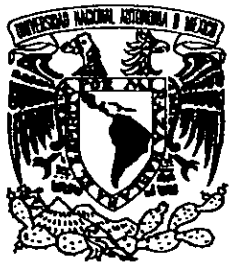


25

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO



FACULTAD DE INGENIERÍA

“SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE
HIDROCARBUROS”

TESIS PROFESIONAL
QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A N:

289376
975682

PEREZ PINTO JORGE ALBERTO
RAMOS VIEYRA LEOBARDO
VARGAS RUÍZ HUGO EDUARDO

DIRECTOR DE TESIS: ING. CARLOS LIRA SIL



MÉXICO, D.F.

FEBRERO 2001



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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



UNIVERSIDAD NACIONAL
AVENIDA DE
MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION
60-I-012

SR. JORGE ALBERTO PEREZ PINTO
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Ing. Carlos Javier Lira Sil y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE HIDROCARBUROS

- I INTRODUCCION
- II CONCEPTOS GENERALES
- III TANQUES DE ALMACENAMIENTO
- IV BUQUES TANQUE O BUQUES CISTERNA
- V ALMACENAMIENTOS SUBTERRANEOS
- VI CONCLUSIONES
BIBLIOGRAFIA

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

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

Atentamente

"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"

Cd. Universitaria, D. F., a 11 de enero de 2001

EL DIRECTOR



ING. GERARDO FERRANDO BRAVO

GFB*RLLR*gtg

P



REPUBLICA NACIONAL
AZTECA
MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION
60-I-013

SR. LEOBARDO RAMOS VIEYRA
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Ing. Carlos Javier Lira Sil y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE HIDROCARBUROS

- I INTRODUCCION**
- II CONCEPTOS GENERALES**
- III TANQUES DE ALMACENAMIENTO**
- IV BUQUES TANQUE O BUQUES CISTERNA**
- V ALMACENAMIENTOS SUBTERRANEOS**
- VI CONCLUSIONES**
- BIBLIOGRAFIA**

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

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

Atentamente

"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"

Cd. Universitaria, D. F., a 11 de enero de 2001

EL DIRECTOR

ING. GERARDO FERRANDO BRAVO

GFB*RLLR*gtg



UNIVERSIDAD NACIONAL
AVENIDA DE
MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION
60-I-014

SR. HUGO EDUARDO VARGAS RUIZ
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Ing. Carlos Javier Lira Sil y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE HIDROCARBUROS

- I INTRODUCCION
- II CONCEPTOS GENERALES
- III TANQUES DE ALMACENAMIENTO
- IV BUQUES TANQUE O BUQUES CISTERNA
- V ALMACENAMIENTOS SUBTERRANEOS
- VI CONCLUSIONES
BIBLIOGRAFIA

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

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

Atentamente
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"
Cd. Universitaria, D.F., a 11 de enero de 2001
EL DIRECTOR

ING. GERARDO FERRANDO BRAVO

GFB*RLLR*gtg
P

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
FACULTAD DE INGENIERIA
DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIA DE LA TIERRA
SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE HIDROCARBUROS

TESIS PRESENTADA POR:

PEREZ PINTO JORGE ALBERTO 08354028-4

RAMOS VIEYRA LEOBARDO 07910694-0

VARGAS RUIZ HUGO EDUARDO 08540206-5

DIRIGIDA POR:

ING. CARLOS LIRA SIL

JURADO DEL EXAMEN PROFESIONAL

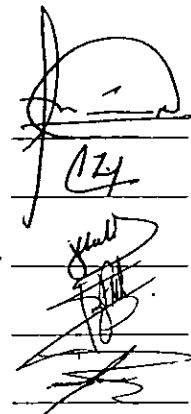
PRESIDENTE: M.I. NESTOR MARTINEZ ROMERO

VOCAL: ING. CARLOS LIRA SIL

SECRETARIO: M.I. JOAQUIN MENDIOLA SANCHEZ

1er. SUPLENTE: M.I. JOSE MARTINEZ PEREZ

2do. SUPLENTE: ING. JESUS RODRIGUEZ ROMAN



Handwritten signatures of the jury members, including the President (Nestor Martinez Romero), the Vocal (Carlos Lira Sil), and the Secretaries (Joaquin Mendiola Sanchez, Jose Martinez Perez, and Jesus Rodriguez Roman). The signatures are written over horizontal lines.



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION
60-I-012

SR. JORGE ALBERTO PEREZ PINTO
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Ing. Carlos Javier Lira Sil y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE HIDROCARBUROS

- I INTRODUCCION
- II CONCEPTOS GENERALES
- III TANQUES DE ALMACENAMIENTO
- IV BUQUES TANQUE O BUQUES CISTERNA
- V ALMACENAMIENTOS SUBTERRANEOS
- VI CONCLUSIONES
BIBLIOGRAFIA

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

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

Atentamente

"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"

Cd. Universitaria, D. F., a 11 de enero de 2001

EL DIRECTOR


ING. GERARDO FERRANDO BRAVO

GFB*RLLR*gtg

P



LIBERTAD NACIONAL
AZTEMA LI
MEZCO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION
60-I-013

SR. LEOBARDO RAMOS VIEYRA
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Ing. Carlos Javier Lira Sil y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE HIDROCARBUROS

- I INTRODUCCION
 - II CONCEPTOS GENERALES
 - III TANQUES DE ALMACENAMIENTO
 - IV BUQUES TANQUE O BUQUES CISTERNA
 - V ALMACENAMIENTOS SUBTERRANEOS
 - VI CONCLUSIONES
- BIBLIOGRAFIA

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

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

Atentamente

"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"

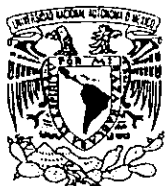
Cd. Universitaria, D. F., a 11 de enero de 2001

EL DIRECTOR

~~ING. GERARDO FERRANDO BRAVO~~

GFB*RLLR*gtg

R



UNIVERSIDAD NACIONAL
AVENIDA FI
MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION
60-1-014

SR. HUGO EDUARDO VARGAS RUIZ
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Ing. Carlos Javier Lira Sil y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE HIDROCARBUROS

- I INTRODUCCION
 - II CONCEPTOS GENERALES
 - III TANQUES DE ALMACENAMIENTO
 - IV BUQUES TANQUE O BUQUES CISTERNA
 - V ALMACENAMIENTOS SUBTERRANEOS
 - VI CONCLUSIONES
- BIBLIOGRAFIA

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

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

Atentamente
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"
Cd. Universitaria, D.F., a 11 de enero de 2001
EL DIRECTOR

ING. GERARDO FERRANDO BRAVO

GFB*RLLR*gtg

P

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
FACULTAD DE INGENIERIA
DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIA DE LA TIERRA
SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE HIDROCARBUROS

TESIS PRESENTADA POR:

PEREZ PINTO JORGE ALBERTO	08354028-4
RAMOS VIEYRA LEOBARDO	07910694-0
VARGAS RUIZ HUGO EDUARDO	08540206-5

DIRIGIDA POR:

ING. CARLOS LIRA SIL

JURADO DEL EXAMEN PROFESIONAL

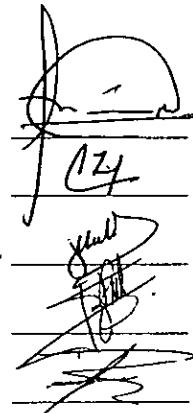
PRESIDENTE: M.I. NESTOR MARTINEZ ROMERO

VOCAL: ING. CARLOS LIRA SIL

SECRETARIO: M.I. JOAQUIN MENDIOLA SANCHEZ

1er. SUPLENTE: M.I. JOSE MARTINEZ PEREZ

2do. SUPLENTE: ING. JESUS RODRIGUEZ ROMAN



Handwritten signatures of the jury members, including the President (Nestor Martinez Romero), the Vocal (Carlos Lira Sil), and the Secretaries (Joaquin Mendiola Sanchez, Jose Martinez Perez, and Jesus Rodriguez Roman). The signatures are written over horizontal lines.

A DIOS NUESTRO SEÑOR
Por darnos la sabiduría para llegar a buen término
nuestros estudios sin perder nunca la fe
AMÉN

A la Universidad Nacional Autónoma de México
Y en especial a la Facultad de Ingeniería.
Mi alma Mater.

Al Ingeniero Carlos Lira Sil
Con agradecimiento y admiración por su apoyo
desinteresado, dirección, consejos y constante
disponibilidad para la elaboración de este trabajo.

A nuestros profesores de la Facultad de Ingeniería
con quienes compartimos esta etapa, por su ayuda desinteresada
y su buena voluntad mostrada.

A nuestros compañeros Miguel Ángel Centellano, Fidel Rosales,
Moisés Cruz, Miguel Hidalgo, José Ángel Cigarroa, Alfonso Urriza,
Javier Guzmán, Saúl Villalobos, Saúl Gómez, Daniel Germán,
Gerardo Alonso, Carlos Correa, Eduardo y Cecilia Gálvez Coeto,
Eduardo Páez, Miguel Jiménez, Marco Antonio Jiménez,
David Duran, Marcelino Flores, Luz Islas, Jesús Cervantes,
Jesús Ortiz, Emilio Pineda, Arturo Torres, Jacqueline Vilchis
Isaac Mendoza, Luis Martínez, Marcos Ramírez,
José Luis González y demás compañeros que se nos olvidan.

A los(as) Oficinistas de
Servicios Escolares
por su gran apoyo.

HUGO, JORGE Y LEOBARDO

A Mis Padres por darme la vida y saber guiarme por el mejor camino de la vida, gracias por su apoyo incondicional en todo momento, tanto en los buenos momentos como en los malos donde recibí su comprensión e impulso por seguir adelante a pesar de los obstáculos, mil gracias por darme el ánimo de continuar hasta el fin, que hoy ha llagado.

A MI PADRE.

Que aunque hoy no está conmigo lo recuerdo siempre siguiendo los consejos que me dio y que a pesar del tiempo siempre estará en mi mente.

A MI MADRE.

Que siempre me apoyó y deseó que llegara este momento dándome su amor y comprensión. Ahora con tu apoyo lo he logrado y te dedico esta victoria que siempre será tuya también.

Su hijo que los quiere HUGO EDUARDO

A MI ESPOSA.

Que siempre con su amor me dio las fuerzas para seguir sin dejarme derrotar ante los problemas surgidos, comprendiéndome en los momentos de flaqueza ayudándome a continuar con este sueño que por fin se ha hecho realidad y que hoy lo comparto contigo. Gracias por todo el apoyo, por haber creído en mí y estar siempre a mi lado luchando juntos. Porque este triunfo es de los dos.

Te ama tu esposo EDUARDO

A MIS HIJOS BRENDA ESTHER Y JOSE EDUARDO

Quienes fueron el motivo más grande. Que este esfuerzo les sirva de ejemplo para luchar por su futuro hasta ver alcanzadas sus metas, librando cualquier obstáculo con sabiduría y persistencia.

Los quiere su PAPA

A MI ABUELITA.

Por sus sabios consejos y el apoyo incondicional que siempre me dio, Ahora cumplo con su sueño que depositó en mi y que hoy se convierte en realidad.

GRACIAS ABUE

A MIS HERMANOS

Que siempre confiaron en mi y siguieron junto a mi en todo momento sin importar nunca nada, dándome fuerzas para seguir, esperando que sigan el ejemplo de luchar siempre para conseguir lo que se proponen peleando contra viento y marea.

Los quiere su hermano HUGO

A MI TIO EL DR. ANTONIO MADRID

Que por su apoyo y persistencia nunca me dejó desviar el camino, insistiendo siempre en seguir y culminar lo que hoy he logrado.

Gracias VIEJITO

A MIS TIOS(AS) Y PRIMOS(AS).

Que siempre me apoyaron para culminar y hacer realidad el sueño logrado y que quiero compartir con todos ustedes.

Gracias

A MIS COMPAÑEROS DE TESIS JORGE Y LEO.

Que siempre me apoyaron para poder lograr esto que hoy es nuestro y nadie nos lo puede quitar, que lucharon junto conmigo a pesar de los problemas surgidos pero que supimos resolver.

Su amigo siempre HUGO.

HUGO EDUARDO VARGAS RUÍZ

A mis padres.

Hermilo Ramos Díaz y Zenaida Vieyra Calderón, por inculcarme la honradez, el trabajo y por darme la mejor herencia que es el estudio, les agradezco con todo cariño y respeto que se merecen.

A mis hermanos.

Humberto, Juan Manuel, José Guadalupe, Gabriel, Francisco, Guadalupe, José, Martina, Leticia, por alentarme para que terminara la carrera de Ingeniero Petrolero y muy especialmente a mi hermano David le doy las gracias por su apoyo.

A mi esposa e hija.

Martha Hernández Olivares y Yessica Sarai Ramos Hernández, por su amor, apoyo y comprensión.

A mis compañeros de Tesis.

Jorge Alberto Pérez Pinto y Hugo Eduardo Vargas Ruiz, que me apoyaron, confiaron en mi para la elaboración de este trabajo.

A mis amigos.

Ernesto, Raymundo, Alfonso, Tomas, Marcos, Francisco, Jesús, Juan, José, Nicolás, Raúl, Fidel, a quienes siempre los llevare dentro de mis recuerdos por la gran amistad que me brindaron.

A mis familiares.

Tíos(as), primos(as), suegra, cuñadas(os), sobrinos(as), por ofrecerme su amistad, cariño y respeto.

GRACIAS

LEOBARDO RAMOS VIEYRA.

ÍNDICE

SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE HIDROCARBUROS

		<u>Pág.</u>
CAPÍTULO I	INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO II	CONCEPTOS GENERALES	5
CAPÍTULO III	TANQUES DE ALMACENAMIENTO	11
III.1.	TANQUES DE ALMACENAMIENTO ATMOSFÉRICO PARA CRUDO	13
III.1.1	CIMENTACIONES	20
III.1.1.1	CIMENTACIÓN SOBRE EL MURO ANULAR DE CONCRETO REFORZADO.	22
III.1.1.2	CIMENTACIÓN SOBRE ZAPATA ANULAR DE GRAVA O ROCA TRITURADA	23
III.1.2	MATERIALES	24
III.1.3	FABRICACIÓN	26
III.1.4	DISPOSITIVOS DE VENDEO	31
III.1.5	CONEXIONES Y ACCESORIOS	32
III.1.6	MONTAJE	33
III.1.7	INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO	35
III.1.7.1	OBJETO DE LA INSPECCIÓN	35
III.1.7.2	FRECUENCIA.	36
III.1.7.3	TRABAJOS PREVIOS	37
III.1.7.4	MÉTODOS	38

III.1.7.4.1 INSPECCIÓN EXTERIOR EN SERVICIOS.	38
III.1.7.4.2 INSPECCIÓN EXTERIOR DE TANQUES FUERA DE SERVICIO	41
III.1.7.4.3 INSPECCIÓN INTERIOR	43
III.1.7.4.4 PRUEBAS PARA LA DETECCIÓN DE FUGA.	45
III.1.7.4.5 PRUEBA PARA COMPROBAR LA FLOTACIÓN.	46
III.1.7.5 LIMITES DE FUNCIONABILIDAD O RETIRO.	47
III.1.7.5.1 LÍMITE DE CORROSIÓN.	47
III.1.7.5.2 ESPESOR MÍNIMO DE PLACA O LÍMITE DE RETIRO.	48
III.2 ALMACENAMIENTO DE GAS	50
III.2.1 DISEÑO.	51
III.2.2 CIMENTACIÓN.	52
III.2.3 MATERIALES.	53
III.2.4 FABRICACIÓN.	54
III.2.5 DISPOSITIVOS PARA RELEVO DE PRESIÓN.	56
III.3 SISTEMAS DE SEGURIDAD	57
III.3.1 MEDIDAS GENERALES DE PRECAUCIÓN.	60
III.3.2 VIGILANCIA DEL PERSONAL QUE PENETRA A LOS RECIPIENTES.	63
III.3.3 ALGUNAS REGLAS ÚTILES	65
III.3.4 HIGIENE GENERAL	65
III.3.5 TANQUES CON CRUDO SIN ETILO	65

CAPÍTULO IV	BUQUES TANQUE O BUQUE CISTERNA	67
IV.1	CLASES DE BUQUE	69
IV.1.1	PETROLERO.	69
IV.1.1.1	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS.	71
IV.1.1.2	RIESGOS DE INCENDIO.	72
IV.1.2	GASERO.	75
IV.1.2.1	BUQUES PRESURIZADOS.	77
IV.1.2.2	BUQUES SEMIREFRIGERADOS.	77
IV.1.2.3	BUQUES REFRIGERADOS	78
IV.1.2.4	BUQUES DE ETILENO	79
IV.1.2.5	BUQUES DE GAS NATURAL LICUADO (GNL).	80
IV.2	RIESGOS DE ALMACENAJE MARÍTIMO	81
IV.3	SEGURIDAD Y PREVENCIÓN DE INCENDIOS	85
IV.3.1	MÉTODOS DE PREVENCIÓN	86
IV.3.2	ELECTRICIDAD ESTÁTICA COMO ORIGEN DE INCENDIOS	96
IV.3.2.1	RIESGO CON LA ELECTRICIDAD ESTÁTICA	97
IV.3.2.2	PRECAUCIONES	98
IV.3.3	SISTEMAS CONTRAINCENDIOS	100
IV.3.3.1	TIPOS DE INCENDIOS	101
IV.3.3.2	BOMBAS DE AGUA CONTRA-INCENDIO.	101
IV.3.3.3	RED DE TUBERÍAS.	102

IV.3.3.4	HIDRANTES, MONITORES Y MANGUERAS.	103
IV.3.3.5	SISTEMAS DE ROCIADORES DE AGUA.	104
IV.3.3.6	SISTEMA CONTRA INCENDIO A BASE DE ESPUMA.	104
IV.3.3.7	SISTEMA CONTRA INCENDIO A BASE DE ANHÍDRIDO CARBÓNICO (CO ₂).	106
IV.3.3.8	SISTEMA CONTRA INCENDIO CON GAS HALÓN.	109
IV.3.3.9	SISTEMA CON POLVO QUÍMICO SECO.	110
IV.3.3.10	EQUIPO AUXILIAR CONTRA INCENDIO.	113
IV.3.3.11	PROCEDIMIENTO EN CASO DE INCENDIO	113
IV.4	TIPOS DE CONEXIONES PARA CARGAS Y DESCARGAS	115
CAPÍTULO V	ALMACENAMIENTOS SUBTERRÁNEOS	121
V.1	TIPOS DE ALMACENAMIENTOS SUBTERRÁNEOS	121
V.2	CRITERIOS DE SELECCIÓN DEL SITIO PARA LA UBICACIÓN DE ALMACENAMIENTO	131
V.2.1	FACTORES A CONSIDERAR PARA LA SELECCIÓN DEL SITIO	132
V.2.2	ESTUDIOS GEOTÉCNICOS	134
V.2.3	ESTUDIOS GEOFÍSICOS	135
V.2.4	ESTUDIOS SISMOLÓGICOS	135
V.2.5	COMPONENTES CRÍTICOS EN EL ALMACENAMIENTO DE GAS	136
V.3	CONSTRUCCIÓN Y OPERACIÓN	138
V.3.1	CAVERNAS SALINAS MINADAS POR DISOLUCIÓN (LIXIVIACIÓN).	138

V.3.2 ALMACENAMIENTO EN FORMACIONES POROSAS Y ACUÍFEROS.	145
V.3.3 TANQUES SUBTERRÁNEOS (TIPO BOTELLA).	155
V.3.4 ALMACENAMIENTO EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.	157
V.3.5 ACONDICIONAMIENTO DE MINAS ABANDONADAS.	157
V.3.6 CAVERNAS MINADAS EN ROCAS.	160
V.3.7 OPERACIÓN DEL ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO.	162
V.4 SEGURIDAD EN LAS INSTALACIONES	164
V.4.1 REGISTRO E INSPECCIÓN.	164
V.4.2 RIESGOS DURANTE LA EXPLOTACIÓN.	165
V.4.3 LINEAMIENTOS DE OPERACIÓN	168
V.4.4 MONITOREO	169
V.4.5 PREVENCIÓN Y CONTROL DE FUEGO	170
V.4.6 SISTEMA DE QUEMADOR.	172
V.4.7 REQUISITOS DEL QUEMADOR.	172
V.4.8 MEDIDAS DE SEGURIDAD QUE SE CONSIDERAN EN LA INSTALACIÓN.	173
CAPÍTULO VI CONCLUSIONES	174
APÉNDICE DE FIGURAS	185
APÉNDICE FOTOGRÁFICO	187
APÉNDICE DE TABLAS	189
BIBLIOGRAFÍA	191

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

El productor de petróleo y gas se enfrenta a la problemática de disponer de instalaciones de almacenamiento para encargarse de estos productos, luego de que llegan a la superficie; durante el tiempo que se somete al tratamiento para eliminar impurezas o mientras se entrega al comprador o la agencia de transporte. Esta necesidad de contar con una capacidad de almacenamiento se presenta tan pronto como los productos son llevados a la superficie y continúa durante la recolección, etapas de estabilización, deshidratación, medición y embarque.

El comprador proporciona los tanques de almacenamiento o depósitos para almacenar el aceite en tránsito (por ejemplo a los buques tanque) en terminales con instalaciones de embarque. También se proporciona almacenamiento por parte de la compañía de refinación en el extremo de entrega del oleoducto. Son diseñados grandes patios de tanques para este objeto y controlados por los interesados en el embarque o refinadores, con frecuencia tienen capacidad para almacenar millones de barriles de aceite o de pies cúbicos de gas.

Se han invertido grandes cantidades para suministrar esas instalaciones de almacenamiento y el equipo físico usado para este objeto debe diseñarse técnicamente y mantenerlo para dar seguridad máxima contra riesgo de incendio y explosión, reduciendo así las pérdidas que resultan por evaporación y derrames.

A nadie escapa la importancia que actualmente tiene para México la explotación de sus fuentes petroleras con fines de exportación. Razón por la cual, en los últimos años se decidió dar impulso a las instalaciones industriales y particularmente a las petroleras, con el objetivo de producir, conducir y almacenar petróleo crudo.

Dentro de las instalaciones industriales y las dedicadas al manejo de derivados del petróleo, los tanques de almacenamiento constituyen las más importantes, requiriendo de estudios especializados para lograr un buen funcionamiento, pero estos estudios se detallan más con el manejo de las instalaciones portuarias, que por sus características pueden originar un accidente.

El crecimiento del comercio petrolero internacional ha traído como consecuencia el empleo de embarcaciones de mayores dimensiones y la necesidad de instalaciones portuarias para una rápida recepción, carga y descarga del petróleo crudo y sus derivados; asociado a éstas se requieren facilidades terrestres para almacenamiento y manejo de las dimensiones planteadas que cada vez son mayores. Debido a esto ha surgido el almacenamiento subterráneo, principalmente en domos salinos, que dan los volúmenes necesarios y condiciones de almacenaje, para la mejor operación de los sitios de entrega.

Considerando las razones antes mencionadas se realizó el presente trabajo, que abarca los aspectos más importantes de cada tipo de almacenamiento existente (superficial, marítimo y subterráneo);

comparándolos para concluir con la mejor opción tanto técnica como económicamente.

La selección del tipo y tamaño del almacenamiento está regida por la relación producción-consumo, las condiciones ambientales, la localización del lugar y el tipo de fluido por almacenar. Existiendo una gran variedad y clasificación, habiéndolos tanto para almacenar productos líquidos como gaseosos.

Se inicia el capítulo II con una explicación de los conceptos generales para el mejor entendimiento del presente trabajo.

En el capítulo III se menciona el almacenamiento en tanques, considerando los detalles sobre su fabricación desde la preparación del terreno y su cimentación, mencionando los diferentes materiales usados, explicando el tipo de fabricación aplicada, comentando los dispositivos para su venteo, conexiones, accesorios hasta llegar al montaje de éste que puede ser prearmado o edificado en el lugar mismo; sin dejar de mencionar los aspectos más importantes sobre la inspección y mantenimiento, cuya importancia radica en el mantener los tanques por un mayor tiempo de vida. Clasificados tanto para líquidos como para gas y puntualizando los sistemas de seguridad empleados para este tipo de almacenamiento.

En el capítulo IV se refiere a los buques tanque o buques cisterna en el que nos enfocamos a las distintas clases que hay, dando más importancia a la seguridad y prevención de incendio debido al alto riesgo que se corre al ser almacenados los hidrocarburos que en ocasiones son muy volátiles y de un

alto índice de explosividad. Esta importancia se le atribuye a que en caso de siniestro en ocasiones es muy difícil el acceso a sistemas adicionales para sofocar los incendios o siniestros por el manejo complicado de estos sobre el mar, aunque en los buques tanque día a día se van mejorando los sistemas contra incendio. Finalmente se mencionan algunos tipos de conexiones para su carga y descarga.

En el capítulo V se entra al tema de almacenamiento subterráneo, puntualizando los tipos que existen considerando los criterios para la selección del sitio óptimo para ser ubicados, mencionando los principales tipos para la construcción y operación de estos; tomando en cuenta la seguridad que debe existir para evitar siniestros, aunque este tipo de almacenamiento llegue a ser el más seguro a pesar de las complicaciones que necesariamente conllevan. Estos almacenamientos son los que están en auge por sus ventajas y su relativo fácil manejo.

Por último en el capítulo VI se hace un análisis de los distintos tipos de almacenamiento, mencionando las ventajas y desventajas tanto técnicas como económicas que tienen entre ellos y planteando algunas recomendaciones que se consideran pertinentes para la optimización de los sistemas de almacenamiento existentes y enfatizando la importancia de estos en el futuro, para mejores rendimientos en la industria petrolera.

CAPITULO II

CONCEPTOS GENERALES

ACERO AL CARBÓN: Acero ordinario cuya composición es modificada, principalmente por carbono resultando un acero extradulce.

AMPOLLAMIENTO: Burbuja formada por aire o gas entre el centro del metal y su recubrimiento.

AMURA: Parte del buque que se empieza a estrechar para formar la proa.

ARRESTADORES DE FLAMA: Malla que se utiliza en los quemadores para dejar salir únicamente los vapores, deteniendo la flama.

BABOR: Lado izquierdo del buque mirando hacia al frente o a la proa.

BRIDAS: Aro partido en dos mitades que sirven para unir dos tubos o permiten sujetar.

BRIDAS CIEGAS: Ídem brida pero cerrada por uno de sus extremos.

COMBUSTIÓN: Acción de quemar o de consumir una cosa por el fuego. Es un fenómeno químico en el cual se combina el combustible y el oxígeno del aire para formar bióxido de carbono (en algunos casos se forma también monóxido de carbono, que es muy venenoso) y vapor de agua con desprendimiento de luz y calor.

COMPRESIBILIDAD: Propiedad de la materia a la cuál se debe que todos los cuerpos disminuyan de volumen cuando se les comprime o somete a una presión.

CONTACTO AGUA ACEITE: Es la interfase donde se juntan el agua y el aceite.

CRIOGÉNIA: Producción de temperaturas muy bajas.

CUNETA: Es un canal superficial que tiene la finalidad de recolectar pequeños derrames de los tanques para evitar que se extienda en toda el área interior del dique.

DENSIDAD: Es la relación que existe entre la masa de un cuerpo y el volumen que éste ocupa.

DESATRAQUE: Cuando la embarcación se separa del puerto donde se atracó.

DIESEL: Combustible especial para motores pesados.

DIFUSIBILIDAD: propiedad de los cuerpos de propagarse o expandirse en todos los sentidos.

DIQUE: Es el muro de contención o de seguridad que limita a uno o varios tanques con el objeto de evitar que se derrame y tener la posibilidad de recuperar el producto cuando se tengan derrames de consideración.

ESLORA: Máxima longitud del casco de un barco.

ESTANQUEIDAD: Pruebas a que se someten ciertos compartimientos del buque, introduciendo aire comprimido para apreciar el grado hermeticidad.

ESTRIBOR: costado derecho del buque para el observador que mira hacia la proa.

ETILENO: carburo de hidrógeno de fórmula $\text{CH}_2=\text{CH}_2$ presente en gas de alumbrado y en los gases residuales del cracking del petróleo.

EXPANSIBILIDAD: Susceptibilidad de los cuerpos a dilatarse o aumentar su volumen.

EXPLOSÍMETRO: Instrumento portátil para detectar la proporción de gas inflamable presente en la atmósfera.

EXTINTOR: Aparato cilíndrico que sirve para apagar los incendios y pueden ser de distintos materiales extinguidores.

FONDEO: Acción que se realiza para el registro de una embarcación por las autoridades fiscales del puerto.

GAS LICUADO DEL PETRÓLEO (LPG): Es el gas que tiene una presión de vapor menor a la del propano comercial.

GAS NATURAL: Mezcla de hidrocarburos de bajo peso molecular e impurezas de los yacimientos de donde se extrajo, compuesto principalmente de metano.

GUARNICIÓN: Tiene como finalidad evitar que se extienda en toda el área interior el dique los pequeños derrames de los tanques; éste se construye de concreto armado de 45 cm de altura, o bien, la altura que resulte para contener un 10 % de la capacidad del dique o tanques que limite.

HIDRANTE: Es un equipo que se conecta a las líneas de agua y se utiliza para contrarrestar el fuego.

IGNICIÓN: Acción en la que una fuente de calor enciende un combustible.

INTERFASE: Es el resultado de efectos moleculares en la superficie que separa a dos líquidos no miscibles.

JUNTAS CIEGAS: Pieza que se utiliza para unir dos tuberías sin permitir el paso de producto.

KEROSINA: Fracción del petróleo bruto que se destila entre 150 y 300 °C, intermedio entre la gasolina y el gasoil, de color amarillento.

LASTRADO: Es la nivelación del buque hasta la profundidad requerida.

LICUEFACCIÓN: Es la acción para la transformación de un sólido o de un gas a líquido. Todos los gases pueden ser licuados si se enfrían y comprimen.

LÍQUIDOS COMBUSTIBLES: Son aquellos cuyo punto de inflamación es de 38 °C (100 °F) o mayor. Se consideran productos combustibles los siguientes: Diáfano, tractomex, tractogas, diesel, combustóleo, asfalto, aceites, lubricantes, etc.

LIQUIDOS INFLAMABLES: Son todos aquellos que tengan una temperatura de inflamación menor de 60 °C (140 °F) y una presión absoluta de vapor que no exceda de 2.81 Kg/cm² (40 lb/pg²). Se consideran líquidos inflamables a

los siguientes productos: gasolinas, naftas, turbosina, metanol, etanol, tolueno, etc.

LIXIVIACIÓN: Es cuando un líquido pasa a través de una sustancia mineral u orgánica para extraer los componentes solubles.

LUMBRERAS: Escotilla para dar luz y ventilación a las cámaras camarotes y otros compartimientos de las embarcaciones cubiertas.

MANTO FREÁTICO: Capa del subsuelo que contiene agua y de espesor pequeño.

METANO: Es un gas incoloro que constituye el primer término de la serie de los hidrocarburos saturados y de fórmula CH_4 .

NAFTAS: aceites que provienen de aceites parafinicos biodegradados.

NIVEL FREÁTICO: Es la profundidad a la que se encuentra el manto freático.

OXIDACIÓN: Combinación del oxígeno con algún elemento o con un radical.

PAÑOLES: Compartimientos del buque en el cual se guardan los víveres, pertrechos, municiones, etc.

PERMEABILIDAD: Es la propiedad que tiene la roca de permitir el paso de un fluido a través de ella, cuando se encuentra saturada al 100 % del fluido se le llama absoluta y si es menor la saturación se le denomina como la permeabilidad del fluido medido.

PERMEABILIDAD RELATIVA: Es la relación que existe entre la permeabilidad del fluido y la permeabilidad absoluta.

PETRÓLEO CRUDO: Son una mezcla de hidrocarburos que tienen punto de ebullición debajo de $65.6\text{ }^{\circ}\text{C}$ (150°F), los cuales no se han procesado en una refinería.

PONTÓN: Anillo hueco colocado en el techo de los tanques que ayudan a su flotación, teniendo una total hermeticidad.

POPA: Parte posterior del casco de un buque, en la cual se halla el timón.

POROSIDAD: Es el espacio libre entre los granos de una roca donde se acumulan los fluidos.

PRESIÓN DE VACÍO: Es una presión menor que la atmosférica.

PROA: Parte delantera del casco de un buque, con la cual corta las aguas.

PROPANO: Hidrocarburo de fórmula $\text{CH}_3\text{-CH}_2\text{-CH}_3$, es un gas que a la temperatura y presión ordinaria se licua a -45°C y se solidifica a -189.9°C .

PUNTO DE EBULLICIÓN: Es la temperatura a la cual su presión de vapor iguala la externa ejercida sobre su superficie, se caracteriza por la formación de burbujas de vapor dentro del líquido que se elevan y escapan hacia la atmósfera.

