



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA
DE MEXICO**

FACULTAD DE INGENIERIA

**PROYECTO DE ABASTECIMIENTO DE GAS LICUADO AL
AREA INDUSTRIAL Y DOMESTICA DEL PAIS A TRAVES DE
UN DUCTO DE 24" CACTUS - GUADALAJARA**

T E S I S

**QUE PARA OBTENER EL TITULO DE
INGENIERO PETROLERO**

P R E S E N T A N :
CENTELLANO ALEMAN } MIGUEL ANGEL
HIDALGO MILLAN } MIGUEL



DIRECTOR DE TESIS: M.I. NESTOR MARTINEZ ROMERO
DIRECTOR ADJUNTO: ING. JAVIER OROZCO CARBAJAL

MEXICO, D. F.

DICIEMBRE 2000



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION
60-I-1650

**SRS. MIGUEL ANGEL CENTELLANO ALEMAN
MIGUEL HIDALGO MILLAN**

Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor M. I. Néstor Martínez Romero y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

PROYECTO DE ABASTECIMIENTO DE GAS LICUADO AL AREA INDUSTRIAL Y DOMESTICA DEL PAIS A TRAVES DE UN DUCTO DE 24" CACTUS-GUADALAJARA

	INTRODUCCION
I	CARACTERISTICAS DEL GAS LPG
II	DEFINICION DEL PROYECTO
III	CONSTRUCCION DE LA LINEA DE TRANSPORTE
IV	RECUBRIMIENTO ANTICORROSIVO Y SISTEMAS DE PROTECCION CATODICA
V	DISEÑO DE LA LINEA DE TRANSPORTE
VI	OPERACIÓN DE LA LINEA DE TRANSPORTE
VII	INSPECCION DEL DUCTO
VIII	CONSIDERACIONES PARA ATENCION DE EMERGENCIAS EN EL DUCTO
	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
	NOMENCLATURA
	GLOSARIO
	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 30 de noviembre de 2000

EL DIRECTOR


~~ING. GERARDO FERRANDO BRAVO~~
GFB*RLLR*gtg

9

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

PROYECTO DE ABASTECIMIENTO DE GAS LICUADO AL ÁREA
INDUSTRIAL Y DOMÉSTICA DEL PAÍS A TRAVÉS DE UN DUCTO DE
24" CACTUS - GUADALAJARA.

TESIS PRESENTADA POR:

CENTELLANO ALEMÁN MIGUEL ANGEL

83022359

HIDALGO MILLÁN MIGUEL

85366167

DIRIGIDA POR:

M.I. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO

JURADO DEL EXÁMEN PROFESIONAL:

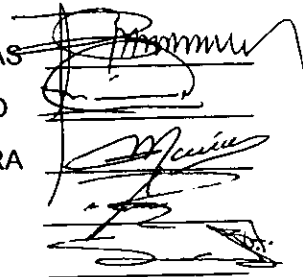
PRESIDENTE: ING. MANUEL VILLAMAR VIGUERAS

VOCAL: M.I. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO

SECRETARIO: ING. SALVADOR MACÍAS HERRERA

1^{er} SUPLENTE: ING. JESÚS RODRÍGUEZ ROMAN

2^{do} SUPLENTE: ING. SAUL BAUTISTA FRAGOSO



Handwritten signatures of the jury members: Manuel Villamar Viguera, Néstor Martínez Romero, Salvador Macías Herrera, Jesús Rodríguez Roman, and Saul Bautista Frago.

MÉXICO, D.F.

A 1 DE DICIEMBRE DEL 2000

AGRADECIMIENTOS

A DIOS GRACIAS POR LA VIDA Y POR TODAS LAS BENDICIONES RECIBIDAS.

A MI MADRE: Sra. GRACIELA MILLÁN FLORES

Gracias por el amor y cariño que siempre me has dado, gracias por no dejar de creer en mí, gracias por haberme enseñado el camino correcto hacia el bien, por haberme dado lo mejor de la vida la existencia, gracias por darme el apoyo incondicionalmente durante todo el trayecto de la carrera, así como por tus sacrificios y tus consejos.

Por ser el pilar de la familia este trabajo te lo dedico especialmente a ti. Por que además de madre eres mi mejor consejera y amiga. Te respeto te quiero y te admiro.

A MI PADRE: Sr. RAMÓN HIDALGO ESPINOZA

Gracias por todas tus enseñanzas y tus consejos que me han hecho culminar las metas que me he trazado.

Como un testimonio de gratitud y correspondiendo al esfuerzo y apoyo recibido esperando nunca defraudarte, este trabajo al igual que mi mamá te lo dedico a ti. Te quiero

A MI ESPOSA: MÓNICA CANABAL CÁCERES

Gracias por estar conmigo compartiendo nuestros triunfos y nuestros fracasos, por todo tu amor, comprensión y cariño que siempre me has demostrado, por todo el tiempo que compartimos en la universidad, por los hermosos hijos que me has dado. Gracias en especial por todo el apoyo amoroso tu estímulo y tu indubitable confianza para alcanzar este logro, que es tan mío como obra de tu esfuerzo, empeño y tenacidad.

Por ser para mi una razón mas por ser lo que ahora soy, no tengo como agradecértelo ni palabras para expresártelo pero de una cosa estoy seguro, que si llego a lograr algo en la vida será por que tu siempre me apoyaste y así lo quisiste, te amo y quiero mucho.

A MIS HIJOS : MÓNICA AIMEÉ Y JORGE ANTONIO DE JESÚS

Por ser los dos más grandes motivos para poder terminar este logro, por que gracias a la ilusión de su existencia he tenido la necesidad de verme convertido en una persona de provecho, gracias por hacerme sentir el papá mas maravilloso de todos.

Espero que este trabajo los aliente a salir adelante y también poder yo compartir sus triunfos y los éxitos junto a ustedes, los adoro y los amo mucho.

A MIS HERMANOS : ANTONIO, LILIA, Y AGUSTÍN.

Si este trabajo esta terminado es especialmente gracias ha ustedes ya que también han compartido el sacrificio de nuestra madre por nosotros. También ha ustedes les doy las gracias por compartir todos los momentos de nuestras vidas y por todos los momentos que hemos pasado como familia.

Gracias Toño por tus consejos siempre buenos, por tu carácter que te hace ser un hermano sincero y honesto. Por ser un ejemplo de tenacidad y persistencia. Gracias

Gracias Lili por toda tu ayuda cuando la necesite, por tu sencillez hacia mi familia, por el amor de Alis, por ser mi hermana. Gracias

Gracias Guti por demostrarme siempre tu cariño y tu respeto, por tus sacrificios para la culminación de este nuestro éxito, por darme siempre ese aliento cuando mas se necesita, por el amor de Gutito y por todo lo que tu ya sabes. Gracias

Espero verlos pronto como profesionistas y que también se vea culminada una etapa mas de sus vidas. Por que ustedes son parte de mi vida. Los quiero.

A MIS PRIMOS

Hay cosas que prefiero expresárselas por escrito pero que por alguna forma siento de plasmado mis mas profundos sentimientos, sin embargo no encuentro palabras que reflejen fielmente toda su ayuda. Puedo asegurarles que han sido indispensables para poder terminar este logro.

En especial a Luis Hidalgo y Manuel Hidalgo que gracias a su ayuda y su ejemplo me han enseñado cosas que valoro y agradezco. Gracias.

A MI BROTHER: MIGUEL PORCAYO

Un apreciable agradecimiento por el apoyo que me has dado durante todo este tiempo para que poder terminar este trabajo, esperando que este trabajo te ayude a terminar todas tus metas trazadas, muchas gracias.

A LA FAMILIA CANABAL CACERES

Mi mas sincera gratitud por brindarme su confianza, amistad y por haberme alentado a seguir adelante, en especial al Ing. Jorge Canabal Aznár por todos los consejos y ayuda en los momentos que los he necesitado por lo que le tengo un gran respeto y cariño muchas gracias.

A MI TOCAYO, AMIGO Y COMPAÑERO DE TESIS : MIGUEL ANGEL

Un fraternal agradecimiento por compartir éxitos, fracasos y por todas las vivencias que pasamos a lo largo de la carrera y ante todo por ser un gran amigo y un gran compañero de tesis. Tu sabes que podrás contar conmigo incondicionalmente, un fuerte abrazo al futuro Ingeniero y futuro papá..

**A todos muchas gracias
MIGUEL HIDALGO MILLÁN**

RECONOCIMIENTOS

A NUESTRA ALMA MATER:

A la Universidad Nacional Autónoma de México y a la facultad de ingeniería por habernos dado la oportunidad de ingresar a sus aulas y darnos una formación como profesionistas.

A NUESTROS PROFESORES:

Por habernos transmitidos sus conocimientos y su dedicación, así como su experiencia profesional para formar una sólida educación que nos dará armas para enfrentarnos a la vida profesional que nos aguarde dentro de la carrera.

A NUESTRO DIRECTOR DE TESIS : M.I. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.

Un gran reconocimiento por todas las facilidades que nos otorgó para que esta tesis se llevara a cabo.

A NUESTRO DIRECTOR ADJUNTO DE TESIS: ING. JAVIER OROZCO CARBAJAL

Un apreciable reconocimiento por habernos transmitido sus experiencias, conocimientos y dedicación para la realización de este trabajo, así como el tiempo y consejos que tuvo hacia nosotros.

Gracias de antemano por hacernos terminar este sueño de culminar la carrera. por brindarnos su casa, la amistad de su familia y sobre todo por ofrecernos su amistad. Muchas gracias.

POR LA BENDICIÓN DE NUESTRO CREADOR Y MI SANTO PATRÓN SEÑOR SAN MARCOS EVANGELISTA, POR MI EXISTENCIA Y MI DESTINO ESTARE ETERNAMENTE AGRADECIDO.

A MIS AMADOS PADRES

FRANCISCO CENTELLANO (†) y LUZ MARÍA ALEMÁN

Quienes siempre han sembrado en sus hijos el amor por la vida, los esfuerzos y logros en el trabajo a diario, el respeto a los pensamientos y actitudes de las personas.

Por su constancia para finalizar esta etapa de mi vida, por los sacrificios realizados y estímulos recibidos durante mi preparación, les agradezco sinceramente.

A EL AMOR DE MI VIDA

NELIDA JIMÉNEZ CASTRO

Agradezco a dios el permitirme estar a tu lado, por todo tu amor y comprensión, y mi más grande reconocimiento como esposa y compañera, gracias por nuestro próximo primer hijo.

A MI QUERIDISIMO Y FUTURO BEBÉ

Por que ruego a nuestro señor que nos acompañe en tu alumbramiento y nos apoye para brindarte lo mejor, tu mamá y yo te esperamos con mucho amor y cariño.

Esperando que este documento inspire en ti una formación de provecho para la sociedad.

A MIS ESTIMADOS HERMANOS

FRANCISCO JAVIER, JOSÉ LUIS, JESÚS, JOSÉ GUADALUPE (†), JAIME Y JUAN

Todos ustedes han aportado e integrado a mí, lo mejor que puede dársele a un hermano. Por que cada uno tiene esa particularidad que nos hace ser diferentes y complementarios en nuestra familia.

Cabe reconocerles los logros propios, y que me han servido para incrementar a cada instante mis expectativas y alcanzarlas.

Le ruego a dios que los ejemplos que me han dado nunca terminen, sino que continúen siempre.

A MIS APRECIADAS CUÑADAS

Por decidir formar parte de mi familia, por el cariño y felicidad que nos brindan, por todos sus apoyos, particularmente yo se los agradezco.

A MIS PRECIOSOS SOBRINOS

Quiero decirles que siempre se podrán apoyar en mí cuando lo necesiten, mis conocimientos y experiencias estan a su disposición.

Consideren como pilares fundamentales para su futura formación la honestidad, el empeño para realizar los trabajos cualesquiera que estos sean, buscando siempre la superación.

A TODOS MIS QUERIDOS TÍOS

ESPECIALMENTE A LOS SEÑORES:

**MACARIO ALEMÁN, GERMÁN ALEMÁN, ENRIQUE AGATÓN,
JOAQUÍN CENTELLANO (†).**

Por lo mucho que nos apoyan a mis hermanos y a mí, por estar al pendiente de nosotros, por enseñarnos y guiarnos por el buen camino, por ofrecernos sus formas de trabajos como buenos ejemplos para llevar una vida respetable.

Les agradezco sus conocimientos, experiencias, tiempos y esfuerzos que han invertido en mí, para lograr terminar esta etapa.

A TODAS MIS QUERIDAS TÍAS

MUY EN ESPECIAL A LAS SEÑORAS:

**MAGDALENA CENTELLANO, CARMEN PULIDO, CONCEPCIÓN
GUTIERREZ, IDOLINA ALEMÁN, ANTONIA ALEMÁN, LIDUVINA
ALEMÁN, HONORIA ALEMÁN, GUADALUPE ALEMÁN, ERMA
ALEMÁN.**

Por el cariño y estimación hacia mi padre Francisco (†) y madre Luz María, mis hermanos, mis cuñadas, mis sobrinos, mi esposa, mi futuro bebé y yo, por ese apoyo que incondicionalmente nos brindan.

Les agradezco sinceramente sus conocimientos, experiencias, tiempos y esfuerzos que han gastado en mí.

UN RECONOCIMIENTO ESPECIAL AL CONTADOR PUBLICO:

FERNANDO AGATÓN CENTELLANO

Gracias por todos los consejos, conocimientos y experiencias que necesite, y que de muy buena fe me brindaste, para que yo me superará en el ámbito profesional.

AL MEJOR COMPAÑERO Y AMIGO:

MIGUEL HIDALGO

Gracias por compartir tus ideas y conocimientos sobre nuestra carrera, el apoyo que me brindaste para concluir nuestra tesis, sabes que siempre tendrás tu casa en Guerrero.

AL DEPARTAMENTO DE ADMINISTRACIÓN ESCOLAR DE LA FACULTAD DE INGENIERÍA.

A MI JEFA DE DEPARTAMENTO:

SRA. MIREYA FERNÁNDEZ SILVA

Quiero agradecerle sinceramente toda la confianza y el apoyo que me brindo como parte de su personal.

Un reconocimiento especial y que nunca olvidare, por permitirme continuar y concluir con esta tesis mi formación profesional.

Siempre tendré presente sus consejos y esfuerzos que realizó para lograr que terminará mi carrera. Estaré más que agradecido, por que reconozco sus conocimientos, su forma de trabajo y lo mucho que aprendí.

AL JEFE DE LA OFICINA DE SERVICIOS ESCOLARES:

ING. JORGE ALBERTO PÉREZ PINTO

Gracias por darme la oportunidad de trabajar a tu lado, de disfrutar y compartir logros, de aprender muchas formas de dar solución a las dificultades, sinceramente te deseo los mejores éxitos como profesionista en un futuro no muy lejano.

AL PERSONAL DEL DEPARTAMENTO

Gracias por su apoyo y comprensión durante los procedimientos que realizamos, les agradezco sus experiencias.

SRA. PAZ GARCÍA E IMELDA CORTÉS

Gracias por su confianza, su trabajo y comprensión, les agradezco mucho el apoyo que tengo y les reitero mi apoyo en lo necesario.

Gracias por permitirme aprender y superarme en el aspecto laboral, en la realización de trabajos en equipo, el conocer muchos compañeros y amigos de las diferentes carreras de ingeniería a quienes les debo mucho.

Sinceramente les agradeceré siempre
MIGUEL ANGEL CENTELLANO ALEMÁN

"Nunca te enorgullezcas de los frutos de tu inteligencia. Sólo eres dueño del esfuerzo que pusiste en su cultivo; de lo que logra, nada más eres un espectador. La inteligencia es como una flecha una vez que se aleja del arco ya no la gobierna nadie. Su vuelo depende de tu fuerza pero también del viento, y ¿por qué no decirlo?, del destino que camina detrás de ella."

A NUESTROS AMIGOS: David Durán Gama, Carlos Eduardo Correa Figueroa, Efrén Conejo Martínez, Arturo Torres Sierra, Fidel Rosales Hernández, Isaac Mendoza López, Miguel Ángel Jiménez García, Noé Gutiérrez Martínez, Marco Antonio Jiménez Atzin, Benito Sánchez, Ricardo Martínez Quintana, Hugo Eduardo Vargas Ruiz, Abdel Sierra Ortega, Jorge Pérez Pinto, Leobardo Vieyra Ramos, Luis Martínez Melo, Marco Antonio Ramírez Villagomez, Pedro Javier López, Pedro Murillo Martínez, Alfonso Martínez González, Xochilt Morales Ferrusco, Gómez Mejía Raúl, Sandra Luz Jiménez Sánchez, Raúl Salazar Valle, Agustín Martínez Luis, Cortes Zavala Jesús Cuauhtémoc, Mauricio Gómez Olvera y a todos aquellos que por alguna razón omitimos.

