equipada con instrumentación necesaria), para su cuantificación y corrección por presión y temperatura.

Para introducir el gas a la cavidad, durante el primer llenado, será necesario proporcionar al gas, una presión de descarga suficiente para vencer la presión de la columna de salmuera en la cavidad, por medio del tren de compresores, los cuales es recomendable sean instalados en paralelo; el gas ingresará a los pozos a través de la última tubería de revestimiento de producción.

La salmuera que se desplaza de cada pozo, a baja presión y libre de gases (que se obtenga del primer llenado), se enviará a la presa de almacenamiento, para posteriormente desecharla al mar, por medio de un salmueroducto al Golfo de México.

El gas que se almacenará en las cavidades corresponderá, exclusivamente al gas de trabajo, integrándose en la cavidad con el gas de amortiguamiento.

Durante el llenado de gas natural a la cavidad, la presión en la cavidad se va incrementando hasta obtenerse el volumen de gas previamente definido, para su almacenamiento.

Vaciado de la cavidad.

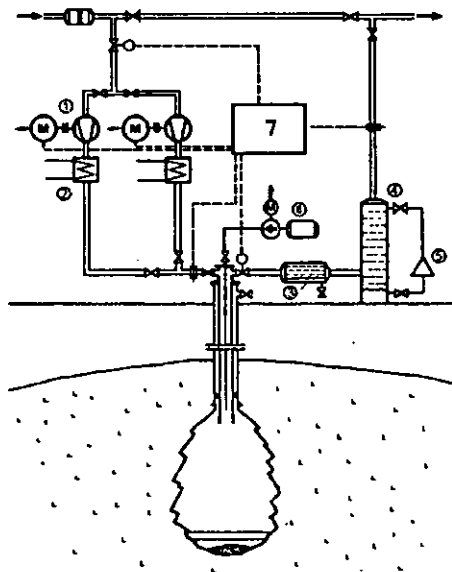
Durante el vaciado, el gas natural se extraerá de la cavidad a control de flujo, alineando únicamente la válvula de control de flujo bidireccional, instalada al pie de cada pozo.

Durante su almacenamiento, el gas natural se humedecerá, de tal forma que durante su vaciado, será necesario enviarlo a una torre deshidratadora de glicol, para su tratamiento. La deshidratación se realizará a alta presión, de tal forma, que el gas una vez seco libre de humedad, deberá medirse antes de integrarse al gasoducto de transporte.

Será conveniente que el sistema se diseñe, para almacenar el gas natural en las cavidades hasta un valor de presión óptimo, que permita almacenar el volumen de gas de trabajo, previamente definido, y que durante su vaciado, se pueda extraer de las cavidades, para integrarse a la presión de operación

del gasoducto de transporte, sin necesidad de recomprimirse durante el vaciado de la cavidad.

**FIGURA 9. ESQUEMA DEL PROCESO DE INYECCIÓN Y EXTRACCIÓN DE GAS NATURAL**



1. Estación de compresión
2. Enfriadores
3. Separador
4. Deshidratadora
5. Regeneración
6. Inhibidor
7. Cuarto de control



**CAPÍTULO VI**  
**SEGURIDAD EN LAS**  
**INSTALACIONES**

## **VI. SEGURIDAD EN LAS INSTALACIONES.**

### **VI.1 Registro e Inspección.**

Algunos riesgos que pueden presentarse en las instalaciones para el almacenamiento de gas natural en domos de sal, durante la etapa de lixiviación son:

- Incremento de presión en las tuberías colgantes.
- Disminución de presión en las tuberías colgantes.
- Aumento y disminución de flujo en las válvulas del pozo.

Es importante mantener el control de presión adecuado durante la etapa de lixiviación, ya que un incremento de presión en las tuberías colgantes puede ser riesgoso, esto puede ser debido a la existencia de taponamientos a causa de materiales insolubles, que obstruyan la salida de salmuera por la tubería, mientras se está llevando a cabo esta operación, o bien por el cierre repentino de la válvula de salida de salmuera. Es recomendable, en caso de existir taponamiento, inyectar agua dulce hasta desaparecer cualquier tipo de obstrucción.

Por otro lado es importante verificar que no exista una disminución de presión en las tuberías colgantes, ya que esto podrá deberse a la ruptura de alguna de las tuberías, o bien al paro del equipo de bombeo. En caso de existir ruptura de alguna de las tuberías, se procederá a cambiar la tubería dañada.