RAMPA: Es una vía de acceso del personal con equipo portátil para el mantenimiento de los tanques.

RODA: Pieza que limita el casco de un buque a proa.

SALMUERA: Agua con alto contenido de sales en solución.

SENTINA: Parte de la embarcación, en el fondo de la bodega donde se acumula el agua que entra por las juntas del forro y desde la cual se extrae con bombas.

SISMICIDAD: Son las vibraciones de la corteza terrestre ejercidas por fuerzas internas.

SONDA: Es una cuerda que se utiliza para medir la profundidad del aceite en los tanques de almacenamiento.

TEMPERATURA DE AUTOIGNICIÓN: Es aquella en la cual la mezcla de vapores combustibles y aire se inflama sin necesidad de una fuente de ignición.

TEMPERATURA DE EBULLICIÓN: Es la temperatura a la cual un producto pasa del estado líquido a un estado gaseoso.

TEMPERATURA DE FORJA: Es la temperatura en la cual los metales se transforman a un estado plástico dándose forma.

TEMPERATURA DE IGNICIÓN: Es la temperatura a la cual se enciende y empieza a desprender vapor un combustible.

TEMPERATURA DE INFLAMACIÓN: Es aquella en la cual una sustancia combustible se enciende.

TOLDILLA: Cubierta superior que tienen ciertos buques a popa, sobre la cubierta principal.

VÁLVULA DE ALIVIO: Es un dispositivo de relevo automático de presión activado por una sobrepresión que rebasa su presión de calibración, abriendo proporcionalmente al incremento de la presión después de pasar por el punto de operación, también conocida como válvula de relevo.

VENTEO: Abertura por la cual se sacan los vapores de los tanques de almacenamiento.

VOLATILIDAD: Es la capacidad que tiene una sustancia para evaporarse a una temperatura relativamente baja.

YACIMIENTO: Es la porción de una trampa geológica que contiene hidrocarburos, la cual se comporta como un sistema intercomunicado hidráulicamente.

CAPÍTULO III

TANQUES DE ALMACENAMIENTO.

Con el transcurso del tiempo los tanques de almacenamiento se han clasificado de varias maneras.

Por ejemplo, algunos los clasifican por el tipo de unión de sus placas, techos, remaches, tornillos o soldadura, otros por el líquido que contienen como petróleo, gasolina, gas, etc., otra es la que adopta el Instituto Americano del Petróleo (API), que es el del uso que se le dé, ya sea para productos producidos o para almacenamiento de derivados.

La diferencia entre los tanques de producción y de almacenamiento, son las placas de acero usadas en su construcción, las placas de mayor espesor son usadas para resistir el gran diámetro y altura de los tanques de almacenamiento.

Los tanques son de gran utilidad en la industria ya que dan flexibilidad de operación. Se usan en refinerías y petroquímicas, ya que facilitan la reparación de instalaciones, sin afectar su producción y distribución de productos, en la producción primaria se utilizan cuando se tienen problemas de distribución o de condiciones meteorológicas adversas, en almacenamiento para eliminar impurezas y entregar el crudo con una mejor calidad.

Un mejor almacenamiento nos permitirá optimizar el manejo de productos intermedios y entregar los productos finales con calidad dentro de las especificaciones establecidas.

Así la industria cuenta con tanques para almacenar diferentes productos: materias primas, agua, productos finales, productos reprocesables, químicos, etc.

La clasificación para los tanques de almacenamiento de líquidos inflamables puede ser:

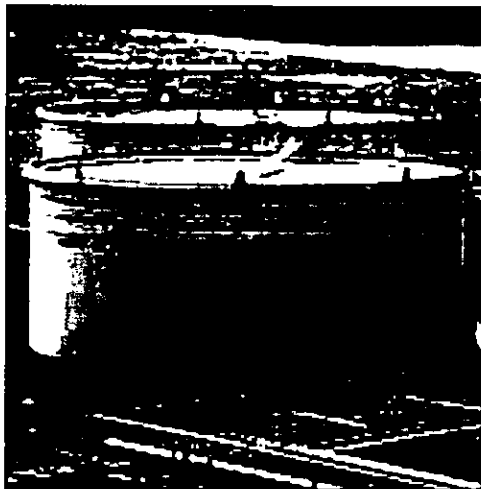
1. Tanques atmosféricos (atmospheric tanks), los cuales trabajan a presión de vapor de 1.0 lb/pg², menor a la atmosférica.
2. Tanques a baja presión (low pressure tanks), son los que trabajan con una presión de vapor menor a 15 lb/pg².
3. Recipientes bajo presión (pressure vessels), son tanques de forma esferoidal o tipo salchicha y trabajan a presiones mayores a 15 lb/pg².

Las medidas de seguridad para almacenar líquidos inflamables son determinadas por sus propiedades físicas (temperatura de ignición, ebullición y volatilidad de líquido).

III.1 TANQUES DE ALMACENAMIENTO ATMOSFÉRICOS PARA CRUDO

Los tanques atmosféricos están contruidos de diferentes materiales y tamaños. La volatilidad y presión del material almacenado es de gran importancia para determinar que tanques se van a usar.

Estos tanques trabajan a presiones aproximadas a la atmosférica, son usualmente contruidos de acero al carbón o de otros materiales no metálicos (concreto, fibra de vidrio) y pueden estar soldados, remachados o atornillados.



III.1.1 TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE CRUDO

Las especificaciones establecidas por PEMEX son las correspondientes al código API de las que se pueden mencionar las siguientes:

- API estándar 12-B; especificación para tanques de producción atornillados.
- API estándar 12-D; especificaciones para tanques de producción soldados de gran tamaño.
- API estándar 650; especificaciones para tanques de acero soldados para almacenar hidrocarburos.
- API estándar 620; reglas recomendadas para el diseño y construcción de grandes tanques de almacenamiento a baja presión.

Todos los tanques cuentan con equipo auxiliar especial (medidores, sistemas de relevo, venteo, escaleras, plataformas, registros, etc.) y en su caso pueden estar aislados térmicamente.

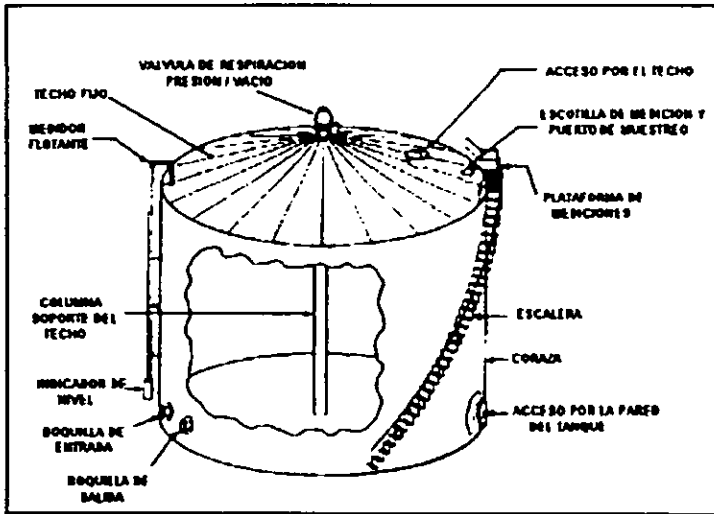
Para entender el término tanque atmosférico, podemos decir que almacenan crudo con una presión real menor a la atmosférica, por lo tanto estos tanques no podrán almacenar productos que tengan una presión mayor, entre los que se encuentran: gases licuados, naftas, etc. Pero podrán almacenar crudo, gasolinas, queroseno, diesel y otros productos químicos.

Existen muchos tipos de tanques atmosféricos y que a su vez pueden ser verticales y horizontales.

TANQUES DE TECHO FIJO

Consiste de un recipiente de coraza cilíndrica de acero la cual se encuentra permanentemente fija a una cúpula que puede variar en diseño.

Se encuentran comúnmente equipados con un venteo de presión/vacío que les permite operar a una presión o vacío interna muy ligera para prevenir emisiones de vapores durante cambios ligeros de temperatura, presión o nivel del líquido.

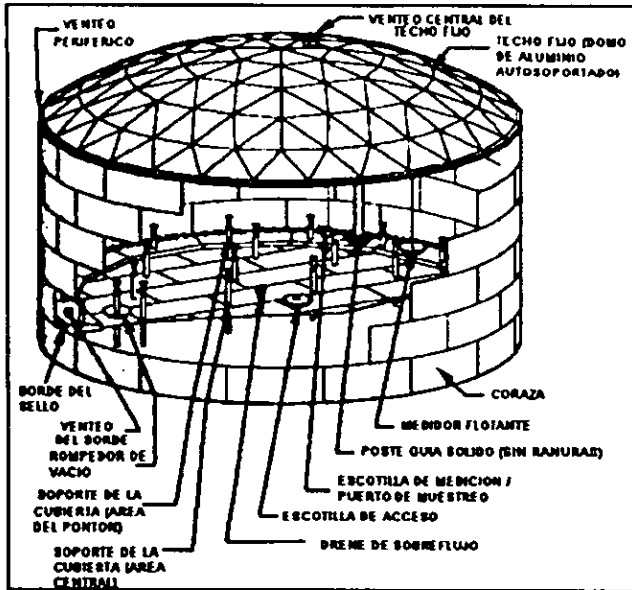


III.1.2 TANQUE DE TECHO FIJO

Techo de domo y sombrilla.- Están construidos por segmentos de placa arqueada con meridiano y tienen 60 pies de diámetro.

Techo cónico

1. Auto soportados (tanques de diámetro pequeño)
2. Soportados, son tanques hasta de 25 pies de diámetro con estructura interna que soporta el techo.



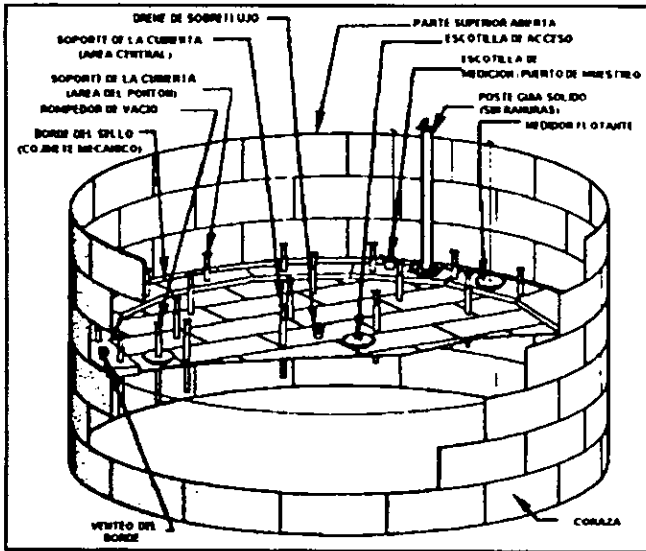
III.1.3 TECHO CÓNICO AUTOSOPORTADO

TANQUES DE TECHO FLOTANTE

Cuenta con un revestimiento que consiste de una doble cubierta o de cubierta sencilla con pontón, revestimiento flotante interno o techo flotante con revestimiento; que descansa y está soportado sobre el líquido del petróleo almacenado y está equipado con un sello de hermeticidad o sellos para cerrar el espacio entre las esquinas del techo y las paredes del tanque.

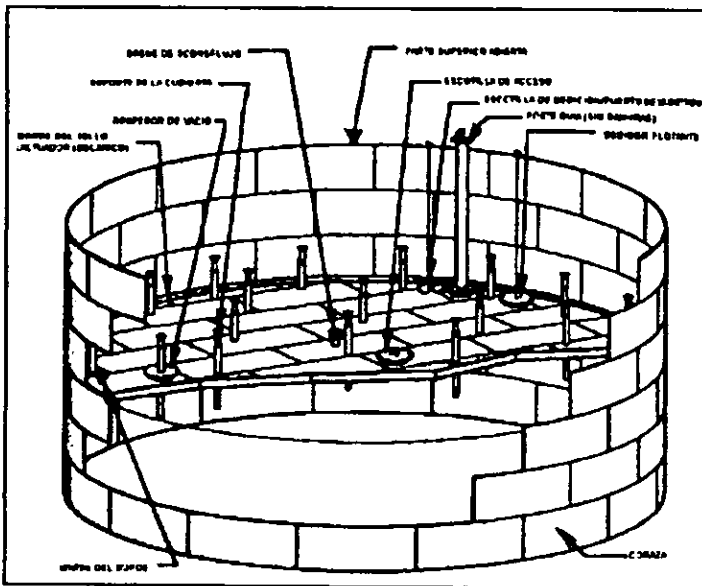
Se utilizan para petróleo crudo y gasolina, se clasifican de acuerdo al tipo de construcción del techo:

- De cacerola (pan).- este techo flota en función del volumen de fluido desplazado, es el que resiste menos ya que no tiene protección en caso que se perfora la membrana, siendo el más barato.



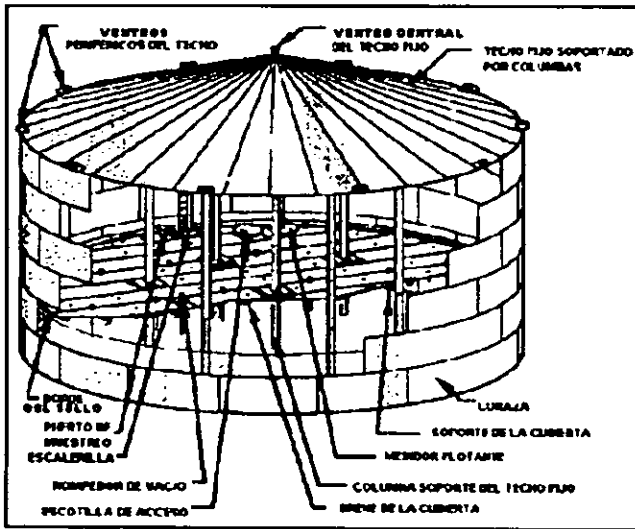
III.1.4 TANQUE DE TECHO FLOTANTE EXTERNO TIPO PONTÓN

- De pontón.- este techo tiene en toda su periferia un anillo, en caso de que se perfora la membrana este le permite flotar.



III.1.5 TANQUE DE TECHO FLOTANTE EXTERNO DE DOBLE CUBIERTA

- De boyas.- es la membrana a la cual se le agregan por la parte superior aditamentos, que le permitirán flotar cuando falle la membrana y se utiliza en combinación con los anteriores para tanques grandes.



III.1.6 TANQUE CON MEMBRANA INTERNA

- Membrana interna en tanques de techo fijo.- son techos flotantes internos, que evitan la evaporación y se elevan o descienden con el nivel del líquido, flotando directamente sobre la superficie del mismo.

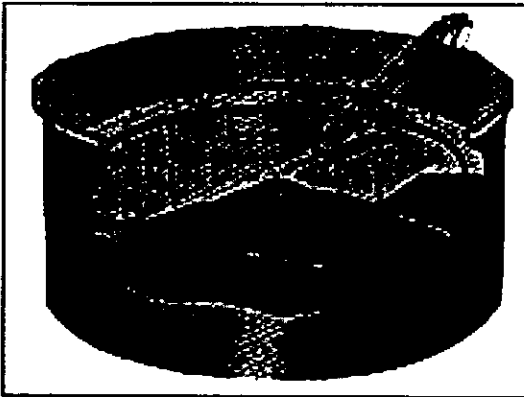
TANQUES DE TECHOS FLOTANTES EXTERNOS (CÚPULAS FLOTANTES)

Estos techos se construyen desde 1923 para reducir las pérdidas por evaporación en tanques. Durante un periodo de tiempo se recopiló

información y se uso para desarrollar la norma API 2517 para pérdidas por evaporación en tanques de techo de cúpula flotante. En general, la industria petrolera y la comisión del ambiente de E.U.A lo reconoció como un medio para reducir las emisiones de hidrocarburos en tanques de almacenamiento.

TIPOS DE TECHO

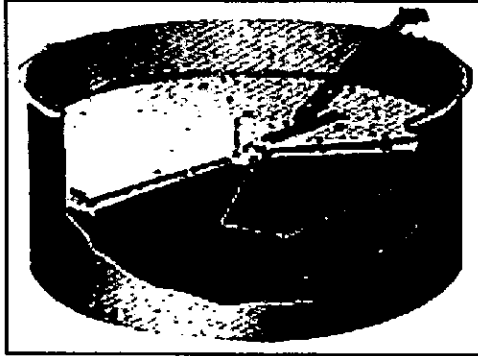
- Cubierta simple (spider pan): Está formada de barras con el propósito de dar rigidez o atiramiento del techo y mantenerlo en flotación sobre el producto almacenado. Este techo no tiene pontones y si el drenaje de la cúpula se obstruyera con desechos o una lluvia fuerte ocasionaría su hundimiento. PEMEX no cuenta con este tipo de techos.



III.1.7 TECHO FLOTANTE DE PONTON PERIMETRAL

- Pontón perimetral: Este tiene un anillo exterior formado por pontones completamente herméticos y distribuidos en el canto del perímetro de la plataforma, permitiendo flotar el techo estando en contacto con el producto almacenado.

- Boyas: Son cuerpos cilíndricos que ayudan a la flotación del techo en condiciones críticas de operación, se combinan con los pontones y se utilizan en PEMEX para capacidades mayores a 200,000 barriles.



III.1.8 TECHO FLOTANTE DE DOBLE CUBIERTA

- Doble cubierta: Está formada por una doble plataforma, separada por botes circulares, que dividen el esfuerzo interno en una serie de pontones concéntricos, permitiendo flotar al techo en contacto con el producto.

III.1.1 CIMENTACIONES

La cimentación está sometida a una carga igual a la suma del peso de la estructura, más la presión del fluido considerando que el tanque se encuentra lleno, afectado de un factor de sobrecarga de 1.4, más la presión hidrodinámica por efectos de sismo sobre el fondo del tanque afectado por un factor de sismicidad de 1.1.

El máximo asentamiento total permisible se determina según las características del tanque y la flexibilidad del sistema de alimentación del mismo, según la siguiente tabla.

Tipo de asentamiento	Máximo asentamiento
Máximo asentamiento total en perímetro	30 centímetros
Máximo asentamiento diferencial en el fondo	De 5 centímetros en 10 metros

Para conocer los tipos de suelos o el tipo de suelo que se tiene donde se asentara el tanque se realizan los siguientes estudios:

- a) Recopilación de antecedentes y reconocimiento superficial.
- b) Reconocimiento por métodos geofísicos.
- c) Reconocimiento por medio de sondeos:
 - Pruebas de penetración con o sin muestras alteradas.
 - Sondeos inalterados.

En el laboratorio se determinan las propiedades para el análisis de estabilidad y asentamiento, además de las siguientes:

- a) Contenidos de agua y grado de saturación
- b) Densidad de sólidos
- c) Límites de consistencias de los materiales cohesivos

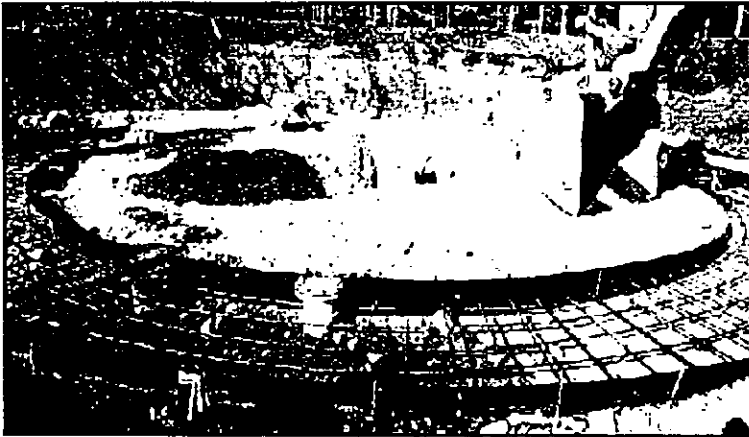
Se recurre a cimentaciones superficiales cuando el subsuelo natural o estabilizado cumpla con los requisitos debidos, después de realizar los análisis de:

- Capacidad de carga
- Asentamientos elásticos:
 - a) Del centro del tanque
 - b) En la periferia
- Asentamientos por consolidación:
 - a) Magnitud total de los asentamientos
 - b) Evolución de los asentamientos
- Susceptibilidad del subsuelo a la licuación
- Susceptibilidad del subsuelo al colapso

Las cimentaciones superficiales se clasifican como sigue: según el tipo de tanque que soportaran y las características del subsuelo.

III.1.1.1 Cimentación sobre el Muro Anular de Concreto Reforzado.

Para tanque de tipo techo flotante de mas de 30 metros de diámetro y 12 metros de altura. Su terraplén debe ser mayor a 30 centímetros del nivel circundante. El muro anular de concreto se utiliza con el fin de repartir la carga, facilitar la construcción del tanque, proteger el terraplén y aislar el fondo de la humedad.



III.1.9 CONSTRUCCION DE UNA CIMENTACION

III.1.1.2 Cimentación sobre Zapata Anular de Grava o Roca Triturada

Se utiliza si el suelo presenta una resistencia considerable.

Cuando no se cumple con las especificaciones del subsuelo para considerarse asentado, se realiza un asentamiento recurriendo a las técnicas de:

- Remoción del material objetable.
- Compactación de materiales sueltos in situ.
- Preconsolidación del subsuelo.
- Estabilización por medio de inyecciones de lechadas de cemento.
- Confinamientos de estratos blandos.

Hay suelos que no permiten realizar un asentamiento, por lo que hay que realizar cimentaciones profundas considerando para su diseño la

capacidad de carga de un grupo de pilotes o uno solo y los movimientos verticales. Siendo estos asentamientos o cimentaciones rígidas o flexibles.

Finalmente, ya construida la cimentación se le realiza una prueba de carga y se efectúan nivelaciones del perímetro al área circundante periódicamente, además cada que se cargue a su máximo el tanque.

III.1.2 MATERIALES

El tipo de material o acero usado para la fabricación de tanques de almacenamiento deberá cumplir con la última edición de especificaciones ASTM-A6, se podrán usar materiales que cumplan con otra especificación siempre y cuando cumplan con las especificaciones ASTM y/o PETRÓLEOS MEXICANOS lo apruebe.

Láminas o planchas (placas).

Es el producto de laminación de forma rectangular cuya diferencia es el espesor, para láminas es de 5 milímetros (3/16 pg) como máximo y para placas su espesor es mayor de 5 milímetros (3/16 pg) y un ancho mínimo de 6 pies.

Solera

Es el material producto de la laminación de perfil rectangular cuyo ancho mínimo es de 152 milímetros.

Tira

Es un material producto del corte de una lámina o placa cuyo ancho máximo es de 152 milímetros.

Tubos y coples

Estos deben cumplir con las propiedades físicas, para propósitos estructurales de calidad soldable y cumplir con las especificaciones del API y ASTM.

Bridas

Las bridas deslizables o soldables deben respetar los requisitos para bridas de acero al carbono. Las bridas de anillo deben cumplir con un grado de tenacidad mejorada para usarse en envolventes de tanques. Las bridas que no cumplen con la especificación API-605, deben ser mayores a 609 milímetros de ancho, siempre y cuando PETRÓLEOS MEXICANOS apruebe su uso.

Tornillería

Material que se usa para birlos tornillos y espárragos deben cumplir con la especificación ASTM A-307, PEMEX especificara el tipo de tornillo y tuerca deseado.

Marcaje de materiales

Se deberá revisar que los materiales usados muestren la identificación de especificación de material. En caso de corte de placa se marcaran los cortes con la misma especificación de donde provienen.

Los tanques deberán llevar una placa de datos en la que se consignen las informaciones anotadas (figura III.1.10). La placa quedará fijada a la envolvente del tanque junto a un registro de hombre o de mano, inmediatamente arriba de la placa de esfuerzo de los registros, por medio de soldadura y debe ser de metal de fundición resistente a la corrosión.

PETROLEOS MEXICANOS			
Norma 2.612.04	Año de Fabricación	<input type="text"/>	
Planta	<input type="text"/>	en	<input type="text"/>
Diam. Nominal	<input type="text"/> m.	Alt. Nominal	<input type="text"/> m.
Capacidad Nominal	<input type="text"/> m.3 (<input type="text"/> Barriles)		
Fabricado por:	<input type="text"/>	N° de Certificado	<input type="text"/>
montado por:	<input type="text"/>	N° de certificado	<input type="text"/>

FIGURA III.1.10 PLACA DE IDENTIFICACIÓN DE TANQUE

III.1.3 FABRICACIÓN

Todo trabajo de fabricación de tanques estará regido por especificaciones particulares de PETRÓLEOS MEXICANOS. La mano de obra será de alta calidad y sometida a la estricta vigilancia por parte de un inspector.

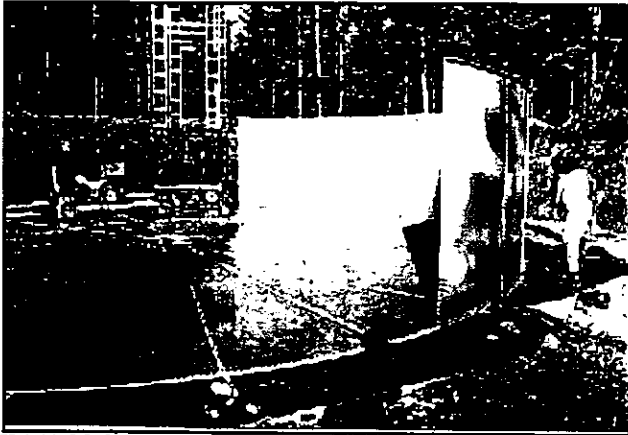
Para enderezar el material usado, si este lo requiere, se hará por algún método que no sea perjudicial al trazado y firmeza de la pieza. No se permitirá golpear ni calentar la pieza, a menos que se haga a la temperatura de forja.

Las orillas de las planchas podrán cortarse con cizalla o con soplete guiado de acetileno, el corte con cizalla debe limitarse hasta 10 mm (3/8 pg) de espesor cuando son soldadas a tope y 15.9 mm (5/8 pg) cuando son soldadas a traslape. Si se usa acetileno, los bordes deben quedar limpios y lisos de escorias antes de soldarse. Los bordes circulares del fondo y techo deben cortarse manualmente con acetileno.

Las placas del fondo deben tener un mínimo de 6 mm (1/4 pg) o un peso nominal de 49.8 kg/m² o 10.2 lb/pie², sin incluir tolerancia por corrosión. Las placas serán de forma rectangular de 1829 mm (6 pie). Estas planchas deben ser de un tamaño tal que una vez cortadas las orillas sobresalgan 25 mm (1 pg) de la orilla exterior de la soldadura que une la plancha con la envolvente.

El fondo se fabricará a traslape, soldadas a tope o una combinación de ambas. Los traslapes de tres planchas del fondo distarán entre sí de la envolvente un mínimo de 305 mm (12 pg). Los cuales irán soldados por la parte superior con soldadura de filete completo y continuo en toda la junta del anillo interno de la envolvente, la que deberá ajustarse de manera que se apoye uniformemente sobre las placas. Cuando se solden a tope las placas deberán llevar una preparación de ranura en V o cuadrada. Si en el diseño se especifican ranuras cuadradas éstas no deben ser menores de 6.3 mm. Estas planchas soldadas a tope deberán llevar un respaldo con espesor mínimo de 3.2 mm y soldada con puntos por la parte posterior de la plancha, debiéndose usar un separador metálico para mantener la abertura de la raíz de la junta entre las dos placas adyacentes. Dos juntas a tope no deberán estar a una distancia menor de 305 mm. Así también la junta de la envolvente con el fondo.

El espesor nominal de la placa de la envolvente variará de 4.76 mm a 9.53 mm dependiendo del diámetro nominal del tanque y las planchas serán preferentemente de 2.438 m (96 pg), las cuales deben encuadrarse antes de soldarse.



III.1.11 CONSTRUCCIÓN DE UN TANQUE DE ALMACENAMIENTO

La envolvente se fabricará de manera que todo sea vertical. Las planchas de la envolvente tendrán su eje vertical común con las juntas horizontales a menos que se especifique lo contrario.

El bisel asimétrico será hacia el exterior o interior en V o U en las juntas a tope. Excepto para tanques sin techo, techos auto soportados y tanques con unión techo envolvente bridada, la envolvente deberá reforzarse con un ángulo fijado al borde superior de acuerdo a lo especificado en el diseño.

En tanques de techo cónico soportado y cuando el diseño lo especifique, la orilla superior de la envolvente podrá bridarse en lugar de reforzarse con ángulo.

Las juntas verticales serán a tope con fusión y penetración completa como las obtenidas con la soldadura doble (figura III.1.12). Como la horizontal que tiene fusión completa con el metal base con todo el espesor de la soldadura. Las aberturas en la envolvente mayor que la necesaria para instalar un cople, debe reforzarse de acuerdo al diseño. Todos los refuerzos deberán quedar a una distancia igual hacia arriba y hacia debajo de la horizontal de la abertura.

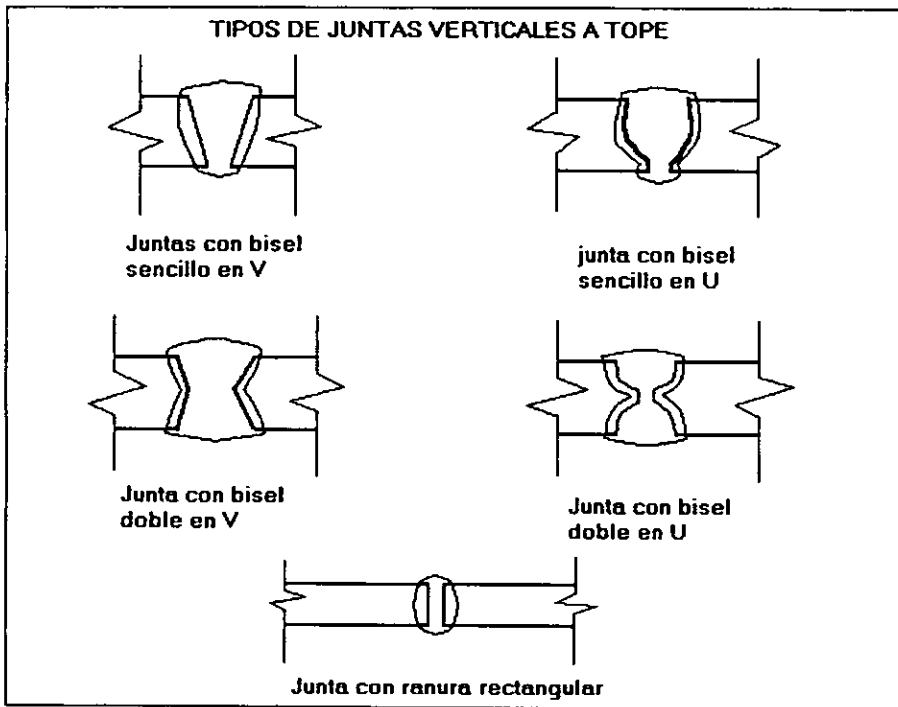


FIGURA III.1.12

El refuerzo puede realizarse con la brida de fijación del accesorio, con una plancha de refuerzo, con la parte para este fin del cuello del accesorio, con cualquier aumento del espesor de la plancha de la envolvente o con una

combinación. Todas las aberturas quedarán dentro de una placa de refuerzo que será dimensionada para las aberturas requeridas.

Toda placa que sirva a la envolvente como refuerzo deberá llevar esquinas redondeadas con un radio de 76.2 mm como mínimo y un agujero de aviso (tell hole) de 6 mm localizado sobre el eje horizontal de la abertura.

Para los registros de limpieza se usaran aberturas de forma rectangular con esquinas superiores redondeadas con un radio mínimo igual a un tercio de la altura mayor del claro de la abertura, la cual no deberá exceder 1219 mm; la que se ensamblara previamente dentro de las planchas del primer anillo de la envolvente, el refuerzo podrá proporcionarse por medio de:

1. Una plancha de refuerzo de la envolvente.
2. Cualquier exceso de espesor de la plancha de la envolvente, arriba del necesario.
3. La parte de la plancha del cuello, igual al espesor de la plancha.

Techo

Las planchas de los techos tendrán un espesor nominal mínimo de 4.8 mm, 4.5 mm o si es lámina calibrada de 4.57 mm. En los techos auto soportados podrán usarse mayores espesores, las placas de los techos cónicos soportados no deben fijarse al soporte. Los elementos estructurales interno y externos deben de tener un mínimo de 4.3 mm de espesor en todo los tipos de techo, las planchas deben reforzarse con perfiles soldados pero no fijarse en trabes y/o travesaños.

III.1.4 DISPOSITIVOS DE VENDEO

Se deberán suministrar los venteos necesarios para evitar un sobre esfuerzo de la membrana del sello del techo. PEMEX especificará las dimensiones de venteo para vacío, este será del tamaño necesario para que se evacuen los gases y aire de la parte inferior del techo durante el llenado del tanque.