INTRODUCCIÓN

El sistema de poliductos en operación en nuestro país, esta constituido por 9607 kilómetros de ductos con diámetros entre cuatro y veinticuatro pulgadas. Los poliductos estan tendidos en 7440 kilómetros de derechos de vía y tienen un empaque de 4.5 millones de barriles (contenido en volumen).

Los poliductos suministran productos destilados a 43 superintendencias de ventas y dos terminales marítimas; así mismo, se transportan productos interrefinerias.

Durante 1999, por la red de poliductos se transportó un promedio de 1650 miles de barriles. Los productos principales que se transportan son: GAS LP en primer término y en ductos paralelos se transportan gasolinas, diesel, turbosina, combustóleo, querosinas, gasóleos y propileno.

La red de poliductos está dividida en tres zonas principales que son:

1.- Poliductos zona centro-golfo.

2.- Poliductos zona norte-pacífico.

3.- Poliductos zona sureste-golfo.

Los ductos para transporte de hidrocarburos son el medio de transporte más eficiente para transportar de los centros de producción a los centro de consumo, a tiempo constante y sin importar las variaciones de gasto requeridas.

Para satisfacer las necesidades de los centros de demanda ha sido necesario rehabilitar una extensa red de ductos, debido a que los centros de

consumo también son los de más abundante población, con mayor desarrollo industrial y distanciamiento de los centros de producción.

Ante la necesidad de satisfacer la creciente demanda interna y externa del energético los proyectos deben quedar encuadrados dentro del marco gubernamental.

Para cumplir satisfactoriamente con cada una de estas actividades se requiere de un sistema que esté debidamente adecuado por los recursos de las distintas dependencias vinculadas con el manejo de GAS LPG; estas actividades por su alta interrelación, requieren de una coordinación integral que permita garantizar la continuidad del suministro de Gas LPG en todo el país.

Del poliducto actual se tomaron en cuenta las instalaciones y las infraestructuras actuales con las que cuenta PEMEX haciendo modificaciones a lo largo de la línea para obtener un mejor aprovechamiento de los recursos.

Por lo tanto para poder conocer los principales aspectos del sistema anteriormente mencionado, sus antecedentes y beneficios, se presenta la información subsecuente.

CAPÍTULO I.- CARACTERÍSTICAS DEL GAS LPG.

Gas LPG (Gas Licuado del petróleo). Con este nombre se designa al butano, al propano y a cualquier mezcla de los dos. Es obtenido del gas natural en una de las etapas del proceso de obtención de la gasolina del petróleo crudo.

El propano y butano son derivados del petróleo, ambos están compuestos de carbón e hidrógeno que contiene cada tipo de Gas LPG, varía y tiene una importancia decisiva en el funcionamiento y comportamiento de ellos. El Propano contiene 3 partes de carbón por 8 de hidrógeno y su fórmula es C_3H_8 . El butano contiene 4 partes de carbón y 10 de hidrógeno y su fórmula es C_4H_{10} .

El Gas LPG es una mezcla de propano y butano generalmente en proporción (70%-30%); su producción se registra desde principios de siglo, sin embargo; es hasta 1946 cuando se inicia su comercialización como una estrategia para sustituir en las casas habitación de las zonas urbanas, la utilización de combustibles vegetales en detrimento de la ecología y el entorno ambiental.

El Gas LPG adquiere una importancia relevante en los años setentas, gracias al desarrollo tecnológico de su proceso productivo que redujo los costos de elaboración, generó una mayor disponibilidad y las mejoras en su transporte y manejo intensificando su uso, lo que ha dado lugar a que en la actualidad tres de cada cuatro hogares mexicanos utilicen este energético para satisfacer sus necesidades.

¿Cómo se entiende que es licuado si es gas?

El gas que al ser comprimido se condensa y se convierte en líquido. En estado líquido se transporta, almacena y distribuye. Generalmente se le usa en estado de vapor o gas al descomprimirlo.

En la parte superior de todos los recipientes que se usan para distribuir el gas, se deja una zona vacía de líquido, pero que está ocupada con vapor. Abriéndose la válvula del recipiente, ese vapor es desplazado de él, reduciéndose así la presión que existía en el interior de dicho recipiente, al suceder esto una cantidad suficiente de líquido se convertirá en vapor que ocupará el espacio dejado por el vapor que sale.

I.1.- QUE ES EL GAS LPG.

Se le conoce como Gas LPG, a todo aquel hidrocarburo que tiene una presión de vapor que no exceda a aquella permitida por el propano comercial, compuesto predominante de los siguientes hidrocarburos, ya sea por ellos mismos o como mezclas: Propano propileno, butano (normal butano o isobutano) y butilenos.

El Gas LPG es un combustible de alto poder calorífico que arde con una flama excepcionalmente limpia, el cuál si se le maneja en forma adecuada se quema totalmente sin dejar residuos o cenizas, ni producir humo de hollín.

Si dejamos escapar Gas LPG a la atmósfera dicho gas tenderá a bajar por que es más pesado que el aire.

El Gas LPG en estado de vapor no se puede ver. Si acaso puede notarse su presencia por una ligera distorsión o refracción de la luz en condiciones favorables (nube).

El Gas LPG hierve a la presión atmosférica, es decir, en recipientes abiertos expuestos al aire libre, y a muy baja temperatura. A modo de referencia, cuando el agua está congelándose (medio grado centígrado bajo cero) el Butano ya está en ebullición. El propano hierve a mucha más baja temperatura, a 42°C bajo cero; por esto cuando el hielo está muy lejos de convertirse en líquido, el propano ya está hirviendo.

Cuando se extrae o libera el Gas LPG de los recipientes que lo contienen (pasa a un nivel de presión más bajo), y al hacer contacto con el medio ambiente absorbe calor de éste, convirtiéndose totalmente al estado gaseoso o de vapor que es como realmente se le aprovecha en los sistemas de combustión.

El Gas LPG limpio (sin impurezas) es incoloro, inodoro, de baja viscosidad y en estado de vapor es más pesado que el aire. Con la finalidad de hacer notar su presencia (debido a su peligrosidad "Altamente inflamable"), en el recipiente por fugas en soldaduras, porosidades o por otras irregularidades como pilotos apagados, válvulas en mal estado, conexiones flojas, etc., se le odoriza mezclándole "Mercaptanos", que le dan el olor característico por todos conocido a huevo podrido; este aditivo se

suministra en una proporción promedio de 1.0 litro por cada 10,000 litros de gas.

I.2.- ¿DE DÓNDE SE OBTIENE EL GAS LPG?

Se obtiene directamente del petróleo que se extrae de los pozos, viene mezclado con todos los demás componentes siendo separado en las plantas petroquímicas, también gran parte de él es obtenido en procesos de refinación de "crudos" como producto o subproducto de algunas reacciones químicas que son necesarias en los procesos.

Cada litro de Gas LPG en estado líquido se convierte en varios cientos de litros de vapor y como los tanques contienen muchos litros de líquido, basta con tener un recipiente pequeño para contar con mucho vapor. Así se evita el uso de grandes recipientes que tendrían que utilizarse si se distribuyera el Gas LPG en estado de vapor; estos recipientes serían difíciles de transportar y de tener en sitio de uso, por sus dimensiones. En resumen, se está aprovechando la facilidad del Gas LPG para cambiar de estado líquido al gaseoso. Se transporta en estado líquido y se usa en estado de vapor.

Estas características son aprovechadas ventajosamente por la economía que representa la facilidad de su transporte en los recipientes que lo contienen, los que requieren menos de un kilogramo de lámina para contener un kilogramo de cualquier Gas LPG.

I.3.- USOS Y VENTAJAS DEL GAS LPG.

El Gas LPG es utilizado actualmente y con una gran demanda en instalaciones comerciales e industriales, en procesos en los que se requiere gran cantidad de energía térmica como: Hornos para procesamiento de metales, vidrios, cerámicas, pasteurización, vulcanización, corte de metales, soldaduras, etc., así como combustible doméstico.

En el hogar.- La estufa, el calentador de agua, la calefacción y el incinerador pueden ser abastecidos por el Gas LPG

En la agricultura.- Sirve para el secado de alfalfa y heno, protección contra helada, para curar el tabaco, secado de semillas, para el funcionamiento del tractor, bomba para agua, criaderos de pollos, etc.

En la industria.- Son numerosos los casos en que se usa el Gas LPG, prácticamente en cualquier caso que requiera un combustible limpio y fácilmente controlable. Unos cuantos usos son: Hornos para tratamientos de metales, fundición de dados, purificación de grasas, endurecimiento de metales, tratamiento térmico, remoción de pintura, taxis, camiones, montacargas, vulcanización, corte de metales, pasteurización, planchado de ropa, preparación de alimentos (fábricas, restaurantes, y similares) precalentamiento de calderas, etc.

LAS VENTAJAS DEL GAS LPG SON LAS SIGUIENTES:

Se quema totalmente sin dejar residuos ni cenizas, no produce humo ni hollín si se le usa adecuadamente; su flama es muy caliente. Para los hogares esta limpieza representa un ahorro de trabajo ya que hay menos suciedad que limpiar. Se aplica en usos agrícolas e industriales por su inmediato encendido, su limpieza y por su fácil control tanto de volúmenes a quemar como temperaturas a alcanzar. Además es más barato que otros combustibles que no presentan estas ventajas.

En los motores de coches, camiones y tractores reduce o elimina gastos de reparación que se originan por el carbón y azufre que se acumula en el motor. Su precio comparado con la gasolina nos da un ahorro de casi el 50% en los motores de combustión interna.

Su pureza, comparada con otros combustibles, permite una combustión libre de olor y con un mínimo de corrosión. Como se quema en los cilindros en estado gaseoso, no diluye el aceite del carter. Bien carburado, es muy seguro por producir mínimas cantidades de carbono en el escape.

Ante las ventajas del Gas LPG, cabe la siguiente pregunta: ¿Por qué el gas natural no se utiliza como Gas LPG

Por dos razones: primera; como el metano (principal componente del gas natural) hierve a bajísimas temperaturas, (-161° C) si se le guarda en un recipiente alcanza una muy elevada presión a la temperatura ambiente (que casi siempre es sobre 0°C) y es muy difícil de licuarlo.

Segunda: Sin embargo, una vez licuado, se necesitan recipientes de paredes muy gruesas para que tuvieran la resistencia necesaria por la alta presión. Esto a su vez haría que tales recipientes fueran muy pesados y costosos. En pocas palabras no es económico ni costeable licuar el gas natural, por lo que junto con el etano se le distribuye en estado de vapor por medio de tuberías.

El licuado del Gas LPG se hace en las refinerías y en las plantas de absorción de gasolina natural. Las plantas almacenadoras de Gas LPG lo reciben ya licuado. Se le maneja siempre a presión en los recipientes, equipo (bombas) y tuberías cerradas.

Desde el punto de vista de un operador, usuario de Gas LPG las propiedades físicas más importantes son: Límite de inflamabilidad, gravedad específica, proporción de expansión y presión de vapor; sin dejar de ser necesario conocer las demás propiedades.

I.4.- LÍMITE DE INFLAMABILIDAD.

Límite de inflamabilidad es la composición en proporción de una mezcla de aire-gas más allá de la cual dicha mezcla no enciende, no se propaga, no puede auto propagarse o seguir encendida sin la aplicación de calor de una fuente externa. Como podemos observar en la siguiente tabla.

GAS	LÍMITE MÍNIMO DE GAS(%)	LÍMITE MÁXIMO DE GAS(%)	AIRE PARA LÍMITE MÍNIMO DE GAS(%)	AIRE PARA LÍMITE MÁXIMO DE GAS(%)
BUTANO	1.8	8.4	98.2	91.6
PROPANO	2.4	9.5	97.6	90.5

Por lo tanto si el gas se encuentra con un porcentaje menor que 2.37 la mezcla no enciende, con un porcentaje mayor de 9.50 tampoco enciende, porque al ser demasiado gas éste actúa como diluyente.

Entre los límites inferior y superior indicados, se tiene una mezcla de aire-gas susceptible de explotar o al menos de quemarse y auto propagarse, a esta mezcla que sí representa peligro se le reconoce como mezcla explosiva o carburada.

Como no es fácil determinar la proporción de Gas LPG-aire en una mezcla producida por una fuga, debemos considerar que hay riesgo mientras haya olor en el ambiente.

Es importante conocer los límites de inflamabilidad para el diseño de quemadores, para la adecuada instalación de sistemas industriales, para el cálculo de volúmenes de gases producidos por la combustión y además para convencernos que en este aspecto el Gas LPG es más seguro que otros combustibles cuyos límites de inflamabilidad son muchos más amplios, lo que les hace representar mayor riesgo.

I.5.- GRAVEDAD ESPECÍFICA.

Es el peso de un cuerpo sólido o líquido o de una sustancia en general de la unidad de volumen, tomando como referencia para los sólidos y líquidos el agua=1 y para los gases y vapores el aire=1.

Tenemos por ejemplo:

PRODUCTO	GRAVEDAD ESPECÍFICA
Aire	1
Propano	1.522
Butano	2.006
Gas Natural	0.620

I.6.- PROPORCIÓN DE EXPANSIÓN.

En la relación del paso del líquido al estado vapor de una sustancia.

Cuando el gas LPG se extrae, se derrame o se fugue de los equipos que lo contienen, se expande rápidamente sobre todo si se tiene a alta presión transformándose al estado gaseoso en las siguientes proporciones:

Gas	Proporciones
Propano	de 269 a 273 por uno
Butano	de 234 a 238 por uno

Un litro de propano se convierte en 273 litros de vapor y éstos forman 11500 litros de mezcla inflamable, de ahí la importancia de evitar las fugas de gas en estado líquido.

I.7.- PRESIÓN DE VAPOR.

La presión de vapor se refiere a la fuerza con la que las moléculas del vapor presionan la superficie libre del líquido y las paredes de los recipientes que lo contienen, el valor de ésta es de acuerdo al tipo de gas y a la temperatura que se tenga. Para manejar en forma adecuada y segura el gas LPG, es importante conocer las variaciones de presión en el líquido cuando éste vaporiza en un recipiente cerrado.

Cuando lea un indicador de presión en un tanque o equipo que contenga vapor, está usted leyendo la presión de vapor de líquido, ésta depende de la temperatura que tenga el líquido en el recipiente, en otras palabras, la presión varía con la temperatura.

Por ejemplo para el Propano:

Presión de vapor	Temperatura
3 kg/cm ²	-18°C
9 kg/cm ²	21°C
13 kg/cm ²	38°C
19 kg/cm ²	54°C

I.8.- CONTENIDO DE CALOR.

El contenido de calor o valor calorífico se muestra en la siguiente tabla en el número de BTU que contienen los diferentes gases. Entre mayor valor calorífico se tenga en las sustancias menor será el tamaño de la flama.

Gas	Valor calorífico de BTU/m ³
Butano	1,130,063
Propano	882,862
Natural	353,140
Manufacturado	175,000

Si el butano contiene 1,130,063 BTU/m³ su poder calorífico es mayor que los demás gases. Por lo que el tamaño de su flama debido a su gran contenido de calor, es más pequeño. El propano, que no tiene el mismo poder calorífico, arroja una flama de 1.25 veces más grande que el butano. El gas natural, cuyo contenido de calor es menor que el del propano arroja una flama 3.20 veces mayor que la del butano. El gas más pobre es el gas manufacturado con un contenido de 175,000 BTU/m³, es el 50% del poder calorífico del gas natural, arroja una flama dos veces mayor que la del gas natural ó 6.4 veces mayor que la del butano aproximadamente.

I.9.- PUNTO DE EBULLICIÓN.

Es la temperatura a la cual él líquido empieza a hervir, o el punto en el cual la presión interna de dicho líquido es mayor que la presión atmosférica. La ebullición es el punto al cual sucede la vaporización tumultuosa de un líquido. Para obtener vapor de gas licuado de petróleo, es necesario mantener su temperatura arriba del punto de ebullición.

Punto de ebullición del propano -42.1° C

Punto de ebullición del butano -0.5 ° C

Las temperaturas de ebullición señaladas son las normales, o sea a las que hierven esos gases y están sujetos sólo a la presión atmosférica. Si están sujetas a una presión mayor que la atmosférica esas temperaturas de ebullición serán más altas. Para aclarar más esto tenemos el agua como ejemplo. El agua hierve a 100°C en recipiente abierto, a la presión atmosférica y al nivel del mar. El valor de la presión se define como "una atmósfera" que es igual a 1.033 kg/cm² e igual a 760 mm de una columna de mercurio.