Otros de los riesgos que puede poner en peligro las cavidades, es el aumento de gasto en las válvulas del pozo, ya que esto podrá ocasionar también una ruptura de la última tubería colgante, debido a que estaría operando a una capacidad mayor a la que fue diseñada inicialmente. Por otro lado, una disminución del gasto de inyección, podrá ocasionar un taponamiento en la misma tubería colgante o cristalización a la salida de salmuera.

El desprendimiento de bloques de sales insolubles que llegasen a caer sobre las tuberías, es otro de los riesgos a los cuales están sujetas las tuberías del pozo, ya que pueden ocasionar la ruptura de alguna de estas.

Los riesgos más comunes que podrán presentarse, durante la etapa de explotación son:

- Disminución de flujo.
- Disminución de presión.
- Cristalización en la última tubería.

La detección de una disminución de flujo a la salida de salmuera en la cavidad; ocasionará un incremento de presión en la inyección del producto, debido a que exista taponamiento en alguna de las tuberías. Es recomendable inyectar agua dulce, hasta desaparecer cualquier obstrucción en la tubería.

Como en el caso de la etapa de lixiviación, es importante mantener constante la presión recomendada durante la etapa de explotación, ya que una disminución, podrá ocasionar la ruptura de la tubería. Esto podrá ser debido a que existe cristalización en la tubería ocasionando una disminución de presión en la salida de salmuera, evitando la salida de la misma, incrementándose así la presión de inyección del producto. En el caso de que exista cristalización, o taponamiento por sales insolubles en las tuberías, es recomendable se inyecte agua dulce hasta desaparecer cualquier tipo de obstrucción en la tubería.

Otro de los riesgos a que esta expuesta la caverna y las instalaciones en general, es la existencia de fuego; pero debido a que las instalaciones deberán contar con alarmas y detectores de fuego que permitan la acción inmediata en caso de existir este fenómeno. En este caso se activará inmediatamente el plan de emergencia para la mitigación del mismo.

Es por esto la necesidad de considerar la seguridad del proceso desde el inicio del diseño de cualquier instalación, clasificándola al mismo nivel que la producción o ventas. Aunque el beneficio económico no se ve inmediato o directo, pero es obvio que la reducción de accidentes garantiza una mayor continuidad y rentabilidad en las operaciones de una empresa.

Es importante asegurar por medio de pruebas que los pozos estarán en perfectas condiciones para llevar a cabo el almacenamiento de gas natural; es por esto que deberá obtenerse una serie de registros de los pozos perforados para evaluar la estabilidad de la formación dentro y arriba de la zona de almacenamiento de gas natural, asegurando que los pozos no podrán sufrir deterioros durante la operación programada de dichas cavernas; como son derrumbes, hundimientos, fracturas o inestabilidad en el pozo; algunos de estos registros para prevenir los riesgos anteriores pueden ser de:

- Resistividad.
- Densidad.
- Neutrón.
- Rayo Gamma.
- Velocidad.
- Calibración.
- Temperatura.

Otro de los puntos importantes a considerar, son las tuberías de revestimiento y las tuberías de producción colgantes, ya que deberán realizarse registros de inspección para asegurar que no existan fugas o migración de producto a través de estas. Además será necesario verificar que el dimensionamiento de las roscas de dichas tuberías sea el adecuado; estas pruebas deberán ser manejadas de acuerdo a las normas API correspondientes.

Los registros básicos de inspección de una tubería de revestimiento o una inspección equivalente, deberán obtenerse sobre intervalos completos de revestimiento, para tuberías roscadas más profundas y en recubrimientos de cementación de todo el pozo. Deberán utilizarse las operaciones de llenado y vaciado de gas, para verificar la integridad de las tuberías de revestimiento. Asegurando así que las tuberías de revestimiento operarán de una manera satisfactoria.

Además es importante inspeccionar todos y cada uno de los componentes que constituyen dicha planta, para asegurar el adecuado funcionamiento en la operación normal o de emergencia; así como el adecuado mantenimiento a dichos equipos e instrumentos.

Es recomendable que los siguientes componentes de la instalación, sean inspeccionados anualmente:

- instrumentación, válvulas, bombas y equipo de emergencia.
- sistemas de control.
- válvulas de paro de emergencia.
- cabezas de pozo y sistemas de monitoreo de presión asociados.