Este tipo de dispositivos se realizan de acuerdo con el párrafo S.06 de la norma 3.612.01 de PEMEX "Fabricación de Recipientes a Presión ". Sin embargo se debe considerar, tanto para determinar el flujo teórico de la válvula (área real de descarga) como para la aplicación de un coeficiente para determinar las capacidades, los valores de flujo teóricos abajo de la caída de la presión crítica.

Para el cálculo, se determinarán las capacidades de registro de hombre con tornillería larga y dispositivo de venteo similares. Se usará un coeficiente de flujo de 0.5 en lugar de una prueba de flujo, la fórmula deberá ser para flujo no crítico debiendo poner atención en el área de flujo, presión de salida y las capacidades de venteo que puedan afectar su capacidad. Estos cálculos deben de estar disponibles para cuando PEMEX los solicite.

Las pruebas de flujo bajo condiciones enlistadas y como mínimo un ejemplo de producción de los dispositivos de venteo, podrá hacerla el fabricante en presencia de un representante de PEMEX.

Los datos de capacidad se deben mostrar en gráficas o tablas, que muestren el volumen de flujo en escalas de flujo y presión, cubriendo los límites completos entre la presión o vacío de apertura y la presión o vacío en la cual la boquilla esté completamente abierta. Los datos de la capacidad de venteo o dispositivos operados por piloto que abran completamente a la presión o vacío de ajuste, podrán expresarse como un coeficiente de flujo, éste será la relación del flujo de venteo y la del flujo de una boquilla teóricamente perfecta del mismo diámetro.

Los datos sobre capacidad deben indicar los puntos tanto del inicio de la apertura como del final del cierre del dispositivo de venteo, el cierre señalado como presión es un decremento de ésta o de vacío después de la apertura de la boquilla.

Se deberán hacer anotaciones de los puntos de apertura a 1.15, 1.25 y 1.50, a la presión de vacío o de apertura con la finalidad de establecer la capacidad de flujo en estos puntos. Se debe anotar la presión o vacío a la cual alcanza su posición de apertura completa.

III.1.5 CONEXIONES Y ACCESORIOS

Conexiones:

- Registros de hombre en la envolvente y techo.
- Boquillas en la envolvente y techo.
- Registros para la limpieza a nivel del fondo.
- Conexiones roscadas.
- Soportes para cables de andamios.

- Conexiones para pasillos y escaleras.

Accesorios:

- Líneas de llenado y vaciado.
- Válvulas de presión y vaciado.
- Válvula de relevo.
- Válvula de venteo.
- Indicadores de nivel.
- Plataformas.
- Soportes.

Si se requiere, el tanque debe de tener soporte para la instalación eléctrica.

Durante el cambiado de líneas éste debe realizarse de tal forma que al modificarse o repararse cause un mínimo de movimiento en otras conexiones.

El extremo superior de un cable se conectará directamente al cuerpo del tanque o soporte del recipiente, mediante una conexión soldable, llevándolo alrededor del tanque por un bisel y conectándolo a la red de tierra. Este tipo de conexión protege contra descargas eléctricas.

III.1.6 MONTAJE

Todo trabajo de montaje será supervisado por PEMEX, la mano de obra y acabados deberán ser de primera clase y estarán sujetos a la más estricta vigilancia de un inspector.

La cimentación será proporcionada por PEMEX, a menos que estipule lo contrario.

El montador suministrara la mano de obra, herramientas, equipo de soldar, andamios, obra falsa y equipo necesario para montar el tanque, para dejarlo listo para su operación. La energía para soldar la proporcionará el montador, al menos que se especifique lo contrario.

Durante el montaje no se usará pintura en superficies que estén en contacto en la construcción del tanque, se usará pintura protectora en interiores o exteriores si está de acuerdo con lo estipulado en la norma de PEMEX, ésta se aplicará por personal competente. El recubrimiento anticorrosivo se aplicará cuando el tanque esté soldado y montado.

Las partes extrañas al diseño que se utilizaron para el montaje se quitaran después de terminado y se rebajara con el esmeril la soldadura, teniendo cuidado de no dañar las placas del tanque.

Después de haber punteado las placas del fondo, de acuerdo con el diseño, éstas se soldarán a menos que se indique lo contrario, dicha soldadura se efectuará en forma secuencial para reducir al mínimo distorsiones por contracción, manteniendo la superficie plana.

Las juntas de la envolvente con el fondo deberán estar terminadas antes de soldar las juntas del fondo, que quedaron pendientes para compensar las contracciones por soldaduras hechas previamente.

Posteriormente se procederá a soldar el primer anillo de la envolvente con las placas del fondo, esto se hará en ambos lados de la envolvente.

Se debe cuidar que las placas del anillo estén verticales unidas con grapas metálicas y posteriormente puntearse con soldadura, antes de iniciar los cordones entre el fondo y la envolvente.

Las juntas de la envolvente serán al tope y de fusión completa, por algunos de los métodos que se usan para soldar. Las placas se deben alinear verticalmente manteniendo su posición durante la operación de soldado.

Durante el montaje de techo fijo, los largueros, vigas, etc., deberán montarse de acuerdo al alineamiento y nivel del proyecto.

Los techos flotantes deberán de cumplir con los requisitos mínimos de seguridad y durabilidad de la instalación durante su montaje.

III.1.7 INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO

III.1.7.1 Objeto de la Inspección

La inspección de los tanques se efectúa para determinar las condiciones físicas en que se encuentran, el avance de su deterioro y las causas que lo originan. Por lo cual se toman las medidas adecuadas para reducir la

probabilidad de incendios, conservar la capacidad de almacenamiento y mantener condiciones seguras de operación.

Además se debe determinar si es necesario el reemplazo del tanque o si se efectúa de inmediato su reparación, para así, impedir o retrasar el deterioro del mismo, pudiendo programar la reparación y evitar fugas que pudieran contaminar el aire, el suelo o el manto freático.



III.1.13 LIMPIEZA INTERIOR A CHORRO

III.1.7.2 Frecuencia.

La frecuencia de la inspección de un tanque de almacenamiento se determina por:

1. Tipo de producto almacenado.
2. Resultado de una inspección visual.
3. Disponibilidad de almacenamiento.
4. Grado de la corrosión en el cuerpo del tanque.

4. Grado de la corrosión en el cuerpo del tanque.
5. Resultado de inspecciones anteriores del tanque.
6. Según la localización del tanque o sea si se encuentra en una zona aislada de alto riesgo.
7. Riesgo potencial de contaminación del aire o agua.

El lapso entre inspecciones se basa en su registro estadístico de servicio, a no ser que se requiera por algún deterioro. Las inspecciones internas se hacen coincidir con la programación de limpieza o en base a la corrosividad del producto almacenado; Si es poco corrosivo se programa alrededor de 5 años, pero si es altamente corrosivo se toma un intervalo de 1 año. Igualmente el intervalo se puede fijar de acuerdo con el antecedente del avance de la corrosión en sus inspecciones anteriores. Otras razones para llevar a cabo la inspección son: las condiciones climatológicas, el ambiente externo y el deterioro de la pintura.

III.1.7.3 Trabajos previos

Para proceder a hacer la inspección del tanque de almacenamiento atmosférico, se necesita elaborar un programa donde se consideren las recomendaciones de reportes anteriores; especificar las disposiciones de seguridad a observar antes y después de la inspección, tomando en cuenta problemas adicionales debido a otros trabajos que se realicen simultáneamente.

Se deberá vaciar totalmente el tanque, lavarlo, desgasificarlo y purgarlo según lo dispuesto en el “reglamento para limpieza de tanque atmosférico de

almacenamiento para petróleo crudo y su derivado en instalaciones industriales” y aislar el sistema instalando juntas ciegas en las líneas de carga, descarga y auxiliares lo más cerca posible del tanque.

Antes de comenzar cualquier trabajo se efectúan pruebas de gas y toxicidad interior y exterior del tanque, las cuales si no cumplen con las normas no se deberán iniciar las pruebas, tomando en cuenta todos los reglamentos de seguridad y tramitar el permiso correspondiente para las operaciones que se consideren peligrosas.

Realizar el listado, verificando la disponibilidad y buen estado de los instrumentos, herramientas, aparatos, materiales y equipo auxiliar que se emplearan al igual que la del equipo de seguridad y protección necesario para el personal, rectificando la lista al finalizar el programa.

III.1.7.4 Métodos

Para llevar a cabo la inspección de un tanque atmosférico de almacenamiento se hace tanto por el exterior como el interior del mismo, pudiendo revisar el exterior con el tanque fuera o no de servicio; el interior solamente cuando está fuera de servicio.

III.1.7.4.1 Inspección exterior en servicio.

Las escaleras se inspeccionan visualmente mediante el martilleo, picado y rasqueteado de éstas, localizando los daños por corrosión y partes rotas. Revisando si las bases de concreto, en caso de tenerlas, presentan

cuarteaduras, desgajamiento o daños más serios; los peldaños pueden presentar roturas y perder resistencias revisando que la soldadura no presente grietas. Dando una atención especial a los lugares donde se acumula agua ya que la corrosión puede estar debajo de la pintura.

Las plataformas y pasillo se inspeccionan de la misma manera que las escaleras. Se medirá el espesor de los apoyos de la plataforma y revisara si existe pandeo u otras fallas. Marcando con pintura o crayón los daños encontrados para su reparación.

Si la base del tanque es un relleno arcilloso se mide su deslave o asentamiento comparando con el anterior, si es excesivo se debe solicitar la reparación respectiva. Si es de concreto se revisa si tiene rotura o cuarteaduras verificando que esté sellada la junta entre el fondo del tanque y la base de concreto. Un indicador de asentamiento de la base es cuando los pernos de anclaje presentan corrosión y desalineamientos junto con un agrietamiento excesivo.

Las boquillas del fondo del tanque se limpian hasta llegar a la base del metal y se buscan agrietamientos, utilizando métodos de partículas magnéticas o líquidos penetrantes. Las conexiones a tierra no deben tener corrosión y se debe medir su resistencia no mayor a 25 ohms. Todos los recubrimientos se inspeccionan localizando los puntos de óxido, ampollamiento y levantamiento de éste visualmente.

El principal deterioro de un tanque de acero y sus accesorios es la corrosión, pudiéndose encontrar en cualquier lugar de la pared del tanque,

pero se presenta regularmente en los puntos de falla; donde se localicen fugas, en la unión de escaleras con la pared del tanque y en la parte inferior del fondo del tanque.

La inspección exterior del tanque se realiza visualmente con ayuda de martillo, rasqueta y cepillo, golpeando las partes metálicas (martilleo); localizando y removiendo óxido, donde la corrosión sea severa se debe medir el espesor de la placa en 5 puntos, el centro y las cuatros esquinas, con equipo de ultrasonido o medidor de cavidades. Se comparan las mediciones tomadas en el exterior con las interiores y así conocer los puntos más débiles o de menor espesor.

Se deben inspeccionar todas las juntas soldadas en busca de fugas por agrietamiento, ya que de haberlas se sacará el tanque de servicio para una inspección completa. Las fugas se identifican por decoloración o ausencia de pintura debajo del lugar.

Se observa si el tanque está abombado o desplomado midiéndose, si sobrepasa lo especificado, se determina la causa como asentamiento, temblor de tierra, presión interna por venteo defectuoso, vacío en el tanque, movimiento de tubería conectada o algún daño mecánico.

El techo del tanque se cepilla y martillea para descubrir áreas dañadas por corrosión y posibles fugas de forma similar a las paredes del tanque. La corrosión externa en éste es más severa en lugares donde se acumula agua y alrededor de los agujeros causados por la corrosión que facilitan la fuga de vapores.

El personal de inspección debe llevar equipo de protección respiratoria para subir al techo, ya que si el techo no se encuentra en la parte mas alta puede haber acumulación de vapores nocivos, por lo que se deben hacer pruebas de gas y/o colocar el techo en la parte más alta.

En las escaleras rodantes de los techos flotantes se examinan los pernos de anclaje superior e inferior, los carriles y ruedas; además comprobar que no se hallan salido de los carriles.

Los sellos se inspeccionan cuidadosamente para localizar lugares con filtración severa, que indican un mal funcionamiento de éste. A veces se pueden hacer reparaciones temporales sin sacarlo de servicio, pero cuando no se puede se anota en el registro la fuga y se lleva a cabo cuando sea sacado de servicio. Se deben realizar pruebas en los pontones y boyas para comprobar su hermeticidad. El desagüe pluvial debe estar libre de obstrucciones para evitar el hundimiento del techo.

Respecto al equipo auxiliar se deberá de revisar su funcionamiento que estén debidamente conectados y cuenten con todas sus partes, sin estar obstruidas.

III.1.7.4.2 Inspección exterior de tanques fuera de servicio.

El fondo del tanque se inspecciona haciendo un túnel, cuando esta vacío, pero esta limitada a puntos cercanos a la pared del tanque a causa de no

poder asegurar un relleno con las condiciones originales. Para puntos más céntricos en el fondo se realiza con una inspección interior.

Las boquillas y el techo del tanque se inspeccionan con la prueba del martillo. Las áreas adelgazadas por la corrosión son detectadas por la vibración, rebote, sonido y huella producidos por el martillo; tomando en cuenta el historial de servicio del tanque. En los techos fijos y flotantes se recomienda se realicen antes de la inspección del fondo del tanque. En áreas donde la corrosión sea severa, se deben calibrar los espesores de las placas.

Todos los sellos se inspeccionan en busca de material en descomposición en la membrana flexible o corrosión, partes rotas o daños mecánicos. Las guías del techo se examinan detectando corrosión, desgastes o desalineamiento.

En las válvulas y equipo auxiliar se verifica su funcionamiento, que no se encuentren obstruidas, bien lubricadas y tengan movimiento libre. En caso de necesitarse se desmontan y se mandan al taller para su reparación y prueba.

Algunas inspecciones pueden realizarse con métodos ultrasónicos del tipo radiación o de partículas magnéticas dependiendo del estado del tanque, ya que algunos de estos pueden producir chispas y provocar un accidente.

Cuando los puntos de oxidación, depresiones, abombamientos, agujeros y otros deterioros mayores estén presentes, el examen deberá ser más minucioso para determinar la causa y la reparación mas adecuada.

III.1.7.4.3 Inspección interior.

Antes de comenzar los trabajos de inspección interior se requiere que el tanque esté fuera de servicio, por lo que deberá planearse, para no perder tiempo; además es vital que esté vacío, lavado, desgasificado, purgado, aislado del sistema y cumplir con lo dispuesto en la sección III.1.7.3. Se deberá contar con un alumbrado a prueba de explosión y tomar fotografías durante la inspección para agregarlas al registro para inspecciones posteriores.

Primero se inspecciona la cúpula y toda la estructura en que se apoya para prevenir algún accidente, segundo la pared y finalmente el fondo del tanque. En caso de corrosión severa en la estructura de apoyo del techo, se deberá realizar su reparación antes de continuar con la inspección.

En todo el fondo se hace la prueba del martilleo, como se mencionó al inspeccionar el techo exterior y las paredes del tanque, buscando cavidades producidas por la corrosión; también se puede aplicar el rasqueteo, picando y cepillando, en áreas que se sospeche que existe cavidades profundas, al igual que limpiar con chorro de arena y un medidor de cavidades, para encontrar depresiones que puedan acumular agua.

Generalmente la zona más afectada es donde se localiza la interfase del gas-líquido. Cuando los materiales almacenados cuentan con sales ácidas y si hay presencia de agua se forma un ácido débil que llega a provocar corrosión en el fondo del tanque.

La calibración del fondo se anota en el registro y puede hacerse con equipo de ultrasonido o taladrarse orificios de prueba y calibrar el espesor con un medidor de espesores; y posteriormente se taponan los orificios realizados.

La corrosión localizada en la parte inferior del fondo del tanque se detecta desde el interior con la prueba de martillo o con equipo de ultrasonido, que da lecturas irregulares en dichas zonas, pero el mejor método es cortar muestras de lámina mayores a 30 X 30 cm., para su inspección, aumentando su dimensión cada vez 5 cm, para reutilizar las que se encuentren en buen estado. Otro daño que se puede encontrar en esta parte es el asentamiento que provocarían otros daños.

Cuando se encuentra corrosión excesiva en la inspección exterior en las paredes, se realiza entonces la medición del espesor con equipo de ultrasonido y se determina que tan grave es el daño. Las juntas soldadas de la pared, en caso de agrietamiento, dejan pasar la luz, localizando así el lugar donde haya fugas y se comprueba con el método de partículas magnéticas o líquidos penetrantes. Uno de los principales parámetros que se miden en las paredes es el ángulo de inclinación entre el suelo y la pared, por medio de un nivel, pasándolo a lo largo de la circunferencia del tanque.

Si se llega a encontrar corrosión en la pared del tanque se revisan las columnas de apoyo del techo en el nivel de la corrosión en la pared, midiendo los espesores de la estructura, comparando con los originales o de la inspección anterior; si los daños o desalineamientos son severos se revisan las juntas soldadas.

La parte inferior de los techos flotantes se inspecciona, buscando daños no detectados en el exterior. Los sellos del techo son parte importante de la inspección, al igual que la tubería del drenaje del techo, la que se prueba hidrostáticamente a una presión de 2.11 kg/cm^2 (30 lb/pg^2) manométricas durante 1 hora para probar posibles fugas y verificando que el agua de la prueba fluya libremente.

Todo el equipo interior se inspecciona con los métodos ya mencionados en busca de corrosión, deformaciones y roturas. Los serpentines se prueban hidrostáticamente.

III.1.7.4.4 Pruebas para la detección de fuga.

Estas pruebas se realizan para apoyar la inspección realizada o para confirmar que las reparaciones fueron bien realizadas, siendo las mismas que para un tanque nuevo o reconstruido. Se realizan primero en el fondo siguiendo con la envolvente para terminar con la del techo.

Las pruebas de fondo más usadas son dos:

La primera mediante el uso de una caja de vacío cubriendo primero la junta soldada o área sospechosa con jabonadura y se coloca la caja sobre esta área. Al producirse vacío dentro de la caja, se formará una burbuja en caso de haber fuga. Una variación de esta prueba consiste en colocar una placa con un suministro de pintura y en el exterior la bomba de vacío y se presenta coloración en la placa exterior indica que hay fuga.

La segunda consiste en construir un dique temporal de 30 centímetros de altura alrededor del tanque, se vierte agua en el canal formado y se mantiene a una altura de 20 centímetros sirviendo de sello. Antes de inyectar el aire se cubre todas las juntas soldadas con jabonadura y se inyecta en el centro del fondo a una presión de 3 pg. de agua, si forma burbuja se descubre que hay fuga.

Estos métodos funcionan mejor si se realiza una limpieza de áreas sospechosas para observar mejor las filtraciones, usando un martillo neumático para sacar el óxido de las cavidades.

Después de terminar los trabajos de soldadura y antes de conectar el tanque, se prueba la envolvente llenando con agua el tanque, inspeccionándolo durante este periodo hasta llegar a una altura de 5.08 centímetros (2 pg) arriba del ángulo superior para tanques con cúpula fija y para tanques abiertos hasta el ángulo superior o antes que llegue a derramarse.

Por último se prueba la cúpula aplicando una presión de aire en el interior del tanque de 2 pg. de agua siendo esta prueba exclusiva para tanques de cúpula fija.

III.1.7.4.5 Prueba para comprobar la flotación.

Si se tiene un tanque con techo flotante se debe checar su capacidad de flotación, tanto en caso de que llueva como cuando no y comprobar la hermeticidad de los pontones y boyas.

Primero se hace la prueba hidrostática de la envolvente, observando la flotación del techo durante el llenado y vaciado del tanque. Posteriormente se cubre con agua hasta una altura de 25 centímetros, durante 24 horas aprovechando el llenado del tanque en la prueba hidrostática para que el techo se apoye sobre el agua.

Para probar la hermeticidad de los pontones y boyas se someten a una presión neumática de 0.351 kg/cm^2 (5 lb/pg^2), se cubre la parte exterior de las juntas soldadas con jabonadura y si presenta burbujas quiere decir que tiene fugas.

III.1.7.5 Límites de Funcionabilidad o Retiro.

Para cualquier tipo de tanque es de vital importancia conocer la fecha límite en que puede estar en operación, dependiendo del deterioro, que se determina con la inspección, comprendiendo la rapidez con que avanza el deterioro y el espesor mínimo de placa requerido.

III.1.7.5.1 Límite de corrosión.

Se obtiene graficando el espesor de la placa medido en varias inspecciones y su fecha correspondiente. Obteniendo así y prolongando la línea, indicando la fecha aproximada de cuando alcanzará el límite del espesor mínimo de placa o espesor límite de retiro (figura III.1.14), permitiendo la oportuna intervención para realizar trabajos de reparación, el reemplazo del tanque y la recalendarización de la siguiente inspección.

Los daños mecánicos, agrietamiento del metal o de las juntas soldadas, o por fallas de operación no son posibles predecirlos, puesto que el avance del deterioro es repentino.

III.1.7.5.2 Espesor Mínimo de Placa o Límite de Retiro.

Al realizar los cálculos de los espesores de las placas del tanque se superan los mínimos requeridos, debido a las siguientes causas.

- Aumentar el espesor exacto calculado para tener un margen para la corrosión.
- Usando el espesor comercial superior al calculado.
- Usar placa de espesor mayor que el requerido para facilitar el montaje del tanque.
- Usar espesores mínimos especificados por las normas correspondientes.
- En las partes superiores de los anillos del tanque.
- Como consecuencia de cambio en el servicio del tanque.

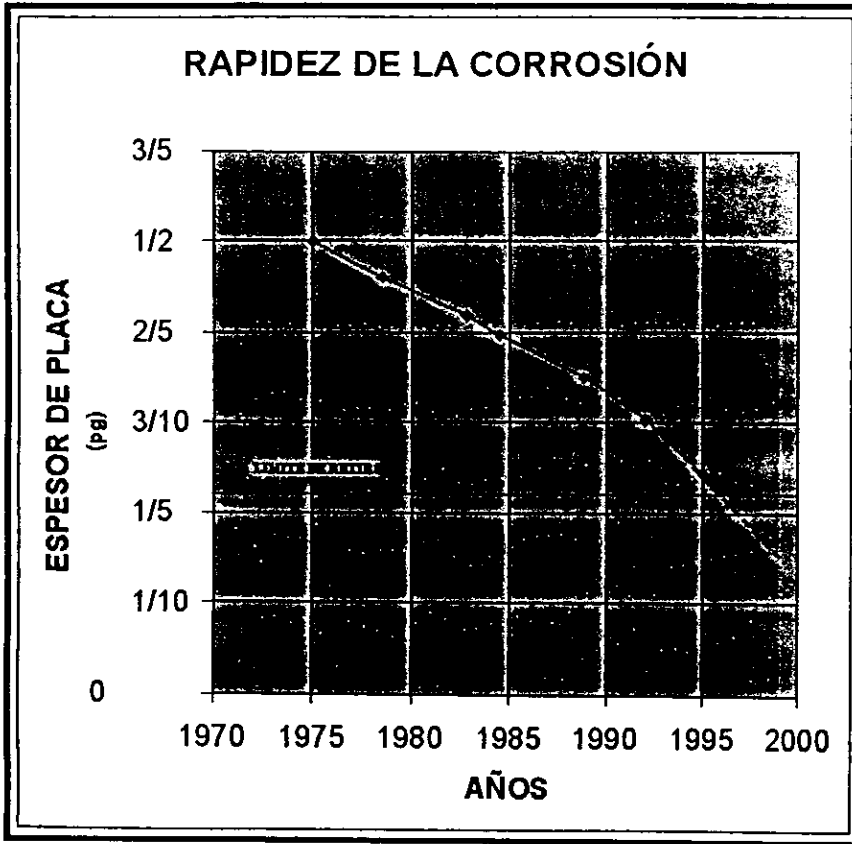


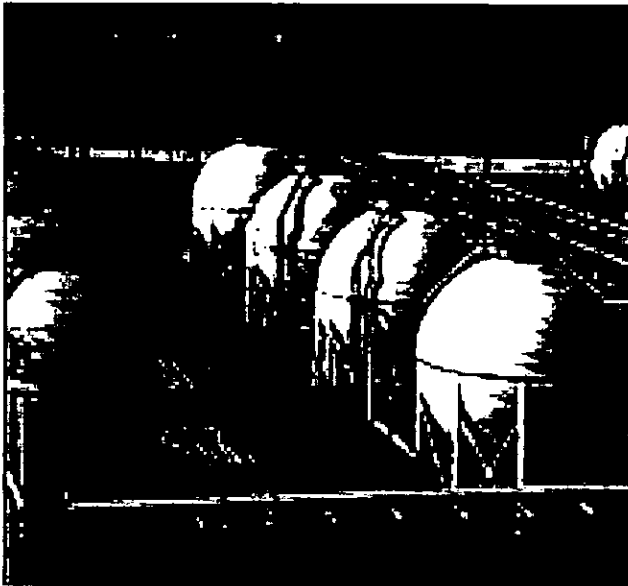
FIGURA III.1.14

Para determinar los espesores de placa mínimos requeridos se usaran los métodos que se usan para el cálculo de espesores nuevos. Alcanzando este espesor será necesario reparar o remplazar el tanque, para evitar fugas ocurridas por corrosión y contaminación al medio ambiente.

III.2 ALMACENAMIENTO DE GAS

El gas se puede considerar como uno de los productos asociados a la producción y como un derivado del petróleo. Su almacenamiento y manejo es igualmente importante cuando se trabaja en tanques bajo presión. Tanto las plantas como los sistemas requieren para su manejo y tratamiento de altas inversiones, que normalmente se dejan de lado, debido a la magnitud que éstas representan y a que el costo del gas en comparación con el petróleo difieren.

Las consideraciones que se tratan se aplican en el almacenamiento de gas licuado propano a temperaturas alrededor de $-5\text{ }^{\circ}\text{C}$ (baja temperatura), el cual se logra mediante un sistema de enfriamiento. Normalmente se emplean tanques cilíndricos o esféricos para su almacenamiento, de una capacidad menor que la de los tanques que almacenan crudo.



III.2.1 PATIO DE ALMACENAMIENTO DE GAS

Al igual que en el almacenamiento de líquido, el material empleado en este tipo de tanques, tanto para el tanque mismo como de sus accesorios, deberá cumplir con las especificaciones internacionales para cada parte que lo compone. Este material principalmente es acero, que puede ser de diferentes tipos según lo señalado.

Este tipo de tanque se compone de equipo y dispositivo adicionales al de los tanques de crudo como son:

- Coraza.
- Techo del tanque.
- Fondo del tanque.
- Boquillas.
- Registro de hombre.
- Placas reforzadas.
- Anillos.
- Barandales.
- Guías de construcción.
- Dispositivos de control.
- Dispositivos contra incendio.

III.2.1 Diseño.

Primeramente debido a que en el mercado no existe normalmente el material y equipo, obtenido en los cálculos; en algún parámetro o dispositivos, se toma el equipo y/o material próximo de mayor ventaja, creando así una

tolerancia, en el manejo y protección del tanque. La tolerancia admitida entre el espesor calculado y el disponible es de ± 0.25 mm.

Para la construcción de estos tanques se requiere considerar varios aspectos como:

- Resistencias.
- Seguridad.
- Vientos.
- Sismicidad.
- Incendios.
- etc.

III.2.2 Cimentación.

Para la construcción de una cimentación de tanques de presión, se toman en cuenta la capacidad a almacenar, fuerzas causadas por sismos, el tipo de subsuelo del área, etc.

Primero se coloca una loza, luego de haber compactado el subsuelo, pudiendo ser de tipo reticular que es apoyada por medio de resortes uniformes distribuidos a lo largo de cada pata o apoyo diseñándose de acuerdo a la carga de operación, carga hidrostática de prueba, cargas por sismo y las cargas que actúan en cada lado, el cual se encuentra en la parte inferior de cada apoyo. Este tipo de cimentaciones ha tenido buenos resultados en el país. Otro tipo de

cimentación que se realiza es la compensada, que consiste en colocar un armado doble o de espejo de igual características y del mismo espesor.

En caso de realizarse una cimentación profunda, se deben apoyar los cimientos de las estructuras en el estrato mas compacto del subsuelo.

Cuando se tiene que la carga hidrostática es menor que la carga por sismo, se refuerza la cimentación:

- Aumentando el área de cimentación: esta opción es poco práctica ya que hay casos en los que el área redonda en altos costos.
- Utilizando cajones de compensación: para éstos se tiene que utilizar impermeabilizante para evitar filtraciones.
- Utilizar pilotes: estos transmiten las cargas al subsuelo.

III.2.3 Materiales.

Los materiales en este tipo de almacenamiento están sujetos a mayores esfuerzos por presión que los tanques atmosféricos, por lo que tendrán un mayor control de sus especificaciones.

Dentro de los materiales a utilizar, se pueden considerar los forjados y los fundidos mientras cumplan con las especificaciones, se les elimine las impurezas e imperfecciones y estén marcadas permanentemente.

Otros materiales utilizados son:

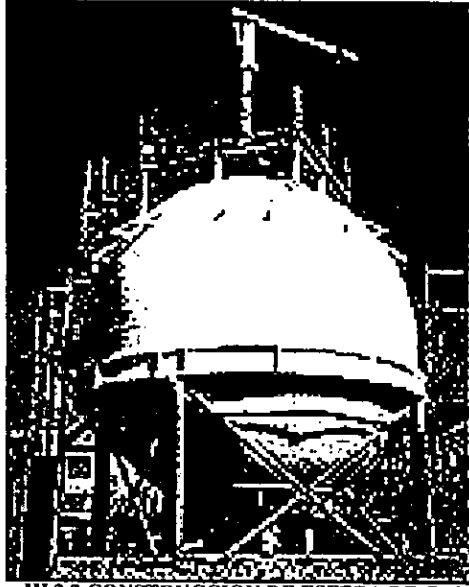
- De acero al carbón y de baja aleación
- De acero de alta aleación.
- Placas con recubrimiento integral resistente a la corrosión
- Acero férrico con propiedades a la tensión mejorada por medio de tratamientos térmicos.

III.2.4 Fabricación.

La fabricación de recipientes a presión deberá cumplir con una serie de requisitos definidos por el solicitante. Primeramente los planos de taller, montaje y la lista de materiales a usar; cumpliendo con la calidad y cantidad a emplear.

A los materiales de fundición se aplica un factor de calidad de 80-85% dependiendo del tipo que se aplique. Los defectos que afecten la resistencia del material, se entenderá como el rechazo de la fundición.

Los anillos de refuerzos deben cubrir totalmente la circunferencia del recipiente, pueden estar colocados interior o exteriormente fijados por soldaduras eléctrica o autógena, además debe ser continua y si es intermitente debe ser mínimo la mitad de la circunferencia exterior y la tercera parte para anillos.



III.2.2 CONSTRUCCIÓN DE ESFERA DE GAS

Las aberturas en partes cilíndricas o cónicas del recipiente pueden ser circulares, elípticas o alargadas o también de otras redondeando sus esquinas. El refuerzo para las aberturas debe satisfacer las necesidades del área de refuerzo, un esfuerzo permisible igual o mayor que el del material de la pared del recipiente.

La fijación de tubos y cuellos de boquillas a la pared del recipiente deberá realizarse por soldadura, por medio de espárragos, roscas, expansión, etc. Si existe algún tipo de aberturas o secciones de reducción que trabajen a compresión interna.

Las bridas y accesorios bridados, fijados con tornillos deben cumplir con las normas establecidas para bridas con los límites de presión-temperatura dados.

Los recipientes a presión deberán contar con registros de hombre para la examinación y limpieza de estos. También deben contar por lo menos con dos registros de mano. El registro de hombre deberá tener forma elíptica alargada por lo menos de 300 mm de diámetro y el de mano de 51 x 76 mm.

El espesor mínimo de las placas para los apoyos del recipiente es de 8 mm. La envolvente de un recipiente terminado deberá ser esencialmente cilíndrica. La deformación no debe ser mayor del 1% del diámetro nominal de la sección considerada.

Todos los aditamentos deberán adaptarse a la curvatura de la envolvente a la cual se fijan. Las partes encaquetadas están sujetas a esfuerzos debidos a la presión y se utiliza cuando la presión interna es mayor a 1 kg/cm² y protege el recipiente de calentamientos y enfriamientos suministrando una cámara de aislamiento sellada.

III.2.5 Dispositivos para relevo de presión.

Todos los recipientes a presión deberán protegerse con los dispositivos que evitan se eleve más del 10% de la presión máxima permisible de trabajo. Si hay riesgo de explosión al fuego o alguna fuente de calor externa se utilizan dispositivos suplementarios de alivio de presión que eviten se eleve mas del 20%.