La presión disminuye conforme nos elevamos sobre el nivel del mar, así la presión en la Ciudad de México es sólo 0.797 kg/cm² que equivale a 586.6 mm de columna de mercurio. Debido a esa reducción de la presión atmosférica el agua hierve a 93.06°C.

Si se llevará un recipiente cerrado, conteniendo agua, hasta el exterior de la atmósfera y allí se destapa, a pesar de que en este punto la temperatura es igual a 0.0°C, el agua en vez de congelarse herviría de inmediato y se convertiría instantáneamente en vapor, debido a la ausencia absoluta de presión. A menor presión atmosférica el agua hierve a más baja

temperatura y al contrario, a más alta presión atmosférica el agua hierve a mayor temperatura.

De antemano sabemos que todas las moléculas de todas las sustancias están en movimiento. Ahora bien, la elevación de la temperatura de la sustancia origina una mayor velocidad en el movimiento de sus moléculas.

Si calentamos algo de agua fría algunas de sus moléculas alcanzarán la velocidad suficiente para escapar del propio líquido formando así el vapor. Si el agua está contenida en un recipiente cerrado, ese vapor permanecerá sobre el líquido, por la velocidad de sus moléculas, impedirá que las otras nuevas moléculas escapen del líquido, a menos que calentemos un poco más el agua. Al hacerlo, la velocidad de las moléculas del agua serán un poco mayor y algunas escaparán a la zona de vapor, pero entonces será mayor la velocidad de las moléculas de vapor que también estén recibiendo calor y por lo tanto mayor fuerza (ó presión) que ejerzan sobre el líquido, impidiendo que continúe la formación de vapor.

Si se continúa calentando el agua, se podría pasar por mucho la temperatura a la que el agua hierve a la presión atmosférica (100°C) y sin embargo, no podría hervir, por la presión ejercida por su vapor (esto es lo que ocurre en las "ollas de presión" y en las calderas de vapor).

Si ahora se permite que escape algo de vapor, inmediatamente se reducirá la presión, y hervirá el agua formando nuevo vapor y si cerramos la salida otra vez, nuevamente alcanzará el punto de equilibrio al ejercerse presión de vapor suficiente para impedir que el agua siga hirviendo. Exactamente lo mismo ocurre con el Gas LPG

La siguiente tabla muestra varios líquidos que tienen diferentes puntos de ebullición a la presión atmosférica.

Agua	Hierve a 100°C
Gasolina	Hierve a 32°C
Butano	Hierve a -0.50°C
Propano	Hierve a -42°C

I.10.- CARACTERÍSTICAS FÍSICAS.

El Gas LPG es incoloro e insípido a temperatura y presión ambiente. Tiene un odorizante que le proporciona un olor característico fuerte y desagradable para detectar fugas.

El Gas LPG ha sido clasificado por la NFPA - 704 en el rombo de clasificación de riesgos como:

Rojo inflamabilidad	4	Grado de riesgo muy alto
Azul riesgo contra la salud	1	Grado de riesgo ligero
Amarillo riesgos de reactividad	0	Grado de riesgo mínimo
Blanco condiciones especiales	-	No tiene condiciones especiales.

EFFECTOS POTENCIALES PARA LA SALUD:

- El contacto con este líquido vaporizante provocará quemaduras frías.

- En altas concentraciones, mas de 1000 ppm, este gas es asfixiante simple, debido a que diluye el oxígeno disponible para respirar provocando asfixia, no es tóxico.

PESO ESPECÍFICO.

El peso específico ya sea de un sólido o de un líquido, es la relación entre su peso y el peso de un volumen igual de agua a la temperatura de 4°C (39.2°F).

En el caso de los gases licuados, la relación se hace a una temperatura que se denomina "estándar" y se ha determinado sea la de 15.5°C, por lo tanto, el peso específico de los gases licuados, es la relación entre el peso del gas licuado determinado y el peso de un volumen de agua a la temperatura estándar de 15.5°C. Si se trata de un peso específico de un gas o vapor, es la relación entre el peso del gas que se trate y el peso de un volumen igual de aire a la presión atmosférica.

CALOR ESPECÍFICO.

Es la cantidad de calor requerido (calorías ó BTU) para elevar la temperatura de una sustancia 1°C. El BTU es una cantidad requerida de calor para elevar la temperatura de una libra de agua un grado Fahrenheit. El término BTU (British Thermal Unit) es usado para medir correctamente la cantidad de calor que producen diversos combustibles.

Una caloría es la cantidad de calor necesario para elevar la temperatura de un litro de agua pura en un grado centígrado. Los equipos para uso de Gas LPG requieren ciertas cantidades de "BTU" por hora para trabajar eficientemente. Las tuberías de servicio bajo condiciones normales de operación, proporcionan una cantidad determinada de "BTU" de acuerdo con el consumo de los aparatos. De hecho las instalaciones de tanques incluyendo los aparatos, se calculan sobre base de "BTU".

Un kilo de propano contiene 46,256 BTU y un kilo de butano 46,916 BTU. La razón de estas diferencias es que el propano es menos pesado que el butano.

I.11.- CARACTERÍSTICAS QUÍMICAS.

CARACTERÍSTICA	UNIDADES
Peso molecular	55 lb/lb-mol
Punto flash	-98°C
Temperatura de ebullición @ 1 atm	-32°C
Temperatura de auto ignición	435.0°C
Límites de explosividad inferior	1.8%
Límites de explosividad superior	9.3%
Gravedad específica del vapor (aire=1) @ 15.5°C	2.1 dos veces más pesado que el aire
Gravedad específica del líquido (agua=1) @ 15.5°C	0.541 la mitad del peso del agua
Presión de vapor @ 21.1°C	450 mmHg
Relación de expansión líquido a gas a 1 atm	1 a 242 (un litro se convierte en 242 litros de gas fase vapor, formando en el aire una mezcla explosiva de 11000 litros aproximadamente)
Solubilidad en el agua a 20°C	0.0079% en peso, insignificante

CAPÍTULO II.- DEFINICIÓN DEL PROYECTO.

Entre las actividades importantes de PEMEX-Gas y Petroquímica Básica, están las relacionadas con la producción, transporte, almacenamiento, distribución y comercialización de gas licuado.

Para cumplir satisfactoriamente con cada una de estas actividades se requiere de un sistema que esté debidamente adecuado por los recursos de las distintas dependencias vinculadas con el manejo de este producto; estas actividades por su alta interrelación, requieren de una coordinación integral que permita garantizar la continuidad del suministro de Gas LPG en todo el país.

Las líneas de transporte deben de construirse previa aprobación del proyecto por la entidad solicitante.

La empresa contratista que realice la obra y el supervisor deben tener conocimiento de las normas y especificaciones de construcción de Petróleos Mexicanos, estableciéndose como obligación su cumplimiento en

el contrato respectivo. Petróleos Mexicanos realizará la inspección de la construcción ya sea porque ejecute la obra o seleccione contratista.

II.1.- ANTECEDENTES DEL PROYECTO.

El sistema de transporte de Gas LPG por ducto tiene sus antecedentes en el poliducto de 12-20" d.n. Minatitlán - México con una capacidad nominal de 50 mbd, el cual en 1984 fue ampliado hacia la terminal de Tula, Hidalgo. En 1986 con el cambio de servicio y la puesta en operación de los gasoductos de 20" d.n. Venta de Carpio - Santa Ana y de 14" d.n. Santa Ana - Tula, se incrementa la capacidad de transporte a 80 mbd. Para el año de 1986 se termina el acondicionamiento de la línea No. 2 del gasoducto de 24" d.n. Ciudad PEMEX - México para operar como LPG-ducto, en el tramo estación Benito Juárez - estación Juan Díaz Covarrubias, incrementándose la capacidad a 95 mbd. En el año de 1988 entra en operación el tramo de 24" d.n. Juan Díaz Covarrubias - Arroyo Moreno, quedando fuera de operación las estaciones de bombeo Juan Díaz Covarrubias, Loma Bonita y Tierra Blanca; incrementándose la capacidad a 105 mbd.

El 27 de diciembre de 1988 inicia su operación como LPG-ducto el ex-gasoducto de 14" d.n. Santa Ana - Guadalajara. Con la puesta en operación del ex-gasoducto de 24" d.n. en el tramo Arroyo Moreno - San Martín Texmelucan, la capacidad de transporte se incrementa a 150 mbd.

El 5 de julio de 1990 se concluye el acondicionamiento del ex-gasoducto de 24" d.n. en el tramo Cactus-km-100 y estación Benito Juárez. El 31 de enero de 1991 se incrementa la capacidad de transporte a 165 mbd con la puesta en operación del tramo de 24" d.n. San Martín Texmelucan - Venta de Carpio.

Durante los meses de febrero, marzo y abril de 1995 se hace el cambio de cabezales de las estaciones de bombeo para incrementar la capacidad a 180 mbd.

En noviembre y diciembre de 1996 al hacer la adecuación de cabezales y cambio de bombas en las estaciones Arroyo Moreno, Zapoapita, Cd. Mendoza y Maltrata se amplió su capacidad de bombeo a

220 mbd. En enero de 1997 se hace el cambio de bombas en la estación de bombeo de San Martín Texmelucan para tener también la capacidad de bombeo de 220 mbd.

Por lo que respecta a los ramales de 4" d.n. Venta de Carpio - Poza Rica, de 12" d.n. Venta de Carpio - San Juan Ixhuatepec y de 12" d.n. Jaltipan - Salina Cruz; estos entraron en operación el 6 de junio de 1991, el 26 de julio de 1991 y el 3 de febrero de 1997, respectivamente.

El ducto de Gas LPG que se maneja en el proyecto cuenta con una longitud de 1227.625 Km.; partiendo de Cactus como primera estación y finalizando en Guadalajara como última estación utilizando una tubería de 24" d.n.

La figura 2.2 nos muestra la localización de la tubería desde Cactus en el Estado de Chiapas hasta Guadalajara en el Estado de Jalisco.

Más del 75% de la producción nacional de gas licuado se genera en los centros productores de la zona Sureste, de aquí surge la necesidad de transportarlo por ducto a los consumidores. Está demostrado que este medio de transporte es el más económico y seguro.

En la actualidad el sistema LPG - ducto de 24"- 20"- 14" dn Cactus - Tula - Guadalajara con un desarrollo de 1,228 km, es la columna vertebral del transporte por tubería de gas licuado que viene a cubrir en gran medida la necesidad antes mencionada, pero que aún resulta insuficiente al no cubrir las zonas Norte y Noroeste (Pacífico) del país.

Este sistema tiene la capacidad de transportar 220 mbd y recibir la producción de los centros procesadores de gas de Cactus, Chis., Nuevo Pemex, Tab., Cangrejera, Ver., Morelos, Ver., además de la producción de las refinerías de Minatitlán, Ver. y Salamanca, Gto.; también tiene facilidades de operación hacia o desde la terminal refrigerada de Pajaritos, para efectos de movimientos portuarios de producto de importación o de exportación.

Los volúmenes de Gas LPG transportados por el ducto de 24"-20"-14" d.n. se entregan para distribución a las áreas de influencia de las terminales de Tierra Blanca, Ver., Puebla, Pue., Poza Rica, Ver., San Juan Ixhuatepec, Mex., Tepeji del Río, Hgo., Tula, Hgo., Abasolo, Gto. Y Guadalajara, Jal.

La zona noroeste del país, al no contar con la infraestructura necesaria para entregar Gas LPG por ducto, se abastecía principalmente por cabotaje a las terminales de Topolobampo, Sin. y Rosarito, Baja California Norte, partiendo desde la Terminal Refrigerada de Pajaritos, Ver., vía canal de Panamá, con el alto costo y riesgos que esto implicaba. En la actualidad el abastecimiento se hace a través del ducto de 12" Jaltipán – Salina Cruz y de aquí por cabotaje hacia las Terminales ya mencionadas del Noroeste.

Se estimó conveniente proponer la construcción del LPG - ducto de 24" de un solo diámetro hasta la terminal de Guadalajara, Jal., y disponer del energético para distribución en la zona Noroeste del país.

En la actualidad el ducto de 24"-20"-14" d.n. entrega en la estación de Guadalajara un gasto promedio de 25,000 bl/día. Por lo que al construir el ducto de 24" d.n. con un gasto de 300,000 bl/día se puede abastecer de un modo mucho más económico la zona Noroeste del país al llegar con 50,000 bl/día disponibles para su distribución.

SISTEMA DE DUCTO GAS LPG 24"



Figura 2.2.- Sistema de ducto gas LPG.

II.3.- ASPECTOS DEL PROYECTO.

Técnico: Éste aspecto debe estar totalmente terminado (memoria descriptiva, diseño, especificaciones, diagramas de flujo, etc.) al ser recibido por el supervisor.

Presupuestal: La elaboración del presupuesto de materiales y del costo total de la obra, deben también estar terminadas.

Legal: Es necesario formular y legalizar el derecho de vía habiéndose solucionado las afectaciones a terceros y tramitar la aprobación del proyecto ante las oficinas de gobierno.

ANTECEDENTES

A petición de Petróleos Mexicanos, la Dirección General de Recursos Energéticos y Radiactivos (DGRER) atiende, las solicitudes para autorización de permisos petroleros, entre los que destacan:

- Exploración superficial.
- Perforación profunda, profundización, reparaciones mayores y taponamiento de pozos petroleros.
- Instalación de islas artificiales y plataformas fijas en zonas lacustres y en la plataforma continental.
- Tuberías de descarga, colectoras y baterías de separación.
- Estaciones de almacenamiento, bombeo y compresión.
- Oleoductos, gasoductos y sus ramales.
- Terminales y cargaderos, plantas de almacenamiento y distribución de productos.
- Desmantelamiento de instalaciones petroleras

A solicitud de Petróleos Mexicanos, la DGRER, lleva a cabo la verificación de las pruebas de hermeticidad a que son sometidos los ductos en general, sus ramales y los tanques de almacenamiento.

La DGRER podrá practicar, cuando lo juzgue conveniente, inspecciones técnicas a cualquier obra o trabajo petrolero; los organismos subsidiarios tienen la obligación de proporcionar la información requerida y las facilidades necesarias, de acuerdo con lo dispuesto en el Capítulo XI del reglamento de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el ramo del petróleo.

MARCO LEGAL

- Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos

Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo

Publicado en el Diario Oficial de la Federación el 5 de febrero de 1917.

- Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo

Publicado en el Diario Oficial de la Federación el 29 de Noviembre de 1958

y sus reformas del 30 de diciembre de 1977, 11 de mayo de 1995 y 13 de noviembre de 1996.

- Reglamento Interior de la Secretaría de Energía

Publicado en el Diario Oficial de la Federación el 1 de junio de 1995, su adición del 9 de octubre de 1995 y su reforma del 30 de julio de 1997.

- Reglamento de Trabajos Petroleros

Publicado en el Diario Oficial de la Federación el 27 de febrero de 1974.

CONSTRUCCIÓN DE TUBERÍAS DE TRANSPORTE

SOLICITUD

- 1.- Nombre del proyecto
- 2.- Ubicación del punto inicial y punto final de la tubería
- 3.- Diámetro y longitud de la tubería
- 4.- Un representante legal del organismo subsidiario deberá firmar la solicitud (anexar copia del nombramiento de representatividad legal)

MEMORIAS DESCRIPTIVAS

- 1.- Nombre del proyecto
- 2.- Ubicación del punto inicial y punto final de la tubería
- 3.- Justificación técnica del proyecto
- 4.- Presión de trabajo de la tubería
- 5.- Densidad de la mezcla de hidrocarburos que serán manejados
- 6.- Viscosidad de la mezcla de los hidrocarburos que serán manejados
- 7.- Cálculo del diámetro(s) y espesor(es) de la tubería
- 8.- Especificaciones de tubos, válvulas y conexiones
- 9.- Estimación de la presión de operación
- 10.- Protección anticorrosiva
- 11.- Producto(s) que serán manejados
- 12.- Volumen o gasto de los hidrocarburos que serán manejados
- 13.- En su caso, detalle de las instalaciones de bombeo, compresión, regulación, medición y dispositivos que se instalen

14.- Nombre y firma autógrafa del perito petrolero registrado ante la Dirección General de Recursos Energéticos y Radiactivos

PLANO DEL TRAZO GENERAL

- 1.- Nombre del proyecto
 - 2.- Trazo general de la tubería; anotar rumbos, distancias, linderos de los predios que atraviesa (ductos terrestres)
 - 3.- Plano del trazo general por secciones que comprendan un máximo de 3 Km (ductos terrestres)
 - 4.- Detalles de cruzamiento con canales, ríos, lagos, oleoductos, carreteras y demás vías semejantes (ductos terrestres)
 - 5.- Plano de alineación (ductos marinos)
 - 6.- Plano general de tuberías (ductos marinos)
 - 7.- Lugar y fecha de ejecución del plano
 - 8.- Escala del plano (decimal, entera y técnicamente apropiada)
 - 9.- Nombre del organismo solicitante
-

10.- Longitud de la faja correspondiente al derecho de vía

11.- Nombre y firma autógrafa del perito petrolero registrado ante la Dirección General de Recursos Energéticos y Radiactivos

EVALUACIÓN ECONÓMICA

1.- Proyecto de inversión en el que está incluida la construcción de la tubería

Se incluirá la siguiente información:

a.- Ubicación del proyecto dentro del programa anual de inversión del organismo

b.- Horizonte de planeación del proyecto

c.- Flujo de efectivo

d.- Presupuesto del costo de la tubería

e.- Tasa interna de retorno

f.- Tasas de descuento utilizadas

g.- Valor presente neto del proyecto

h.- Tiempo de reposición de la inversión

i.- Descripción de la metodología utilizada para determinar la rentabilidad del proyecto

Nota: Si el proyecto comprende la construcción de varias tuberías, será necesario enviarlo una sola vez y hacer referencia a dicho proyecto en los permisos subsecuentes.