El resultado de las pruebas deberán registrarse y ser archivadas en el sitio de las instalaciones.

El operador deberá guardar, durante la vida de cada uno de los pozos, los registros de las corridas en las uniones de tubería revestida para todos los pozos perforados en operación. Así como todos los registros relacionados para la cementación primaria y de los trabajos de rehabilitación.

Es conveniente realizar una inspección del sonar de calliper a la caverna, si han transcurrido cinco años en operación; que sea conducida para determinar la figura o forma final del pozo y la estabilidad de la caverna. Asegurando así que la caverna continuará operando en condiciones óptimas durante los siguientes cinco años.

Finalmente, durante la vida útil de las cavidades es frecuente el desprendimiento de bloques de sal, ocasionando daños a las tuberías de explotación y obstrucción en las zonas reducidas de las cavidades.

De acuerdo a lo anterior, se deberá definir un programa de mantenimiento, especificando las medidas preventivas y/o correctivas a llevar a cabo para asegurar la estabilidad de las cavidades y así cumplir con las expectativas de vida útil programadas para las cavernas.

## VI.2 Lineamientos de operación.

Las instalaciones para el almacenamiento de gas natural, deberán ser equipadas con válvulas de paro de emergencia a falla segura, válvulas de gas natural, material inerte y salmuera. Las válvulas de paro de emergencia deberán ser capaces de operar local y remotamente.

Deberá contarse con facilidades para realizar un paro ordenado en caso de falla de energía eléctrica, por lo que el sistema de almacenamiento de gas natural no podrá operar y deberá contar con equipo e instrumentación capaz de llevar a cabo este paro, para las operaciones de llenado y vaciado.

El sistema de control de seguridad contra incendio, deberá incluir un paro programado de emergencia.

Las válvulas de paro de emergencia deberán ser activadas automáticamente por:

- Sobrepresión en el sistema de gas natural.
- Sobrepresión o detección de gas en la salmuera o en el sistema de agua.
- Depresurización en el sistema de gas natural.
- Detección de calor y flama en el gas natural.

## VI.3. Monitoreo.

Deberá establecerse un sistema de automatización con tecnología de punta, requerida para la medición y control de las instalaciones superficiales para el almacenamiento de gas natural.

Las señales de instrumentos para medición y control de todas las variables que afecten directamente la estabilidad o eficiencia del proceso deberán centralizarse en el cuarto de control.

Todas las señales de transmisores deberán ser eléctricas y la instrumentación eléctrica, se recomienda sea a prueba de explosión.

Además deberán proporcionarse conexiones de instrumentos en las tuberías de revestimiento y de producción, para proporcionar el monitoreo de presión y venteo adecuado.

Las conexiones de instrumentos secundarios sobre la cabeza del pozo que no estén protegidos por válvulas de paro de emergencia, las cuales deberán permanecer abiertas para monitoreo, deberán tener instalado un dispositivo de estrangulamiento para limitar el flujo no controlado de gas natural desde el pozo, ya sea en el caso de ruptura o falla en la tubería así como falla de instrumentos externos en las válvulas de la cabeza del pozo.

Además, la siguiente instrumentación deberá ser incluida como parte del sistema de control para monitorear las instalaciones de las cavernas de almacenamiento de sal. Cada uno de los siguientes instrumentos deberá ser conectado con una alarma:

- indicadores de flujo para gas natural y salmuera (para salmuera, solamente durante la etapa de lixiviación y primer llenado de gas natural).
- indicadores de presión para gas natural y salmuera localizados en la cabeza del pozo, (para salmuera, solamente durante la etapa de lixiviación y primer llenado de gas natural).

La planeación para las operaciones de disolución de la sal deberán desarrollarse mediante un plan de monitoreo para las cavernas. La información de monitoreo resultante deberá ser documentada y retenida en el sitio durante la vida de operación de almacenamiento.

Los operadores deberán conducir un monitoreo subterráneo como sea necesario. Este monitoreo deberá realizarse en el lugar en el mismo periodo del año para minimizar los efectos de la temperatura ambiente.

Finalmente será necesario realizar monitoreos de control de corrosión y deberá ser conducido para asegurar el adecuado sistema de protección catódico.