Estos dispositivos deben localizarse e instalarse en lugares de fácil acceso para su inspección y reparación, asegurando un servicio continuo. Los manómetros deberán tener una capacidad del doble de la presión de operación.

Se pueden utilizar discos de ruptura en lugar de válvulas de seguridad para recipientes que contengan sustancias valiosas o donde se requiera evitar pérdidas y contaminación de la atmósfera por gases nocivos.

Los dispositivos y válvulas deberán de cumplir con las especificaciones de presión, temperatura y condiciones de servicio, siendo de accionamiento directo por resortes. El fabricante debe proporcionar la certificación de las válvulas de seguridad o relevo.

Las válvulas de relevo y seguridad y los discos de ruptura deberán instalarse en el lado de la parte superior o en la tubería conectada a la salida del gas y el área interna debe ser por lo menos la que se tiene en la tubería conectada.

III.3 SISTEMAS DE SEGURIDAD

Hay diversos tipos de tanque de almacenamiento de hidrocarburos de acuerdo a las características de los productos que manejan.

Los tanques utilizados más comunes son:

- Tanques cilíndricos verticales de techo fijo.
- Tanques cilíndricos verticales de techo flotantes.

- Tanques esféricos.
- Tanques esferoidales.
- Tanques cilíndricos horizontales (“salchichas”).
- Tanques refrigerados.

Los Tanques cilíndricos verticales de techo fijo almacenan productos a presión atmosférica.

Los Tanques cilíndricos verticales de techo flotantes almacenan productos con presiones de vapor ligeramente arriba de la presión atmosférica utilizándolos con el fin de reducir las pérdidas por evaporación.

Los tanques esféricos, esferoidales y cilíndricos horizontales almacenan hidrocarburos muy ligeros que en condiciones atmosféricas se encuentran en forma gaseosa.

De una manera general los productos que se almacenan en dichos tanques son:

a) Tanques cilíndricos verticales de techo fijo: crudo, lubricantes, diesel, soluciones de sosa, etc.

b) Tanques cilíndricos verticales de techo flotantes: gasolinas, gasavión, etc.

c) Tanques cilíndricos horizontales (salchichas), esferas y esferoides: propano, butano, butilenos, gaspemex, pentano, etc.



III.2.3 TANQUE TIPO SALCHICHA

Es importante conocer las propiedades físicas y químicas de los hidrocarburos ya que conociéndolas se toman las precauciones para efectuar los trabajos de limpieza, mantenimiento e inspección de los tanques que los almacenan.

También es importante conocer como operan los recipientes y como se comportan las sustancias que almacenan, así como las ubicaciones de las diferentes conexiones y el funcionamiento de los aditamentos de seguridad con que están provistos. Es muy importante conocer los equipos y sustancias con los que se tiene que trabajar, lo cual ayudara para evitar accidentes.

La selección de los equipos de protección personal así como los pasos para desarrollarlos debe ser estipulada por personal conocedor de estos problemas y la supervisión se debe realizar por personal enterado de estas labores.

III.3.1 Medidas Generales de Precaución.

En Petróleos Mexicanos existen procedimientos establecidos desde hace largo tiempo para la ejecución de estas labores. El “Permiso para trabajos peligrosos”, PEMEX 13 Forma N 28, tiene por objeto lograr que se tomen las precauciones necesarias en estos casos y otros similares. La persona que dirige la ejecución del trabajo en cuestión, señala en él las medidas de precaución que deben tomarse previamente al inicio del trabajo y en el curso de este, así como el equipo de seguridad personal que debe utilizarse. Es responsabilidad del encargado del trabajo el vigilar que se cumplan todas las medidas que se anoten sobre esta forma.

Una de las pruebas más importantes es la realización de una prueba de gases combustibles (se hace con el aparato llamado explosímetro), cuando se vayan a ejecutar trabajos de corte o soldadura. Las pruebas deben ser realizada por personal técnico de Seguridad autorizado para ello. Es importante como se menciona en la Forma No. 28, el colocar juntas ciegas en todas las líneas que entran y que salen del tanque con excepción de la línea de contraincendio que sirve para casos de urgencias.

Antes de iniciar la limpieza de un tanque es necesario que esté fuera de operación, aislado y vaporizado; deben eliminarse todos los focos de ignición de los lugares donde los vapores inflamables puedan estar presentes antes o después de abrir un tanque.

Durante los trabajos de limpieza se deben colocar avisos advirtiendo que toda fuente de ignición debe de estar alejada de los alrededores del tanque.

No se debe permitir ningún equipo que pueda dar origen a igniciones en la vecindad del tanque hasta que se haya constatado la ausencia de vapores en la misma. Si se usa el equipo o se prende fuego, deben colocarse bastante lejos del tanque (no menos de 60 metros) preferentemente contra el viento a fin de reducir el peligro de combustión. No se debe trabajar si la dirección del viento puede arrastrar vapores a los lugares donde pueda producirse una combustión, ni cuando una tempestad eléctrica amenace o esté presente.

Aun después de que se haya extraído del tanque la mayor cantidad posible del producto y se haya terminado la extracción de gases y vapores, puede reaparecer el peligro por cambio de temperatura, por la agitación del sedimento dentro del tanque, residuos en las paredes o procedentes en las costras, por productos atrapados en los soportes huecos del techo, en cámaras de espumas, pontones, serpentines o en fugas por el fondo del tanque. Éste deberá ser vaciado hasta el mínimo nivel posible a través de la toma mas baja del tanque, pudiendo aumentar el desagüe, añadiendo agua a través de una conexión existente o por un orificio del tanque. Deberá aislarse con juntas ciegas o desconectando y retirando las líneas. Cuando se usen bridas ciegas, éstas deberán ser del material y espesor adecuado para resistir la presión máxima que pueda aplicarse a la línea bloqueada (no es suficiente cerrar las válvulas o machos de las tuberías, pues al recibir presión por algún motivo, puede fallar el sello de estos aditamentos). Hasta que la prueba de gases combustibles haya dado resultados negativos y se hayan abierto un número suficiente de registros para permitir su ventilación y el acceso a su interior, se podrá proceder a realizar los trabajos de mantenimiento. Un método rápido y recomendable es el de desplazar en el interior del tanque por medio de ventilación mecánica forzada, realizada con removedor de aire accionado por

una cantidad de aire adecuada (figura III.3.1) o por un ventilador o por cualquier otro aparato similar, siendo preferible eliminar los vapores a través de las salidas del techo del tanque, asegurando con ello, la difusión máxima de los vapores en el aire circulante y reduciendo la posibilidad de mezclas inflamables a nivel del suelo, el tiempo en que la atmósfera del tanque esté dentro de los límites de explosividad, se podrá disminuir cuando dicho equipo se use durante la extracción de los residuos, pues los vapores se disiparan normalmente tan pronto como sean liberados.

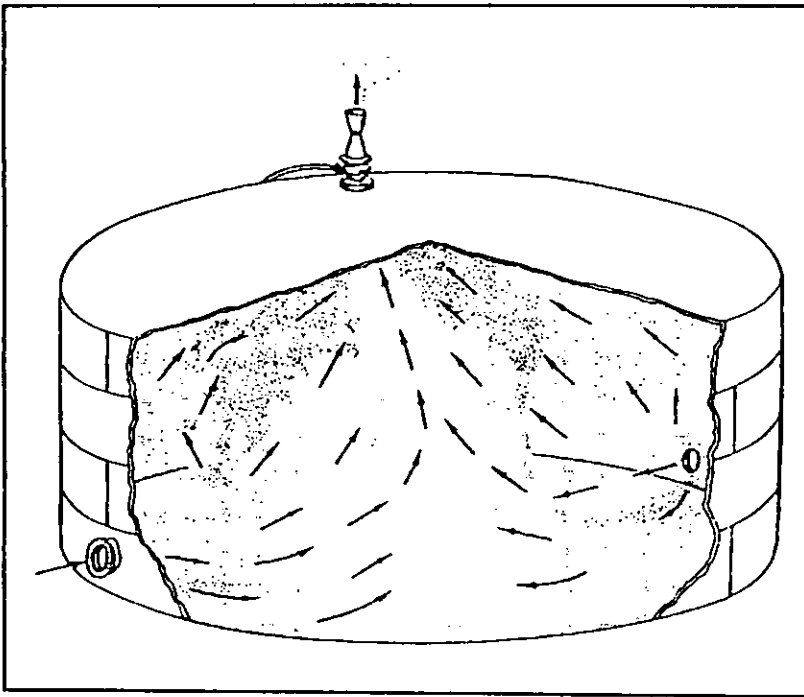


FIGURA III.3.1 VENTILACION DE UN TANQUE

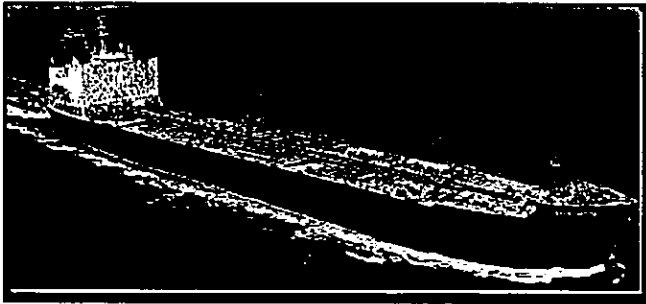
Los aparatos empleados comúnmente para depurar la atmósfera del tanque pueden ser de los siguientes tipos: los removedores de aire que trabajan con aire comprimido; los eductores con vapor de agua; los ventiladores,

CAPÍTULO IV

BUQUES TANQUE O BUQUE CISTERNA

Los buques han tenido un profundo efecto en la civilización, desde los tiempos antiguos el hombre los ha usado para explotar, comerciar y conquistar. El control de los mares en la guerra y en el comercio ha edificado grandes imperios; La pérdida de tal control ha significado casi siempre su destrucción.

Por lo cual los barcos siguen siendo muy importantes, tal es el caso de los buques que transportan y almacenan hidrocarburo.



IV.1.1 BUQUE TANQUE EN ALTAMAR

En los países industrializados, principalmente, las necesidades de petróleo y gas natural, han aumentado en estos últimos tiempos a un ritmo tal que se han triplicado.

Al encontrarse los yacimientos tan lejos de los lugares de consumo, se ha impuesto el medio de transporte por vía marítima o sea por medio de los buques tanque o buques cisterna.

El transporte de petróleo en los países industrializados, es el segundo método después de los oleoductos en la industria del transporte de crudo y parte importante debido a su capacidad en el área de almacenamiento. Desde el punto de vista internacional estos son los primeros. Además de un gran movimiento costero doméstico en otros países, prácticamente todo el comercio exterior de petróleo crudo y sus derivados se hacen en buques tanque. También una gran parte de la distribución de petróleo y sus productos se ejecutan con el uso de chalanes o barcazas que operan en los grandes ríos, canales o lagos.

A finales de 1966 la flota mundial de buques tanque consistía de 3130 navíos que sumaban 273.66 millones de toneladas métricas de peso muerto. Mas de la mitad de los productos refinados en Estados Unidos de Norte América y cerca de 10 MMBD de los 30 MMBD que se producen en el mundo de aceite crudo, se mueve por vía marítima o fluvial. Para viajes largos el costo de transporte por este método es el menor de todos. Cuesta menos mover crudo por buques tanque que por oleoducto en los puertos de la costa de México hacia los centros refinadores que de la costa atlántica de los EE.UU.

Para costear el transporte marítimo del gas natural se licua reduciendo su volumen por medio de someter los gases a baja temperatura (-160°C) y alta presión (17 bar). En los nuevos buques tanques de gas licuado del petróleo (GLP) son colocados enormes recipientes para mantener el gas a temperatura óptima de conservación, manteniéndolo en estado líquido con

pérdidas insignificantes; son llamados termos navegantes, son el medio más eficaz diseñado para transportar gas natural.

En México la flota petrolera comenzó con la expropiación en 1938 donde contaba con un solo buque con 69,000 barriles de capacidad. En 1941 se embargaron 9 barcos italianos y se llegó a una capacidad de 54,030 toneladas de peso muerto (TPM). Paulatinamente fue creciendo hasta llegar en 1964 a tener una capacidad de 160,000 TPM. Para el año de 1988 ya se contaba con una flota marina de 970,000 TPM, que por no ser suficientes se realizaron contratos con varios astilleros tanto nacionales como extranjeros para fabricar mas buques, realizándose un plan de fortalecimiento de PEMEX en lo que respecta al transporte y almacenamiento por buques cisterna.

IV. 1 CLASES DE BUQUES TANQUE

Por las propiedades físicas de los hidrocarburos: densidad, volatilidad, punto de ebullición etc., los buques tanque se clasifican en petrolero y gasero.

IV.1.1 Petrolero.

Es un buque tanque concebido para el transporte de hidrocarburos en bruto o de productos petrolíferos. El primer barco que transportó petróleo fue el Tres Palos (Gluckauf) en 1886, de 3,000 toneladas masa de peso en bruto de carga líquida. El espacio de bodega estaba dividido por un largo mamparo longitudinal a cruzía y mamparos transversales que subdividían el espacio en 8 tanques separados de las carboneras y maquinas por la cámara de bombas, que

también servían de tanques de aire, y encima de los mamparos había una larga cámara de expansión para permitir la dilatación del petróleo.

En los últimos años el ritmo de explotación ha crecido demasiado superando las expectativas de los especialistas, creciendo exponencialmente, existiendo actualmente los super-tanques o super-petroleros, siendo estos el medio más económico para transportar el petróleo en forma rápida y a grandes distancias.

Actualmente el espacio de carga de los mayores buques tanque está dividido por dos mamparos longitudinales y numerosos transversales, excepto en el extraordinario petrolero con tres mamparos longitudinales. En la figura IV.1.2 de un buque moderno de unas 12,000 toneladas de porte, los números indican:

1. Tanques para aceite.
2. Tanques de aire para aislamiento de los de carga y cámara de máquinas, así como la bodega de carga seca.
3. Cámara de bombas.
4. Cámara de máquinas.
5. Bodega de carga seca.
6. Alojamiento de la tripulación.
7. Alojamiento de oficiales.
8. Puente.
9. Pasarela.
10. Escotillas de los tanques de carga.

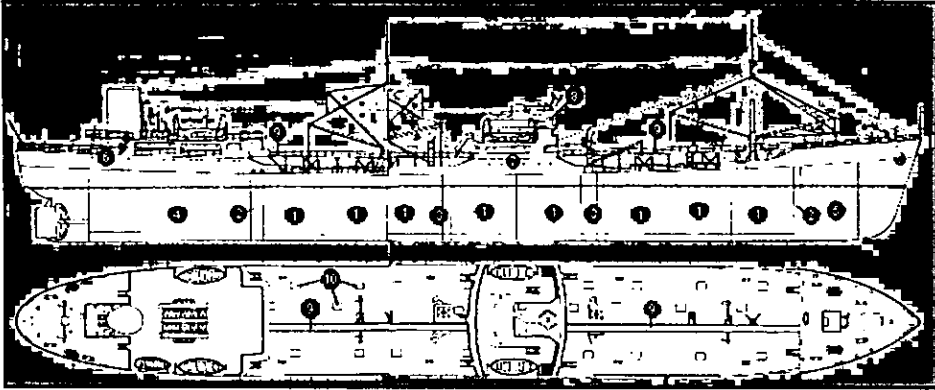


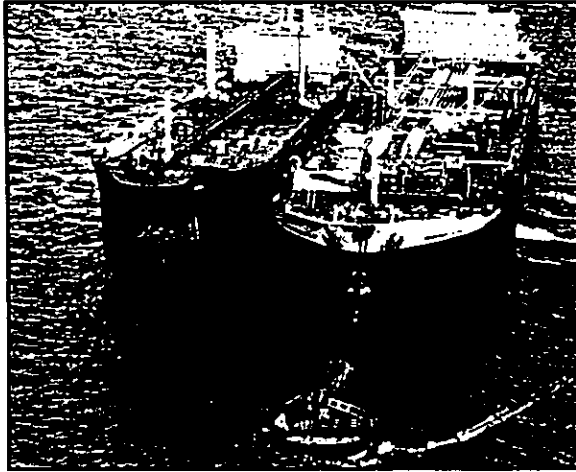
FIGURA IV.1.2 DIVISIONES DE UN BUQUE TANQUE

IV.1.1.1 Características técnicas.

El casco del petrolero está formado por un conjunto de 4 a 12 tanques o cubos paralelepípedos, unidas por una armadura de acero; la resistencia metálica y flexibilidad del esqueleto asegura los embates del mar (figura IV.1.4), el uso de acero de alta elasticidad y el cálculo de estructuras ligeras, permiten disminuir considerablemente el peso del casco con respecto a su carga.

La roda generalmente lleva un bulbo, situado abajo del agua, que hace ganar medio nudo de velocidad cuando navega con carga y un nudo (1.85 km/hr) cuando navega con lastre.

El petrolero de 250,000 toneladas de masa está dotado de una potencia de 40,000 CV (caballos de vapor) de una sola hélice, el cual puede ser de motor diesel o combinación de varias calderas y una turbina de vapor, asegurando una velocidad de 17 a 18 nudos.



III.1.3 BUQUE ABKATUN

IV.1.1.2 Riesgos de incendio.

Para reducir los riesgos de incendio los petroleros en la parte trasera van provistos en un solo bloque, de una sala de maquinas, una central termoeléctrica completa y encima de ellas una super estructura en la que se ubican: los despachos, restaurante, piscinas, salones camarotes, puente de mando y tras todo esto una o dos chimeneas. En el 80% de la longitud del barco no existe nada que pueda crear una chispa que provoque un incendio y toda la carga va en la parte delantera.

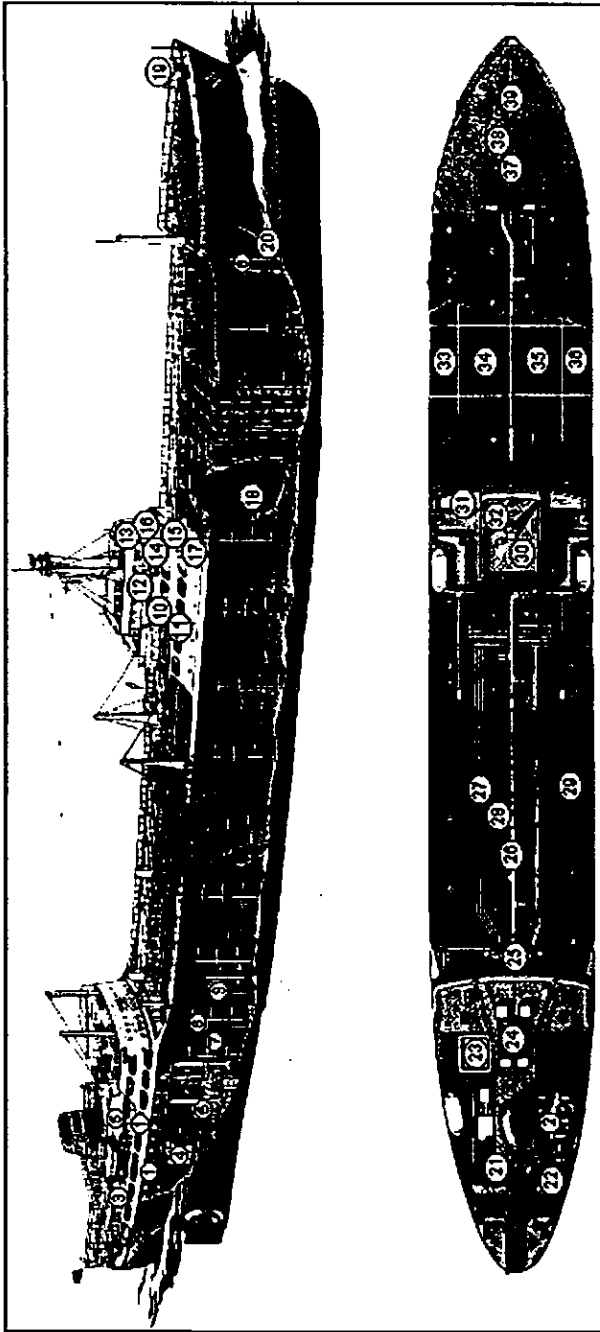


FIGURA IV.1.4 PARTES DE UN BUQUE TANQUE

PARTES DE UN BUQUE TANQUE:

- | | |
|--|---|
| 1.- Camarotes de la tripulación. | 21.- Cuarto de recreación. |
| 2.- Comedor. | 22.- Galería. |
| 3.- Salón de juegos. | 23.- Alberca |
| 4.- Calderas. | 24.- Lumbera del cuarto de máquinas. |
| 5.- Unidad de aire acondicionado. | 25.- Entrada al cuarto de bombas. |
| 6.- Cuarto de máquinas. | 26.- Pasarela de proa a popa. |
| 7.- Tanque de combustible. | 27.- Líneas de carga en cubierta. |
| 8.- Tanque de aire de aislamiento. | 28.- Manivela. |
| 9.- Tanques del ala de estribor. | 29.- Escotillas de tanques. |
| 10.- Camarotes de los aprendices de navegación. | 30.- Patio de hombre. |
| 11.- Camarotes de los aprendices de maquinistas. | 31.- Puente del comandante. |
| 12.- Cuarto de mando, cartas y radio | 32.- Radar explorador, brújula giratoria y
Estándar. |
| 13.- Cabina del timonel. | 33.- Tanques de babor. |
| 14.- Camarote del comandante. | 34.- Tanques interiores. |
| 15.- Camarote del jefe de máquinas. | 35.- Tanques interiores. |
| 16.- Alojamiento de los maestros | 36.- Tanques de estribor. |
| 17.- Almacén de provisiones. | 37.- Escotilla del tanque de lastre |
| 18.- Tanques interiores | 38.- Malacate para remolque. |
| 19.- Grúa de manejo del ancla | 39.- Malacate del ancla. |
| 20.- Tanque de lastre. | |

Durante la segunda guerra mundial los barcos petroleros de Estados Unidos de Norte América T2 de 18,000 toneladas de masa, requerían para sus maniobras de 50 hombres y en la actualidad los super tanques se han automatizado tanto que llevan una carga de 250,000 toneladas de masa, requiriendo solo de 35 hombres para sus maniobras.

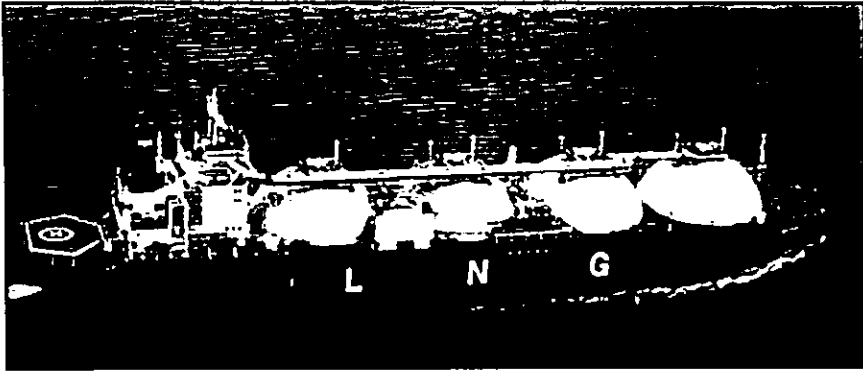
En la actualidad la sala de maquinas, bombas de descarga y navegación son teledirigidas desde un puesto de mando convertido en una sala de control industrial, éstas permanecen vigiladas por un ordenador a bordo que memoriza e imprime las instrucciones en caso de alarma o avería, dando un diagnóstico en caso de un problema o en caso de una avería.

IV.1.2 Gasero.

Existen los que se utilizan para el transporte de gas licuado almacenado a presión y temperatura atmosférica, distinguiéndose los que transportan butano y propano, los que transportan etileno líquido semirefrigerado y los que transportan gas metano y gas natural líquido, siendo estos últimos los que representan mayor dificultades técnicas para su transporte.

La diferencia entre los butaneros, propaneros con los metaneros es la temperatura, mientras que para los primeros se almacenan a temperatura ambiente, los metaneros han exigido nuevos conceptos en materia de construcción ya que reciben y transportan su cargamento con una temperatura de $-160\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Los primeros metaneros empezaron a cargar en Argelia en 1964, el gas licuado procedente del campo Sahariano de Hassi R. Mel, para transportarlo al Havre y a Londres. En la actualidad los problemas técnicos han dejado de serlo y las compañías que distribuyen el gas cuentan con una gran flota para efectuar el aprovisionamiento de los países consumidores, dado que la licuación del gas reduce 600 veces su volumen, así un metanero de $40,000\text{ m}^3$ de capacidad lleva en realidad 24 millones de m^3 de gas.



IV.1.5 BUQUE TANQUE PARA GAS LP O NATURAL

Los Estados Unidos de Norte América consumen aproximadamente 600 mil millones de m^3 de gas al año, empiezan a importarlo a medida que se agotan sus reservas, utilizando para ello metaneros de $125,000 \text{ m}^3$ que totalizan 15 mil millones de m^3 . Por su parte Japón transporta 7 mil millones de m^3 de Borneo y Alaska mediante barcos de $75,000 \text{ m}^3$ y construyen barcos en la actualidad de $125,000 \text{ m}^3$ para transportar gas desde el golfo Pérsico a Yokohama.

En la actualidad existen dos clases de buques metaneros que se diferencian por su construcción: cisternas autoportantes y cisternas integradas.

El problema de un buque metanero es transportar una carga líquida de densidad de 0.45 y temperatura de $-160 \text{ }^\circ\text{C}$ en un estado próximo a la ebullición, la evaporación controlada de una pequeña parte de la carga mantiene la temperatura, además de proporcionar al buque el combustible necesario. La solución consiste en proporcionar un material aislante que no

permita pérdidas de temperatura pero si el calentamiento de la carga, protegiendo las estructuras del buque construidas de acero ordinario.

IV.1.2.1 Buques Presurizados.

Estos llevan carga en tanques de presión diseñados para resistir 17 kg/cm². Los barcos tienden a ser chicos, con una capacidad de carga de hasta 1,000 m³. Los tanques son normalmente cilindros, dos en número, montados horizontalmente, aunque algunos barcos usan un mayor número de esferas o cilindros montados verticalmente, o una combinación de éstos.

Los buques transportan normalmente GPL (gas de petróleo licuado) o amoniaco en comercio marítimo corto; normalmente tienen tanques de doble fondo y algunos tienen tanques de lastre superiores. El espacio en el cual se encuentran ubicados los tanques de carga (el espacio de contención) está ventilado por aire, con aire seco o gas inerte (figura IV.1.6).

IV.1.2.2 Buques Semirefrigerados.

Básicamente todos tienen sistemas de carga de tanques de presión adecuados para cargas a temperaturas debajo de la temperatura ambiente. La calidad de acero usado dictamina la limitación de temperatura; las temperaturas comunes son de -33°C (para amoniaco) y -50°C (para gas de petróleo licuado). La presión de los sistemas depende de la temperatura de la carga, pero podrán abarcar desde 3 hasta 10 kg/cm².

Los de este tipo tienden a ser barcos mayores, con capacidades de carga de hasta 12,000 m³. Están consagrados al comercio costero y de altura, tienden a usar el volumen de carga más eficientemente, por ejemplo: cilindros adelgazados, tanques lobulados y tanques arriba de la cubierta. Generalmente tienen de 4 a 6 tanques de carga, dispuestos en dos grupos de tres, cada grupo con tanque de babor y estribor debajo de la cubierta y un tercero arriba de la cubierta sobre la línea media (figura IV.1.6).

Las cargas transportadas incluyen GPL, NH₃ y productos químicos tales como butadieno, propileno y cloruro de vinilo. Los barcos tienen tanques de lastre superiores. El espacio de contención está ventilado con aire fresco del exterior o aire seco. Este tipo con frecuencia tiene un sistema de relicuación con una capacidad muy alta.

IV.1.2.3 Buques Refrigerados

Estos transportan GPL a temperaturas entre -55°C y -0.5°C. equipados para transportar amoniaco y generalmente resultan adecuados para la gama completa de hidrocarburos de hasta -55°C. Los tanques están fabricados de acero al carbón-manganeso y están equipados con aislamiento. Llevan instalado además una planta de relicuado. Estos son grandes barcos desde 5,000 hasta más de 100,000 m³.

Existen normalmente entre 3 y 6 tanques de carga, extendiéndose casi a lo largo de toda la manga del barco. Llevan instalados tanques de doble fondo, conjuntamente con tanques de lastre superiores o en el costado completo. Los más comunes son los tanques prismáticos auto estables, estando apoyados en

calzos de madera y acuñados al casco para permitir expansión y contracción (figura IV.1.6).

Este tipo de tanque generalmente tiene un mamparo interno en la línea media para mejorar la estabilidad y reducir el chapoteo. Una barrera secundaria normalmente está provista para protección contra fugas por el uso de aceros especiales para las partes superiores de los tanques, las planchas del casco y los tanques de lastre superiores en las partes adyacentes al tanque de carga. El espacio de contención de los tanques generalmente está sin uso.

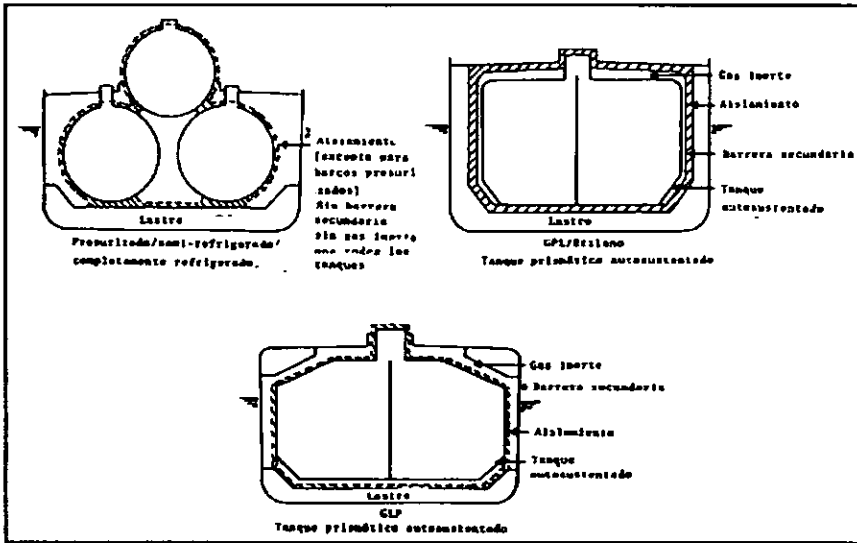


FIGURA IV.1.6 TIPOS DE BUQUES TANQUE PARA GAS I

IV.1.2.4 Buques de Etileno

La carga generalmente suele estar completamente refrigerada a -104°C ; los tanques de carga son hechos de acero al aluminio, acero níquel o acero inoxidable. Llevan aislamiento y una planta de relicuado. Los tanques de

carga usados son independientes. Si se ha provisto de una barrera secundaria, ésta no forma parte del casco. Está provisto de un casco interior total con doble fondo y tanques de lastre laterales (figura IV.1.6).

Los buques tienden a ser especializados en su mayor parte de 1,000 a 12,000 m³ de capacidad y con uno a cuatro tanques. Con frecuencia están equipados, de modo que cargas de un punto de ebullición más alto, tales como GPL pueden ser transportadas.

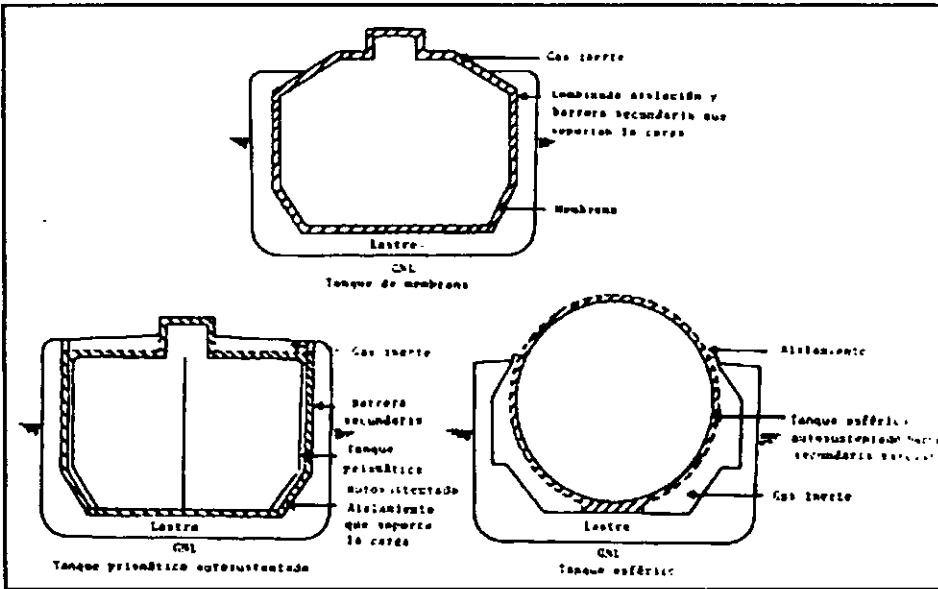


FIGURA IV.1.7 TIPOS DE BUQUES TANQUE PARA GAS II

IV.1.2.5 Buques de Gas Natural Licuado (GNL).