CONSTRUCCIÓN DE TERMINALES Y PLANTAS DE ALMACENAMIENTO Y DISTRIBUCIÓN.

SOLICITUD

- 1.- Nombre del proyecto
- 2.- Tipo de planta
- 3.- Ubicación de la planta (Localidad, Municipio y Estado)
- 4.- Un representante legal del organismo subsidiario deberá firmar la solicitud (anexar copia del nombramiento de representatividad legal)

MEMORIAS DESCRIPTIVAS

- 1.- Nombre del proyecto
- 2.- Ubicación de la planta de almacenamiento
- 3.- Localización de la planta, respecto a población y vías de comunicación

- 4.- Dimensionamiento de la planta
- 5.- Tipo(s) de hidrocarburo(s) que serán manejados
- 6.- Número de tanques y capacidad
- 7.- Capacidad máxima de almacenamiento
- 8.- Nombre y firma autógrafa del perito petrolero registrado ante la Dirección General de Recursos Energéticos y Radiactivos

PLANOS DE TRAZO GENERAL

- 1.- Nombre del proyecto
- 2.- Plano general de las obras que se proyecten
- 3.- Lugar y fecha de los planos
- 4.- Plano de detalles con cortes de las diferentes estructuras que se proyecta instalar
- 5.- Plano de detalles de los tanques de almacenamiento y sus conexiones de carga y descarga; indicar las separaciones entre tanques, muros y

diques de seguridad, y las distancias entre los tanques y el lindero más próximo

6.- En su caso, plano de detalle de los muelles, atracaderos, rompeolas, diques y varaderos

7.- Planos del sistema de seguridad contra incendios y sistema de drenaje

8.- Organismo subsidiario

9.- Nombre y firma autógrafa del perito petrolero registrado ante la Dirección General de Recursos Energéticos y Radiactivos

EVALUACIÓN ECONÓMICA

1.- Proyecto de inversión en el que está incluida la construcción de la planta

Incluir la siguiente información:

a.- Ubicación del proyecto dentro del programa anual de inversión del organismo

- b.- Horizonte de planeación del proyecto
 - c.- Flujo de efectivo
 - d.- Presupuesto del costo de la planta de almacenamiento
 - e.- Tasa interna de retorno
 - f.- Tasas de descuento utilizadas
 - g.- Valor presente neto del proyecto
 - h.- Tiempo de reposición de la inversión
 - i.- Descripción de la metodología utilizada para determinar la rentabilidad del proyecto
-

Nota: Si el proyecto comprende la construcción de varias plantas de almacenamiento, enviarlo una sola vez y hacer referencia a dicho proyecto en los permisos subsecuentes.

CONSTRUCCIÓN DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO EN TERMINALES.

SOLICITUD

- 1.- Nombre del proyecto
- 2.- Tipo del tanque de almacenamiento
- 3.- Ubicación del tanque de almacenamiento (Localidad, Municipio y Estado y coordenadas geográficas al segundo y con precisión de cinco decimales)
- 4.- Un representante legal del organismo subsidiario deberá firmar la solicitud (anexar copia del nombramiento de representatividad legal)

MEMORIAS DESCRIPTIVAS

- 1.- Nombre del proyecto
 - 2.- Objetivo del proyecto
-

- 3.- Descripción del funcionamiento general y diagrama explicativo de su operación
- 4.- Dimensiones y capacidad del tanque
- 5.- Volumen a manejar
- 6.- Fluido a manejar
- 7.- Métodos y cálculos justificados del proyecto, incluyendo:
 - a).- Especificaciones
 - b).- Capacidad de trabajo, calidad, marca, etc.
- 8.- Nombre y firma autógrafa del perito petrolero registrado ante la Dirección General de Recursos Energéticos y Radiactivos

PLANO DEL TRAZO GENERAL

- 1.- Nombre del proyecto
- 2.- Planos de localización general, así como los planos de detalle dibujados a una escala conveniente, desde el punto de vista técnico

3.- Organismo subsidiario

4.- Lugar y fecha de ejecución del plano

5.- Nombre y firma autógrafa del perito petrolero registrado ante la Dirección General de Recursos Energéticos y Radiactivos

EVALUACIÓN ECONÓMICA

1.- Proyecto de inversión en el que está incluida la construcción del tanque

Adjuntar la siguiente información:

a).- Ubicación del proyecto dentro del programa anual de inversión del organismo

b).- Horizonte de planeación del proyecto

c).- Flujo de efectivo

d).- Presupuesto del costo del tanque de almacenamiento

- e).- Tasa interna de retorno
- f).- Tasas de descuento utilizadas
- g).- Valor presente neto del proyecto
- h).- Tiempo de reposición de la inversión
- i).- Descripción de la metodología utilizada para determinar la rentabilidad del proyecto

Nota: Si el proyecto comprende la construcción de varios tanques de almacenamiento, enviarlo una sola vez y hacer referencia a dicho proyecto en los permisos subsecuentes.

II.4.- PLANOS DEL PROYECTO.

Localización general: Incluyen linderos de municipios y entidades federativas, ciudades, carreteras, ferrocarriles, lagos, costas, etc.

De topografía: Secciones de línea de transporte de tres kilómetros de largo en despoblados y en zona urbana de 1.5 kilómetros, los detalles de topografía y alineamiento, datos de la tubería, cruzamientos de todas clases, propietarios, linderos, entidades federativas, municipal, etc., además, en un remarco superior derecho, se indicarán los datos relativos a especificaciones del proyecto a presiones, espesores, etc.

De construcción: Cruzamientos y obras especiales.

II.5.- ESPECIFICACIONES DE TUBERÍAS.

El API Instituto Americano del Petróleo clasifica las tuberías de acuerdo a las condiciones de operación de un proyecto. Por ejemplo:

API -SL Especificaciones para tuberías de línea.

API std.- 5LS Especificaciones para tubería de acero, de línea, soldadura en espiral.

API std.- 5LX Especificaciones para tubería de línea, de alta prueba.

API std.- LU Especificaciones para tubería de línea, de ultra alta prueba, tratada con calor.

Para la fabricación de líneas de transporte se utilizan:

Tubos con costura longitudinal.

Tubos sin costura longitudinal.

Tubos con costura helicoidal.

II.6.- INSPECCIÓN.

La inspección de tubos debe estar encaminada a comprobar el cumplimiento de las especificaciones al grado que exigen las condiciones y los medios apropiados en las obras como son:

Verificación de cantidades.

Examen de marca.

Examen de especificaciones de diseño.

Examen de empaques en su caso.

Examen visual determinante de defectos de fábrica.

Examen visual determinante de daños de manejo.

CAPÍTULO III. CONSTRUCCIÓN DE LA LÍNEA DE TRANSPORTE.

El diseño de una tubería de transporte debe estar constituido por diferentes partes, desde su proposición, estudio económico, investigación de datos, diseño, etc., hasta planear y armonizar todos los aspectos que representa la construcción al grado de elaborar una ejecución teórica que debe desarrollarse en un período práctico, y finalmente, un presupuesto que debe apegarse a costos reales.

III.1.- TRAZO DEL DERECHO DE VÍA Y SEÑALAMIENTOS.

Generalmente, al iniciar una obra, el trazo proyectado por el personal de ingeniería se pierde debido a que en ocasiones existe un periodo prolongado entre el proyecto y la construcción de la obra, por lo cual las referencias (mojoneras, bancos de nivel, etc.) se destruyen o se pierden, por ello, al autorizar la construcción se instalarán las referencias faltantes del trazo original.

El sistema usado para el trazo de líneas de conducción, consiste en el levantamiento topográfico de una poligonal abierta apoyada en el sistema de coordenadas de punta gorda (a cada 500 metros) y controlándola con orientaciones astronómicas (a cada 10 kilómetros).

La nivelación está dada en acotaciones cada 20, 40 ó 50 metros y nos servirá para calcular la prueba hidrostática.

APERTURA DEL DERECHO DE VÍA.

Al hablar del derecho de vía, nos estamos refiriendo a la franja de terreno donde es necesario ejecutar terracerías para dar facilidades de operación a la maquinaria de construcción.

El derecho de vía puede definirse como la franja de terreno necesaria para operaciones de construcción y mantenimiento, con dimensiones que proporcionen la amplitud requerida para que dentro de su superficie se pueda hacer la brecha y dentro de ella se excave la zanja, se deposite a un lado el producto de la

excavación, pueda depositarse la tubería al lado y pueda transitar el equipo de construcción en ambos sentidos.

Antes de iniciar la apertura del derecho de vía se verificará el permiso de los propietarios para proceder a romper las cercas del alambrado que cruzan el derecho de vía, que generalmente son los límites de propiedad, colocando en su lugar puertas "falsetes" que resistan el uso durante el tiempo que dure la obra.

En zona urbana no se efectúa la apertura del derecho de vía, ésta está limitada por el ancho de la calle o avenida. Si es este el caso se recomienda construir la zanja en el camellón central.

En todos aquellos lugares en que el derecho de vía cruce canales y arroyos deben ser instalados alcantarillados provisionales de un diámetro tal que no obstruyan el paso del agua, evitando represamientos que puedan ocasionar problemas con los propietarios aledaños.

El ancho del derecho de vía está determinado en las especificaciones particulares; éstas deben de formar parte de los planos para construcción, de acuerdo a las normas para diámetros:

DIÁMETRO		DERECHO DE VÍA
mm	pg	M
De 101.6 a 203.2	De 4 a 8	10
De 254.0 a 457.2	De 10 a 18	13
De 508.0 a 914.4	De 20 a 36	15
De 1066. a mayores	De 42 a mayores	25

Con estas dimensiones queda bien definida la sección para la plantilla del derecho de vía.

En casos especiales y en una longitud que no exceda del 10% de la longitud del derecho de vía, PEMEX decidirá utilizar un derecho de vía más angosto que el especificado a fin de librar obstáculos que se presenten, sin que esto implique compensación adicional por maniobras extraordinarias, trabajo mas lento o cualquier otro caso.

LIMPIEZA REACONDICIONAMIENTO FINAL DEL DERECHO DE VÍA

Se refiere al reacondicionamiento de los terrenos por los cuales atraviesa el derecho de vía utilizado, los cuales se deben dejar hasta donde es posible, en las condiciones anteriores a la ejecución de la obra; trátase de terrenos particulares u oficiales como cruces de obras públicas, vías de comunicación, etc. Es necesario que la faja de terreno o amplitud del derecho de vía para operación y mantenimiento se deje en condiciones de estabilidad permanente de su superficie.

SEÑALAMIENTO.

Sobre el derecho de vía de toda tubería de transporte, deben instalarse las señales necesarias para localizar e identificar dicha tubería y reducir la posibilidad de daños.

SEÑALAMIENTO DE TIPO INFORMATIVO.

Las señales informativas, destinadas a señalar el trazo de las tuberías serán del tipo "I" para líneas a campo travesía y tipo "II" para líneas en zona urbana. El señalamiento informativo tipo "III" servirá para identificar los caminos de acceso a campos, plantas e instalaciones.

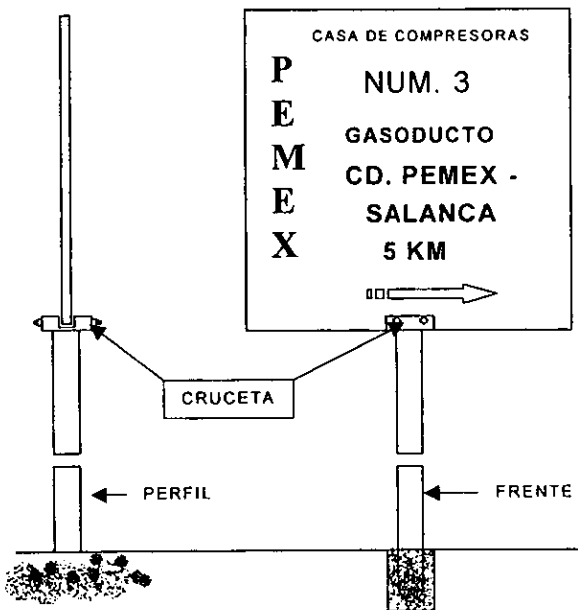


Figura 3.1- SEÑALAMIENTO TIPO III, PARA IDENTIFICACIÓN DE CAMINOS DE ACCESO A CAMPOS, PLANTAS E INSTALACIONES.

SEÑALAMIENTO DE TIPO RESTRICTIVO.

Las señales restrictivas podrán ser de los tipos "IV", "V" y "VI". Las señales tipo "IV" y "V" prohíben excavar, golpear y/o construir; deben colocarse en ambos márgenes precisamente en el límite del derecho de vía, y en general en todos aquellos lugares en donde la tubería corra riesgos de sufrir daños por excavaciones, golpes o construcción. En áreas pobladas, este señalamiento será por lo menos cada 100 metros. En áreas rurales, este señalamiento será cuando menos cada 500 metros.

Las señales de tipo "VI" prohíben fumar y encender lumbre, deben colocarse en todas las áreas en donde exista la posibilidad de presencia de gases o vapores inflamables.

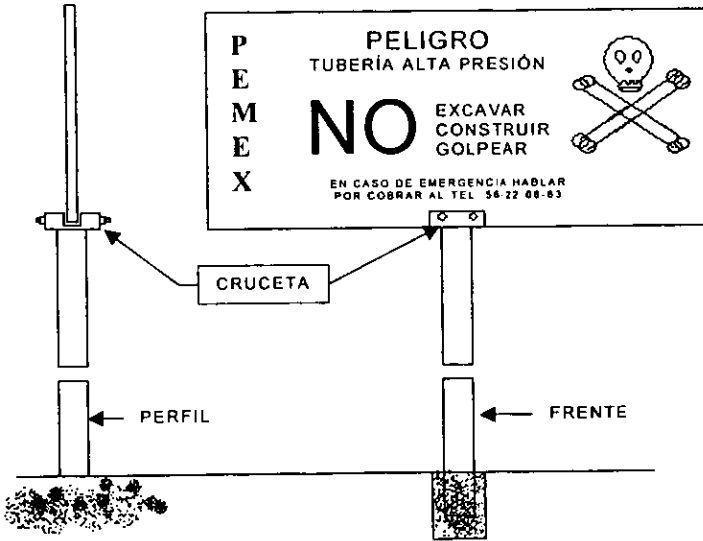


Figura 3.2.- SEÑALAMIENTO TIPO IV, PARA CRUCES DE LÍNEA EN OPERACIÓN (CARRETERAS, FERROCARRILES, CALLES, ETC.).

SEÑALAMIENTO TIPO PREVENTIVO.

Las señales preventivas podrán ser de los tipos "VII" y "VIII". Son temporales y deben colocarse antes de iniciar trabajos de construcción o de mantenimiento (excavación, soldadura, etc.) en áreas o vías públicas, debiendo ser

adecuadas al tipo de trabajo que se desarrolle y estar destinadas específicamente a evitar daños al público para evitar que estos sean dañados cuando se efectúen trabajos de construcción sobre el mismo derecho de vía.

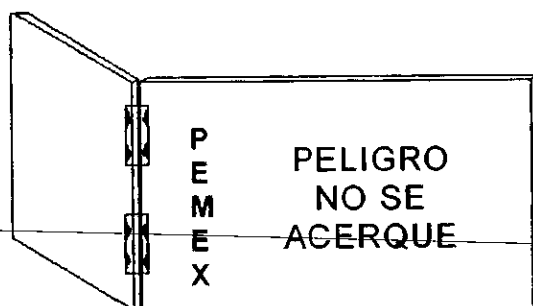


Figura 3.3.- SEÑALAMIENTO TIPO VII, TEMPORAL Y DESTINADOS PARA EVITAR DAÑOS AL PÚBLICO.