#### VI.4. Prevención y control de fuego.

Uno de los factores para la prevención de fuego, es la consideración del espaciamiento entre el equipo superficial permanente, es decir, las fuentes de ignición que estén localizadas dentro de 75 ft del pozo, deben ser protegidas de las fuentes flamables del gas. Si las fuentes de ignición se localizan dentro de 150 ft del pozo, deberán instalarse dispositivos de seguridad, para contrarrestar y evitar un posible fuego.

Todos los quemadores y área de los sitios del pozo deberán estar libres de vegetación y materiales combustibles en todo momento.<sup>(2)</sup>

Los edificios que contienen fuentes flamables de gas deberán ser construidos de acuerdo a los códigos de construcción de los edificios federales y estatales y sus regulaciones.

Se deberán instalar y distribuir detectores de mezclas explosivas en las áreas de la estación de compresión de gas natural, torre deshidratadora, trampa de diablos, filtros de gas y en las áreas donde se controle el manejo de gas natural. La detección de alta concentración de mezclas explosivas en el área, deberá activar automáticamente el sistema de protección contraincendio correspondiente y los sistemas de alarma general de la instalación.

También deberán instalarse detectores de fuego tipo UVIR (emisiones ultravioleta/emisiones de radiación infrarroja), en el área de compresión de gas natural y torre deshidratadora. La detección de fuego activará automáticamente los sistemas de protección contraincendio correspondientes al área en problemas y los sistemas de alarma general de la instalación.

Todo el personal directamente involucrado en el mantenimiento y operación de las instalaciones de almacenamiento subterráneo, deberá ser capacitado correctamente en cuanto a la seguridad de la planta y prevención contra el fuego.

Los operadores deberán desarrollar un plan de emergencia contra accidentes, que involucre emisiones de gas natural o salmuera, fallas en los equipos, y todo tipo de riesgos que puedan causar daños a terceros. Este plan deberá ser documentado, deberá incluir reglas y responsabilidades, procedimientos de la respuesta a la emergencia; capacitación, prueba, y la implementación de requerimientos necesarios para su ejecución. El plan deberá ser revisado y probado.

#### VI.5 Sistema de Quemador.

Es recomendable instalar y diseñar un sistema de quemador como el que se muestra en la figura No. 10, cuya función será recolectar y quemar los gases combustibles que pueda liberar el sistema de gas natural. Es necesario considerar en el diseño del sistema de quemador, el manejo del volumen de gas que tendrá que ser venteado en situaciones de paro de emergencia.

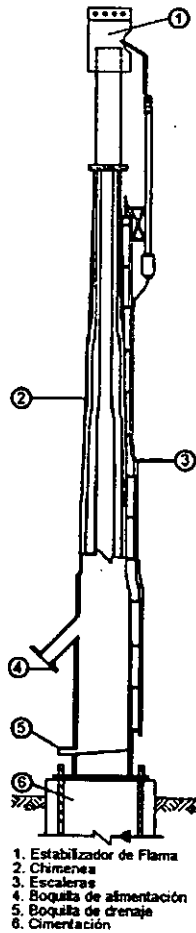
La capacidad del quemador será aquella que se requiera entre el tiempo de cierre de la cabeza del pozo y el paro del llenado de producto, y la capacidad

del quemador que exista entre el tiempo de sensar una sobrepresión en la tubería de producción y la apertura de la válvula de seccionamiento en la cabeza del pozo. Es recomendable que el quemador cumpla con los siguientes requisitos:

- la línea de flujo deberá terminar con sello vertical lo suficientemente alto y con un diámetro adecuado, para prevenir el retroceso de la flama y el apagado. Además asegurar que el calor generado alrededor de la base no produzca daño al personal o exceder las especificaciones del fabricante, para cualquier equipo que este situado allí o para cualquier protección que deba ser instalada.
- el quemador deberá ser prendido automáticamente con un medio adecuado, para ayudar a que la flama no se extinga.
- el quemador deberá contar con un recipiente separador y colector de líquidos, para prevenir que los líquidos se descarguen o lleguen a la flama.
- la vegetación deberá ser eliminada en la vecindad del quemador a un radio de dos a ocho veces la altura de la chimenea.