La carga es transportada completamente refrigerada a -163°C ; los tanques de carga están hechos de acero al aluminio, acero níquel o acero inoxidable. Se les ha provisto de aislamiento, pero generalmente no llevan

instalada una planta de relicuado; el gas de evaporación o bien es venteado o quemado en la máquina principal (figura IV.1.7).

Los buques son grandes, generalmente de 40,000 a 135,000 m³, con 4 a 6 tanques de carga del tipo ya sea de sustentación o de membrana. Llevan instalado un doble fondo total y un sistema completo de tanques de lastre laterales. La disposición de las barreras primarias y secundarias varía ampliamente de sistema en sistema.

IV.2 RIESGOS DE ALMACENAJE MARÍTIMO.

El personal embarcado deberá familiarizarse con las propiedades que representan un riesgo en el almacenaje y transporte de hidrocarburos.

Propiedades de los gases.

- Expansibilidad
- Compresibilidad
- Difusibilidad
- Licuación

El gas metano por sus características ha exigido la aplicación de nuevos conceptos en construcción naval y por lo tanto hay que tomar las siguientes propiedades: la combustibilidad que es una propiedad de todos los componentes orgánicos del metano y que arde con el oxígeno del aire, es un calor muy grande que se desprende con la combustión, por lo tanto se utiliza

como fuente de energía a presiones y temperaturas elevadas, pudiendo convertirse en CH_2O (formaldehído) y H_2O (agua).

Con temperaturas altas y fase vapor el metano reacciona con el ácido nítrico y forma el nitrometano (CH_3NO_2). El metano reacciona con rayos ultravioleta, formando compuestos orgánicos y ácido alogenohídricos, la reacción con el fluor es explosiva.

En general los gases son inertes a los agentes químicos usuales, en condiciones de temperatura menor a 100°C . Sin embargo los hidrocarburos hasta de 10 carbonos son más reactivos que el resto.

El volumen de gases que emanan del petróleo depende de su volatilidad, misma que depende de su temperatura, si los gases que desprenden estos hidrocarburos se mezclaran con aire, en proporciones considerables se podrían encender, si es poca la acumulación de gases esta no arderá al contacto con el aire.

Los limites de explosividad baja y alta en proporción son 1% de gas - 99% de aire hasta 7% gas - 93% de aire respectivamente, si se encendiera la mezcla la flama correría con una velocidad igual a 3 m/seg, la cual se observara en la parte media de la mezcla distribuyéndose hacia los límites, si la mezcla se quema a la intemperie existirá una expansión de los gases, pero si se quemara en un lugar cerrado se producirá una presión hasta el punto de explotar. Durante el incendio del petróleo son los gases los que se encienden y no los líquidos.

La volatilidad de los hidrocarburos se da cuando sus gases se evaporan a temperaturas atmosféricas, los hidrocarburos entran en el aire por evaporación de los productos de combustibles fósiles, como es la gasolina. La volatilidad se debe:

- Al punto o temperatura de inflamación.
- Al contenido de hidrocarburos ligeros.

Petrolero.

El petróleo clase A es muy volátil a todas las temperaturas ambientales, su gas está demasiado concentrado y dentro o fuera del tanque, es muy fácil su ignición al mezclarse con el aire.

El petróleo clase B es menos volátil pero se debe de tener cuidado en su manejo, ya que al igual que el de clase A podría producir gases de explosividad a temperatura ambiente.

Los de clase C son los menos volátiles a menos que se hayan cargado en buques cargados con gases, por lo tanto se deben tomar las mismas precauciones.

Consideraciones para el manejo de petróleo A

- a) Cuando se carga un tanque, los gases liberados al mezclarse con el aire tienden a los límites de explosividad, misma que disminuye con el

enriquecimiento de hidrocarburos a medida que aumenta la evaporación en las operaciones de carga.

- b) Cuando se descarga existirá una atmósfera de explosividad en los espacios de expansión del tanque, al estar aceptando aire esta explosividad desaparecerá al diluirse la atmósfera gaseosa.
- c) Cuando se está lastrando se debe de tener cuidado de que se forme una atmósfera que salga fuera de los límites de seguridad, cuidando la ventilación gradual previamente.
- d) Cuando se limpie un tanque se deben tomar las precauciones y especial cuidado en la ventilación, ya que la concentración de gas que queda en el tanque podría estar dentro de los límites de explosividad.

Consideración para el petróleo clase B

Se debe de tomar en cuenta que en las mezclas más pobres puede estar presente gas inflamable, del cual se deben tomar las medidas necesarias y tener en cuenta las consideraciones como en el petróleo clase A.

Los gases de los hidrocarburos son mas pesados que el aire y fácilmente se pueden dispersar con una brisa de agua aun cuando estén muy concentrados. En un buque tanque se debe sospechar de la presencia de gases en lugares cerrados y donde exista poca circulación de aire.

Efectos tóxicos del petróleo

Inhalaciones de gas producen intoxicación embotando el olfato y producen disminución de las facultades físicas y mentales del hombre; como son dolor de cabeza, mareos e irritación de los ojos, cuando se inhalan grandes cantidades puede producir la muerte; los crudos que contienen ácido

sulfhídrico son los que apestan a huevo podrido, este gas neutraliza el sentido del olfato y produce la muerte.

IV.3 SEGURIDAD Y PREVENCIÓN DE INCENDIOS

El aprender a fabricar buques tanque con las características óptimas ha sido tarea difícil. El buque moderno es el sucesor de varios tipos durante siglos de evolución, las duras experiencias de barcos de vela y experimentos por precursores intrépidos, son frutos de la imaginación y el trabajo de físicos, metalurgistas, ingenieros, matemáticos, teóricos abstractos, expertos en electrónica y recios obreros.

Anteriormente el peligro en los viajes marítimos era grande y si el barco naufragaba las pérdidas eran cuantiosas. Ese hecho desalentó a enviar la mercancía por mar, si embargo como los hidrocarburos son de vital importancia hubo quien estaba dispuesto a invertir dinero aceptando el riesgo que representaba el transportar estos productos.

Debido a la frecuencia y gravedad de los accidentes, así como los costos de los siniestros petrolíferos, han surgido leyes sobre seguridad en embarcaciones como son las de comunicaciones y transporte; la ley federal del trabajo; la de navegación y comercio marítimo; los reglamentos de inspección naval y de la policía de puertos. Igualmente han surgido reglas y acuerdos internacionales aprobados en la convención internacional para la seguridad de la vida en el mar reunida en Londres, Inglaterra, en la que México es miembro. A causa de estas circunstancias en este capítulo nos abocamos a la seguridad y prevención de incendios que es la parte más delicada de este tipo de almacenamiento.

IV.3.1 Métodos de prevención.

Cuestiones fundamentales.

Durante operaciones de carga, descarga, lastre y lavado de tanques, etc., las bombas contra incendio deben de tener un alto grado de eficiencia, las mangueras deben desenrollarse y conectarse para entrar en acción en caso necesario. Se debe de tener la presión necesaria cuando menos en las bombas y las conexiones a tierra, el oficial de guardia deberá estar familiarizado con estos dispositivos contra incendio.

Combustión espontánea.

Algunos materiales si se humedecen con petróleo y con aceite de origen vegetal pueden incendiarse sin la presencia de una flama, pues la ignición es producida por oxidación. Por esa razón se debe alejar estopas, colchones, borras, cobijas de lugares próximos a petróleos o pinturas, se deberán almacenar en lugares alejados de la carga y cubierta.

Si existe material que este húmedo de petróleo nunca se debe guardar, se deberá secar o en su caso se deberá destruir o tirar. Se debe de tener la más estricta vigilancia además de estibar adecuadamente y en su caso almacenar los materiales peligrosos.

Ignición espontánea

La temperatura de ignición de combustibles y aceites lubricantes es mas baja que la del petróleo y aceite ligero, ya que estos pueden incendiarse con una flama o chispa, en cambio los lubricantes se pueden incendiar con una superficie caliente aunque no existiera flama o chispa.

Lámparas de petróleo

Si se tiene la necesidad de usarse se deben utilizar lejos de los tanques y respiraderos, cuando estas lámparas se icen por las bridas, mangueras o palos en líneas de respiro o gas; se deben de cerrar todas las válvulas de gas.

Electricidad estática

El riesgo más crítico es que todos los destilados del petróleo tienen cargas de electricidad estática que pueden constituir una fuente de ignición. De este punto se hablara posteriormente.

Matafuegos con vapor

En este sistema las válvulas se deben de mantener abiertas, de modo que se pueda tener control desde una válvula principal, sin que el personal a bordo de un barco corra ningún riesgo.

Cable de remolque emergente.

Todo los buques tanque deben de estar prevenidos a proa y a popa por un cable lo suficientemente largo para el caso de una maniobra de desatraque emergente. Estos cables deberán estar a la altura de la amura y aleta en el costado externo del barco sobre la superficie del agua.

Reglas para fumar

Como existen fumadores que no pueden ser controlados, el capitán del barco permitirá fumar en lugares señalados en los que no se corra riesgo alguno, en todos los puertos y localidades existen reglamentos en torno a estas

disposiciones, todo lo que proviene de esta regla se debe observar estrictamente.

Lugares estrictamente prohibidos

- Tanque y lastre.
- Cuarto de bombas.
- Castillo de proa.
- Centrales del puente.
- Pañoles de provisiones.
- En la carpintería.
- En los niveles de proa a popa.
- En la bodega de proa.
- En los tanques de doble fondo.
- En cualquier lugar próximo a los tanques en la cubierta.

Lugares especiales del puerto.

- En operaciones de carga o descarga de petróleo tipo A o B, a partir del momento en que se inicie operación de conexiones de mangueras a tierra, hasta al momento en que se desconecten y se hayan cerrado válvulas y líneas de cubiertas, así como respiraderos de gas.
- Traslados de petróleo A o B de un compartimiento a otro.
- Limpieza de tanques después de la descarga de petróleo A o B.
- Lastre, después de descargar petróleo A o B.
- En carga de petróleo clase C, cuando no este libre de gases.
- Solo se podrá fumar en lugares cerrados en el puerto con la autorización del capitán.

Lugares permitidos en el mar.

- Espacios encerrados para alojamiento a popa y a cubierta.
- En la toldilla a popa de acuerdo al viento reinante.

Cerillos y encendedores

Se debe hacer hincapié en el peligro que representa que el personal porte cerillos o encendedores ya que están prohibidos. Abordo o en lugares controlados se usaran cerillos de seguridad guardados en caja de metal, en los almacenes o pañoles con cerradura controlada.

Cocinas a bordo

Todo personal que labore en la cocina debe de estar familiarizado con el equipo que se utiliza, debiendo colocar letreros que indiquen cuando no se deben utilizar.

Se deben evitar trapos aceitosos, depósitos grasosos y desperdicios. Para evitar incendios en chimeneas, deberá haber una combustión eficiente y limpiar con frecuencia los tubos y cajas de humos. Además de los extinguidores, se contará en las cocinas con cajas de arena seca.

No se permitirá el uso de estufas en las cocinas cuando:

- El capitán considere que existe peligro.
- Operen petróleos A o B y que esté en uso la línea de carga y descarga por popa.
- Se descarguen lastre o agua sucia.

- Se descargue productos de limpieza del tanque con productos de clase A o B.

Cierre de aberturas y portas en la estructura superior.

Durante las operaciones de carga y descarga de petróleo A, B o C, maniobras de lastrado y limpieza. En la descarga se deben de mantener cerradas las puertas, fogonaduras, ojos de buey que conduzcan a la cubierta principal, los alojamientos o espacios de maquina, excepto para el cuarto de bombas. Durante este tipo de operaciones de carga y descarga si existe escape de gas se deberán apagar inmediatamente los extractores mecánicos y aire acondicionado para evitar una explosión.

Tapado de portañoles, lumbreras y tipo de sonda.

Cuando estos no estén en uso y ocasionalmente se abran para muestreo, deberán obturarse con tapas o tapones probados y en su caso con sacos de arena u otro elemento adecuado. Si se usan gasas o candados de alambre, se limpian y secan adecuadamente después de usarse, revisando que no estén dañadas o pintadas.

Precaución con el tiempo.

Cuando existan periodos de calma chicha y no se tenga brisa. Durante el periodo de descarga se podrán tener acumulaciones de gas, por lo que se detendrán las operaciones, hasta que no se perciba brisa, aunque sea débil.

Tempestad eléctrica.

Cuando se realizan operaciones de descarga de petróleo A o B, operaciones de lastre, ventilación y limpieza, se debe suspender toda

operación si existe tempestad eléctrica, procediendo en el buque a cerrar aberturas, válvulas, etc.

Tiempo de frío.

En época de frío se deben comprobar el buen funcionamiento de las válvulas de presión y vacío, si existen dudas se ajustaran o colocarán en la posición de abierta.

Equipo eléctrico.

Si el buque no está libre de gases, se restringirá el uso de equipo eléctrico y sondas eléctricas que no sean a prueba de explosión en cualquier espacio de carga, cuarto de bombas, compartimiento de combustible, etc., esta instrucción no sustituye el uso de señales de navegación.

Lámparas de mano.

No se deben de usar lámparas que no sean aprobadas por la sociedad de seguridad y clasificación de normas de construcción de buques.

Precauciones en los departamentos de máquinas y calderas.

En equipos de combustión es conveniente dejar anotado que chimeneas, quemadores, inyectoros, cajas de humo, etc., siempre deben mantenerse limpios, para lograr esto los quemadores tienen que estar ajustados para asegurar la combustión.

Soplado de tubos.

En operaciones de carga y descarga de petróleos A o B no se permitirá soplar cajas de humo, chimeneas ni tubos; en operaciones de lastrado o

limpieza se realizan tareas de soplado solo si se tiene la seguridad que los desechos se retirarán lejos de la cubierta principal.

Precaución en cuarto de bombas.

Se debe tener una ventilación adecuada para evitar la concentración de gases. En la sentina no se permitirá la acumulación de petróleo. En intervalos regulares se deben inspeccionar todas las válvulas de cuello, cuando no se cargue o descargue o se efectúen operaciones de lastrado.

Acceso a cuarto de bombas.

Cuando se efectúen operaciones de bombeo de petróleo A o B o se realicen trabajos de lastrado, limpieza y ventilación de tanque o cualquier otra tarea de bombeo después de la descarga, ninguna persona podrá entrar al cuarto de bombas a menos que:

- Se obtenga un permiso del oficial de guardia.
- Esté en la entrada del cuarto de bombas un vigilante o algún miembro de la tripulación, que atienda los movimientos de las personas.
- Se tenga un buen funcionamiento de la ventilación.
- Los cabos de vida y rescate estén listos en caso de emergencia.
- En el cuarto de bombas se ubique una máscara antigas lista para usarse.

Ninguna persona en cualquier otro caso podrá bajar al cuarto de bombas en ningún otro tiempo, salvo que:

- Se tenga permiso especial del oficial de guardia.
- Que se haya declarado el cuarto de bombas libre de gases.
- Si fuera necesario entrar al cuarto de bombas y exista la sospecha de gas, las personas deberán bajar con la máscara puesta y llevar amarrado el cabo de vida y rescate.

Trabajo en caliente.

Los trabajos en caliente se deberán realizar y examinar en el lugar donde se efectuó el trabajo, se deberá estar seguro de que no exista manchas de aceite que puedan generar gases y se deberá asegurar que no existan materiales peligrosos que puedan incendiarse por transmisión del calor.

Trabajo en caliente en el mar

Los trabajos realizados en el mar será responsabilidad del capitán siempre y cuando las condiciones del mar sean de la más alta seguridad.

Tuberías y serpentines.

En buques tanques se revisará que las tuberías y serpentines estén libres de gases, revisando que:

- Las lecturas en el explosímetro estén calibradas y en cero.
- Por certificación de un técnico responsable.

Arrestadores de flama.

Las telas de alambre permitirán las salidas de gases mas no la flama en caso de ignición, manteniéndose en buenas condiciones ya que están diseñadas para permitir el paso de la flama y retener los gases. Se debe evitar pintar estos arrestadores para no obstruir su flama.

Remolcadores y Embarcaciones en Paralelo.

No se permitirá que ninguna embarcación se sitúe en paralelo a buques que transporten petróleo A o B, se impedirá esta maniobra cuando el barco no esté libre de gases y se efectúen operaciones de lastrado.

Cuando el buque este libre de gases y en sus costados existan remolcadores, chalanes o barcasas, los tanques deberán estar cerrados sin importar los productos que transporte.

Protección Catódica y generación de hidrógenos.

Cuando se tenga lastrado de compartimiento con protección catódica se genera hidrógeno. Si los tanques están a tope deberán estar bien ventilados, no se tendrá inflamación debido a lo ligero del hidrógeno y que se dispersa fácilmente. Si se utilizan tubos de ventilación se revisa que las válvulas de presión y vacío estén abiertas para el escape de gas a la atmósfera. Si existen válvulas individuales en los tanques, se revisará que estén listas y en posición de operación. Un explosímetro no detecta la presencia de hidrógeno por lo que no se deberá confiar en su empleo.

Precaución en las calderas.

Se deberá cuidar que en las calderas mantengan el nivel de agua adecuado y durante la operación se mantengan en buenas condiciones. Cuando se pierda nivel de agua, se elevara el nivel poco a poco y no bruscamente. Cuando por alguna causa se pierda nivel se apagaran e incomunicarán las

calderas sin alimentarlas de agua hasta su enfriamiento, ya que si se inyecta se puede provocar una explosión, si al encender una caldera ésta no enciende se deberá apagar y se deberá ventilar antes de hacer otro intento.

No se deberán efectuar reparaciones en las calderas o en tuberías cuando exista presión en las mismas.

Señales obligatorias abordó.

Al estar en operación un buque tanque, en el muelle se debe tener las siguientes señales:

- De día la bandera B del código internacional de señales.
- De noche una luz roja visible a toda la vuelta del horizonte.

Si esta operación se lleva a cabo al anclar, aparte de las señales de fondeo se tomarán en cuenta las anteriores.

Avisos.

Permanecerán visibles los siguientes letreros:

1. Prohibido fumar y uso de flama descubiertas.
2. En el cuarto de bombas, nadie está autorizado a bajar sin autorización del capitán o del oficial de guardia.
3. Las puertas deben tener señalamientos para que permanezcan cerradas durante operaciones peligrosas.
4. ¡Cuidado! Tome precauciones.

Alumbrado.

Durante la noche la entrada al barco deberá estar alumbrada y no se usaran luces portátiles o de mano.

Fumadores e intoxicados.

El personal de guardia no permitirá que ninguna persona aborde el barco fumando o en estado de intoxicación (estado de ebriedad o alguna droga).

IV.3.2 Electricidad Estática Como Origen de Incendios

La electricidad estática puede producir chispas que incendian los gases del petróleo. Para reducir este riesgo explicaremos algunos principios básicos y elementales.

Cada material tiene su tipo de carga (positiva o negativa) y al estar en contacto con otro estas se equilibran generando una corriente eléctrica, a veces suficiente para causar una descarga en forma de chispa. En el petróleo este es un fenómeno natural con las descargas eléctricas atmosféricas en forma de rayos y relámpagos.

Carga electrostática.

Todos los productos comerciales del petróleo contienen algunas impurezas o huellas de impurezas, que dan origen a la carga electrostática. Esta se genera por la separación de gases en una carga a lo largo del área de la interface dando paso a la conductividad. Por lo cual los productos negros con muchas impurezas no acumulan cargas electrostáticas y los destilados son muy susceptibles de generar electricidad estática por su conductividad relativamente baja.

Generalmente el flujo del petróleo por las tuberías es turbulento; lo cual provoca una electricidad estática que va aumentando conforme aumenta la velocidad de flujo.

Otro lugar donde se produce esta carga es en el contacto agua-aceite, generándose una capa eléctrica doble en la interfase que al ocurrir movimiento durante el flujo en la tubería, se asientan gotas de agua en el tanque, produciéndose este fenómeno aun después de terminado el bombeo. Otro tipo de interfase surge al salpicar el petróleo a otro material, creándose un rocío que se adhiere a la otra superficie y así la gota (rocío) se carga de la estática mencionada; esto asentado en un conductor se traduce en una descarga de chispa, que puede comenzar un incendio.

El rociado con agua también produce energía, o con el chiflón que rocía a presión partículas a altas velocidades, dando lugar a la carga con electricidad estática, aunque en menor cantidad.

El burbujeo de aire a través del petróleo, procedente del fondo de los tanques, arrastra agua que al liberarse y volver a bajar genera la carga electrostática.

Cuando se necesita vaporizar durante la limpieza de tanques se debe tener cuidado para que el chorro de vapor no genere una niebla electrostáticamente cargada.

IV.3.2.1 Riesgo con la electricidad estática

El riesgo de la electricidad estática es de llegar a producir una chispa lo suficientemente grande para situarse en los límites de explosividad de los vapores o líquidos almacenados.

Los productos desde las gasolinas ligeras hasta la querosina producen gases que son conductores para la generación electrostática. Otros que tienen un punto alto de inflamación son los diesel y lubricantes.

Los lugares propicios para la generación de carga de electricidad estática son:

- En las bridas u otros metales de las mangueras de conexión por donde pasen los productos bombeados que no se encuentren conectados a tierra.
- En operaciones de carga.
- Dentro de un tanque vacío de líquido pero con vapores e introduciendo artefactos metálicos.

IV.3.2.2 Precauciones.

Primero, todos los equipos deberán estar conectados a tierra permanentemente a través del barco.

Al comienzo de operaciones de carga se puede encontrar agua en suspensión en el petróleo que constituye un generador de corriente estática. Esto se mejora si se sigue un ritmo de carga lento, por la lentitud de la mezcla del agua y el petróleo, además de que disminuye la turbulencia del crudo, bajando la dispersión del agua asentándose convenientemente.

Durante las operaciones de carga de productos refinados, no debe introducirse en el tanque ninguna sonda que concentre tensión eléctrica, así como conductores sin tierra.

Si una cinta-sonda esta en contacto con un líquido cargado de estática de un tanque y lo sostiene un trabajador aislado de la cubierta, por su calzado o la pintura pueden producir chispas en las fogonaduras, portas o ductos que van directo al tanque.

Por otro lado si el trabajador que sostiene dicha sonda no esta aislado de la cubierta se puede producir una chispa en la superficie del líquido cargado al introducir la cinta.

Si en las tuberías del petróleo se carga de corriente estática y se llenan los tanques por boca, se tiene el riesgo de la carga electrostática y la presencia de gases inflamables. Al cargar de este modo se produce una niebla de carga estática, a causa de la salpicadura, por lo que se debe procurar no carga de esta manera.

El riesgo de incendio, cuando los tanques están vacíos de líquidos pero con gas libre, surge al introducir una sonda-cinta en el tanque. Sin que el hecho de conectarla a tierra disminuya el riesgo. Por esto no se introducen sondas ni maquinas lavadoras pues acumulan carga estática y tensión eléctrica en puntos peligrosos.

Nunca se debe usar aire comprimido para soplar las tuberías de tierra al barco, después de haber cargado refinados volátiles, que formarían una mezcla explosiva. Para minimizar la acumulación de electricidad estática en los tanques de almacenamiento de tierra al comienzo de las operaciones de

descarga de destilados, la presión deberá mantenerse baja hasta que las líneas se encuentren sin agua.

Toda operación de carga y descarga están a cargo de un oficial responsable de las líneas, válvulas y sistemas de ventilación del buque tanque, supervisando y controlando la carga, descarga o trasiego.

IV.3.3 Sistemas Contra Incendio

Existen reglamentos nacionales e internacionales que rigen los requerimientos y características que los equipos deben cumplir. Primeramente debe existir un plan o conjunto de planes a bordo, para el combate del fuego, los cuales deben ser del conocimiento de todo aquel que este abordo, familiarizándose con la teoría y práctica del combate contra fuego.

El adiestramiento e instrucción de todo el personal embarcado debe ser claro y preciso, entendiéndose el procedimiento a seguir cuando atraque el barco a puerto y se disponga a realizar operaciones de carga y descarga.

Un punto de suma importancia, es que todos los dispositivos y accesorios contra el fuego deberán estar siempre en perfecto estado y en su lugar listo para usarse.

El principal objetivo del combate al fuego o de los sistemas contra incendios, es el reducir la temperatura, cortar la fuente del fuego y suprimir el oxígeno del aire, lo más rápido posible.

IV.3.3.1 Tipos de incendios.

- Los incendios a bordo se pueden dividir en tres clases:
- Incendio compacto: este se genera en colchones, ropa de cama, madera, cordeles, lonas y papel.
- Incendio líquido: se genera en el petróleo, pinturas, aceites vegetales y grasas.
- Incendio eléctrico: procedente de cortos circuitos, falsos contactos y chispa eléctrica.

IV.3.3.2 Bombas de agua contra-incendio.

A bordo de los buques tanque debe haber bombas contra incendio, capaces de alimentar todas las tomas de agua que se tengan y proporcionar el gasto de agua necesario para que la toma más lejana tenga una presión mayor de 60 lb/pg².

Eslora total en metros	Numero de bombas	No. de tomas de agua por bomba	Tamaño mínimo de las tomas	
			exteriores en pg.	interiores
Hasta 30	(a)	-----	-----	-----
30-76	1 (b)	2	1 ½	1 ½
77-122	2	2	1 ½	1 ½
123-198	2	2	2 ½ (c)	1 ½
Mas de 199	2	3	2 ½ (c)	1 ½

NOTAS:

- a) Los barcos con esloras no mayores de 30 m se equiparán con 2 extinguidores de polvo químico A, B o C como mínimo.
- b) Los barcos de 1000 toneladas brutas o más en viajes internacionales, deberán tener 2 bombas contraincendio, cuando menos.
- c) Donde se indican tomas de 2 ½ pg. podrán substituirse cada una de ellas por dos salidas de 1 ½ pg. con su respectiva manguera.

TABLA IV.3.1. NÚMERO DE BOMBAS PARA LOS DISTINTOS TAMAÑOS DE BUQUES TANQUE

Deben las bombas de estar equipadas con válvulas de alivio y manómetros en la descarga. No deberán conectarse a las líneas que manejan petróleo, solo en el caso de líneas de agua contra incendio, baldeo de cubierta o limpieza de tanques, pero nunca se debe desviar todas las bombas hacia otros ramales, cuando menos debe haber una disponible y deben estar en lugares, de modo que un incendio no afecte las bombas al mismo tiempo.

Además debe haber una bomba fija de accionamiento independiente con capacidad de suministrar dos chorros de agua mayor al 40% de las otras, pero con una presión mayor a 60 lb/pg². Contando con una fuente de energía independiente del resto.

IV.3.3.3 Red de tuberías.

Se instalarán válvulas de aislamiento en la red de tuberías contra incendio cada 40 m para asegurar la integridad del sistema en caso de incendio o explosión. Marcadas con pintura roja para su identificación, su diámetro debe ser el adecuado para trabajar a la presión de 60 lb/pg². y un gasto máximo de trabajo, cuando trabajen dos bombas contra incendio simultáneamente.

IV.3.3.4 Hidrantes, monitores y mangueras.

Los hidrantes deben ser en número suficiente de tal modo, que a la tripulación sea accesibles con los tramos de mangueras de 15 m de longitud por hidrante. Los gabinetes contra incendio, deberán contar con llaves universales para conectar mangueras, un tramo de manguera con su boquilla permanente y un bastidor para guardar la manguera, instalados en lugares de fácil acceso y numerados.

Tipo de detector	Superficie protegida por detector	Distancia entre centros	Distancia máxima con respecto a los mamparos
Calor	37 m ² .	9 m	4.5 m
Humo	74 m ²	11 m	5.5 m

TABLA IV.3.2. TIPOS DE DETECTORES

Las mangueras contra incendio únicamente se utilizarán contra el combate de incendio y estarán conectadas permanentemente a las tomas de agua. Deberán probarse hidrostáticamente una vez al año a una presión de 200 lb/pg² durante 5 minutos, verificando fugas, daños y posibilidades de desconexión; debiendo repararse adecuadamente. También contarán con boquillas regulables para chorro directo y niebla.

Deben de contar también con una conexión a tierra contra incendio, capaz de soportar una presión de 50 lb/pg².

Los hidrantes serán tales que por lo menos dos chorros de agua lleguen a cada espacio del buque tanque. Las mangueras contra incendio se colocan a

una distancia, una de otra, de 30 m con una de repuesto no siendo menor a cinco en cantidad suficiente para todo el tanque.

IV.3.3.5 Sistemas de Rociadores de Agua.

Los sistemas de rociadores de agua deben cubrir con un manto de agua uniforme al área total a proteger, con un gasto de 8.15 l/min/m², a una distancia para permitir que el sistema funcione con las características siguientes:

- Área máxima cubierta por aspersor 8.36 m²
- Distancia máxima entre línea de rociadores 3.66 m
- Separación máxima entre rociadores 3.66 m
- Distancia mínima entre la parte superior de la carga estibada y el deflector del rociador 0.91 m

Cuando se conecten las bombas contra incendio para los rociadores, deberán satisfacer los requerimientos del sistema de rociadores y el gasto de agua.

Cada sistema de rociadores de agua, tendrá una válvula para su control y operación localizada fuera del espacio protegido, al igual que su control excepto cuando es a control remoto.

IV.3.3.6 Sistema Contra Incendio a Base de Espuma.

Esta espuma es una masa gelatinosa más ligera que el aceite y el agua, que al aplicarse fluye y se distribuye por la superficie del líquido, formando un

manto sofocante, reduciendo la temperatura de la superficie del líquido inflamable.



IV.3.3 SISTEMA DE ROCIADORES

Si se utiliza agua junto con la espuma, se debe tener cuidado, ya que el agua disminuye la efectividad de la espuma.

La espuma no es recomendable cuando se tiene un solvente que se mezcle con el agua como el alcohol. Se debe tener cuidado de no hacer contacto de la espuma con equipo eléctrico a menos que se corte la corriente.

La descarga de la espuma debe de ser suficiente para cubrir 150 mm de espesor del área protegida, en menos de 5 min. y debe ser apropiada para combatir hidrocarburos.

Cuando se utilice espuma mecánica a bordo de buques tanque, se aplicará con un sistema que de 6.52 l/min/m² de la superficie a proteger, si es muy volátil el producto se duplicará la cantidad. Debe haber la cantidad de materia prima suficiente para la operación.

Los depósitos, controles y válvulas de operación, deben estar fuera del área protegida y cerca de alguna de las salidas principales de escape. Además del sistema de espuma en el área protegida debe haber cuando menos dos hidrantes adicionales.

Los dispositivos de espuma en cubierta tienen que lanzar ésta sobre toda la zona de tanques de carga, operando con simplicidad y rapidez, situada fuera de la zona de tanques de carga. Se ubicara un cañón y una conexión de manguera para lanzar espuma a babor, estribor, en la fachada de la toldilla y en los espacios de alojamiento encarados con la cubierta de carga. Dispuestos de modo que aseguren la flexibilidad en la operación. Los lanza espuma deben tener una capacidad mayor a 400 l/min y un alcance de 15 m

El concentrado de espuma debe ser tal que asegure 20 min. de operación si se cuenta con sistemas de gas inerte y 30 min. si no se tiene.

IV.3.3.7 Sistema Contra Incendio a Base de Anhídrido Carbónico (CO₂).

El anhídrido carbónico (CO₂) es un magnifico agente sofocante de incendio, siempre y cuando no se haya extendido mucho, por lo que no debe usarse en áreas abiertas, es mas pesado que el aire y de buenos resultados en

maquinas, cuarto de bombas y otros compartimientos limitados. No daña la maquinaria o sus instrumentos, por no ser conductor y utilizándose junto a equipo eléctrico funcionando.

El CO₂ es asfixiante por lo que ninguna persona deberá entrar al área protegida durante su utilización, al menos que cuente con mascara protectora, cabo de vida y rescate.

Los sistemas de CO₂ utilizados en los buques tanque, son del tipo de alta presión, en las cuales se almacenan el CO₂ en estado líquido a temperatura ambiente.

La cantidad en kilogramos, se debe calcular de acuerdo al volumen de riesgo que se desee proteger, aplicando un factor de inundación y el tiempo de aplicación.

La tubería debe tener el diámetro adecuado para que fluya el gas necesario y el número, tipo y localización de las toberas de descarga sean tales que el gas se distribuya en todo el espacio protegido, al 85% del gas requerido en 2 min.