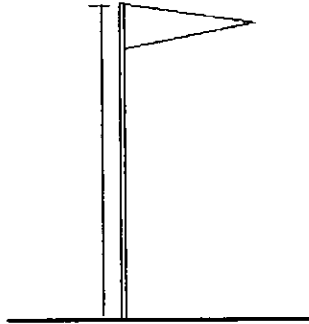


Figura 3.4.- SEÑALAMIENTO TIPO VIII.- TEMPORAL Y DESTINADOS PARA EVITAR DAÑOS AL PÚBLICO

CONSIDERACIONES DE CONSTRUCCIÓN.

Durante la construcción de tuberías de conducción se efectúan terracerías para disponer de lo siguiente:

- Derecho de vía.
- Áreas de almacenamiento de tubería.
- Brechas para acceso entre carreteras ó ferrocarriles y el derecho de vía.

- Desviaciones entre los tramos en que el derecho de vía resulte intransitable al equipo de tracción que no cuenta con orugas.

CLASIFICACIÓN DEL MATERIAL DE EXCAVACIÓN.

Dependiendo de la dureza del terreno se ha clasificado el material en "A", "B" y "C", y se definen de la siguiente manera:

Material A: Es el poco o nada cementado, que puede ser manejado eficientemente sin ayuda de maquinaria, aunque estas se utilicen para obtener mayores rendimientos.

Material B: Es el que pudiendo excavar a mano, por sus características sólo puede ser excavado y cargado eficientemente con maquinaria.

Material C: Es el que sólo puede ser excavado mediante el empleo de explosivos.

EXCAVACIÓN DE ZANJA.

La apertura de la brecha se refiere a una construcción donde no hay ningún otro ducto en operación, en caso de que los haya en el mismo derecho de vía, tendrá solamente que hacerse una ampliación. Para esto es muy importante la localización de los existentes por medio de sondeos donde la huella de la construcción anterior sea notable, y con un detector de metales además de los sondeos, donde la huella se haya perdido.

Las tuberías de conducción se entierran para protegerlas de daños mecánicos a los que estarían expuestas si se encontraran al descubierto, y para protegerlas de cambios de la temperatura ambiente que les causaría dilataciones y sobre esfuerzos no previstos.

COLCHÓN MÍNIMO EN TUBERÍAS ENTERRADAS

LOCALIZACIÓN	PARA EXCAVACIÓN NORMAL	PARA EXCAVACIÓN EN ROCA USANDO EXPLOSIVOS	PARA TUBERÍAS QUE TRANSPORTE LPG
Cruzamientos de corrientes y ríos.	48" : 125 cm	24" : 60cm	48" : 125 cm
Zanjas de drenajes de caminos o ferrocarriles	36" : 90 cm	24" : 60 cm	48" : 125 cm
Otras áreas cualquiera.	36" : 90 cm	24" : 60 cm	36" : 90 cm

III.2.- CARGA, TRANSPORTE Y TENDIDOS DE TUBERÍA.

La carga, el transporte y el tendido de tubería consiste en las siguientes operaciones básicas:

- *Carga en el almacén.
- *Transporte.

*Descarga en el derecho de vía o áreas de almacenamiento.

*Tendido de los tubos a lo largo de la zanja.

TRANSPORTE DE TUBERÍAS, VÁLVULAS, CONEXIONES Y ACCESORIOS.

Se determinan las rutas entre las estaciones del F.F.C.C. y los diferentes tramos del derecho de vía, tomando en cuenta las brechas de acceso. En la documentación del contrato se indicarán los nombres de las estaciones del ferrocarril a donde llegará la tubería.

Las válvulas se manejarán tomando todas las precauciones necesarias para no golpear las caras de las bridas o biseles, manivelas, vástagos y dispositivos lubricadores. Se evitará que penetre tierra o basura al interior de las válvulas y en todo lugar donde se almacenen provisionalmente. Cuando se traslade al derecho de vía, se depositarán sobre tarimas de madera.

TENDIDO DE TUBERÍA.

El tendido de tubería se deberá efectuar cuándo se haya excavado la zanja. Esta fase consiste en acomodar los tubos a un lado de la zanja, a lo largo, sin causarle daños, debiendo traslaparse entre 5 a 10 cm. Y cuidando que la maniobra no provoque derrumbes a la zanja y a una distancia conveniente.

La tubería puede tenderse desnuda, recubierta y en algunas ocasiones lastrada; esto último sucede en zonas inundables y la maniobra se efectúa en tiempo de estío. La tubería recubierta deberá tenderse protegiéndola con soportes en los extremos donde no hay recubrimiento.

OBSERVACIONES IMPORTANTES.

No se deberá tender tubería en los tramos del derecho de vía en que se tenga que usar explosivos para la excavación de la zanja.

Si el plan de trabajo del contratista incluye mayor transporte que tendido, se verá obligado a almacenar tubería en los lugares que estime conveniente. El acondicionamiento de las áreas para estos almacenamientos se hará a juicio del constructor.

Durante el tendido, el constructor deberá mantener el derecho de vía en condiciones aceptables para facilitar el tránsito.

DOBLADO Y ALINEADO.

Esta fase es la encargada de darle forma definitiva a la tubería cuando ésta se aloje en lugares donde la zanja obligue cambios de dirección fuertes, tanto horizontales como verticales.

EQUIPO.

Para doblar la tubería se puede utilizar el siguiente equipo: máquina dobladora para diámetros de 8 o mayores, con zapata ó mandril ó solamente zapata, y tractor pluma con zapata para

diámetros de 8" ó menores, winche con zapata para diámetros de 8" o menores.

El alineado puede hacerse con un alineador interno neumático o manual, éste último consiste en una serie de placas soldadas que se amoldan al interior en los extremos de los dos tubos que van a alinearse, que se expande para comenzar con la soldadura.

III.3.- PROCESOS DE SOLDADURA.

Los procesos de soldadura que se utilizan más, son los siguientes:

Soldadura de arco eléctrico-protégido con electrodo recubierto: es el método comúnmente empleado en soldadura de campo y en el cual se usan generadores de corriente continua, impulsados por motores eléctricos, de gasolina o transformadores para suministrar la corriente para soldar. Es un proceso de soldadura donde la fusión entre el electrodo de metal de relleno y el metal de la

pieza de trabajo, se logra por medio del calentamiento producido por el arco eléctrico que se forma entre ambos metales.

Soldadura de arco y metal protegido con atmósfera de gas (MIG): es en el que se usa alambre de pequeños diámetros alimentados continuamente en el arco. El metal aportado dentro del arco y el área de soldadura son protegidos por una atmósfera de gas. Este proceso de soldadura tiene la ventaja de usarse en todas posiciones con metal ferroso y no ferroso.

Soldadura de arco sumergido (automática y semiautomática): la soldadura automática se emplea comúnmente en taller, para soldar las uniones longitudinales y circunferenciales de tanques a presión. En este procedimiento el material de aporte consiste en un alambre de acero sin recubrimiento, y la fuente del material fundido es protegido del oxígeno del aire por un granulado denominado flux, que además actúa como un fundente. En el proceso semiautomático, el cabezal de la

máquina de soldar es transportado por un operador para efectuar el aporte de la soldadura.

CORDONES DE SOLDADURA.

El cordón de fondeo es depositado con un exceso de corriente con el fin de lograr una penetración completa. La escoria incrustada entre el primer cordón y el material base es removida por el segundo cordón, que también es depositado por dos soldadores simultáneamente opuestos; este segundo cordón se denomina paso caliente y debe ser depositado también con un exceso de corriente, con el fin de lograr una mayor penetración del arco y fundir las orillas del primer cordón. Enseguida de estos cordones van los de relleno que llegarán hasta un máximo de 1/16 de pulgada con respecto a la superficie de la soldadura. Se tendrá cuidado de no recalcar cinceladas a los lados del último cordón o de vista, que producen un cambio brusco de sección o socavación artificial.

El soldado de un tubo debe ser ejecutado por soldadores expertos usando procedimientos calificados y los electrodos adecuados. Las superficies a soldar deben estar lisas, uniformes, libres de laminaciones, desgarraduras, grasa, pintura u otros materiales dieléctricos que pudieran afectar adversamente la soldadura.

MÉTODOS DE INSPECCIÓN RADIOLÓGICA.

La prueba no destructiva puede consistir de una inspección radiográfica u otro método. Los métodos usados deben dar indicaciones de defectos, los cuales deben ser interpretados y evaluados con exactitud. Las soldaduras deben ser evaluadas sobre la base de los "estándares de aceptabilidad en pruebas no destructivas". Los operadores encargados de los equipos de inspección pueden ser llamados para demostrar: la capacidad del procedimiento, la detección de defectos inadmisibles y la habilidad del operador para interpretar apropiadamente las indicaciones dadas por dichos equipos. Todas las soldaduras de producción en lanzamiento se inspeccionarán radiográficamente al 100%.

Los puntos siguientes deben tomarse en cuenta para evaluar radiografías:

- * Una calidad aceptable de la película, libre de irregularidades de velado y de procesamiento; densidad y contraste aprobados.
- * Nivel de sensibilidad aprobado.
- * Sistema de identificación satisfactorio.
- * Técnica aceptable.
- * Compatibilidad con estándares reconocidos.

III.4.- BAJADO Y TAPADO DE LA TUBERIA.

El bajado y tapado de tubería es uno de los procesos más importantes en la construcción del ducto.

BAJADO.

En esta fase se efectúa el trabajo necesario para remover la tubería de los apoyos (polines, costales de arena, etc.), y colocarla en su posición final de la zanja; lo cual debe hacerse sin dañar el recubrimiento exterior (esmaltado y/o lastrado), soportando la tubería con eslingas de bandas de tela. Se recomienda que se inicie por la mañana la operación de bajado (salvo casos especiales), a estas horas la tubería está fría, por lo tanto, contraída.

TAPADO.

El procedimiento de tapado es muy diverso, dependiendo del tipo de material con que se trabaje; lo normal es que con un tractor con cuchilla frontal colocado en ángulo, se barra el mismo producto de excavación que está al lado de la zanja. Si el lecho es rocoso, consecuentemente con lo que se tapaná será roca, en tal caso se procederá a colocar, arriba de la tubería, un colchón de 20 centímetros más de material suave, para que al caer no dañe el recubrimiento o la tubería.

Los extremos de una lingada se dejan preparados para hacer los empates, estos consisten en unir las dos lingadas interrumpidas por construcción. La preparación consiste en hacer una caja (por excavación) donde va a estar la unión de soldadura o carrete con el fin de que con holgura se puedan efectuar las maniobras de soldadura, limpieza y esmaltado.

Durante el tapado se verificará que no queden "bordos" de material sobrante (productos de la excavación) sobre el derecho de vía, ya que pueden ocasionar represamientos de agua.

En pendientes fuertes o prolongadas se forman corrientes de agua que provocan deslaves y erosionan el tapado hasta descubrir la tubería, quedando en contacto con material rocoso, por lo que se requiere construir rompe corrientes en zanja y/o superficiales en caso necesario.

III.5.-OBRAS ESPECIALES.

La diferencia entre la línea regular y las obras especiales tienen significado solo mientras dura la construcción. Una vez construida, la obra se convierte en tubería de conducción y pierden importancia sus partes constructivas.

Las obras especiales son los tramos de tubería que interrumpen la continuidad de los trabajos de la línea regular. Dicha interrupción se debe a que las "especiales" son obras que requieren de un diseño específico de construcción un tanto diferentes o totalmente diferentes a los que se emplean en la línea regular.

DIFERENTES TIPOS DE OBRAS ESPECIALES.

Las obras especiales más comunes son las siguientes:

1. Cruzamientos con carreteras o con vías férreas.
2. Cruzamientos con cauces de arroyos.
3. Cruzamientos con otras tuberías.

4. Zonas inundables.
5. Zonas urbanas o industriales.
6. Pendientes mayores de 30 grados.
7. Cruzamientos con canales.
8. Cruzamientos con hondonadas.

Cuando una obra especial adquiere gran importancia tanto en lo técnico como en costo, deja de ser obra especial asociada a una línea regular y se convierte en una obra que amerita concurso y contrato aparte ya que se trata de un proyecto específico, tal es el caso de los cruzamientos de ríos, por ejemplo.

Una forma de clasificar las obras especiales según su construcción es la siguiente:

1. Cruzamientos subterráneos.
 - * De carreteras.
 - * De vías de ferrocarril.
 - * De instalaciones.
 - * De zonas urbanas.

2. Cruzamientos subfluviales.

- * De ríos.
- * De vías fluviales.
- * De pantanos o zonas inundables.
- * De lagunas.

3. Cruzamientos aéreos: estan determinados por la longitud del claro y por la dificultad ya sea legal o de proyecto de la obra.

- * De canales, fosas, ríos, barrancas, etc.
- * De pendientes muy fuertes.
- * Soportados en obras no petroleras, etc.

4. Otros

CAPÍTULO IV.- RECUBRIMIENTO ANTICORROSIVO Y SISTEMA DE PROTECCIÓN CATÓDICA.

La protección mecánica (recubrimiento anticorrosivo) es sólo una parte de la protección de la tubería, siendo la otra parte la protección catódica. La función del recubrimiento es la de aislar eléctricamente al tubo, minimizando así el costo de mantener tal protección catódica, que de otra forma sería prohibitivo.

IV.1.- PROTECCION EXTERIOR DE TUBERIAS CON REVESTIMIENTO.

ELEMENTOS FUNDAMENTALES DE UN BUEN REVESTIMIENTO

- ✓ Selección de materiales. (Propiedades y limitaciones).
- ✓ Especificación
- ✓ Aplicación.
- ✓ Inspección.

Las características deseables son:

1. Aislamiento eléctrico efectivo. (Alta resistencia dieléctrica: Volts/milésima).
2. Fácil aplicación
3. Adherencia al sustrato
4. Estable. (Resistente a cambios de temperatura, humedad y esfuerzos).
5. Fácil de reparar
6. Económico
7. Resistencia al desprendimiento catódico
8. Almacenaje y manejo.

ESPECIFICACIONES

- Tuberías a revestir.
 - material
 - dimensiones
 - condiciones de superficie

- Manejo y almacenamiento
 - Manejo de la tubería.
 - Manejo del equipo.
 - Protección del medio ambiente

- Temperatura máxima de almacenaje del revestimiento
- Vida útil de material del revestimiento.

- Condiciones ambientales.
 - Preparación de superficie
 - Aplicación.
 - Rangos de temperatura.
 - Humedad relativa.
 - Punto de rocío.

IV.2.- TIPOS DE REVESTIMIENTOS PARA TUBERÍAS.

ESMALTE A BASE DE BREA DE HULLA.

- ◆ Sistema
 - Primario sintético
 - Esmalte caliente.
 - Fibra de vidrio.
 - Fieltro
 - Papel krafftáltico.

- ◆ Temperatura de operación

- De -1.1 °C a 51.6 °C (30°F a 125°F).

◆ Espesor.

- De 3/32" a 5/32"

◆ Ventajas.

- Uso desde los años 30.
- Compacto
- Mínimo de burbujas o vacíos.
- Bajo requerimiento de corriente para protección catódica.
- Buena adherencia
- Uso en amplio rango de diámetro de tubo.
- Económico

◆ Desventajas.

- Durante la aplicación: problemas de calidad del aire.
- Ataque por hidrocarburos.
- No se usa en ductos aéreos.
- Se agrieta a bajas temperaturas.

**ESTA TESIS NO SALE
DE LA BIBLIOTECA**

MASTIQUE ASFÁLTICO EXTRUIDO.

- ◆ Sistema.
 - Primario asfáltico
 - Masilla extruida
 - + Aglutinante de asfalto
 - + Arena
 - + Gravilla.
 - + Fibra de refuerzo.

- ◆ Espesor.
 - De 1/2" a 5/8"

- ◆ Temperatura de operación.
 - De 4.44°C a 51.6°C (40°F a 125°F).

- ◆ Ventajas.
 - Uso desde los años 40.
 - Barrera con mas espesor.
 - En caso de lastrado disminuye los recubrimientos de concreto
 - Compacto.
 -

- Mínimo de burbujas o vacíos.
- Resistencia al desprendimiento catódico.

- ◆ Desventajas
- Costo inicial alto.
- Costo de flete alto.
- Ataque por hidrocarburos.
- No se usa en ductos aéreos.
- Se requiere soplete para parchar.
- Se reduce flexibilidad a temperatura menor que 0°C.

POLIOLEFINA EXTRUIDA.

- ◆ Sistema.
- Recubrimiento a base de mastique. (10 milésimas).
- Polietileno extruido.
- Masilla butilica. (doble extrusión)
- Polietileno enrollado en espiral.