FIGURA 10. ESQUEMA DE QUEMADOR



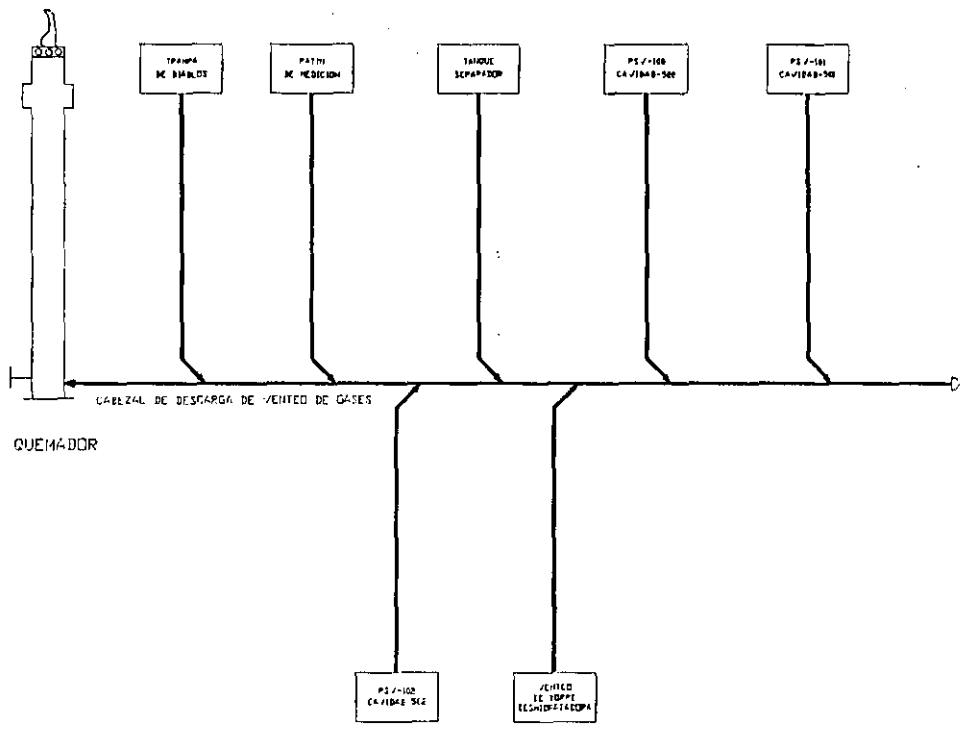
#### VI.6. Señales de identificación y advertencia.

Las medidas de seguridad, que deben ser consideradas en la instalación son:

- utilizar cercas tipo malla de 6 ft por lo menos o mayores.
- candados en puertas.
- iluminación de seguridad y/o sistemas de alarma, que deban ser considerados para los pozos y las instalaciones de almacenamiento de las cavernas de sal impidiendo el acceso no autorizado y proteger al personal.

NOTAS

1.- ESTE VENTED ESTARA LO MAS ALEJADO POSIBLE DE LAS INSTALACIONES, EN EL PUNTO MAS ELEVADO DE LA ZONA.



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO  
FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES CUERNAVACA  
ESQUEMA DEL SISTEMA  
DE QUEMADOR

Las cercas que rodean los pozos de las instalaciones de almacenamiento de la caverna de sal, deberán tener por lo menos dos puertas localizadas para proporcionar un escape separado y conveniente hacia un lugar seguro.

Instalar señales de identificación permanentes, nombres de las instalaciones de almacenamiento, cliente, y número telefónico con el cual se podrán comunicarse en casos de emergencia; deberán estar escritos claramente y en un lugar visible.<sup>(16)</sup>

En áreas que puedan contener acumulaciones de gases peligrosos o nocivos, deberán mostrarse símbolos apropiados de señales de emergencia.

La inspección de la cabeza de pozo y la tripulación de mantenimiento, deberá tener acceso a una comunicación directa con conexión a la sala de control, vía teléfono o a través de radio.

## **CONCLUSIONES**

## **VI. CONCLUSIONES**

El gran crecimiento del consumo de gas natural a nivel nacional, que estima Petróleos Mexicanos para el período de 1997-2006, obliga a la industria petrolera, adoptar acciones relevantes, para la ampliación de la infraestructura de producción, transporte, distribución y almacenamiento de gas natural.