Flujo de fluido promedio en lb/min	Diámetro de tubería en pg.	Cédula del metal de la tubería
Hasta 130	½	40
131-270	¾	40
271-390	1	80

391-800	1 ¼	80
801-1200	1 ½	80
1201-2300	2	80

TABLA IV.3.4 DIÁMETRO DE TUBERÍA PARA SISTEMAS DE CO₂

Los medios de mando y válvulas de operación, deben ser de accionamiento sencillo y si se tienen varios espacios para la protección con CO₂, se contara con un cabezal de distribución. Tendrán dos estaciones de control y cada una contara con una válvula de control que libere el CO₂ requerido, pero se debe contar con válvulas de acción manual, aunque hay sistemas que se accionan por cartuchos de gas a presión. Se instalará igualmente una alarma que avise cuando menos 20 seg. antes de accionarse el sistema, colocando en el lugar letreros de avisos de abandono del área protegida.

El bióxido de carbono se almacena en una batería de cilindros, en un lugar accesible y operaran automáticamente mediante detectores de calor, humo o fuego además de controles remotos y manuales.

El lugar de almacenaje debe ser ventilado procurando una temperatura menor a 54°C, entrando desde una cubierta expuesta con puertas que abran hacia fuera y de cierre hermético.

Los tanques de CO₂ deberán contar con dispositivos automáticos de reducción de presión, para evitar que se accionen solos y den salida sin riesgos

para el contenido; se sujetan firmemente y se protegen contra posibles daños mecánicos, montados en posición vertical.

La operación del sistema deberá detener cualquier forma de ventilación mecánica del espacio a proteger, si cuenta con ventilación natural se provee de un mecanismo para cerrar las aberturas.

IV.3.3.8 Sistema Contra Incendio con Gas Halón.

Este sistema esta permitido únicamente en los espacios de maquinas, cámaras de bomba y espacios de carga de vehículos.

Se tienen dos tipos de gas halon, el 1301 y el 1211, y la cantidad a utilizar no debe ser mayor del 4 al 7% del área protegida. Se almacena en cilindros pequeños por su alta presión sometida.

La presión de los cilindros está en relación con las capacidades por ejemplo para 20 y 40 libras la presión es de 600 lb/pg², resguardándolos de climas severos y contra posibles daños mecánicos o químicos.

El dispositivo de descarga es mecánico de iniciación manual y de modo que en 20 segundo proporcione la mínima cantidad de gas halon sin poner en riesgo al personal de mantenimiento del equipo y nunca debe ser mayor al 10% del área a menos que se realice una evacuación, avisando con la alarma correspondiente antes de 1 minuto, en caso contrario no debe ser mayor del 7% la concentración.

El mecanismo de apertura debe ser de accionamiento sencillo y agrupado en el menor número posible de puntos, con sus instrucciones correspondientes de funcionamiento. Entre los sistemas de apertura son:

- Actuación eléctrica automática.
- Acción manual.
- Dispositivos de alarma óptica y acústica.

Se toman las mismas consideraciones que las del sistema de CO₂ para áreas ventiladas y seguridad en los recipientes.

IV.3.3.9 Sistema con Polvo Químico Seco.

Este polvo se utiliza dentro de los extinguidores y al salir forma una nube que resulta eficaz para el combate del fuego en derrames de petróleo líquido, no es conductor de la electricidad pero puede reducir importantemente la efectividad de la espuma.

El objeto de utilizar extinguidores es el de sofocar conatos, como complemento de la protección fija, sin que sea la única solución. Su clasificación radica en la clase de riesgo por proteger, seleccionando así lugar adecuado para su ubicación.

La distribución de los extinguidores será de tal manera que en caso necesario, una persona no recorra una distancia mayor a 15 metros para

tomarlo. Normalmente se ubican en los espacios de alojamiento, de servicio, puestos de control, talleres, almacenes, etc.

Cantidad y Localización	Tipo de agente extintor	Capacidad	Áreas de seguridad
1	Polvo químico A, B o C	20 lb.	Timonería y cuarto de derrota
1 a la salida	Bióxido de carbono	15 lb.	Cuarto de radio
Alternados en cada pasillo 1 y en la cubierta de modo que no estén a más de 23 m uno del otro	Agua	2.5 gal.	Camarotes, inodoros, baños, oficinas, tambuchos, despensas y bodegas, etc.
	Polvo químico A, B, C	20 lb.	
1 cada 232 m o fracción	Bióxido de carbono	15 lb.	Cocinas
1 cada 232 m	Polvo químico A, B, C	20 lb.	Cuarto de lanitas, paños de pintura, tiendas y estanquillos
			Cuarto de máquinas (a)
2 (b)	Espuma mecánica	2.5 gal.	Calderas o unidades de encendido de petróleo y bombas.
1	Bióxido de carbono (c)	100 lb.	
1 cada 1000 BHP pero no menos de 2 ni más de 6 (d)	Polvo químico A, B, C	20 lb.	Espacios con maquinaria de combustión interna o turbinas de gas
1 (e) (f)	Bióxido de carbono	50 lb.	Espacios

l cerca de la salida (f)	Polvo químico A, B, C	20 lb.	auxiliares con unidades de combustión interna o turbinas de gas
l a la salida (g)	Bióxido de carbono	15 lb.	Generador de emergencia
l en el cuarto bajo de bombas	Polvo químico A, B, C	20 lb.	Cuarto de bombas y espacios para tanques de carga

NOTAS:

- a) Siempre deberá haber un extintor de bióxido de carbono de 15 lb. Cerca de generadores de energía eléctrica y del tablero principal. Además otro de polvo químico A, B, C de 20 lb. A no más de 15 m de cualquier punto del cuarto de máquinas. En el piso del departamento de máquinas y de calderas otro de 50 lb. De polvo químico seco o similar.
- b) Las embarcaciones de 1000 ton. Requieren solamente de un extintor.
- c) Las embarcaciones de menos de 1000 ton. Pueden sustituirlo por uno de 50 lb.
- d) En barcos de menos de 20 m de eslora habrá por lo menos un extintor.
- e) En caso de contar con una caldereta protegida con un sistema de CO₂ no se requiere del extintor.
- f) Si el combustible usado tiene un punto de inflamación mayor a 43.3°C no se requiere.
- g) No se requiere en buques de menos de 300 ton.

TABLA IV.3.5 LOCALIZACIÓN DE EXTINGUIDORES A BORDO DE BUQUES TANQUE

Por norma internacional la capacidad de los extinguidores portátiles debe estar entre 9 y 13.5 litros (2 a 3 galones) o su equivalente. Su colocación se realiza en columnas, muros o barandales a una altura de 1.5 metros del piso a la parte superior del extintor, identificados con señalamientos de color rojo o dentro de los gabinetes donde se alojan las mangueras contra incendio.

Abordo se deben llevar repuestos de cuando menos el 50 % de cada tipo y tamaño de los extinguidores (espuma, polvo químico y bióxido de carbono).

Se da mantenimiento a los extintores por lo menos una vez al año o cuando se encuentre defectos durante su inspección; marcándose las fechas de mantenimiento y recarga. Una vez al año se debe revisar que se tiene el medio impulsor necesario (CO₂ o N₂).

IV.3.3.10 Equipo Auxiliar Contra Incendio.

Para el personal de combate de incendio encargado, se debe contar con el siguiente equipo:

- Cascos con careta.
- Capuchas para combate de incendio.
- Botas resistentes al fuego.
- Mascarillas para gases.
- Palas.
- Pico-hacha.
- Equipo de respiración personal.
- Guantes resistentes al fuego.

IV.3.3.11 Procedimiento en Caso de Incendio

Primero, el personal que descubra la aparición del incendio deberá dar la alarma y enseguida aplicar la carga del extinguidor adecuado más próximo ya que lo primero a realizar es:

- a) Limitar la zona de fuego.
- b) Extinguir el incendio.

c) Evitar que vuelva a incendiarse.

Por lo cual se debe cerrar las puertas, fognaduras, lumbreras y bocas de los tanques, enseguida suspender operaciones de carga o descarga, lastrado, limpieza y desgasificación, para posteriormente enfriar con agua las planchas de cubierta, mamparas y las estructuras vecinas del incendio, al igual que tanques, brasolas, escotillas y tapas, cerrando las válvulas y suspendiendo la ventilación mecánica.

Solicitando ayuda a tierra en caso de ser necesario y posible. Parte importante resulta la prontitud y aplicación con que se proceda a combatir con el extintor adecuado más próximo, que dependerá mucho el éxito o celeridad del combate contra incendio.

Finalmente cuando un incendio ha sido dominado y aparentemente extinguido, se tendrá la vigilancia del lugar previniendo su reencendido empapando el material residual.

Si el incendio es efectuado en el petróleo y se tiene un rato ardiendo, no podrá extinguirse por chorro de agua, debido al calentamiento y expansión que tenga el petróleo, solo se podrá sofocar con espuma, vapor, polvo químico, CO₂ y enfriando los espacios circunvecinos.

Cuando el incendio se origina en equipo eléctrico se debe cortar la corriente y aplicar el extintor adecuado, recordando que no debe usarse ni el agua a chorro ni la espuma, por ser conductores de la electricidad.

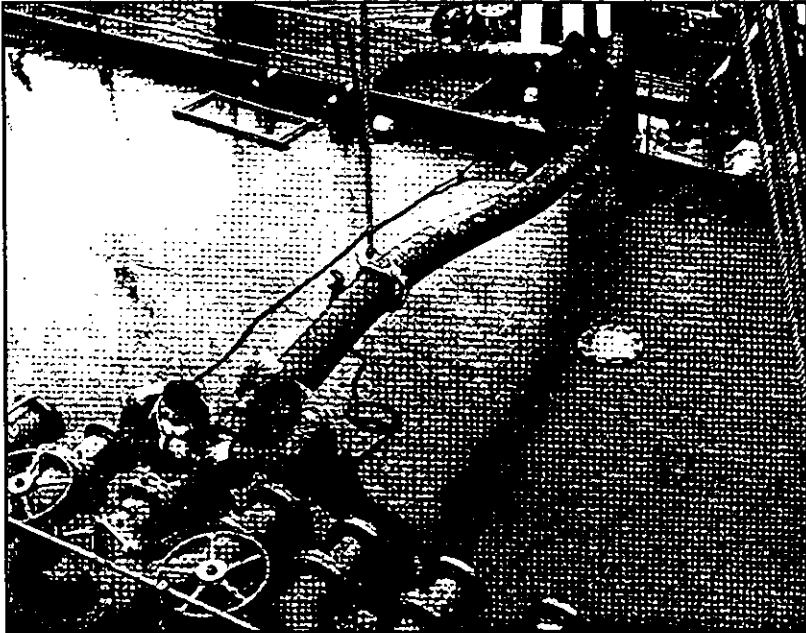
En las bodegas de productos (gasolina, crudo, querosina, etc.) se incendia y no ha sido posible apagarlo con el sistema de matafuegos, se intentara la inundación de los espacios mientras no peligre el desbordamiento del líquido.

Para adiestrar al personal sobre el combate de incendio se realizan ejercicios, de incendio y abandono de barco, operándose las bombas contra incendio y emergencia y los dispositivos para la protección, para asegurar que el personal sepa utilizarlo.

Por último se debe tener presente que el buque contara con bote salvavidas, balsas y embarcaciones de motor en número suficiente para toda la tripulación. Además en los camarotes se colocaran chalecos salvavidas para cada persona que esté viajando en él.

IV.4 TIPOS DE CONEXIONES PARA CARGA Y DESCARGA

Antes de comenzar las operaciones de carga o descarga, el oficial a cargo deberá checar que todo el personal este enterado de la operación, desplegando señales y avisos; alistando todos los equipos contra incendio y alumbrado de seguridad; sin que se realice trabajo alguno; nadie deberá fumar cerrando puerta, accesos y portas orientando los extractores y ventiladores.



IV.4.1 CONEXIÓN DE UN BUQUE TANQUE

Los tanques deben tener cerradas todas las tapas y aberturas, excepto las que se van a utilizar; aislando las líneas de carga no utilizadas y válvulas de compuertas cerradas, solo alineadas las que se pondrán a trabajar.

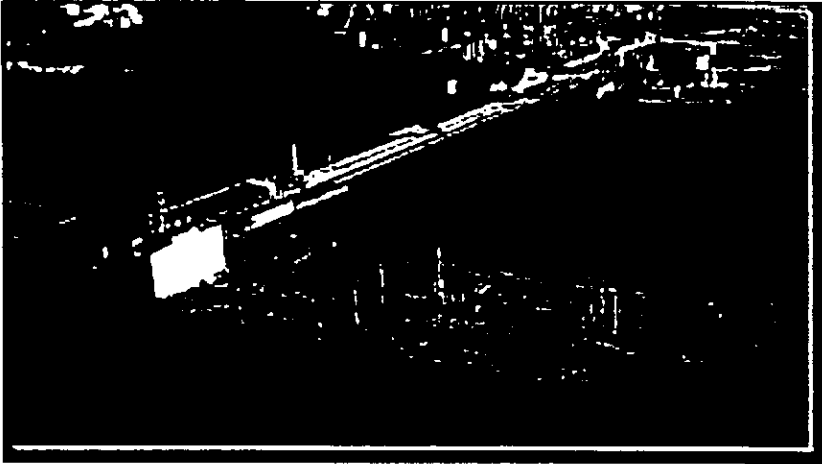
Todas las válvulas de succión de fondo y descarga, estarán conectadas con las líneas correspondientes.

Las mangueras de conexión se vigilan que no se forcen o doblen, permitiendo una holgura para evitar daños si se mueve el barco.

En caso de haber fuga de producto se suspenderá de inmediato la operación hasta corregir el defecto, dictándose medidas precautorias para evitarlos al desconectar las mangueras, colocando un depósito metálico que impida que los productos lleguen al agua. Si el derrame es en cubierta se

limpiará o se cubrirán con arena o aserrín para removerlo, antes de que ocurra un accidente.

Sistemas de Amarre (cabezal) en Buques-Tanque.



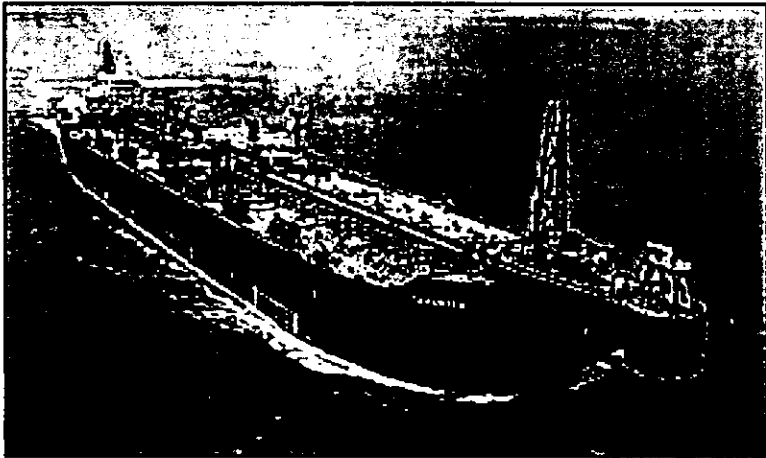
IV.4.2 PUERTO DE CONEXIÓN DE BUQUES TANQUE

La compañía FMC sacó a la venta el sistema SOFEC que cuenta con un cabezal de torreta que permite la producción, almacenaje y carga mar adentro de los buques; con un movimiento tipo veleta de 360°, aún en condiciones atmosféricas extremas. Usando muestras de modelos de datos en conjunto con análisis computarizados para optimizar el diseño del sistema. SOFEC es insuperable en la producción con sistemas de alta calidad y útil en costas bajas.

Se cuentan con dos tipos y características de los sistemas SOFEC o FPSO:

a) Extensión de torreta voladiza

Esta extensión se aplica para condiciones atmosféricas moderadas como el caso del sudeste de Asia, oeste de África, medio oriente y latino América. El sistema de extensión de torreta voladiza tiene como alternativa su uso en las condiciones previstas y es típicamente menos caro que el diseño de torretas internas y puede entregarse en un periodo corto de tiempo, además se puede montar a cada lado inclinado o en proa o convertir tanques a nuevas proas de buque.

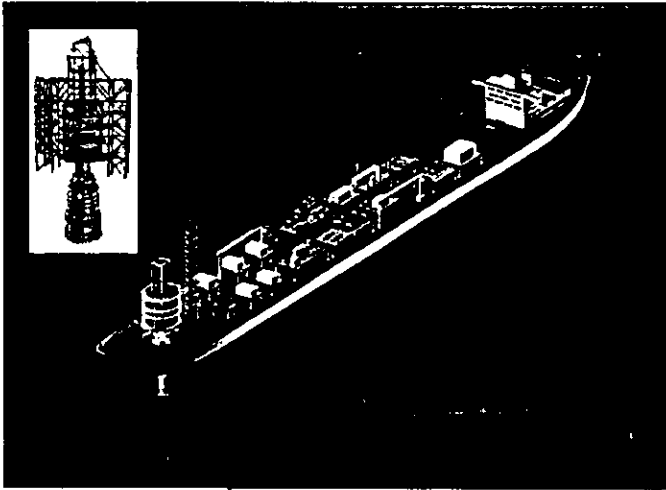


IV.4.3 BUQUE TANQUE TAKUNTAH

En México se tiene un sistema montado en el buque "TAKUNTAH" que carga hasta 350,000 toneladas a 81 m de tirante de agua, localizado en la bahía de Campeche en el campo Cantarell. Diseñado para resistir 100 años de huracanes. Pudiendo cargarse simultáneamente de lado a lado (tandem) mar adentro.

b) Torreta interna

Puede ser de dos tipos, permanente o desconectable. Aplicado para aguas profundas con medios ambientes extremos como los encontrados en el Mar del Norte, Norte del Atlántico, Mar del Sur de China y Brasil.

**IV.4.4 CONEXIÓN DE SISTEMAS DESCONECTABLES**

Uno de los avances más significativos en esta tecnología en los años recientes es el desarrollo del sistema permanente de cabezal de torreta interno. Éste permite quedarse en la localización permanentemente, incluso bajo condiciones ambientales duras y constantes. Esta tecnología es permitida en operaciones costa afuera a tirantes de agua desarrollados y en las márgenes de los campos que de otra manera no sería económico e imposible la explotación con otros tipos de equipos costa afuera.

Semejante al sistema de cabezal permanente, en contraparte se tiene el sistema desconectable que puede aplicarse en superficies costa afuera mundialmente sujetas a condiciones atmosféricas extremas y en zonas donde predominen estaciones de mal tiempo con ciclones. Este sistema se prueba permitiendo al buque desconectarse suspendiendo actividades para evitar accidentes por mal tiempo o condiciones severas de oleaje, pudiendo girar también a 360°.

CAPÍTULO V

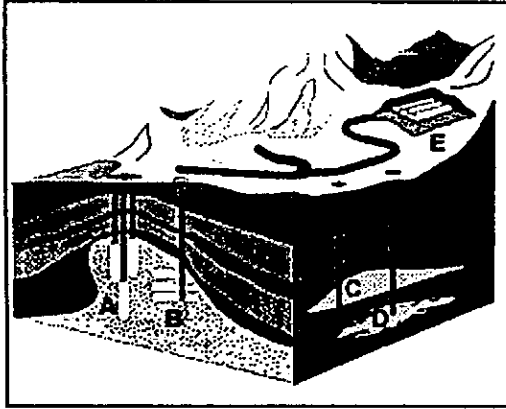
ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO

Para elegir el lugar de almacenamiento subterráneo se debe realizar la 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 las cavernas o yacimientos almacenadores, considerando diferentes tipos de datos como: los geológicos del depósito, los productos a almacenar, la proximidad a los ductos que transportan dichos productos, la infraestructura existente, disponibilidad de agua dulce, el espacio superficial suficiente, etc.

Además es importante analizar el comportamiento de la oferta y la demanda del o los productos por almacenar, para poder justificar la necesidad de dicho almacenamiento. Igualmente para las ocasiones en que se tenga un decremento en la misma demanda, sin tener necesidad de cerrar pozos, seguir almacenando los hidrocarburos producidos.

V.1 TIPOS DE ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO

Los almacenamientos subterráneos se llevan a cabo realizando perforaciones en el subsuelo, con distintas técnicas de acuerdo al tipo de formación geológica existente, por lo cual generalmente se clasifican según la figura en:

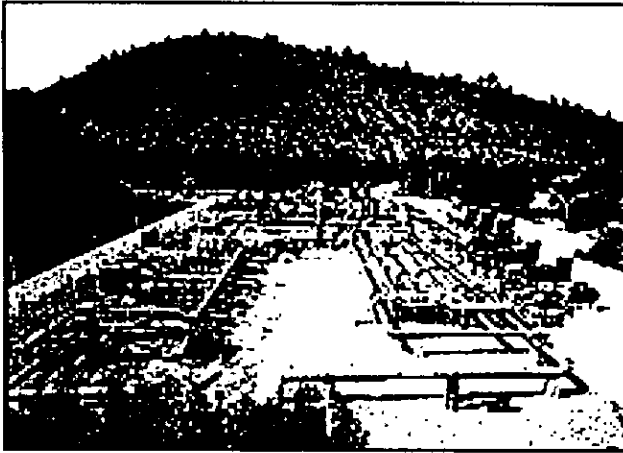


V.1.1 TIPOS DE ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO

- a) Domos salinos
- b) Minas abandonadas
- c) Acuíferos
- d) Yacimientos agotados
- e) Cavernas minadas en roca
- f) Cavidades creadas por explosiones nucleares
- g) Cavidades criogénicas
- h) Otras técnicas

Domos Salinos

En este tipo de almacenamiento existen dos etapas. En la primera etapa se crea la cavidad; perforando un pozo e inyectando agua, dando como resultado que se disuelva la sal del domo formando un agujero, permaneciendo lleno de la salmuera generada.



V.1.2 INSTALACIONES SUPERFICIALES DEL ALMACENAMIENTO EN DOMOS SALINOS

La disolución que se crea, reside en que la salmuera es capaz de disolver sal, siempre y cuando no este saturada. Durante este proceso del proyecto se inyecta agua dulce.

Agua dulce + sal = salmuera

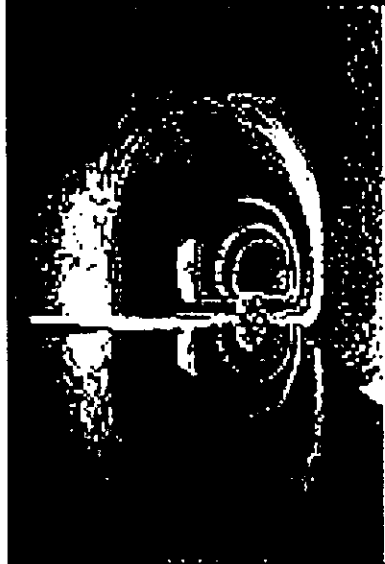
Salmuera + sal = salmuera saturada

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 es la llamada explotación, en la cual se utilizará el espacio generado por la primera etapa, para almacenar o retirar hidrocarburos líquidos o gaseosos.

Cavidades minadas en roca

Una cavidad excavada en la roca es una obra subterránea compuesta de una o varias galerías excavadas en un macizo rocoso, a las que se accede durante la construcción por medio de un pozo o de un túnel inclinado.



V.1.3 VISTA DE UNA CAVIDAD MINADAS EN ROCA

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

Minas Abandonadas.

Frecuentemente se utilizan minas abandonadas como almacenamiento, que pudieron haber sido de carbón, sal, caliza, lignito, etc.

Se deben hacer pruebas que aseguren que principalmente el techo, no haya sufrido deterioros (hundimientos) a causa de las operaciones de minería, algunas de las pruebas recomendadas 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 mineralógicos de los núcleos o muestras de la roca, determinando el porcentaje de los elementos minerales (halita, silvita, carnalita, tachidrita, anhidrita, etc.) y los intervalos donde se localizan; así como un análisis de solubilidad; para prevenir disoluciones por los productos por almacenar.
- Llevar a cabo un estudio que permita conocer las deformaciones, al aplicar esfuerzos en dicha mina.

Las minas abandonadas pueden ser convertidas en almacenamiento subterráneo a condición de utilizar para este fin solamente aquellas partes de la obra que respondan a estrictos criterios de estabilidad y de estanqueidad. Implicando realizar trabajos de esfuerzo y acondicionamiento o el abandono de partes demasiado inestables.



V.1.4 VISTA INTERIOR DE UNA MINA ABANDONADA

Cavidades Creadas por Explosiones Nucleares.

El principal problema es en escoger un sitio, a una profundidad adecuada, donde pueda colocarse el explosivo.

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

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

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

Otras de las desventajas en este tipo de almacenamiento, son que aún se encuentra en fase experimental, ya que en el ámbito 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.

Acuíferos

El termino acuífero se aplica a formaciones porosas que contienen agua que puede moverse libremente, ocupando los espacios libres entre granos de arena. Cuando se lleva a cabo el almacenamiento, éste producto desplaza el agua, alejándola del pozo de inyección.

La duración del reconocimiento de una estructura similar, es de aproximadamente 3 años.

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 deposito, además que cuenta con

grandes capacidades de almacenamiento y es posible reutilizar los equipos existentes.

Las desventajas 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, representa generalmente entre 30 y 60 % de la capacidad total del yacimiento.

Cavidades Criogénicas

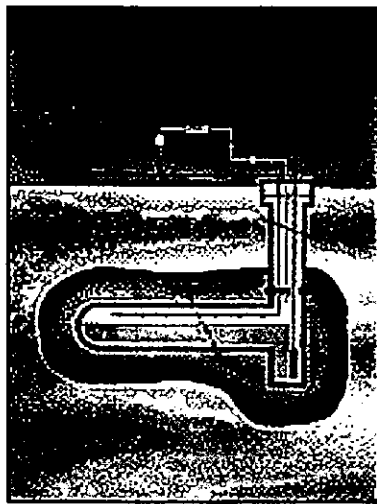
La viabilidad técnica de un almacenamiento refrigerado de gas licuado de petróleo en cavidades excavadas en la roca no revestida ha sido ampliamente confirmada siempre y cuando la roca presente las cualidades requeridas.

El confinamiento es asegurado por la zona helada que se forma alrededor de las galerías. Este tipo de almacenamiento puede ser una solución interesante al almacenamiento de gas licuado del petróleo presurizado especialmente cuando el producto debe enviarse refrigerado. El gas se mantiene a baja temperatura gracias a una instalación de refrigeración permanente.



V.1.5 VISTA DE UNA GALERIA

Todos los gases cuyo punto de licuefacción es inferior a menos 10°C se pueden almacenar fácilmente en cavidades subterráneas como el amoniaco, propano, etileno, propileno, etano o metano.

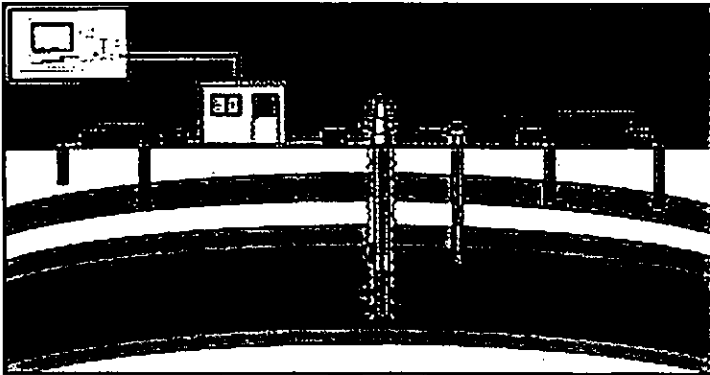


V.1.6 INSTALACIÓN CRIOGENICA SUBTERRÁNEA

Esta tecnología se puede utilizar en terminales de exportación o de importación, en instalaciones estratégicas y en almacenamientos intermedios. Se puede almacenar gas natural a 10 Bares y a una temperatura de menos 125 °C en lugar de menos 162 °C y volver a licuar sin llegar al punto de ebullición. Esta solución es económicamente favorable comparada con unidades tradicionales incluyendo el dispositivo de licuefacción a menos 162 °C y el receptáculo aéreo aislado.

Otras técnicas

Desde 1972 la compañía GEOSTOCK ha utilizado la prospección sísmica para la vigilancia de sus obras subterráneas y asegurar su estabilidad a largo plazo. Esta experiencia ha permitido adaptar y perfeccionar el aparato denominado el "SEISNUM", contando con la colaboración de CREATECH INDUSTRIE y que actualmente se encuentra a la disposición de sus clientes.



V.1.7 INSTALACIONES DEL SEISNUM

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 de depósito, el producto a almacenar, la cercanía a interconexión del ducto que transporte dicho producto, la infraestructura existente, etc.

V.2 CRITERIOS DE SELECCIÓN DEL SITIO PARA LA UBICACIÓN DEL ALMACENAMIENTO.

La selección de la cavidad de sal se inicia con la explotación subterránea de los recursos de sal. Para esto primero requerimos trabajos geofísicos y estudios sísmicos para determinar la profundidad, geometría subterránea, espesor del domo, secuencia estratigráfica, la extensión horizontal y los materiales que estén sobre la sal.

Otras consideraciones que se requieren para la selección de la cavidad son:

1. Los accesos.
2. Topografía superficial.
3. Abastecimiento de agua.
4. Disposición horizontal del domo.
5. Producción de la masa salina.
6. Propiedades físicas de la sal.
7. Materiales insolubles.

Los domos de sal son adecuados cuando se desarrollan grandes cavidades respecto a su tamaño y figura; cuando se tiene material insoluble (carnalita) y se tienen pliegues tectónicos en exceso, se crean problemas con respecto a la forma de la cavidad.

Los datos durante la fase inicial deben estar disponibles y organizados, estos incluyen investigaciones bibliográficas, reportes geológicos e hidrológicos, mapas, fotografías aéreas, forma del agujero, resultado de la exploración, registros sísmicos e inspecciones gravimétricas. Esta fase inicial se hace perforando pozos y recuperación de muestras o núcleos de sal.

Se debe de tener como máximo un 5% de insolubles (carnalita) y un máximo de 15% de sales (más solubles que el cloruro de sodio).

V.2.1 Factores a Considerar para la Selección del Sitio

- Proximidad a zonas pobladas y derechos de vía.
- Proximidad de riesgo a otras instalaciones industriales.
- Manipulación y eliminación de salmuera de las cavernas de sal.
- Topografía, drenaje local y regional del sitio.
- Proximidad con respecto a regiones húmedas.
- Vías de acceso para respuesta de una emergencia.
- Proximidad a otros pozos de producción.
- Proximidad a la corteza de reserva del domo de sal en las costas.



V.2.1 INTALACIONES SUPERFICIALES DEL ALMACENAMIENTO EN TUZANDÉPETL

Se han realizado estudios para domos salinos en todo el país, pero los domos que existen en el norte no cubren las necesidades para llevar a cabo el almacenamiento subterráneo; en el sur existe el domo de TUZANDÉPETL en el estado de Veracruz, que es parte de la cuenca salina del istmo de Tehuantepec, que cumple con las necesidades para el almacenamiento subterráneo, localizado a 12 Km. de la ciudad de Coatzacoalcos. Las características que tiene el domo son:

- Buena calidad de la sal (95% de NaCl).
- Cercanía a centros de consumo, sistemas de distribución y centros de embarque.
- Espesor del lecho de sal adecuado.
- Techo de la sal a poca profundidad.
- Proximidad a zonas urbanas y vías de comunicación.
- Existen instalaciones de lixiviación, bombas, suministros de agua dulce y sistemas de evacuación de la salmuera.

La extensión de la sal del Istmo de Tehuantepec es de 290 Km de largo por 70 Km. de ancho y está localizada en la llanura costera que se extiende desde el sur de Veracruz, norte de Tabasco y continúa hacia el este de la península de Yucatán. Alcanzando un espesor de 3,000 m las evaporitas de la cuenca.

Para el caso de almacenamiento de crudo se diseñaron pozos de 1200 m de profundidad y su almacenamiento se realizó entre 800 y 1100 m.

V.2.2 Estudios geotécnicos

Estos estudios tienen la finalidad del análisis de las estructuras, deformación y material de la corteza terrestre. Se evalúan los registros de datos de geología del sitio específico de la zona de almacenamiento, que circunda a las formaciones y estructuras. Este estudio deberá incluir cualquier dato geofísico disponible relacionado con la zona, región y anomalía estructural.

El estudio se deberá realizar en todas las estructuras hasta la profundidad de 300 pies.

Estos estudios deben considerar:

- Esfuerzos regionales a la tensión.
- Propiedades mecánicas y químicas de la sal, basadas en el análisis de núcleos, registros u otras técnicas de evaluación.

- Anomalías estructurales.
- Estabilidad y cierre de la caverna.
- Hundimiento superficial y efectos de actividades regionales.

V.2.3 Estudios geofísicos

En este estudio se definen las características físicas de la formación salina, la cual ayudará a definir la disolución y características de la formación y se deberán tomar los registros a diferentes intervalos de perforación.