- ◆ Temperatura de operación.
- De -1.1 °C a 51.6 °C (30°F a 125°F).

◆ Espesor.

- De 118 a 137 milésimas.

◆ Ventajas.

- Uso desde los años 60.
- Mínima posibilidad de burbujas.
- Amplio rango de temperatura de operación.
- Adhesivo auto curable.
- Amplio rango de diámetros (de 2 1/2" a 140").
- Baja energía en su aplicación.
- No contamina.
- Fácil de aplicar.
- Alta resistencia al impacto.
- Fácil manejo.

◆ Desventajas.

- Difícil de remover.
- Costo inicial alto.
- No se usa en ductos aéreos.
- Vida de almacenaje limitada.

RESINAS EPÓXICAS CURADAS POR FUSIÓN.

◆ Sistema.

- Calentamiento del tubo.
- Aplicación electrostática de resina en polvo,

◆ Espesor.

- De 12 a 15 milésimas.

◆ Temperatura de operación.

- De -40°C a 60°C

◆ Ventajas.

- Uso desde los años 70.
- Resistente al desprendimiento catódico.
- Excelente adherencia.
- Amplio rango de diámetros (de 3/4" a 48").
- Excelente resistencia a hidrocarburos, ácidos y alcalinos.
- Permite inspeccionar la superficie del acero.

◆ Desventajas.

- Requiere alta temperatura del tubo al aplicar.
-

- Absorción molecular de humedad con el tiempo.
- Preparación de superficie crítica.
- Temperatura de superficie crítica.

CINTAS PLÁSTICAS

- ◆ Sistema.
 - Primario sellante (capa interior).
 - Cinta plástica (capa exterior).

- ◆ Aplicación en frío.
 - Planta.
 - Campo.

- ◆ Espesor del orden de 45 milésimas en función de:
 - Diámetro del tubo.
 - Condiciones de construcción.
 - Condiciones de almacenaje.

- ◆ Ventajas.
 - Uso desde los años 70.
 - Mínimo de burbujas.

- Amplio rango de diámetros. (De 2" a 140").
- Amplio rango de temperatura de operación de -40°C a 60°C.
- Fácil aplicación.

- ◆ Desventajas.
 - Limitaciones de manejo durante el almacenaje.
 - Si pierde la unión al tubo disminuye la protección catódica.
 - No debe usarse en ductos aéreos.

A BASE DE CINTAS DE CERA.

- ◆ Sistema.
 - Aplicación en frío.
 - Aplicación en caliente.
 - + cera microcristalina.
 - + recubrimiento a base de cintas de cera.
 - + refuerzo externo.

 - ◆ Espesor.
 - De 10-14 milésimas. (En caliente) a 70-90 milésimas. (en frío).

 - ◆ Temperatura de operación.
-

- De -40°C a 60°C.

- ◆ Ventajas

- Uso desde los años 70.
- Baja penetración de humedad.
- Aplicación manual y compatible con otros recubrimientos.
- Uso en tubería enterrada, superficial y accesorios.
- Sin solventes ni olores característicos.
- De fácil remoción en bridas si éstas requieren ser desensambladas.

- ◆ Desventajas.

- Costo inicial alto
- Resistencia estándar al desprendimiento catódico
- Consideraciones especiales de manejo de tubería y alojamiento en zanja.
- Temperaturas máximas de servicio limitado.

MANGAS TERMOCONTRÁCTILES.

- ◆ Aplicación en campo.
- ◆ Alta resistencia dieléctrica.
- ◆ Conserva la adherencia hasta 65.5°C.
- ◆ Uso en juntas soldadas y reparación de puntos con defectos.

TIPOS DE RECUBRIMIENTOS PARA TUBERÍA DE ACERO SUBTERRÁNEA.

1. A base de alquitrán de la hulla.
2. A base de asfaltos oxidados.

Algunas de las propiedades funcionales de ambas son:

- * Los asfaltos absorben más humedad.
- * La resistividad eléctrica es menos para los asfaltos.
- * Los esmaltes asfálticos son más propensos al "desprendimiento catódico" cuando se utiliza protección catódica.
- * Los esmaltes asfálticos son vulnerables al ataque microbiológico.
- * Los asfaltos se oxidan con el tiempo y se vuelven muy quebradizos.
- * Los esmaltes se disuelven en hidrocarburos.
- * Hay evidencias abundantes de casos en que los esmaltes de asfalto han fallado en poco tiempo (5 a 7 años); mientras que hay pruebas de tuberías protegidas con el alquitrán de hulla que aún operan después de 30 años.

INSPECCIÓN DEL REVESTIMIENTO PARA TUBERÍAS

- ◆ Comprobar la temperatura del material cada hora si se aplica en caliente.
- ◆ Comprobar el espesor del revestimiento primario cuando se seque.
- ◆ Comprobar la temperatura en la superficie del tubo.
- ◆ Comprobar la tensión de la cinta y materiales de refuerzo.
- ◆ Controlar la temperatura de la superficie del tubo al aplicar "FBE".
- ◆ Registrar tiempo y temperatura de fusión, flujo, ciclos de curado.
- ◆ El enfriamiento de acuerdo al fabricante, posteriormente hacer la inspección de conductividad eléctrica.
- ◆ Usar medidores adecuados de espesor.

IV.3.- PREPARACIÓN DE LA SUPERFICIE Y APLICACIÓN DEL RECUBRIMIENTO.

- ❖ Métodos y estándares.
- ❖ Pre-limpieza.
- ❖ Abrasivos, herramienta y equipo.
- ❖ Limpieza de la superficie.
- ❖ Perfil de anclaje.

- ❖ Preparación de imperfecciones en la superficie.
- ❖ Personal calificado.
- ❖ Mínimo de flamabilidad.
- ❖ Calidad del aire comprimido.

LIMPIEZA EXTERIOR

- Reparación de superficie: deben quitarse totalmente las grasas y los aceites de la superficie del tubo con solventes (excepto la kerosina y los que contengan plomo), se deberá remover la pintura de fábrica y sustancias extrañas como tierra, basura, etc.
- Limpieza mecánica: puede hacerse aplicando el procedimiento a base de chorro a presión (granalla de acero), ó máquina rasquetadora (viajera o estacionaria), estas últimas producen tuberías limpias mediante cepillos de alambre y rasquetas.
- Limpieza con procesos químicos: en la limpieza química se emplean productos químicos o solventes que pueden remover sustancias extrañas (grasas y pinturas), debiendo dejar limpia la superficie del tubo.

- Limpieza manual: debe ser ejecutada por trabajadores equipados con herramientas apropiadas y de buena calidad (cepillos de alambre, rasquetas de metal, limas y trapos), y debe aplicarse solamente en las obras especiales donde no es apropiada la maquinaria y como complemento de la limpieza mecánica.

IMPRIMACIÓN.

Inmediatamente después de la limpieza de los tubos debe aplicarse la pintura primaria, ésta se puede aplicar con brocha o por aspersión con maquinarias viajeras para tuberías ó instalaciones en planta, equipadas con bandas de paño, cepillos o combinación de ellos.

ESMALTE.

El esmalte debe ser protegido de cualquier contaminación como agua, grasa, etc., para un derretimiento rápido los esmaltes deben romperse en pequeños trozos sobre plataformas apropiadas, debiendo ser calentados en calderas capaces de derretirlo uniformemente y mantenerlo a la temperatura requerida.

REFUERZO Y ENVOLTURA.

Simultáneamente con la aplicación de esmalte, la tubería se forra en forma de espiral, con tela de fibra de vidrio "vidrioflex" u otra semejante.

Para proteger la tubería esmaltada, inmediatamente se forra con fieltro u otra semejante.

INSPECCIÓN ELÉCTRICA.

Una vez terminado el esmaltado y la envoltura de la tubería, se medirá el espesor del recubrimiento mediante un medidor de profundidad de hoyos.

PRUEBA DE ADHERENCIA.

Esta consiste en comprobar que el esmalte quede bien adherido al tubo.

LASTRADO.

El recubrimiento de concreto a que se refiere la norma se hace a las tuberías de conducción en cruzamientos de ríos, arroyos, lagunas, pantanos o en el mar. Dicho recubrimiento tiene dos propósitos:

1. Como lastre para mantener sumergida la tubería.
2. Para proteger el recubrimiento anticorrosivo.

Se usan los siguientes tipos de materiales para el lastre:

1. Concreto de peso normal mínimo de $2,250 \text{ kg/m}^3$, elaborado con cemento Pórtland, arena, grava y agua.
2. Mortero fabricado con cemento Pórtland y arena pétreo, con peso volumétrico mínimo de $2,250 \text{ kg/m}^3$
3. Mortero fabricado con cemento Pórtland, arena pétreo y finos de mineral de hierro, con peso volumétrico mínimo de $3,000 \text{ kg/m}^3$.
4. Mortero fabricado con cemento Pórtland y finos de barita (baritina) mayor que con peso volumétrico mínimo de $2,600 \text{ kg/m}^3$.

IV.4.- PROTECCION CATÓDICA.

Es la técnica que reduce o detiene la corrosión de un metal en contacto con un electrolito (terreno natural) convirtiendo al metal, en nuestro caso la tubería, en un cátodo, mediante el paso de la corriente que proviene de un ánodo.

Para poder realizar la protección catódica se requiere un flujo de electrones entre el ánodo y el cátodo (tubería) a través de un medio electrolítico (terreno natural), lo cual se lleva a cabo mediante la aplicación de una corriente de protección que se obtiene en nuestro caso, generalmente de la que proporciona un rectificador que convierte la corriente alterna en corriente directa y que se aplica a la tubería de acuerdo al diseño particular.

IV.5.- SISTEMAS DE PROTECCIÓN CATÓDICA.

Los más comúnmente empleados son:

1. Mediante ánodos de sacrificio. el cual está basado en el consumo del ánodo protector (ánodo galvánico).

2. Mediante corriente impresa; el cual se obtiene de la emisión de la corriente directa procedente de un rectificador.
3. Inhibidores

NORMA CORRESPONDIENTE DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN CATÓDICA

ALCANCE.

Esta norma establece los requisitos mínimos para la instalación del sistema para protección catódica de estructuras metálicas enterradas y/o sumergidas, que por su participación en la explotación, refinación, transporte y almacenamiento de hidrocarburos y sus derivados están expuestos a los efectos de la corrosión.

CONCEPTOS DE PROTECCIÓN CATÓDICA.

Corrosión

Es la destrucción de un material generalmente un metal, debido a la reacción con el medio ambiente.

Protección catódica.

Es la técnica que controla la corrosión externa de un metal enterrado o sumergido en contacto con un electrolito, convirtiendo al metal en el cátodo de una celda electroquímica mediante el paso de la corriente que proviene de un ánodo.

Recubrimientos anticorrosivos.

Son los materiales y revestimientos que se usan para prevenir la corrosión de una estructura metálica por aislamiento del medio ambiente en que se encuentra.

Electrolito.

Es un conductor iónico de corriente directa. Se refiere al subsuelo o al agua en contacto con una estructura metálica enterrada o sumergida.

Cátodo.

Es el electrodo en el cual ocurre el fenómeno de reducción.

Ánodo.

Es el electrodo en el cual ocurre el fenómeno de oxidación.

Ánodo galvánico o de sacrificio

Es un metal con potencial normal de oxidación mayor que el de la estructura metálica por proteger, que al emitir corriente de protección se consume.

Ánodo inerte

Es aquel que no produce corriente eléctrica y su consumo no es directamente proporcional a la corriente de protección.

Cama anódica.

Es el grupo de ánodos inertes o galvánicos que forman parte del circuito de protección catódica.

Corriente de protección.

Es la necesaria para obtener los valores de potenciales de protección de una estructura metálica.

Potencial de estructura al electrolito.

Es la diferencia de tensión entre una estructura metálica enterrada o sumergida y un electrodo de referencia en contacto con el electrolito.

Polarización.

Es la magnitud de la variación de un potencial de circuito abierto de un electrodo, causado por el paso de una corriente eléctrica.

Puente.

Es la unión de estructura metálica por medio de un conductor eléctrico y soldadura por aluminotermia, con el fin de igualar su potencial estructura-electrolito.

Resistividad del terreno.

Es la resistencia eléctrica específica de un terreno, se expresa en ohms-cm.

Material de relleno.

Es el que envuelve al ánodo para reducir su resistencia de contacto en el terreno.

Junta de aislamiento.

Elemento de material aislante que sirve para seccionar eléctricamente la estructura metálica por proteger.

Postes de señalamiento y registros

Es aquel que indica la trayectoria y localización de la estructura metálica por proteger, sirviendo además para medir el potencial de estructura al electrolito.

Rectificador.

Equipo que convierte corriente alterna a corriente directa controlada.

Soldadura por aluminotermia.

Es la que se utiliza para soldar conductores eléctricos a estructuras metálicas, consiste de una mezcla pulverizada de óxido de cobre, aluminio y pólvora que se activa mediante una chispa.

MATERIALES PARA PROTECCIÓN CATÓDICA

Ánodos.

El diseño de un sistema de protección catódica debe considerar el uso de ánodos inertes y/o galvánicos.

Ánodos inertes.

Los ánodos inertes más comunes son:

a. Ánodos de grafito.

El grafito es el material más empleado para la construcción de dispositivos anódicos en tierra, por su gran conductividad y bajo consumo en la mayoría de los suelos

Uso: En todo tipo de suelos.

b. Ánodos de acero al alto silicio.

Estos tipos de ánodos se producen en dos aleaciones de acero al alto silicio cuyas características son:

b1. Ánodo de acero al alto silicio.

Uso: Terreno severo, agua salada

b2. Ánodos de acero al alto silicio y cromo

Uso: en condiciones de alta agresividad

c. Ánodos de plomo-plata.

El plomo aleado con 6% de antimonio y 1% de plata presenta una gran resistencia al desgaste, tolerando altas densidades de corriente. Se fabrican en diversos pesos y medidas.

Usos: en agua de mar.

d. Ánodos de platino.

El platino siendo un buen conductor presenta un consumo prácticamente nulo a cualquier densidad de corriente. Pero debido a su alto costo de uso es muy restringido.

Uso: en forma de recubrimiento sobre otro metal base, como la plata o el titanio.

Ánodos galvánicos (de sacrificio).

Estos tipos de ánodos sirven esencialmente como fuente de energía, en particular, cuando no es posible obtener energía eléctrica con facilidad o en las que no es conveniente o económico instalar líneas de energía para este propósito, los materiales que más se utilizan como ánodos galvánicos son el magnesio, el aluminio y el zinc.

a. Ánodos de magnesio.

Se fabrican en diversos pesos y medidas incluyendo cintas, los hay de los siguientes pesos en libras: 2, 7.5, 9, 15, 17, 32, 48, 100, las cintas tienen un peso promedio de 0.22 libras por metro lineal y se surte en rollo de 300 m de longitud. El magnesio es el material más usado como ánodo galvánico.

Uso: principalmente para proteger estructuras enterradas, tanques, condensadores, etc.

b. Ánodos de aluminio.

Uso: para proteger estructuras sumergidas que operan a altas temperaturas, plataformas marinas.

c. Ánodos de zinc

Este tipo de ánodo se fabrica con zinc de alta pureza en diversos pesos y medidas con alma de tubo, varilla o patín de solera galvanizada para su instalación los hay en diferentes pesos en libras.

Usos: en forma de brazaletes para proteger estructuras sumergidas, tubería de acero desnudas en suelos de baja resistividad, cascos de burbuja, etc.

Materiales de relleno.

Se utilizan para envolver los ánodos con el fin de reducir su resistencia de contacto con el suelo.

a. Para ánodos inertes.

En estos casos se usa como material de relleno carbón de coque triturado, cuya granulometría debe cumplir lo siguiente:

Debe pasar 100% por la malla No. 6.

Debe pasar el 40% por la malla No. 14.

El material restante debe desecharse.

b. Para ánodos galvánicos.

En estos casos se usa como material de relleno la composición que a continuación se indica:

MATERIAL	PESO EN %
Yeso seco en polvo.	75
Bentonita seca en polvo	20
Sulfato de sodio anhidro.	5
Agua para saturar la mezcla.	

Cantidad de relleno por ánodo.

PESO DE ÁNODO (LBS)	CANTIDAD DE RELLENO
17	30%
32	35%
48	52%

Los ánodos en forma de brazaletes o de cinta no requieren de relleno.

EQUIPOS E INSTALACIONES PARA PROTECCIÓN CATÓDICA POR CORRIENTE IMPRESA.

Rectificador.

El rectificador de corriente alterna es el tipo de fuente de corriente directa comúnmente empleado para protección catódica, por corriente impresa, su capacidad prácticamente ilimitada de potencia, tensión y corriente.