Actualmente, el desarrollo del mercado nacional de gas natural, comienza a ser preocupante, las autoridades gubernamentales de energía, reconocen que el desarrollo industrial en esta área es limitado, a través de la siguiente declaración:

"Probablemente, en nuestro país no se le ha dado la importancia necesaria (al mercado nacional de gas natural); ya que no se canalizaron recursos financieros suficientes, para desarrollar la infraestructura del almacenamiento y transporte del hidrocarburo, quemando un porcentaje muy importante de producción."

Se estima que el consumo nacional promedio de gas natural sea del orden de 168923.7 millones de metros cúbicos, para el período de 1997-2006; incrementándose en un 96.77% del consumo nacional promedio del período 1991-1996. Este incremento es enorme, cuando no se cuenta con la infraestructura para cubrir esta demanda.

Pero una luz alentadora, implica diseñar las instalaciones de almacenamiento de gran capacidad, alta eficiencia operativa y bajos costos de construcción y mantenimiento, de tal forma que el almacenamiento de gas natural en domos salinos, es una opción técnica-económica viable en nuestro país.

Se cuenta con diversos centros de producción y distribución de gas natural cercanos y estratégicamente localizados cerca de los domos de sal.

Petróleos Mexicanos tiene una amplia experiencia en la construcción, operación y mantenimiento, en las instalaciones de almacenamiento subterráneo de crudo, se conocen ampliamente sus bondades técnicas-económicas-impacto ambiental y en cada uno de los conceptos anteriores, el balance es positivo, para la industria petrolera nacional.

Como una recomendación del presente trabajo, surge la propuesta del diseño del almacenamiento subterráneo de gas natural en domos salinos, que cubra en una primera etapa la producción de la zona centro, con la intención de liberar en forma gradual la saturación de los ductos de transporte de gas, hacia el centro y norte del país.

También, este almacenamiento subterráneo debe interconectarse a la red de transporte, de la zona sur, para que en caso de emergencia, respalde el suministro a los diversos usuarios de la región.

En una segunda etapa de diseño, deberá ampliarse la capacidad de almacenamiento para cumplir en forma continua, la demanda de la zona centro y sur.

En la zona norte, la situación de suministro de gas natural en los próximos años, es más alentador, ya que la demanda se puede cubrir ampliamente con la producción futura de la región de Burgos.

Actualmente, es importante considerar el impacto ambiental que ocasiona la combustión de ciertos combustibles utilizados por los diferentes sectores de la industria, en la Zona Metropolitana y Valle de México. Es por esto, que es importante considerar la conversión total en las industrias que emplean estos combustibles a gas natural, debido a que es considerado como uno de los más limpios.

Debido a este incremento, es importante contar con capacidad adicional, en el almacenamiento de gas natural, que permita dar mayor flexibilidad en la distribución a las áreas de comercialización. De acuerdo a los distintos puntos que se analizaron a través de este trabajo, se concluyó que de los distintos tipos de almacenamiento, el más factible era el almacenamiento de gas natural en domos de sal, por las ventajas que presenta respecto a los distintos tipos de almacenamiento; como son el almacenamiento superficial, en campos agotados de petróleo, minas en roca, etc.

Es importante mencionar que el almacenamiento subterráneo de gas natural en domos de sal, se diseñan para volúmenes menores, en comparación al almacenamiento en campos agotados, pero ofrecen una flexibilidad operativa importante, realizando la inyección y extracción del producto, en períodos de tiempo reducido, del orden de unas cuantas horas y hasta 5 o 10 días de operación.

Este tipo de almacenamiento se concibe generalmente para proporcionar un medio idóneo para balancear la producción diaria, semanal o mensual de gas natural, en un país productor o consumidor.

Las cavidades de almacenamiento de gas natural en domos de sal, como se mencionó en el capítulo cinco, se diseñan para obtener generalmente un volumen útil promedio por cavidad de 30 a 60 MMm<sup>3</sup>, bajo este contexto se pueden construir diversas cavidades para obtener la capacidad total de gas natural que se requiera almacenar.