Se toman en cuenta los siguientes registros:

- Espectroscopía de rayos gama.
- Sónico de porosidad compensado.
- Registros de temperatura.
- Neutrón compensado.
- Densidad compensado.
- Calibración del agujero.

V.2.4 Estudios sismológicos

Con el fin de conocer el comportamiento de la zona con expectativas futuras de almacenamiento se realizará una campaña sísmica de reflexión en tres dimensiones.

V.2.5 Componentes críticos en el almacenamiento de gas

El cuello de la cavidad es la parte de la caverna que se encuentra a 15 m. del techo de la cavidad (Figura V.2.2). Cuando se almacena gas natural, este debe estar bajo presión, esta presión aumenta conforme se almacene gas y disminuirá cuando se retire el gas. La máxima presión de operación está definida al pie de la última zapata de la tubería de revestimiento ya cementada. Esta presión no se deberá exceder cuando se inyecte gas a la caverna ya que podría fracturarse. La presión mínima de operación es la que se deberá mantener cuando se retire el gas, para que se mantenga estable y minimice el cierre de la cavidad por hundimiento superficial.

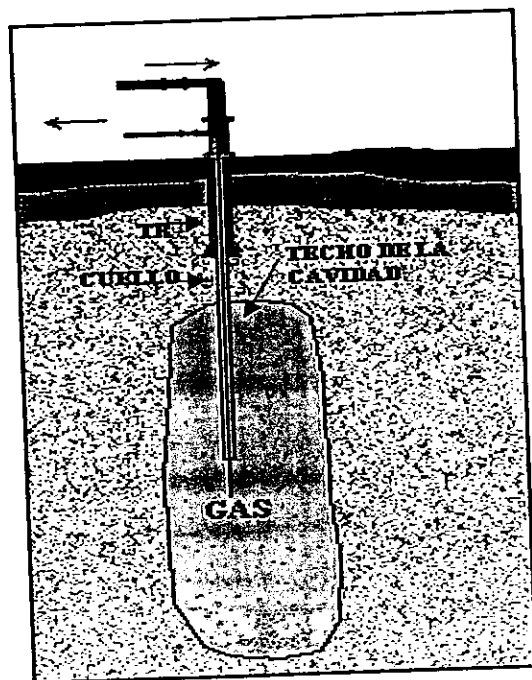


FIGURA V.2.2 CUELLO DE LA CAVIDAD

Si el cuello se destruye mediante el proceso de la disolución de la sal la caverna podría derrumbarse, otra de las causas que podría causar un derrumbe es la comunicación entre cavernas.

La estabilidad geométrica de la caverna está afectada por el esfuerzo de la formación alrededor de la caverna. Y ésta se ve afectada por:

- La forma de la caverna.
- Espesor superior de la sal.
- Distancia entre cavernas y borde del domo.
- Distancia entre la caverna del almacenamiento y cavernas contiguas.

Durante la disolución de la sal existe un peso mayor de carga del material superior, a esta presión se le denomina presión litostática y es aproximadamente de 1 lb/pg² por cada pie de profundidad y ésta podría ser evaluada por un registro hasta el fondo del pozo.

Si la caverna tiene un techo demasiado amplio y plano ésta se podría derrumbar, ya que la sal es bastante elástica a la compresión, pero no a la tensión. Si el techo es bastante amplio se provocará un esfuerzo a la tensión y esto provocaría una desestabilización de la caverna.

El hundimiento de la superficie se dará por una convergencia entre cavernas o por colapsamiento del techo. Si el hundimiento es demasiado grande y rápido, puede afectar las instalaciones superficiales (edificios, equipo y tuberías). Generalmente se dá lentamente, pero en caso de no tener cuidado

se podría hundir repentinamente alrededor del árbol de válvulas, emigrando el gas a la superficie.

En el diseño de cavernas, se deben considerar las ya existentes que estén en operación o abandonadas, además de todos los esfuerzos que generarían estas cavernas.

V.3 CONSTRUCCIÓN Y OPERACIÓN

Dentro de los almacenamientos subterráneos de gas natural, encontramos las siguientes configuraciones:

- a) Yacimientos de gas depresionado.
- b) Yacimientos asociados a un acuífero.
- c) Yacimientos combinados de gas y aceite depresionados.
- d) Yacimientos de aceite depresionados.
- e) Cavernas salinas minados por disolución
- f) Tanques subterráneos de almacenamiento
- g) Tuberías de distribución.
- h) Minas acondicionadas.
- i) Cavernas minadas en roca

V.3.1 Cavernas salinas minadas por disolución (lixiviación).

El primer registro de la construcción de una caverna para el almacenamiento de gas natural fue en 1961 por la Cia. Southeastern Michigan Gas, quien convirtió a una caverna salina abandonada y formada por la

producción de salmuera. Localizada cerca de Mayzville, Michigan, con una capacidad de trabajo de 341 MMPC de gas a una presión en el cabezal de 1,000 lb/pg² y una presión mínima en la línea de 150 lb/pg².

Las cavidades salinas para almacenar hidrocarburos requieren de la existencia de domos salinos para su construcción, que se encuentran cercanos a las costas del mar y en el mismo mar.

En el Golfo de México se encuentran 500 domos salinos, en el sureste del país se localizan algunos sistemas cerca de los centros de producción, proceso, exportación, bombeo y distribución de los productos petrolíferos.

Un almacenamiento típico de una caverna salina tiene un volumen entre 100 y 500 mil m³ con una capacidad de almacenar hasta 420 Billones de Pies Cúbicos, una capacidad de guardar la producción de 10 a 20 días, con gran flexibilidad para cambiar de inyección a extracción y viceversa.

Para la construcción de la caverna se deben tomar en cuenta tres características básicas:

- 1.- Un espesor salino adecuado.
- 2.- Suministro de agua dulce para lixiviación.
- 3.- Disposición de salmuera para confirmar el volumen de la caverna.

Para la ubicación de un sistema de cavernas se necesita que el domo salino tenga una adecuada extensión y profundidad, determinado por medio de la aplicación de soluciones técnicas como las pruebas de perforación.

El tener una buena estabilidad y buen sello en la caverna, implica un espesor de sal considerable entre la cima de ésta y el techo de la cavidad, en caso de sistemas de cavernas grandes, el espesor de pared debe ser aproximadamente de 3 a 5 veces el diámetro de la caverna.

La profundidad es determinada por los costos y por la seguridad; además por la distancia mínima desde la superficie, que dependerá de la sobrecarga y capacidad de flujo o la capacidad de acarreo del fondo de la caverna hasta la superficie. Algunas son de 600 hasta 1200 m., pero pueden ser de profundidades mayores aunque económicamente no son recomendables.

El desarrollo de la cavidad consiste en la perforación de un pozo a la profundidad determinada en la formación salina y la inyección de agua dulce, a través de un aparejo de tuberías colgadas, disolviendo la sal y extrayendo la salmuera. Así se va creando la cavidad, que se controla en forma y tamaño, por la profundidad del aparejo.

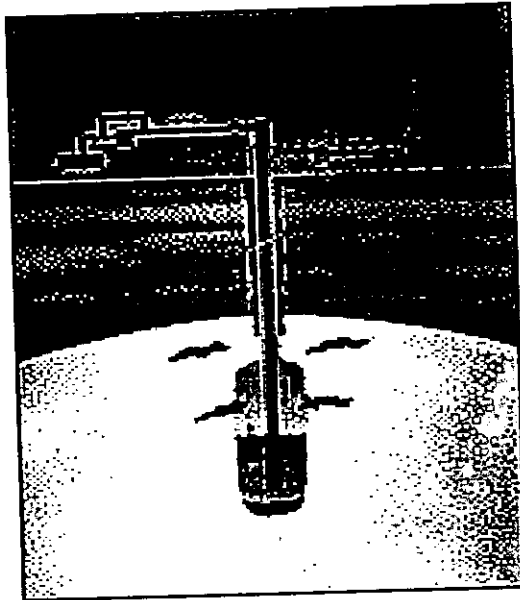
Casi toda la salmuera se desplaza de la caverna por el gas durante el llenado de ésta y de ahí en adelante se opera como contenedor de presión. La máxima presión de operación se determina por las fuerzas geostáticas que actúan. La mínima presión es regida por el gasto mínimo de entrega permitido o la presión para mantenerla estable. La cantidad de gas necesario como colchón es del 30 al 60 % de la capacidad de almacenamiento. Si se utiliza un método de desplazamiento por salmuera, el gas colchón se utiliza como gas de trabajo o gas recuperable; pero se requiere la construcción de presas de tamaño igual al del volumen total de la caverna para su almacenaje.

Métodos para Construir una Caverna en un Domo Salino

Principalmente se tienen dos métodos de construcción de una caverna en domo salino por lixiviación directa y lixiviación inversa.

El método de lixiviación directa consiste en bombear desde la superficie agua dulce, es decir lo más libre de sales posibles, inyectada por la tubería de producción hasta el fondo del pozo, para comenzar a saturarse por disolución convirtiéndose en salmuera, creándose así una caverna al diluir la sal del domo, recuperándose la salmuera por el espacio anular.

El método de lixiviación inversa difiere únicamente en los lugares de extracción e inyección del agua, bombeándose por espacio anular el agua libre de sales y la salmuera por la TP se recupera hacia la superficie.



V.3.1 INSTALACIONES SUBTERRÁNEAS

Para controlar el techo de la cavidad y prevenir derrumbes se combinan ambos métodos y se utiliza como sello el diesel para controlar el espesor a disolver.

Los hidrocarburos líquidos, se extraen por desplazamiento con agua dulce y así aumentar el tamaño de la caverna, por la saturación del agua inyectada. Este método es utilizado en almacenamientos estratégicos, donde los movimientos son mínimos. En caso de utilizar salmuera como desplazante se requerirá la construcción de grandes presas para su almacenamiento o de una operación de saturación de salmuera, haciendo pasar el agua a través de una caverna salina.

Las cavernas de sal son favorables para el almacenamiento de gas natural, con la ayuda de una estación de compresión para comprimirlo a presiones superiores a las 3,000 lb/pg² al ser almacenado; para ser recuperado se realiza fácilmente por la diferencial de presiones. Este gas al desalojarse se pasa por un separador y una planta deshidratadora para su posterior manejo.

Las cavernas de sal son excelentes para almacenar gas LP a una presión de 360 a 1,451 lb/pg² dependiendo de la profundidad de la caverna y del tipo de operación.

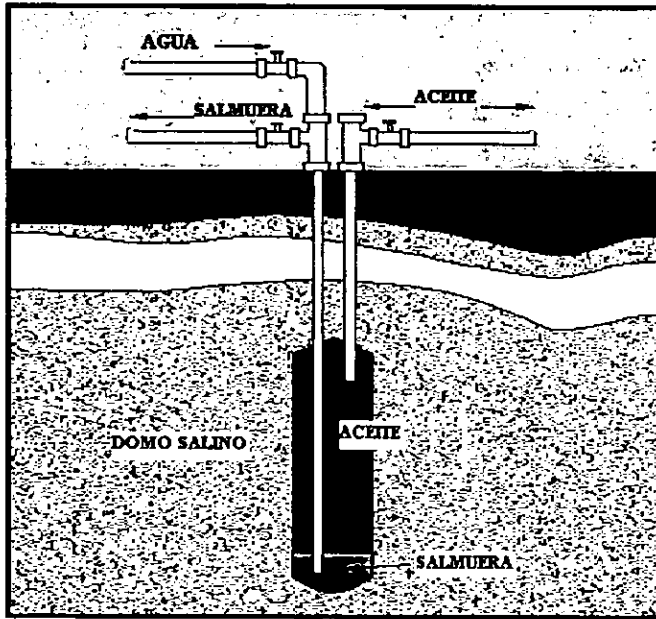
Otras aplicaciones actuales de éste tipo de cavernas son para obtener energía del aire comprimido almacenado a 1,000 lb/pg² aproximadamente, y en caso de escasez de combustible en la industria eléctrica se utiliza el aire

comprimido para alimentar una turbina de gas convencional que proporciona una energía de 290 MegaWatts.

Durante la última década se ha utilizado como depósitos de material tóxico, discutidas por su seguridad se ha comprobado que estas cavernas en domos salinos son confiables para mantenerlas aisladas y seguras, debido a su dureza y permeabilidad de la sal.

Operaciones de Llenado y Vaciado

La operación de llenado consiste en introducir petróleo a la cavidad de almacenamiento, abriendo las válvulas de control del flujo del petróleo y las del flujo de salmuera, posteriormente se bombea con presión el hidrocarburo hacia la cavidad provocando el desplazamiento de la salmuera que se encuentra en la caverna salina, llegando hasta la presa para su almacenamiento.



V.3.2 SISTEMA PARA EL MANEJO DEL DOMO

La operación de vaciado se realiza de la misma manera que la del llenado, pero para ésta se bombea con presión la salmuera de la presa hacia la cavidad, provocando el desplazamiento del hidrocarburo de la cavidad hacia el almacenado en buques tanque para su transportación.

Es importante conocer la distancia donde se encuentra la interfase que forman la salmuera y el hidrocarburo, para tener el control de las operaciones y decidir la detención de la operación, evitando riesgos y accidentes. De no tener este control, durante la operación de llenado, se rebasaría la capacidad de almacenamiento, provocando que el petróleo llegue a la presa de la salmuera contaminándola, teniendo una repercusión tanto económica como ecológica. A la inversa si se está bombeando hacia la entrega se podría surtir al consumidor salmuera, y consecuentemente se tendría problemas económicos.

Otro punto que se debe cuidar es el cuello de la caverna que tiene que estar lleno de petróleo para realizar su función de sello hermético de la cavidad y evitar su deformación por la existencia de salmuera en éste. Por lo cual se utilizará una herramienta que detecte la distancia donde se encuentra la interfase.

V.3.2 Almacenamiento en Formaciones Porosas y Acuíferos.

Los sedimentos porosos son confiables para el almacenamiento de gas, siempre y cuando cuenten con una permeabilidad adecuada para facilitar la inyección y la extracción del gas además de permitir un volumen considerable, aproximadamente de 10 a 300 BPC. Además debe tener una capacidad de extracción con un gasto mínimo del 1 % del volumen útil y con rigidez en la operación para cambiar de inyección a extracción y viceversa.

La profundidad más óptima para estos es entre 600 y 2000 m., dependiendo de las condiciones de presión y operación requeridas para cada tipo de almacenamiento.



V.3.3 INSTALACIONES EN YACIMIENTOS AGOTADOS Y ACUÍFEROS

Requerimientos Geológicos

El tipo de rocas utilizados son las areniscas, calizas fracturadas y dolomitas, que cuentan con porosidad suficiente, debiendo existir una formación densa e impermeable sobre la roca almacenadora, sirviendo de sello para proteger los productos almacenados contra migraciones verticales. La estructura debe estar preferentemente sellada completamente o en forma de domo para impedir pérdidas laterales.

En México predominan las formaciones sedimentarias del mesozoico y del terciario como calizas, dolomitas o areniscas, encontradas en lugares como Veracruz, Tampico y Monterrey por mencionar algunas con características apropiadas. Para utilizarse como almacenamiento, realizando antes pruebas geofísicas y geológicas que demuestren que son formaciones porosas, permeables y con buen sello.

Tipos de Formaciones como Almacenadoras.

Los tipos de almacenamiento en formaciones porosas se dividen en:

- Yacimientos de gas natural agotados o abandonados.
- Yacimientos de aceite agotados o abandonados.
- Almacenamiento en acuífero.

Acuíferos:

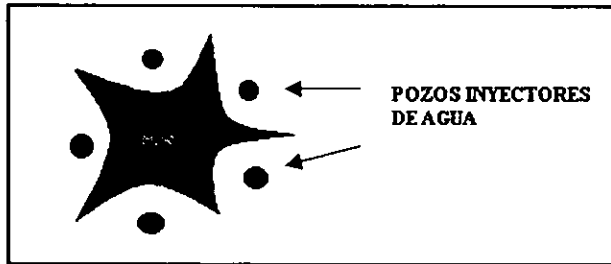
Los requisitos para poder llevar a cabo el almacenamiento en un medio acuífero son:

- Contar con una estructura impermeable, con una forma tal que permita la acumulación de hidrocarburos.
- 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 tecnología de almacenamientos en acuíferos, requiere de mucha y variada información por lo que se han desarrollado varias técnicas para obtener una buena capacidad, como pueden ser:

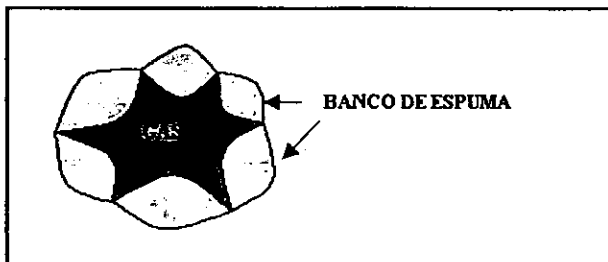
1.- Pared de agua.

Esta técnica consiste en colocar pozos inyectores de agua alrededor del acuífero para concentrar el gas como burbuja previniendo la migración de éste.



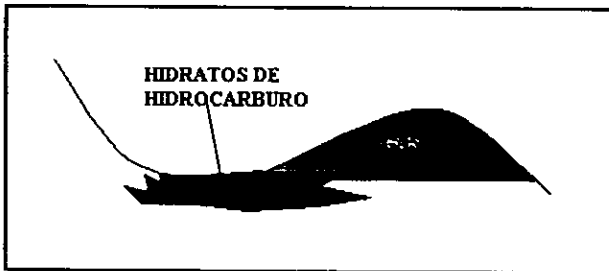
2.- Pared de espuma.

También llamada como el método del banco de espuma, basada en el principio de la pared de agua, solo que se sustituye por espuma.



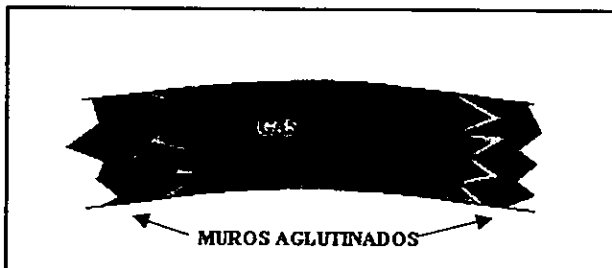
3.- Banco de hidratos.

En ésta se tiene como principio la utilización de hidratos de hidrocarburos, los cuales se forman por la disminución de temperatura de la roca del yacimiento por medio de sustancias refrigerantes, es decir partículas sólidas que forman una barrera al introducirse en los poros de la formación creándose un sello.



4.- Muro por aglutinamiento.

Es utilizada en acuíferos sin cierre estructural completo, por lo que se rellenan las zonas sin sello por aglutinamiento de diversos materiales creando una zona impermeable e impedir la migración del gas.



Exploración y Factibilidad

Antes de comenzar la preparación de estos yacimientos para utilizarlos como almacenamiento se evaluará desde un punto de vista técnico y económico, considerando las siguientes especificaciones:

- Volumen y geometría del yacimiento.
- Capacidad de flujo de la roca.
- Volumen original del espacio poroso.
- Costos de inversión y operación.
- Localización geográfica.
- Factores ambientales.

La capacidad de almacenamiento se puede obtener de la historia de producción del yacimiento además de estudios ya realizados como la porosidad, permeabilidad, saturaciones, espesor del yacimiento, presión máxima permisible, etc.

En el caso de almacenamiento de acuíferos se explora la roca por métodos geofísicos como los sismológicos. La información obtenida es verificada con la perforación de un pozo, correlacionando ésta y tomando muestras de la roca sello para verificar su impermeabilidad, porosidad y presión capilar. Otros datos importantes son obtenidos durante la perforación de los pozos.

Para mantener o asegurar el sello en el acuífero, se debe tomar en cuenta la presión del mismo, ya que tiende en algunos casos a que el sello sea un poco débil provocando fracturas que presenten una permeabilidad en el sello.

La economía de las formaciones porosas para desarrollar un almacenamiento depende del número de pozos para inyección y la capacidad de recuperación de estos. El espacio poroso original de la formación de un yacimiento de gas o aceite influirá en forma importante sobre la factibilidad del almacenamiento.

Para este tipo de almacenamiento se debe tomar en cuenta que se requiere de instalaciones de plantas purificadoras de gas y estaciones de separación para eliminar los líquidos de los gases que han sido arrastrados por la corriente.

Aproximadamente el 50% del volumen total del gas inyectado en yacimientos es aprovechado y el resto es utilizado como gas colchón, en el caso de acuíferos el mantenimiento de la presión depende de los pozos de almacenamiento y estos de los costos de inversión y del volumen del gas colchón.

El volumen del gas colchón requerido depende primero de la permeabilidad relativa y el comportamiento de las fases existentes en el yacimiento, y segundo de la presión máxima de operación.

Conversión y Primer Llenado

a) En yacimientos de gas natural agotados

Este tipo de yacimiento ofrece operaciones más simples y accesibles para almacenar gas natural, ya que tienen propiedades geológicas características para el almacenamiento acumulado por el tiempo geológico, las cuales son investigadas con detalle durante la fase de producción, además de los costos de exploración se eliminan ya que con anterioridad se realizaron, igualmente un yacimiento de gas agotado ofrece la ventaja que en el cambio de operaciones se lleva a cabo en corto tiempo debido al ahorro del gas colchón.

El comportamiento de la presión esperada del almacenamiento depende del volumen de gas por almacenar y el gasto para su recuperación, que son simuladas numéricamente en la fase de diseño, prediciendo así el comportamiento de la presión durante el almacenamiento.

El desarrollo del yacimiento para almacenar los fluidos requiere de cambios en la estructura de los pozos, perforar nuevos pozos y pozos de observación.

b) Yacimientos de aceite agotado

Al igual que en los yacimientos de gas natural se tienen ahorros en los estudios por realizar y convertirlo en un yacimiento almacenador, pero con la consideración de inyectar más gas colchón.

Al ir recuperando el gas almacenado se presenta una doble fase (gas-líquido), la que puede representar una gran desventaja económica durante la operación, debido a la solubilidad del gas almacenado con el aceite del yacimiento, pudiendo ocasionar una alteración de las permeabilidades relativas durante el flujo del gas, aceite y agua en el yacimiento, además de causar problemas y utilización de equipo adicional.

c) Acuífero de almacenamiento.

Una formación porosa y permeable saturada de agua con condiciones adecuadas para instalaciones de almacenamiento se puede tomar como candidata a almacenar fluidos, ya que el volumen de éste es creado por desplazamiento del agua intersticial utilizando gas, realizándose los trabajos para el sellado del volumen localizado en la estructura adecuada para el almacenamiento por pozos perforados.

Antes de iniciar la primera inyección se hacen pruebas de producción o de inyección, teniendo cuidado de no situar el área almacenadora cerca de un posible contacto con yacimientos que se detecten durante la planeación y puedan ocasionar una migración.

Durante la primera inyección se cuida la presión de trabajo para no exceder la presión de fractura y ocasionar un fracturamiento hidráulico, por lo cual también se debe asegurar que la sobrepresión no rebase la sobrecarga lateral de los sellos.

La fase de inyección de gas es importante por lo que se inyecta con cuidado; este proceso toma mucho tiempo y la capacidad de inyección de gas es aproximadamente del 50% de la presión de operación de la válvula de seguridad. En yacimientos no homogéneos y estratificados, la expansión del gas no es uniforme debido a diferentes permeabilidades de la formación almacenadora, considerando la influencia de la compresión gravitacional conforme pasa el tiempo, por lo que debido a esto deben existir pozos de seguridad para en caso de formarse capas aisladas de gas.

Para evaluar la capacidad de inyección y de producción del yacimiento se toman en cuenta las pérdidas de presión por fricción en el contacto de la formación con la TP.

Equipo Técnico

Para el almacenamiento en formaciones porosas, la tubería de revestimiento se cementará hasta la parte superior del horizonte almacenador que deberá ser confiable, con excelente adherencia para evitar fugas de gas al momento de la inyección o por migración al estar almacenando; si el yacimiento es para aceite, los pozos perforados para la producción de éste se revisarán y convertirán a pozos de almacenamiento.

Cada pozo contará con su cabezal correspondiente, compuesto de sus válvulas, conexiones, manómetros y termómetros necesarios para el pozo almacenador.

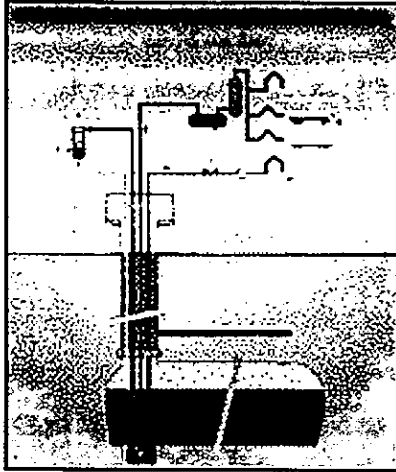
El número y capacidad de las compresoras depende de las condiciones de presión que se requieran en el fondo del pozo para su almacenamiento, además de la instalación de un separador en cada pozo para separar los posibles líquidos del gas.

Bajo condiciones de presión y temperaturas bajas se forman hidratos de hidrocarburos que ocasionan taponamientos en la tubería, provocando grandes pérdidas por compresión debido al incremento de pérdidas por fricción; estos problemas son evitados por medio de la inyección de inhibidores en la corriente como el glicol que es otra razón para la colocación de separadores, para recuperar éstos inhibidores debido a que tienen un alto costo y por tanto el gasto de operación se incrementaría de no hacerlo.

V.3.3 Tanques Subterráneos (tipo botella).

Estos recipientes se utilizan para el almacenamiento de pequeñas cantidades, con capacidades de 1.5 a 12 MMPC. Son de alta presión y pueden ser descargados a cualquier presión con un mínimo de equipo mecánico.

Un ejemplo de éstos tipos de almacenamiento se tiene en dos bancos de 325 metros de longitud, con 1.15 metros de radio, diseñados por la Cia. South Jersey en 1964. Cada banco contenía 8 unidades de 324 metros, con una pared de 1.2 centímetros de espesor, contando con un compresor de 600 hp para comprimir el gas a 980 lb/pg² alcanzando una capacidad de almacenamiento de 270,300 metros cúbicos (10 MMPC), encerrados los cilindros a 90 centímetros bajo tierra.



V.3.4 INSTALACIONES DEL EQUIPO DE TANQUES SUBTERRÁNEOS

El equipo necesario para almacenar el gas incluye deshidratadores que reducen la cantidad de agua contenida en el gas, compresores de gas e inhibidores de condensados los cuales deben ser de un tamaño capaz de llenar los tanques entre 3 y 10 días.

El equipo para la extracción del gas incluye quemadores de gas de alta presión seguidos por una válvula reductora de presión, para prevenir la formación de hidratos de gas.

Este tipo de instalaciones se encuentran regularmente en áreas rurales donde se requiere de pocos operarios, en general se diseñan solo para utilizarse como temporales o de prueba.

V.3.4 Almacenamiento en Líneas de Transmisión.

Este almacenamiento consiste en utilizar una sección de las tuberías para empacar el gas por medio del método siguiente:

1. Incrementando la presión de operación en la línea, por tanto la pared será más gruesa.
2. Incrementando el diámetro de la tubería.
3. Instalando tubería adicional con un arreglo paralelo.
4. Haciendo una combinación de ambas tuberías.

Muchas compañías de gas natural con varias líneas de transmisión, utilizan este almacenamiento dentro de sus tuberías. Este tipo de empacado es normalmente utilizado para distintas variaciones de operación ocasionadas por la demanda, donde puede utilizarse el empacamiento por la noche y la descarga en la mañana. Aunque este tipo de almacenamiento es de una capacidad muy baja llega a ser práctico para ocasiones de contingencias menores.

V.3.5 Acondicionamiento de Minas Abandonadas.

Estas pudieron ser de carbón, sal, caliza, lignito, etc. Debiéndose aplicar pruebas para asegurar que el techo no ha sufrido deterioros o hundimientos a causa de operaciones mineras.

El adecuar minas se investigó desde hace muchos años aunque para los requerimientos de presión para el almacenamiento de gas se ha calificado como poco productiva para propósitos de almacenamiento.

La parte explotable debe estar situada a una profundidad suficiente para en cada punto el agua contenida naturalmente en el macizo rocoso se dirija hacia la mina, garantizando así el confinamiento del producto en el almacenamiento.

La utilización de vacíos existentes permite almacenar cantidades importantes de hidrocarburos líquidos a un costo atractivo. Esta técnica ofrece también una solución interesante para el almacenamiento de gas natural. Las minas de sal y de potasio se pueden utilizar para almacenar residuos industriales o radiactivos.

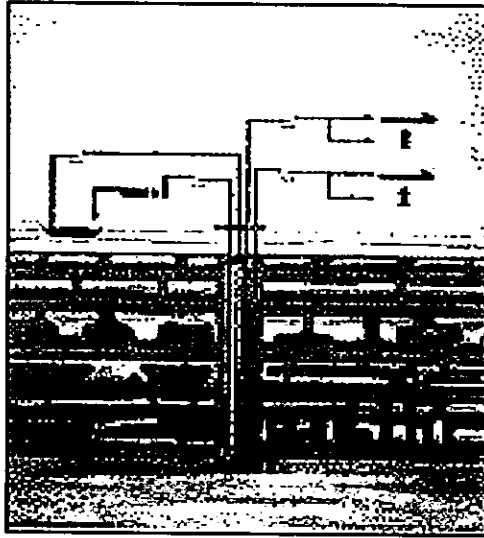
Ya que se ha convertido la mina en almacenadora, se aplican las mismas consideraciones que para cavernas en roca.

Después de haber realizado todas las pruebas recomendadas, es necesario verificar que la caverna no sufrirá deterioro una vez puesta en marcha, se consideran ciertos parámetros:

- Se realiza una prueba de estanqueidad, es decir, después de la lixiviación o lavado y antes del primer llenado de la cavidad en la mina, se deberá realizar 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 indicara que el nivel de la interfase diesel-salmuera no varia, con esto se puede decir que el pozo es hermético.
- Verificar durante los análisis a los núcleos, que la sal contenga un máximo de materiales insolubles de 5 %, así como un contenido de sales más solubles que el cloruro de sodio de 15 %.
- Realizar un registro con el sonar del calliper, verificando por medio de la velocidad de la onda que genera, si la cavidad tiene la forma con la cual fue programada inicialmente.



V.3.5 INTALACIONES EN MINAS ABANDONADAS

La primera mina acondicionada que originalmente fue de carbón, se realizó en DENVER, EE.UU., la cual se convirtió en almacenamiento subterráneo en 1959, donde la presión de gas en la mina se mantenía por debajo de la presión hidrostática. El almacenamiento en esta mina fue para uso local con una presión relativamente baja en su entrega.

V.3.6 Cavernas Minadas en rocas.

Su realización se efectúa según las técnicas convencionales de la ingeniería civil. La selección de los almacenamientos se apoya esencialmente sobre criterios geológicos:

- La roca debe ser lo suficientemente resistente para que la cavidad sea estable. Su geometría y su implantación se calcula en función de las características geotécnicas de la roca.
- La pared de la cavidad no se reviste si el material a almacenar reacciona con el recubrimiento. La estanqueidad se basa en el principio del confinamiento hidráulico que define la profundidad a que debe ser implantada la cavidad para en cada punto el agua contenida naturalmente en la roca circundante se dirija hacia la cavidad, impidiendo la migración del producto almacenado.

La presión hidráulica del macizo puede ser reforzada artificialmente por medio de obras específica de alimentación de agua, también llamadas cortinas de agua.

Para la construcción de la caverna se debe elegir una estructura de roca que sea mecánicamente competente, homogénea, libre de fallas mayores, con baja permeabilidad y que no reaccione con el producto almacenado. En la que la mayoría de las veces el techo y las paredes de la cavidad presentan cierta porosidad, por lo tanto debe proveerse un método para sellar todas las fisuras para que se obtenga una cavidad completamente hermética. Este recubrimiento interno puede consistir en varias capas de pintura aplicadas con aspersor en todas las paredes de la caverna, aunque es considerado como un método muy costoso.

Se debe de tener cuidado con este tipo de caverna ya que la selección del recubrimiento de ésta, no debe reaccionar con el producto que se almacenará. 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.
- Debajo de una capa de suficiente grosor, que no cause problemas al techo de la cavidad.

El almacenamiento en cavidades minadas en roca puede ser utilizado para hidrocarburos líquidos, licuados o gaseosos. Los residuos industriales o radioactivos también pueden ser almacenados en estas condiciones.

En el caso de los gases licuados del petróleo (GLP) la realización de almacenamiento subterráneo de capacidad reducida (5,000 a 15,000 m³) es económicamente interesante.

V.3.7 Operación del Almacenamiento Subterráneo.