Generalmente se alimenta de corriente alterna de baja tensión (110/220/440 V.C.A.) monofásica o trifásica.

En el proyecto se deben indicar las características eléctricas, de construcción, de operación e instalación, procurando seleccionar la unidad más simple posible para su aplicación particular.

Deben preferirse unidades monofásicas a las trifásicas, por que éstas son mas complicadas para su mantenimiento y ajuste.

Es importante que el rectificador tenga un enfriamiento adecuado, por lo que deben instalarse lejos de cualquier fuente que irradie calor o circule aire o gases calientes, así como también lejos de fuentes que tengan descargas corrosivas que pudieran atacar a la unidad, especialmente enfriado por aire.

El enfriamiento por aceite debe seleccionarse en áreas donde la atmósfera es muy corrosiva o en áreas donde hay mucho polvo.

Se debe seleccionar el banco de rectificación adecuado considerando que los bancos de selenio son generalmente más baratos y más susceptibles a sobre cargas de voltaje.

El tablero de control del rectificador debe ser de fácil acceso y debe constar fundamentalmente de:

- Terminales de alimentación de corriente alterna.
- Terminales de salida de corriente directa.
- Elementos de protección contra sobrecargas.
- Elementos para regular las condiciones de operación (amperímetro y voltímetro de corriente directa).
- Elemento de protección para descargas atmosféricas.

Caseta

El rectificador seleccionado para un sistema de protección catódica debe contar con una caseta de protección contra el medio ambiente y sus características las debe marcar el proyecto.

Subestación eléctrica.

Cuando se selecciona un sistema de protección catódica a base de corriente impresa, es necesario contar con una subestación eléctrica que es la fuente de alimentación de corriente alterna para el rectificador.

La subestación eléctrica se debe seleccionar considerando las características de la línea de transmisión eléctrica de bajo voltaje más cercana a la estructura por proteger.

Una subestación eléctrica consiste básicamente de:

- Transformador.
- Cuchillas desconectadoras.
- Protecciones: cortocircuito, fusibles, apartarrayos.
- Herrajes.
- Poste.

Conductores eléctricos

Los calibres y tipos de forro de los conductores eléctricos que intervienen en un sistema de protección catódica deben seleccionarse de acuerdo a su resistencia y capacidad de conducción de corriente que requieran.

El cable anódico debe ser doble forro e impermeable.

El cable catódico se recomienda sea del mismo tipo que el cable anódico.

Conectores y conectes.

Para ánodos inertes.

Se deben utilizar conectores bipartidos, de alta resistencia, y esta conexión debe ser aislada con resina epóxica líquida.

Para ánodos galvánicos.

Se deben utilizar conectores de resorte para unir el cable de los ánodos galvánicos con la estructura metálica por proteger y la conexión debe aislarse con mastique eléctrico y cinta adhesiva de plástico.

Soldadura

La soldadura por aluminotermia se debe emplear en las conexiones siguientes:

- Entre el elemento de medición del poste de registro y amojonamiento y la estructura por proteger.

- Entre el cable catódico y la estructura por proteger.
- Entre las terminales de conexión de los ánodos tipo brazaletes y la estructura por proteger.
- En puentes.
- En dónde lo indique el proyecto.

A las soldaduras efectuadas por el procedimiento de aluminotermia se les debe aplicar una "carga". La cual debe de estar en función del calibre del conductor.

Postes de señalamiento y registro.

Se usan en sistemas de protección catódica para tuberías enterradas principalmente, los hay de dos tipos "R" y "RA".

Los postes deben ser de concreto proporción 1:2:4 cemento-arena-grava, reforzados con varillas de 3/8", y estribos de 1/4", deben contar con un dispositivo de medición.

Las grabaciones en las caras de los postes deben ser hechas en bajo-relieve, del tipo, proporciones y distribuciones similares.

Los postes deben ser pintados de color naranja o de color que indica el proyecto y las grabaciones de color negro.

Los datos grabados en los postes son específicos para cada ducto y deben recabarse antes de su construcción.

Poste tipo "R".

Se usa como amojonamiento y registro para protección catódica.

Poste tipo "RA".

Se usa para inspección aérea y registro para protección catódica.

Se deben instalar con espaciamientos de 5 Km a lo largo del derecho de vía de la tubería por proteger, o donde lo indique el proyecto.

AISLAMIENTOS ELÉCTRICOS

Los aislamientos eléctricos son necesarios por lo general en todas las estructuras metálicas protegidas catódicamente, para evitar fugas de corriente de protección.

En la protección catódica de tuberías es donde encuentran su mayor aplicación.

En este caso se deben instalar en todos aquellos puntos donde la tubería por proteger tiene contacto con otras estructuras metálicas o de concreto con el propósito de lograr un buen aislamiento entre ellas.

Los aislamientos eléctricos que más se utilizan en las instalaciones de Petróleos Mexicanos son juntas aislantes tipo monobloc para tubería, juntas aislantes para bridas y aislantes para soportería, las cuales deben ser instaladas durante la construcción de la línea.

Cuando se trate de aislar conexiones que van a quedar sumergidas debe usarse el recubrimiento para zonas de marea y oleajes según la

Norma PEMEX 4.411.01 o el material y procedimiento que el proyecto indique.

INSTALACIÓN DE ÁNODOS DE GRAFITO

- a. Para un sistema de protección mediante corriente impresa, la colocación de los ánodos debe hacerse de acuerdo a lo indicado en el proyecto en cuanto a localización de la instalación y separación de los ánodos entre sí.
- b. La instalación de los ánodos de grafito puede verse en las figuras.

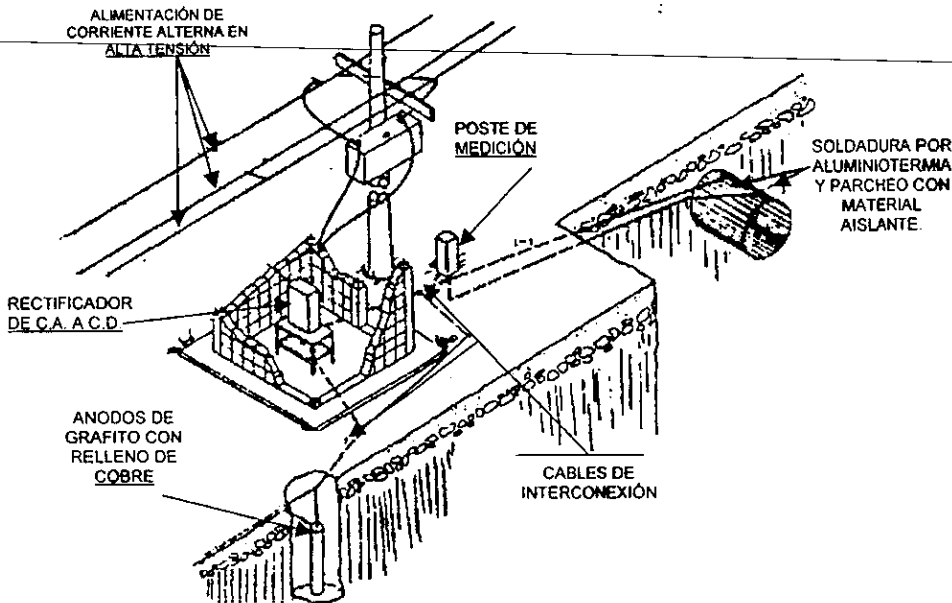


Figura 4.1.- PROTECCIÓN CATÓDICA, SISTEMA DE CORRIENTE IMPRESA.

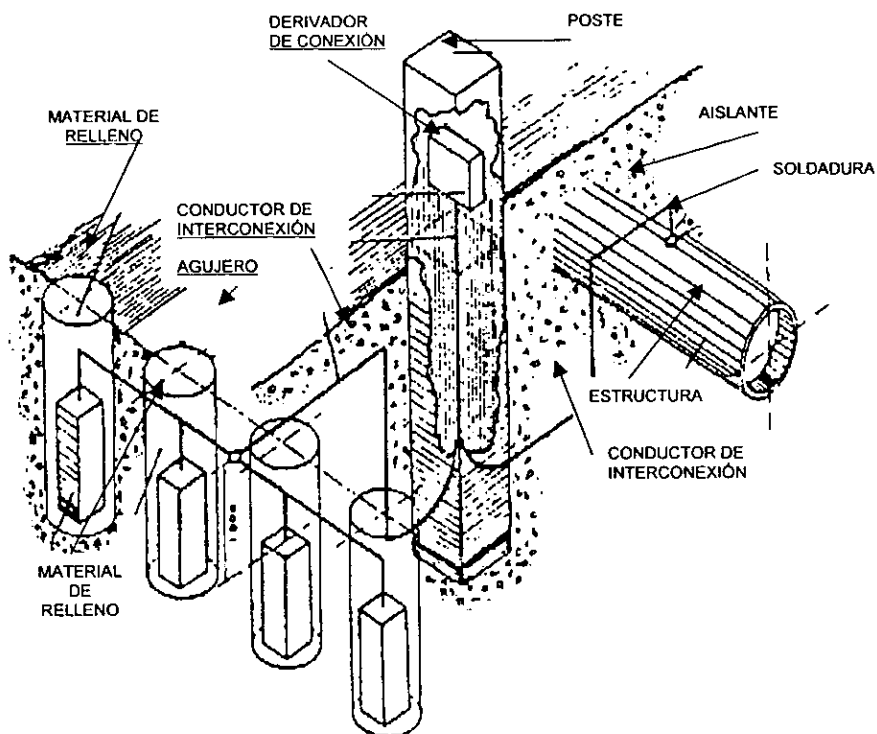


Figura 4.2.- PROTECCIÓN CATÓDICA, SISTEMA CON ÁNODOS DE SACRIFICIO.

INSTALACIÓN Y CONEXIÓN DE ÁNODOS GALVÁNICOS.

Para estructuras metálicas enterradas (tuberías) y exterior de fondos de tanque.

Es aconsejable el instalar los ánodos galvánicos en el terreno con la resistividad más baja siempre y cuando este terreno se encuentre en las cercanías de la estructura a proteger. Los ánodos se deben instalar en lugares dónde se faciliten la retención de la humedad. Es preferible instalar los ánodos en lugares bajos cerca de riachuelos o zanjas y no en lugares elevados. Los ánodos galvánicos deben alojarse en los agujeros que para el caso se han practicado de dimensiones suficientes para que el ánodo quede cubierto por una capa de material de relleno con un espesor mínimo de 5 cm en su periferia, pueden ser preempaquetados los cuales ya se suministran con el relleno dentro de un paquete poroso o pueden suministrarse individualmente en donde el ánodo y el relleno hay que instalarlos separadamente.

PRUEBAS.

Antes de llevar a cabo la instalación de un sistema para protección catódica debe obtenerse un perfil de potenciales naturales de la estructura por proteger, las mediciones deben efectuarse en los lugares donde quedarán localizados los postes de amojonamiento y registro. Las variantes que se presenten deben indicarse en el proyecto, cuando concluya la

instalación del sistema de protección catódica debe verificarse la continuidad del circuito.

La corriente de protección debe tener un valor aproximado al valor estimado que en el proyecto se indique.

Si el sistema de protección es a base de corriente impresa, debe obtenerse un perfil de potenciales de protección, efectuando las mediciones en los postes de amojonamiento y registro.

Mediciones de potencial.- Para las mediciones entre la estructura por proteger y el terreno en que ésta se encuentra alojada debe usarse un electrodo de cobre-sulfato saturado para completar el circuito a través del agua.

Para medir potenciales entre la estructura por proteger y el medio en que ésta se encuentre alojada se debe usar un voltímetro para corriente directa con resistencia interna mínima de 1000 ohms por volts.

INSPECCIÓN.

La inspección durante la construcción de un sistema de protección catódica es, una fase crítica. El sistema mejor diseñado si no es instalado adecuadamente no logrará el objetivo intentado.

CAPÍTULO V.- DISEÑO DE LA LÍNEA DE TRANSPORTE.

V.1.- DATOS DE LA LÍNEA.

POLIDUCTO CACTUS - GUADALAJARA

Q actual:	200,000 bl/día
Q proporcionado por PEMEX:	220,000 bl/día
Q manejar como proyecto:	300,000 bl/día
S gravedad específica	0.5
U Viscosidad cinemática	0.2 csk
K Eficiencia (tubería nueva)	0.8
P mínima de operación	175 lb/pg ² = 12.036 kg/cm ²
L longitud de tubería	1227.625 Km
d diámetro exterior de tubería	24"

SECUENCIA DE CÁLCULO

P. máxima de operación = $\frac{2 * S * t * F * E * t}{D_{int}}$ → Barlow

donde:

S Especificación de tubería: En nuestro caso se utilizó
API StD 5 L--X52

t Espesor de tubería (pg): Se utilizó de 0.344, ya que es el más usado actualmente en PEMEX, como promedio en línea regular, para el poliducto desde Cactus hasta Venta de Carpio, en nuestro caso se prolongó hasta Guadalajara con el mismo espesor por utilizar un mismo diámetro de tubería.

~~F Factor de clase de construcción:~~ Utilizándose la clase II de 0.60, que es el utilizado por PEMEX desde Cactus hasta Guadalajara.

E Factor de expansión por junta de soldadura: En nuestro caso utilizamos 1 para tubería extruida.

T Factor de temperatura de flujo: Con valor de 1 en nuestro proyecto, ya que solamente se utiliza cuando la temperatura es mayor de 220°F.

$$P. \text{ máxima de operación} = \frac{2 * 52.000 * 0.344 * 0.60 * 1 * 1}{23.312} = 920.7 \text{ lb/pg} \\ = 64.7 \text{ Kg/cm}^2$$

$$P. \text{ máxima de operación} = 64.7 \text{ Kg/cm}^2$$

Esta es la máxima presión de operación que podrá soportar la línea de transporte

V.2.- GRADIENTE DE PRESIÓN.

Calculando la pérdida de presión que se tendrá a lo largo de la línea tendremos la ecuación que expresa el gradiente de presión total, puede escribirse de la siguiente manera, al considerar despreciable el efecto de la aceleración.

$$\Delta P_T = \Delta P_f + \Delta P_e$$

donde $\Delta P_T =$ Gradiente de presión total.

ΔP_f = Gradiente de presión por fricción.

ΔP_e = Gradiente de presión por elevación.

PÉRDIDAS DE PRESIÓN POR FRICCIÓN (Δp_f)

$$\Delta P_{\text{fricción}} = \frac{0.0001773 * Q^{1.8116} * S * U^{0.1884}}{d \text{ int}^{4.8188} * K^{1.8116}}$$

$$\Delta P_{\text{fricción}} = \frac{0.0001773 * (300,000)^{1.8116} * 0.5 * (0.2)^{0.1884}}{(23.312)^{4.8188} * (0.8)^{1.8116}}$$

$\Delta P_{\text{fricción}} = 0.21077 \text{ kg/cm}^2/\text{Km}$ **Máxima caída de presión por fricción**

Calculando la $\Delta P_{\text{total fricción}}$ a lo largo de toda la línea tendremos

$$\Delta P_{\text{total fricción}} = \Delta P_{\text{fricción}} * (\text{Longitud total de la línea})$$

$$\Delta P_{\text{total fricción}} = 0.21077 * (1227.625) = 258.74 \text{ Kg/cm}^2$$

$$\Delta P_{\text{total fricción}} = 258.74 \text{ Kg/cm}^2$$

PÉRDIDAS DE PRESIÓN POR ELEVACIÓN (Δp_E)

$$\Delta P_{\text{total elevación}} = (H_{\text{Guadalajara}} - H_{\text{Cactus}}) * S/10$$

$$\Delta P_{\text{total elevación}} = (1660 - 18) * 0.5/10 = 82.1 \text{ Kg/cm}^2$$

$$\Delta P_{\text{total elevación}} = 82.1 \text{ Kg/cm}^2$$

PÉRDIDA DE PRESIÓN TOTAL (ΔP_T)

$$\Delta P_T = \Delta P_f + \Delta P_E$$

$$\Delta P_T = 258.74 + 83.1 = 340.84 \text{ Kg/cm}^2$$

$$\Delta P_T = 340.84 \text{ Kg/cm}^2$$

Ésta es la máxima caída de presión que se tendrá a lo largo de la línea de transporte.

V.3.- CÁLCULO DE LAS ESTACIONES DE BOMBEO.

Con los datos obtenidos de ΔP_T y $P_{\text{max. de operación}}$. Podemos calcular el número de estaciones de bombeo.

$$\text{No. Estaciones} = \frac{\Delta P_{\text{total}}}{P_{\text{max. de operación}}}$$

$$\text{No. Estaciones} = \frac{340.84}{64.7} = 5.26 \rightarrow 6 \text{ Estaciones}$$

No. de Estaciones Totales = 6 Estaciones

UBICACIÓN DE LAS ESTACIONES DE BOMBEO.