**ESTA TESIS NO DEBE  
SALIR DE LA BIBLIOTECA**

# BIBLIOGRAFÍA

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

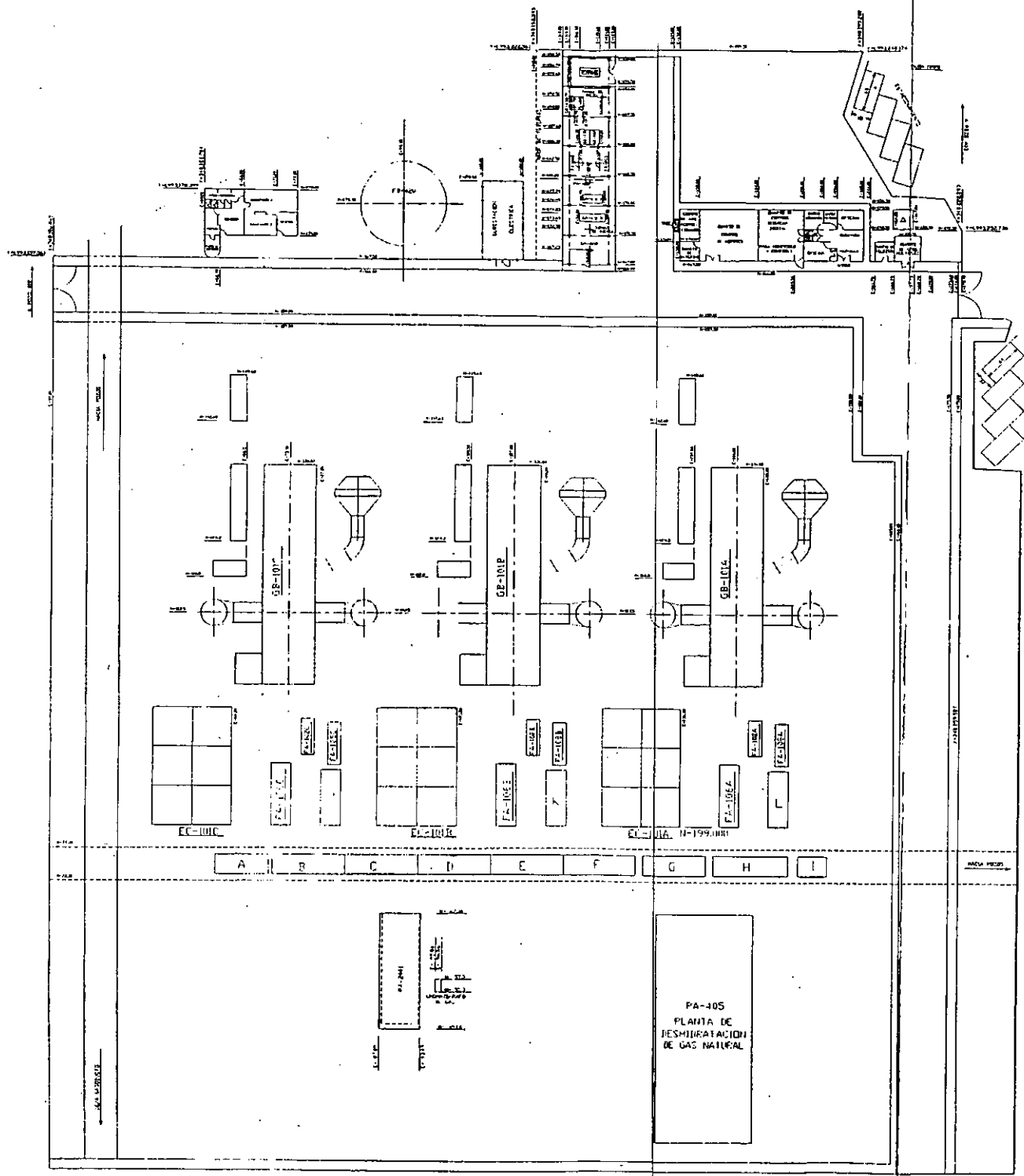
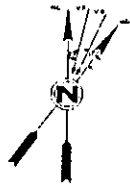
1. API RP 1114. "Design of Solution Mined Underground Storage Facilities"  
First edition, 1997.
2. API RP 1115. "Operation of Solution Mined Underground Storage Facilities"  
First edition, 1994.
3. Arellano Moreno Jazmín. Tipos de cementos para pozos petroleros  
Tesis Profesional  
UNAM Facultad de Química; 1996.
4. Blumenkron F. Fernando. Manual de Instalaciones para Gas L. P. y Natural  
Mayo, 1976.
5. Colín Flores, Carlos Gabriel. Almacenamiento de Petróleo Crudo en Cavemas Minadas  
Tesis Profesional  
UNAM Facultad de Química; 1990.
6. Esperon L. N. "Estudio Monográfico de Gas Natural"  
Tesis Profesional  
UNAM; Febrero, 1984.
7. Martínez Aguilar Salvador. Perforación de pozos en domos salinos para almacenamiento de crudo  
Tesis Profesional  
UNAM Facultad de Ingeniería, 1988.
8. Martínez Rodríguez Juan Manuel. Diseño de almacenes en domos salinos  
Tesis profesional  
UNAM Facultad de Ingeniería; 1986.
9. Perry Robert H. & Chilton Cecil H. Biblioteca del Ingeniero Químico  
Mc Graw-Hill.