El concepto básico de las operaciones subterráneas, es inyectar gas o líquido dentro de un depósito subterráneo. Esto actúa al mismo tiempo, incrementando la presión dentro del yacimiento con la posibilidad de que los fluidos sean recuperados.

El campo de almacenamiento subterráneo contiene muchos aspectos de interés necesarios para su desarrollo, pero para los objetivos de ingeniería y diseño se estudiarán los siguientes:

- Conocer la capacidad del almacenamiento en función de la presión y en algunos casos del tiempo. Esto es comúnmente llamado "Verificación

del inventario”, determinando que tanto es capaz de almacenar el yacimiento o cavidad a la presión máxima de almacenamiento y que tanto se puede extraer a una determinada presión. Las cantidades son útiles cuando se depende del tiempo, por ejemplo para un ciclo típico de almacenamiento dividido en 120 días de extracción y 200 días para la inyección.

- Contar con equipo de monitoreo para verificar la residencia del fluido y asegurar que no existan pérdidas. Esto es conocido como “Protección contra migración”. Las verificaciones continuas de las presiones del almacenamiento corresponden a las presiones para las condiciones de operación y presiones internas en los pozos durante las estaciones de otoño y primavera o cuando el volumen almacenado es estable, permitiendo realizar los cálculos correspondientes para el inventario volumétrico. Un sistema para monitores de pozos permite corroborar que el fluido inyectado está confinado en el lugar adecuado y no se están presentando fugas.
- Contar con la habilidad para desarrollar y mantener un rango de extracción específico para poder cumplir con las demandas. Esto es conocido como “Garantía en el inventario de entrega”.

Conjuntamente a los objetivos anteriores los yacimientos o cavernas deben contar con las características siguientes:

- Debe existir una capa de roca sello sobre el yacimiento o caverna para prevenir fugas y pérdidas de presión.
- La roca del yacimiento debe tener alta porosidad y permeabilidad.

- La profundidad del almacenamiento debe ser tal que, la estructura pueda resistir la presión requerida.
- Deben existir condiciones adecuadas para un óptimo control de agua en el almacenamiento.
- Es conveniente que la formación este libre de aceite.

V.4 SEGURIDAD EN INSTALACIONES

V.4.1 Registro e Inspección.

Los riesgos en instalaciones por almacenamiento de gas en domos de sal durante la etapa de lixiviación son:

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

Se debe mantener constante la presión durante la etapa de lixiviación, ya que si se incrementa la presión podría ser riesgoso para las tuberías colgadas, esto podría ser por taponamientos a causa de materiales insolubles, que obstruyan la salida de la salmuera por la tubería o por un repentino cierre de la salmuera. Se recomienda inyectar agua dulce en caso de taponamiento hasta que se desaparezca la obstrucción.

Si existiera disminución en la presión se recomienda verificar que las bombas estén trabajando y verificar que las tuberías no estén rotas, en caso de ruptura se procederá a cambiar las tuberías dañadas.

Otro problema que podría presentarse en las cavidades, es el aumento de gasto en las válvulas de pozo, esto podría ocasionar la ruptura de la última tubería colgada, debido a que estaría operando a una presión mayor a la cual fue diseñada, una disminución del gasto de inyección provocaría un taponamiento en la tubería colgante o una cristalización de salmuera a la salida.

Si se llegaran a tener bloqueos de materiales insolubles en las tuberías, estos materiales pueden provocar ruptura de algunas de éstas.

V.4.2 Riesgos durante la explotación.

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

Si se disminuye el flujo a la salida de la salmuera en la cavidad, ocasionará un incremento de presión en la inyección del producto, por taponamiento en tuberías y es recomendable inyectar agua dulce, hasta que desaparezca la obstrucción.

Una disminución en la presión, podrá ocasionar la ruptura de la tubería, esto podrá ser por la cristalización en la tubería ocasionando una disminución

de presión en la salida de la salmuera, evitando su salida de la misma, incrementando la inyección del producto. Se debe inyectar agua dulce para que desaparezca la obstrucción.

Otro riesgo que existe es el peligro de fuego, para ésto se cuenta con alarmas y detectores de fuego, que nos permiten poner en marcha un plan de emergencia para su mitigación.

Se debe considerar la seguridad del proceso de diseño de cualquier instalación, clasificándola al mismo nivel de producción o ventas. Al inicio el beneficio económico no se ve inmediatamente, pero es obvio que la reducción de accidentes garantiza una mayor continuidad y rentabilidad de las operaciones.

Es importante asegurar la estabilidad de la formación dentro y fuera de la zona de almacenamiento del gas natural, asegurando que los pozos no sufran deterioros durante la operación programada de dichas cavernas, como: hundimientos, fracturas o inestabilidad en el pozo; realizando pruebas y obteniendo diversos registros en los pozos perforados.

Los registros que se podrían utilizar para prevenir los riesgos anteriores:

- Resistividad.
- Densidad.
- Neutrón.
- Rayos gama.
- Calibración.

- Temperatura.

Se debe realizar un registro para inspeccionar tuberías de revestimiento o tuberías de producción colgadas, para asegurar que no exista fuga o migración del producto. Además se deben asegurar las dimensiones de las roscas de dichas tuberías sea el adecuado; las pruebas deberían ser manejadas de acuerdo a normas API. Estos registros se deben hacer sobre intervalos completos de revestimiento, para tuberías más profundas o tuberías roscadas, debiendo utilizar operaciones de llenado y vaciado para asegurar la operación de una manera satisfactoria.

Además es importante inspeccionar todos y cada unos de los componentes que constituyen la planta, asegurando su funcionamiento adecuado en operaciones normales o de emergencia y realizar un mantenimiento adecuado a todos los equipos e instrumentos.

Se recomienda inspeccionar las siguientes componentes de la instalación, anualmente:

- Sistemas de control.
- Válvulas de paro de emergencia.
- Cabeza del pozo y sistemas de monitoreo de presión.
- Instrumentación, válvulas, bombas y equipo de emergencia.

Estas pruebas se deben registrar y archivar, en el sitio de las instalaciones.

El operador debe de guardar los registros de las corridas de las uniones de tuberías de revestimiento para todos los pozos puestos en operación. Así como todos los registros de cementación y trabajos de rehabilitación del pozo.

Es recomendable realizar una inspección del sonar calliper a la caverna, si se tienen 5 años de operación, esto se realizará para saber si se ha mantenido la estabilidad de la caverna y determinar la forma final del pozo asegurando así que la operación seguirá en condiciones optimas durante los siguientes 5 años.

Finalmente, durante la vida útil del pozo existen desprendimientos de bloques de sal, ocasionando daños a las tuberías y obstrucción en zonas reducidas de las cavernas, por lo que se debe definir un programa de mantenimiento para asegurar la estabilidad de las cavidades y asegurar la vida útil de las cavernas, especificando las medidas preventivas y correctivas que deberá tener.

V.4.3 Lineamientos de Operación

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

Se contará con facilidades para un paro de emergencia en caso de falla de energía eléctrica por lo que el sistema de almacenamiento no podrá operar y deberá contar con un equipo capaz de llevar a cabo este paro, para operaciones de llenado y vaciado.

El sistema contra incendio debe contar con un paro programado de emergencia. El paro de emergencia debe ser activado por:

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

V.4.4 Monitoreo

Se debe establecer un sistema de automatización con tecnología de punta, requerida para el control de instalaciones superficiales para el almacenamiento de gas.

Todas las variables que afectan directamente la estabilidad o eficiencia del proceso deberán centralizarse en el cuarto de control.

Todas estas instalaciones eléctricas y de señal de transmisión, se recomiendan sean a prueba de explosión.

Se tendrán también conexiones en tuberías de revestimiento y producción, para poder proporcionar un sistema de monitoreo de presión y venteo adecuado.

Las conexiones de los instrumentos en la cabeza del pozo que no estén protegidas por válvulas de paro de emergencia, deben contar con una válvula de tormenta, tanto para el caso de ruptura como de falla en la tubería o en los instrumentos.

Los instrumentos que deben ser conectados con una alarma para monitorear las instalaciones de la caverna de gas son:

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

El monitoreo se realizará en las cavernas, debiendo ser documentada y retenida durante el desarrollo de las operaciones de almacenamiento del gas. Los operadores deben de hacer un monitoreo subterráneo en el mismo periodo del año para minimizar efectos de temperatura.

Por último se realizará monitoreo de corrosión para asegurar una buena protección catódica.

V.4.5 Prevención y control de fuego

Considerando el espaciamiento entre el equipo superficial y el pozo, se debe tener en cuenta las fuentes de ignición alrededor del pozo si están localizadas a 75 pies del pozo, deberán ser protegidas de fuentes flamables de

gas y si están localizadas a 150 pies del pozo, se deberán instalar dispositivos de seguridad para contrarrestar posibles fuegos.

Los edificios con fuentes flamables de gas se construirán de acuerdo a códigos de construcción y regulación de edificios federales y estatales con sus regulaciones correspondientes.

En las áreas de compresión, manejo de gas, así como deshidratadoras, trampa de diablos y filtros de gas; se deberán instalar detectores de mezclas explosivas que activen automáticamente el sistema de protección contra incendio correspondiente y los sistemas de alarmas, en caso de que existiera algún riesgo de incendio.

Se instalarán detectores de fuego tipo UVIR (emisiones ultravioletas/emisiones de radiación infrarrojas), en el área de compresión de gas y torres deshidratadoras, los cuales se activarán automáticamente, en el caso de que existiera algún incendio.

Los operadores deben de tener un plan de emergencia contra accidentes que provoquen emisiones de gas, fallas en el equipo y todo tipo de daños provocados a terceros. El cual debe incluir reglas, responsabilidades y procedimientos de la respuesta a la emergencia, previa revisión y aprobación correspondiente.

V.4.6 Sistema de quemador.

Se deberá instalar un sistema de quemador, cuya función es quemar los gases combustibles que se liberan en el sistema de almacenamiento, se necesita considerar en el diseño del quemador el volumen de gas que tendrá que ser venteado en situaciones de emergencia.

El quemador tendrá una capacidad dependiendo del tiempo de cierre desde la cabeza del pozo hasta el paro de llenado del producto y la capacidad que exista entre el tiempo de sensar una sobre presión en la tubería de producción y la apertura de la válvula de seccionamiento en la cabeza del pozo.

V.4.7 Requisitos del quemador.

El quemador deberá cumplir con los requisitos siguientes:

- La línea de flujo deberá terminar con sello vertical alto con un diámetro adecuado para prevenir el apagado de la flama. Se debe verificar que el calor que se genera alrededor de su base no produzca daño al personal y no exceda las especificaciones del fabricante.
- El quemador se prenderá automáticamente con un medio adecuado, para ayudar a que no se extinga la flama.
- El quemador deberá contar con un colector y separador de líquidos, para evitar que los líquidos lleguen a la flama.
- La vegetación deberá ser eliminada de las cercanías del quemador en un radio de 2 a 8 veces su altura.

V.4.8 Medidas de seguridad que se consideran en la instalación.

Para impedir el acceso a los pozos y a las instalaciones de personas no autorizadas se deben tomar las siguientes medidas de seguridad:

- Las cercas tipo malla serán de 6 pies o mayores.
- Candados en puertas.
- Iluminación de seguridad y/o sistemas de alarmas.

Las cercas que rodea el pozo deben de tener por lo menos 2 accesos para proporcionar un escape por separado hacia un lugar seguro.

Se instalarán señales permanentes, nombres de instalaciones de almacenamiento, cliente y número telefónico con los que podría comunicar en caso de emergencia. El personal de mantenimiento debe tener acceso a sala de control, vía telefónica o a través del radio.

CAPÍTULO VI

CONCLUSIONES

Tanques de Almacenamiento.

La mayor fuente de vaporizaciones en tanques de almacenamiento proviene generalmente por los tipos de techo debido a su gran número y a su uso en servicio para altas presiones de vapor. Las emisiones son el resultado de recibir y descargar productos, de los cambios de presión y temperaturas y del viento que pasa sobre el tanque.

Tanques con Techo Fijo.

- Los tanques de techo fijo fueron los primeros utilizados para almacenar diferentes volúmenes de líquidos orgánicos.
- Son los más económicos en su diseño ya que no necesitan gran variedad de accesorios.
- El control de las emisiones para tanques de techo fijo incluye balance de vapor, conversión a techo flotante interno y la instalación de un sistema de recuperación de vapores o un sistema de quemador.
- Un tanque de techo fijo puede ser utilizado para efectuar un cambio en su estructura obteniendo un tanque de techo flotante interno.
- Un volumen de vapor se localiza por encima del líquido almacenado y las principales emisiones provienen de los vapores expulsados cuando el tanque de almacenamiento recibe productos a manera de pistón ensamblado en un émbolo.

- Las pérdidas por “respiración” son originadas por las fluctuaciones del volumen causadas por las variaciones de la temperatura. Durante estos cambios el aire puede introducirse al tanque contaminándose con los hidrocarburos y emitirse a la atmósfera. Es importante señalar que los tanques de almacenamiento subterráneos no presentan este tipo de pérdidas debido a que el suelo actúa como aislante y mantiene el sistema de almacenamiento en condiciones casi isotérmicas.
- El sistema de balance de vapor implica transferir el vapor que pudo haber sido emitido durante el llenado del tanque hacia la fuente del líquido. La colección de vapores para su recuperación o quema es la más completa aunque resulta ser el sistema de control más costoso.
- En los tanques de techo fijo se presenta el mayor nivel de emisiones evaporativas. La causa principal estriba en el mecanismo en que se basa el control de la evaporación del líquido. En efecto en estos tanques la evaporación se controla a través del equilibrio termodinámico que se crea al saturarse el aire contenido en el espacio de vapor con los vapores de hidrocarburos provenientes del líquido almacenado. Al saturarse el espacio de vapor no existe vaporización adicional del producto, sin embargo, este equilibrio es perturbado al cambiar las condiciones ambientales de temperatura y presión, o cuando existe una adición o retiro de fluido. Por lo tanto la variabilidad del espacio de vapor contenido es el principal problema que impide un adecuado control de emisiones en este tipo.

Tanques con Techo Flotante Externo.

- La intención de este tipo de diseño básico de tanques es la de reducir la superficie del líquido expuesta a la evaporación. El techo flotante permanece sobre la superficie del líquido confinando la capa de vapor saturado entre la cubierta flotante y el líquido.
- Un tanque de techo flotante externo puede convertirse a un tanque de techo flotante interno mediante la colocación de un techo fijo en la parte externa además que se reducen las emisiones generadas por el viento, la colocación de un techo fijo también elimina la contaminación del producto por el agua de lluvia y reduce las inspecciones anuales para medir el ancho de abertura del sello.
- Indiscutiblemente las pérdidas por evaporación del líquido no se eliminan por completo debido a que en las uniones de las placas de la cubierta existen filtraciones de aire ya sea por remaches, pernos o simplemente por la soldadura que une dichas placas, quedando poros que permiten el acceso del flujo de aire.
- Los accesorios de la cubierta necesitan de aberturas en la cubierta (escotillas de acceso, soportes de la cubierta flotante, medidores flotantes, postes guías, rompedores de vacío, drenes, venteos, etc.).
- Otro de los problemas que se han detectado en este tipo de tanque, es el viento que fluye en la parte superior de la cubierta, oscilando sobre el sello perimetral; cabe hacer mención que los tipos de sello contribuyen a la magnitud de las pérdidas puesto

que si no se tienen un espacio de vapor entre el sello y el líquido no va a existir flujo de aire. Pero si se cuenta con un tipo de sello montado sobre un espacio de vapor, esto va a permitir un flujo circunferencial de aire a través del espacio de vapor que va a ocasionar una perturbación en las condiciones de equilibrio.

Tanques con Techo Flotante Interno.

- En los tanques de techo flotante interno se pueden controlar la libre emisión de hidrocarburos a la atmósfera ya que su eficiencia varia de entre un 60 y un 90%, dependiendo del tipo de cubierta, sistema de sellos y producto almacenado.
- El diseño de este tipo de tanque es de una composición de los diseños anteriores, es decir consta de un techo fijo y una cubierta flotante.
- Dentro de los tanques de techo flotante interno existen dos configuraciones (tanque con techo soportado por columnas internas y tanque de domo geodésico o con techo auto soportado).
- La mejor opción que permite reducir a un mínimo las emisiones evaporativas de líquido almacenado es el tanque de domo geodésico, puesto que no cuenta con columnas para soportar el techo fijo.
- Una cubierta flotante ligera flota en contacto directo con el líquido sin dejar espacios de vapor bajo la cubierta. Existen dos materiales comúnmente utilizados para este tipo de cubiertas: celdas cerradas de paneles de espuma de poliuretano cubiertas de aluminio polimerizado y paneles compuestos de pequeños

panales verticales de aluminio, sellados en cada esquina por una hoja de aluminio.

- Se han instalado techos de domo geodésicos fabricados de paneles de aluminio ligero triangulares que no requieren columnas internas de soporte. Estos también eliminan las emisiones asociadas con los sellos de los soportes de las columnas. Los techos de domos geodésicos han sido utilizados en la industria petrolera y petroquímica con dimensiones de hasta 200 pies (61 m) de diámetro.
- La instalación de un techo de domo geodésico requiere de una planeación y preparación del tanque apropiado.
- El techo puede ser construido cerca al tanque y colocado posteriormente en él. También el tanque pudo ser vaciado y construido el domo dentro de este con el anillo de tensión exterior de aproximadamente 1 a 2 pies dentro de la coraza y finalmente el techo es levantado y colocado a un cojinete en el borde de la coraza.
- Un techo flotante interno de aluminio comparado con un techo flotante de acero tiene bajo costo, fácil instalación, mayor capacidad del tanque, todas las escotillas de acceso tienen una dimensión de 20 pulgadas de diámetro, posee una flotación positiva sin hundirse, requiere de menos tiempo para su instalación y el sello no presenta irregularidades con la coraza por oxidación.
- Los paneles ligeros y pequeños pueden ser fácilmente instalados si se ajustan a través de aberturas existentes. La desventaja es la

carencia de fortaleza para resistir la turbulencia. Por lo tanto la velocidad de llenado es limitada.

- La instalación de un techo flotante interno de cubierta de acero cuesta cerca de 3 a 5 veces el de un techo flotante de aluminio, pero tiene un tiempo de vida mayor y con esfuerzos significativos en las uniones por el movimiento del líquido.

Buques Tanques.

La seguridad de los buques tanques es una de las primeras consideraciones que deben tenerse en cuenta al planear su construcción y la principal para su uso como almacenamiento, los factores que rigen esta seguridad han sido objeto de diversas conferencias y Simposium marítimos internacionales. Además de la división del casco en compartimientos, se construyen pasajes y escaleras para facilitar la salida a la tripulación de estos compartimientos que hayan sido aislados automáticamente para contener una inundación. Todo buque debe estar dotado de un sistema eficiente de bombeo para vaciar el agua que penetre en su interior, contando con mecanismos auxiliares de dirección y control de estos.

Es importante que en los camarotes se coloquen chalecos salvavidas para cada una de las personas que viajen en el buque. Todos los elementos y equipos destinados al salvamentos (botes salvavidas, balsas, embarcaciones de motor, etc.) deben reunir las condiciones de seguridad, eficiencia, flotabilidad y otras que fijen los reglamentos de navegación.

La prevención de incendios es de gran importancia, por lo cual, además de los extinguidores químicos usuales se debe instalar sistemas de alarmas y extinción. Uno de los más eficientes es el contar con líneas de tuberías que corran a lo largo del buque comunicándose con una estación de control y un sistema de aspiración de aire que circule por ellas, así la presencia de humo en el aire aspirado advertirá inmediatamente en la estación de control, a su vez células fotoeléctricas y dispositivos termostáticos darán señales de alarma visuales y sonoras. El fuego se combate enviando bióxido de carbono al sector incendiado por medio de las tuberías del sistema, pudiendo también emplear el vapor de las calderas para extinguir el fuego.

La radio telefonía es uno de los elementos más valiosos para la seguridad del buque en el mar, ya que se comunica con otros barcos por radio, recibiendo avisos meteorológicos del estado del tiempo previendo probables tormentas.

Las razones por lo que los productos petrolíferos son una fuente potencial de peligro son:

- Los hidrocarburos son sustancias eminentemente inflamables.
- El petróleo llega a estar sometido a temperaturas y presiones que en caso de fuga puede explotar espontáneamente.
- Los incendios petrolíferos son muy difíciles de apagar, por lo que requieren técnicas de sofocamientos especial.
- El empleo mundial de productos derivados del petróleo acrecienta el riesgo de accidentes debido a la distracción,

inexperiencia o desconocimiento de los riesgos que se pueden correr.

Toda instalación y equipo eléctrico que se encuentren en zonas donde están presentes gases y vapores, deben estar certificados como antideflagrantes (incapaces de transmitir una llama hacia el exterior de este) o a la seguridad intrínseca (incapaces de encender una mezcla detonantes).

Almacenamiento Subterráneo.

El almacenamiento de gas natural en las cavernas de sal, tiene 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 mas alto, porque se puede mantener un flujo constante para los compradores. El espacio de la caverna puede ser usada para almacenar la producción del fin de semana aun precio menor, para ser vendida en días

laborables aun precio mayor. Este almacenamiento permite conducir ventas a flujos máximos a mercados que requieren alta confiabilidad.

Las cavernas de sal ubicadas estratégicamente sobre las tuberías de transporte de gas natural, facilitan el balanceo de carga y sirven como un método de almacenamiento, en función del empacamiento de las líneas con el gas almacenado en la tubería de transporte, manteniéndola presurizada.

Para incrementar el abastecimiento de gas a los distribuidores locales en el mercado, se utilizan el almacenamiento en domos de sal, reduciendo los desequilibrios en el suministro, disminuyendo las curvas de demanda semanal o diarias y entregas a tiempos de alta necesidad.

Seguridad.

- Baja probabilidad de posibles fugas, en la tubería del producto almacenado.
- El gas no podrá introducirse en la formación por sus bajas o nulas permeabilidad y porosidad aun bajo presión debido a las propiedades físicas de la sal.
- Como la sal se comporta como un fluido plástico, tiende a absorber golpes mecánicos o fracturamientos.
- Debido a las grandes profundidades donde se desarrollan las cavidades se dificulta el acceso de personas ajenas desde la superficie y evitando así otro tipo de problema.

Ambiente y Ecología.

- Bajos requerimientos de terreno superficial.
- Aislamiento de efectos ambientales, o sea que la contaminación al medio ambiente será difícil.
- Aprovechamiento de los recursos naturales.
- Tiempo corto para aislar la cavidad por desastres naturales, como temblores, fuego o tormenta.

Economía.

- Costos de capital bajos (entre 50 y 60 veces mas barato que el superficial).
- Bajos requerimientos de energía para compresión, aislamiento y deshidratación.
- Bajas pérdidas por filtración o migración.

Tecnologías

- Pueden utilizarse como depósito final para productos peligrosos, tóxicos o radioactivos.
- 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 económicas, 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 para los siguientes cuarenta años de almacenamiento.

Los sistemas de almacenamiento junto con los centros de consumo, pueden dar las características para el manejo del gas natural en 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.

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

- 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 yacimiento agotado.

ÍNDICE DE FIGURAS

III.1.2	TANQUE DE TECHO FIJO	15
III.1.3	TECHO CÓNICO AUTOSOPORTADO	16
III.1.4	TANQUE DE TECHO FLOTANTE EXTERNO TIPO PONTON	17
III.1.5	TANQUE DE TECHO FLOTANTE DE DOBLE CUBIERTA	17
III.1.6	TANQUE CON MEMBRANA INTERNA	18
III.1.7	TECHO FLOTANTE DE PONTON PERIMETRAL	19
III.1.8	TECHO FLOTANTE DE DOBLE CUBIERTA	20
III.1.10	PLACA DE IDENTIFICACIÓN DE TANQUE	26
III.1.12	TIPOS DE JUNTAS VERTICALES A TOPE	29
III.1.14	RAPIDEZ DE LA CORROSIÓN	49
III.3.1	VENTILACIÓN DE UN TANQUE	62
IV.1.2	DIVISIONES DE UN BUQUE TANQUE	71
IV.1.4	PARTES DE UN BUQUE TANQUE	73
IV.1.6	TIPOS DE BUQUES TANQUE PARA GAS I	79
IV.1.7	TIPOS DE BUQUES TANQUE PARA GAS II	80
V.1.1	TIPOS DE ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO	122
V.1.6	INSTALACIÓN CRIOGÉNICA SUBTERRÁNEA	129
V.1.7	INSTALACIÓN DEL SIESNUM	130
V.2.2	CUELLO DE LA CAVIDAD	136
V.3.1	INSTALACIONES SUPERFICIALES	141
V.3.2	SISTEMAS PARA EL MANEJO DEL DOMO	144
V.3.3	INSTALACIONES DE YACIMIENTOS AGOTADOS Y ACUÍFEROS	146
V.3.4	INSTALACIONES DEL EQUIPO DE TANQUES SUBTERRÁNEOS	156
V.3.5	INSTALACIONES EN MINAS ABANDONADAS	160

APÉNDICE FOTOGRÁFICO

INDICE FOTOGRÁFICO

III.1.1	TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE CRUDO	13
III.1.9	CONSTRUCCIÓN DE UNA CIMENTACIÓN	23
III.1.11	CONTRUCCÓN DE UN TANQUE DE ALMACENAMIENTO	28
III.1.13	LIMPIEZA INTERIOR A CHORRO	36
III.2.1	PATIO DE ALMACENAMIENTO DE GAS	50
III.2.2	CONSTRUCCIÓN DE UNA ESFERA DE GAS	55
III.2.3	TANQUE TIPO SALCHICHA	59
IV.1.1	BUQUE TANQUE EN ALTAMAR	67
IV.1.3	BUQUE ABKATUN	72
IV.1.5	BUQUE TANQUE PARA GAS LP O NATURAL	76
IV.3.3	SISTEMAS DE ROCIADORES	105
IV.4.1	CONEXIÓN DE BUQUES TANQUE	116
IV.4.2	PUERTO DE CONEXIÓN DE BUQUES TANQUE	117
IV.4.3	BUQUE TANQUE TAKUNTAH	118
IV.4.4	CONEXIÓN DE SISTEMAS DESCONACTABLES	119
V.1.2	INSTALACIONES SUPERFICIALES DE ALMACENAMIENTO EN DOMOS SALINOS	123
V.1.3	VISTA DE UNA CAVIDAD MINADA EN ROCA	124
V.1.4	VISTA INTERIOR DE UNA MINA ABANDONADA	126
V.1.5	VISTA DE UNA GALERIA	129
V.2.1	INSTALACIONES SUPERFICIALES DEL ALMACENAMIENTO EN TUZANTEPETL	133

APÉNDICE DE TABLAS

INDICE DE TABLAS

IV.3.1	NÚMERO DE BOMBAS PARA LOS DISTINTOS TAMAÑOS DE BUQUES TANQUE	102
IV.3.2	TIPOS DE DETECTORES	103
IV.3.4	DIÁMETRO DE TUBERÍA PARA SISTEMAS DE CO ₂	108
IV.3.5	LOCALIZACIÓN DE EXTINGUIDORES A BORDO DE BUQUES TANQUE	112

BIBLIOGRAFÍA

OIL PIPE LINE MEASSUREMENT AND STORAGE PRACTICE.
Vol. 3, American Petroleum Institute.

DESING AND CONSTRUCTION OF LPG INSTALATION AT MARINE
AND PIPE LINE TERMINALS, NATURAL GAS PROCESSING PLANTS,
REFINERIES AND TANK FARMS.
Standard 2510, American Petroleum Institute.

RP-2000, American Petroleum Institute.

WELDED STEEL TANKS FOR OIL STORAGE.
Standard 650, American Petroleum Institute.

RECOMENDACIONES PARA EL PERSONAL DE LIMPIEZA DE
TANQUES DE ALMACENAMIENTO.
Boletín Seguridad Industrial, PEMEX.

PRODUCTION AND TRANSPORT OF OIL AND GAS.
Pzilas, A.P., 1975, Ed. Elsevier.

APUNTES DE MANEJO DE LA PRODUCCIÓN EN SUPERFICIE.
Ing. Gómez Cabrera, José Ángel., UNAM, F.I.

CEMENTACIÓN DE TANQUES.
Norma No. 2.214.01, PEMEX.

ALMACENAMIENTO DE GAS NATURAL EN DOMOS DE SAL.
Resendiz López, Norma Lorena, Tesis, 1999.UNAM.

ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO DE PETRÓLEO CRUDO EN
CAVIDADES SALINAS.
Palmas Velasco, Patricia, Tesis, 1989.UNAM.

ALMACENAMIENTO DE HIDROCARBUROS EN CAVIDADES
SALINAS.
Terrazas Romero, Martín, Tesis, 1984.UNAM.

UNDERGROUND STORAGE OF NATURAL GAS.
M.R.Tek, Gulf Publishing Company, Houston Texas, 1992.

ESPECIFICACIONES GENERALES DE CONSTRUCCIÓN DE TANQUES
ATMOSFÉRICOS.
PEMEX.

ANÁLISIS ESTRUCTURAL DE CAVIDADES EXCAVADAS EN DOMOS
SALINOS.
Núñez Farfán, Jaime, Tesis, 1994. IPN.

SEGURIDAD E HIGIENE EN LA CONSTRUCCIÓN Y REPARACIÓN DE
BUQUES.
Oficina Internacional del Trabajo. OMI. ONU.

NATURAL GAS UNDERGROUND STORAGE.
M. Rasin Tek, Gulf Publishing Company, Houston Texas , 1996.

CIMENTACIÓN DE UNA ESFERA DE ALMACENAMIENTO DE
GASOLINA O GAS LP PARA DOS TIPOS EXTREMOS DE TERRENOS.
Echeverría Toriz, Belén, Tesis, 1988. IPN

SELECCIÓN DE SELLADO ÓPTIMO PERIMETRAL PARA TECHOS
EXTERNOS FLOTANTES EN TANQUES DE ALMACENAMIENTO.
DN.07.0.04, PEMEX.

INSTALACIÓN DEL SISTEMA DE CONEXIÓN A TIERRA.
N.3.346.02, PEMEX.

FABRICACIÓN DE TANQUES ATMOSFÉRICOS.
N.3.612.04, PEMEX.

SEGURIDAD EN BUQUES DE GAS LICUADO.
The International Chamber of Shipping.

INSTRUCTIVO GENERAL DE SEGURIDAD EN LAS UNIDADES DE LA
FLOTA PETROLERA DE MAR.
PEMEX.

COLECCIÓN CIENTÍFICA DE TIME LIFE.

“Barcos”, segunda Edición 1983.

APUNTES DE PRINCIPIOS DE MECÁNICA DE YACIMIENTOS.

Rodríguez Nieto, Rafael Dr., UNAM, F.I..

APUNTES DE FISICOQUÍMICA Y TERMODINÁMICA DE LOS
HIDROCARBUROS.

González Hernández, Servando, De la Garza Carrasco, Nahum, UNAM, F.I..

PROTECCIÓN CONTRA INCENDIO EN EMBARCACIONES.

N.A-IV-1, PEMEX.

EXTINGUIDORES PORTÁTILES CONTRA INCENDIO EN INSTITUTOS
INDUSTRIALES.

N.A-VII-10, PEMEX.

SISTEMAS DE ASPERSORES PARA PROTECCIÓN CONTRA
INCENDIOS.

N.A-VII-18, PEMEX.

CONSIDERACIONES Y ALTERNATIVAS DE ALMACENAMIENTO DE
GAS LP EN DOMOS SALINOS.

Urgiel S., Adrián, Tesis, 1978. UNAM.

PROYECTO PARA EL ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO DE GAS
NATURAL EN LA REPUBLICA MEXICANA.

Frias Hinojosa, José Enrique, Tesis, 1997. UNAM.

SEGURIDAD PREVENCIÓN Y CONTROL DE INCENDIOS EN BUQUES
TANQUE.

Carrillo Flores, Nahum, Tesis. 1980, UNAM.

EL PETRÓLEO CRUDO EN MÉXICO Y SU COMERCIALIZACIÓN.

Martínez Melo, Luis, Tesis, 2000. U.N.A.M.

BUQUES Y TANQUES.

J.H. White.

ALMACENAMIENTO Y TRANSPORTE DE GAS NATURAL.
7° Congreso mundial del Petróleo, México.

TANQUER PRACTICE.
King., G.A.B., Tercera Edición. T Maritime Press Limited.

EL BUQUE.
B. Jorn Landstrom. Editorial Juventud.

PAGINAS WEB

www.unitor.com

www.imodco.com

www.chevron.com

www.api.org

www.pbamoco.com

www.sofec.com

www.naturalgas.org

www.spr.doc.gov

www.fe.doc.gov

www.geostock.fr

www.eia.doe.gov

www.imo.org