10. Pascal R.Andre. Regulatory Reform in Mexico Natural Gas Sector  
Ed., 1996  
167 p.
  
11. Sanchez Urgell Adrián. Consideraciones y Alternativas de almacenamiento de Gas L P  
Tesis Profesional  
UNAM Facultad de Ingeniería, 1978.
  
12. Tek M. R. Underground Storage of Natural Gas, Theory and Practice  
Centre for Petroleum Engineering  
389 p.
  
13. Vázquez Jiménez Tomás. Breve estudio de domos salinos  
Tesis Profesional  
UNAM Facultad de Ingeniería; 1978.
  
14. Varios autores. La Energía en México. Asociación Mexicana para la Economía Energética A. C.  
Primera edición, 1996  
409 p.
  
15. Varios autores. Manual de Transferencia de Tecnología para Almacenamiento de Crudo  
Instituto Mexicano del Petróleo, 1985.
  
16. Various authors. Natural Gas Storage in Salt Caverns  
Committee of the Interstate Oil and Gas  
First Edition, October 1995  
46 p.
  
17. Various authors. Natural Gas Underground Storage Inventory and Deliberability  
Pennwell, Publishing  
September, 1996.  
375 Pages

18. Various authors. Underground Storage in Mexico  
Kavemen Baau-und Betriebs-GMBH (KBB)  
104 p.
  
19. Prospectiva del Mercado de Gas Natural 1997-2006  
<http://www.energía.gob.mx/secc1.htm>.

# ANEXO



**LISTA DE EQUIPO**

DESCRIPCION	CANTIDAD	ESPECIFICACIONES
FA-102	1	COMPRESOR DE AIRE DE INSTRUMENTOS
FA-103	1	ALUMBRADO DE AIRE DE PLANTA
FA-104	1	TANQUE PARA AGUA CONTRAFUEGO
FE-105	1	CISTERNA PARA AGUA DE ENFRIAMIENTO
GA-106	1	BOMBA DE SALMERA PARA TRAZADO DE LAS LP
GA-107	1	BOMBA PARA AGUA CONTRA FUEGO
GA-108	1	BOMBA REFRIGERADORA DEL CONTRAFUEGO
GA-109	1	BOMBA PARA AGUA DE ENFRIAMIENTO
GA-110	1	COMPRESOR DE AIRE DE INSTRUMENTOS
GA-111	1	COMPRESOR DE AIRE DE PLANTA
PA-112	1	SECADOR DE AIRE DE INSTRUMENTOS
PA-113	1	PANEL DE MONITOR
GB-114	1	COMPRESOR DE GAS NATURAL
PA-115	1	PLANTA DE RESPIRACION DE GAS NATURAL

INSTRUMENTOS Y EQUIPO INDUSTRIAL  
 DISEÑADO POR EL INGENIERO  
 EN LA ESCUELA DE INGENIERIA  
 DE LA UNIVERSIDAD NACIONAL  
 DE LA PLATA, ARGENTINA

PA-2001  
 ESTACION DE MEDICION  
 DE GAS ANALISIS  
 CAP. 801-1007 MEXICO

NOTAS

1.- SISTEMA DE ANALISIS DE LA CORRIENTE DE GAS TIPO CRO-  
 MATOGRAFICO CON EL CUAL SE DETERMINARA LA CALIDAD DE  
 ESTA CORRIENTE, SU GRAVEDAD ESPECIFICA Y SU PODER  
 CALORIFICO ESTE EQUIPO DEBERA COMPLETAR CON LA INSTRU-  
 MENTACION Y ACCESORIOS NECESARIOS PARA REALIZAR EL  
 MUESTREO AUTOMATICO.