Se pretende en este proyecto aprovechar la infraestructura de bombeo que existe actualmente en el sistema de transporte. Es decir que las estaciones serán las mismas, sólo habrá que determinar las condiciones de operación (presión de succión y presión de descarga) utilizando una sola tubería de 24" a todo lo largo del sistema y transportando un volumen total de 300,000 bl/día.

Conociendo el número de estaciones de bombeo a lo largo de toda la línea podemos calcular la ubicación de las estaciones de bombeo. Para poder realizar el cálculo debemos considerar la presión mínima de operación (12.036 Kg/cm^2) que se debe mantener en el producto para evitar que se gasifique (presión de flasheo), manteniendo a lo largo de la línea las condiciones del flujo.

Para cuidar la presión mínima de operación daremos a esta presión un rango de 2 kg/cm^2 para evitar que se pierdan las propiedades del producto y de esta forma garantizar en las entregas la presión requerida, por lo tanto:

La presión mínima de operación será de 14 Kg/cm^2

La primera estación de bombeo esta ubicada en el punto de partida, que es el Complejo Petroquímico, la ciudad de Cactus en el estado de Chiapas

Conociendo la máxima presión de operación en la línea partiremos con un gradiente de presión igual a la máxima presión de operación de la línea, (64.7 Kg/cm²), ubicando la segunda estación de bombeo en el punto en que el gradiente de presión haya caído a la mínima presión de operación (14 Kg/cm²).

Cálculo de la segunda estación de bombeo:

El cálculo de las caídas de presión a lo largo de la línea se determinaran por secciones teniendo en consideración todos los puntos de inyección, puntos de extracción, puntos altos.

1^{RA} ESTACIÓN DE BOMBEO "CACTUS"

PRIMERA SECCIÓN TRAMO CACTUS – PAJARITOS

En la primera estación tenemos el gasto aportado por las estaciones de Cactus y Nuevo Pemex.

Longitud del tramo = 123.7 Km

D. Ext. =	24 pg
D.Int. =	23.312 pg
Altura en Cactus =	18 m
Altura en Pajaritos =	34 m
Gasto entregado en Nuevo Pemex =	40,000 bl/día
Gasto entregado en Cactus =	50,000 bl/día
Gasto total entregado en la estación =	90,000 bl/día

Pérdidas de presión por fricción

$$\Delta P_f = \frac{0.0001773 (90.000)^{1.8116} * 0.5 * (0.2)^{0.1884}}{(23.312)^{4.8188} * (0.8)^{1.8116}}$$

$$\Delta P_f = 0.023799 \text{ kg/cm}^2/\text{Km}$$

$$\Delta P_f = (0.023799) * (123.7) = 2.94 \text{ Kg/cm}^2$$

$$\Delta P_f = 2.94 \text{ Kg/cm}^2$$

Pérdidas de presión por elevación

$$\Delta P_E = (34 - 18) * 0.5/10 = 0.8 \text{ Kg/cm}^2$$

$$\Delta P_E = 0.8 \text{ Kg/cm}^2$$

Pérdida de presión total en la primera sección.

$$\Delta P_T = 2.94 + 0.8 = 3.74 \text{ Kg/cm}^2$$

$$\Delta P_T = 3.74 \text{ Kg/cm}^2$$

Pérdida de presión total a lo largo de toda la línea.

Presión máxima de operación = 64.7 Kg/cm²

$P_{LINEA} = 64.7 - 3.74 = 60.96 \text{ Kg/cm}^2$

SEGUNDA SECCIÓN TRAMO PAJARITOS - MINATITLÁN

En el segundo tramo tenemos el gasto aportado por las estaciones de la primera estación más el gasto aportado por los complejos Petroquímicos compuestos por Cangrejera, Morelos y Pajaritos.

Longitud del tramo =	24.5 Km
Diámetro Ext. =	24 pg
Diámetro Int. =	23.312 pg
Altura en Minatitlán =	9 m
Altura en Pajaritos =	34 m
Gasto entregado en Pajaritos =	40,000 bl/día
Gasto entregado en Cangrejera =	70,000 bl/día
Gasto entregado en Morelos =	30,000 bl/día
Gasto entregado en la primera sección	90,000 bl/día
Gasto total entregado	230,000 bl/día

Pérdidas de presión por fricción

$$\Delta P_f = \frac{0.0001773 (230.000)^{1.8116} + 0.5 * (0.2)^{0.1884}}{(23.312)^{4.8188} * (0.8)^{1.8116}}$$

$$\Delta P_f = 0.13024 \text{ kg/cm}^2/\text{Km}$$

$$\Delta P_f = (0.13024) * (24.5) = 3.19 \text{ Kg/cm}^2$$

$$\Delta P_f = 3.19 \text{ Kg/cm}^2$$

Pérdidas de presión por elevación

$$\Delta P_E = (9 - 34) * 0.5 / 10 = -1.25 \text{ Kg/cm}^2$$

$$\Delta P_E = - 1.25 \text{ Kg/cm}^2$$

El signo negativo indica que tenemos una caída de presión en el sentido del flujo, es decir se sumará la caída de presión a la presión máxima de operación.

Pérdida de presión total en la segunda sección.

$$\Delta P_T = 3.19 - 1.25 = 1.94 \text{ Kg/cm}^2$$

$$\Delta P_T = 1.94 \text{ Kg/cm}^2$$

Pérdida de presión total a lo largo de toda la línea.

$$\text{Presión máxima de operación} = 64.7 \text{ Kg/cm}^2$$

$$P_{\text{LÍNEA}} = 64.7 - 3.74 - 1.94 = 59.02 \text{ Kg/cm}^2$$

TERCERA SECCIÓN TRAMO MINATITLÁN – JALTIPÁN

En el tercer tramo tenemos el gasto aportado por las estaciones de la segunda sección mas el gasto aportado por la terminal de Minatitlán.

Longitud del tramo =	24 Km
Diámetro Ext. =	24 pg
Diámetro Int. =	23.312 pg
Altura en Minatitlán =	9 m
Altura en Jaltipán =	24 m
Gasto entregado en Minatitlán =	40,000 bl/día
Gasto entregado en la segunda sección	230,000 bl/día
Gasto total entregado	270,000 bl/día

Pérdidas de presión por fricción

$$\Delta P_f = \frac{0.0001773 (270.000)^{1.8116} + 0.5 + (0.2)^{0.1884}}{(23.312)^{4.8188} * (0.8)^{1.8116}}$$

$$\Delta P_f = 0.17414 \text{ kg/cm}^2/\text{Km}$$

$$\Delta P_f = (0.17414) \cdot (24.0) = 4.17 \text{ Kg/cm}^2$$

$$\Delta P_f = 4.17 \text{ Kg/cm}^2$$

Pérdidas de presión por elevación

$$\Delta P_E = (24 - 9) \cdot 0.5/10 = 0.75 \text{ Kg/cm}^2$$

$$\Delta P_E = 0.75 \text{ Kg/cm}^2$$

Pérdida de presión total en la tercera sección.

$$\Delta P_T = 4.17 + 0.75 = 4.93 \text{ Kg/cm}^2$$

$$\Delta P_T = 4.93 \text{ Kg/cm}^2$$

Pérdida de presión total a lo largo de toda la línea.

$$\text{Presión máxima de operación} = 64.7 \text{ Kg/cm}^2$$

$$P_{\text{LINEA}} = 64.7 - 3.74 - 1.94 - 4.93 = 54.09 \text{ Kg/cm}^2$$

$$P_{\text{LINEA}} = 54.09 \text{ Kg/cm}^2$$

CUARTA SECCIÓN TRAMO JALTIPÁN – T. BLANCA

En el cuarto tramo tenemos el gasto aportado por las estaciones de la tercera sección menos la extracción que se tiene en el entronque Jaltipán hacia la terminal de Salina Cruz.

Longitud del tramo =	184.2 Km
Diámetro Ext. =	24 pg
Diámetro Int. =	23.312 pg
Altura en T. Blanca =	47 m
Altura en Jaltipán =	24 m
Gasto de extracción en Salina Cruz	35,000 bl/día
Gasto entregado en la tercera sección	270,000 bl/día
Gasto total entregado	235,000 bl/día

Pérdidas de presión por fricción

$$\Delta P_f = \frac{0.0001773 (235.000)^{1.8116} * 0.5 * (0.2)^{0.1884}}{(23.312)^{4.8188} * (0.8)^{1.8116}}$$

$$\Delta P_f = 0.13542 \text{ kg/cm}^2/\text{Km}$$

$$\Delta P_f = (0.13542) * (184.2) = 24.94 \text{ Kg/cm}^2$$

$$\Delta P_f = 24.94 \text{ kg/cm}^2$$

Pérdidas de presión por elevación

$$\Delta P_E = (47 - 24) * 0.5/10 = 1.15 \text{ Kg/cm}^2$$

$$\Delta P_E = 1.15 \text{ Kg/cm}^2$$

Pérdida de presión total en la cuarta sección.

$$\Delta P_T = 24.94 + 1.15 = 26.09 \text{ Kg/cm}^2$$

$$\Delta P_T = 26.09 \text{ Kg/cm}^2$$

Pérdida de presión total a lo largo de toda la línea.

$$\text{Presión máxima de operación} = 64.7 \text{ Kg/cm}^2$$

$$P_{\text{LÍNEA}} = 64.7 - 3.74 - 1.94 - 4.93 - 26.09 = 28.0 \text{ Kg/cm}^2$$

$$P_{\text{LÍNEA}} = 28.0 \text{ Kg/cm}^2$$

QUINTA SECCIÓN TRAMO T. BLANCA – ARROYO MORENO

En el quinto tramo tenemos el gasto aportado por las estaciones de la cuarta sección menos la extracción que se tiene en la terminal de Tierra Blanca.

Longitud del tramo =	40.8 Km
Diámetro Ext. =	24 pg
Diámetro Int. =	23.312 pg
Altura en T. Blanca =	47 m
Altura en Arroyo Moreno =	231 m
Gasto de extracción en Tierra Blanca	15,000 bl/día
Gasto entregado en la cuarta sección	235,000 bl/día
Gasto total entregado	220,000 bl/día

Pérdidas de presión por fricción

$$\Delta P_f = \frac{0.0001773 (220.000)^{1.8116} * 0.5 * (0.2)^{0.1884}}{(23.312)^{4.8188} * (0.8)^{1.8116}}$$

$$\Delta P_f = 0.12016 \text{ kg/cm}^2/\text{Km}$$

$$\Delta P_f = (0.12016)*(40.8)= 4.90 \text{ Kg/cm}^2$$

$$\Delta P_f = 4.9 \text{ kg/cm}^2$$

Pérdidas de presión por elevación

$$\Delta P_E = (231 - 47) * 0.5/10 = 9.1 \text{ Kg/cm}^2$$

$$\Delta P_E = 9.1 \text{ Kg/cm}^2$$

Pérdida de presión total en la cuarta sección.

$$\Delta P_T = 4.90 + 9.10 = 14.00 \text{ Kg/cm}^2$$

$$\Delta P_T = 14.00 \text{ Kg/cm}^2$$

Pérdida de presión total a lo largo de toda la línea.

Presión máxima de operación = 64.7Kg/cm²

$$P_{LÍNEA} = 64.7 - 3.74 - 1.94 - 4.93 - 26.09 - 14.0 = 14.0 \text{ Kg/cm}^2$$

$$P_{LÍNEA} = 14.0 \text{ Kg/cm}^2$$

$P_{\text{operación } 1^{\text{ra}} \text{ estación de bombeo}} = 64.7 \text{ Kg/cm}^2$

Como podemos observar en la caída de presión que se tiene a lo largo de la línea es igual a la presión mínima de operación.

Para cuidar la presión mínima de operación daremos a esta presión un rango adicional de 2 kg/cm^2 para evitar que se pierdan las propiedades del producto y de esta forma garantizar en las entregas la presión requerida por el producto por lo tanto:

La presión mínima de operación será de 14 Kg/cm^2

Como mencionamos la ubicación de la segunda estación de bombeo estará en el punto en el que el gradiente de presión haya caído a la mínima presión de operación (14 Kg/cm^2).

Por lo tanto la segunda estación de bombeo estará ubicada en la estación de Arroyo Moreno.

En la figura 5.1 podemos observar el gradiente de presión que se tiene entre la 1^{ra} estación de bombeo y la segunda estación.

Conociendo la ubicación de la segunda estación de bombeo podemos realizar el mismo procedimiento de cálculo, para poder estimar todas las pérdidas de presión hasta la tercera estación de bombeo.

Si observamos la figura 5.1 podemos ver que el perfil topográfico después de la estación de bombeo de Arroyo Moreno comienza a elevarse de una manera drástica hasta alcanzar su punto máximo en el punto alto "Alta Luz". Este punto se encuentra ubicado a una altura de 2660 s.n.m. En cambio la estación de bombeo de Arroyo Moreno se encuentra ubicada a una altura de 231 s.n.m por lo que al realizar el cálculo de las pérdidas de presión por elevación entre Arroyo Moreno — Alta Luz dan por resultado que las próximas estaciones de bombeo las tendremos que ubicar más cercanas, hasta poder rebasar el punto alto Alta Luz con lo mínima presión de operación (14 kg/cm^2).

Cálculo de las caídas de presión de Arroyo Moreno – Alta Luz.

TRAMO ARROYO MORENO – ALTA LUZ

En este tramo tenemos el gasto aportado por la estación de la terminal Arroyo Moreno.

Realizando el cálculo de la misma manera que la primera estación de bombeo tenemos:

Longitud del tramo	80.2 Km
Diámetro Ext.	24 pg
Diámetro Int.	23.312 pg
Altura en Alta Luz	2,660 m
Altura en Arroyo Moreno	231 m
Gasto total entregado	220,000 bl/día

Pérdidas de Presión por Fricción

$$\Delta P_f = \frac{0.0001773 (220.000)^{1.8116} * 0.5 * (0.2)^{0.1884}}{(23.312)^{4.8188} * (0.8)^{1.8116}}$$

$$\Delta P_f = 0.12016 \text{ kg/cm}^2/\text{Km}$$

$$\Delta P_f = (0.12016) * (80.2) = 9.63 \text{ Kg/cm}^2$$

$$\Delta P_f = 9.63 \text{ kg/cm}^2$$

Pérdidas de presión por elevación

$$\Delta P_E = (2660 - 231) * 0.5 / 10 = 121.45 \text{ Kg/cm}^2$$

$$\Delta P_E = 121.45 \text{ Kg/cm}^2$$

Pérdida de presión total

$$\Delta P_T = 9.63 + 121.45 = 131.08 \text{ Kg/cm}^2$$

$$\Delta P_T = 131.08 \text{ Kg/cm}^2$$

Como se observa en los resultados obtenidos tenemos una caída de presión de 131.08 Kg/cm^2 , además si a esta caída le sumamos las presiones mínimas de operación de 14 Kg/cm^2 que tendremos en cada una de las estaciones, la caída de presión será de 173.08 Kg/cm^2 más 14 Kg/cm^2 que tendremos en el punto alto de Alta Luz, tendremos una caída de presión total de 187.08 Kg/cm^2 .

Por lo tanto en este tramo tendremos que tener tres estaciones de bombeo

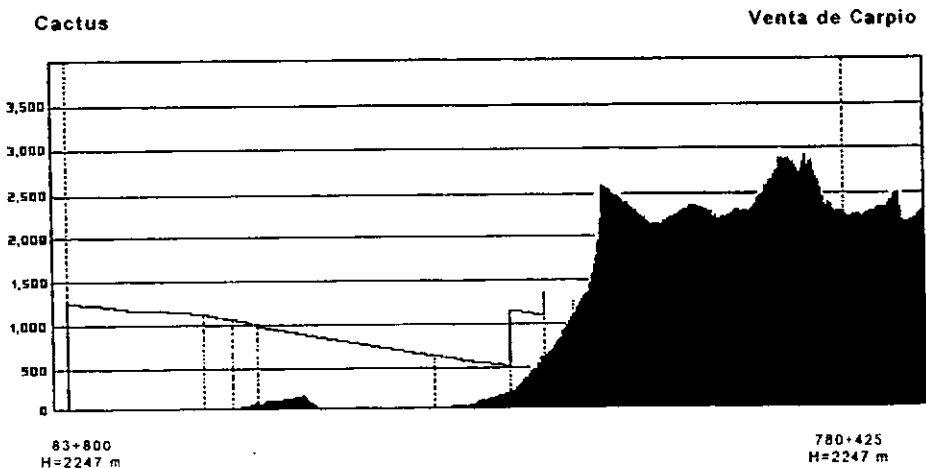


figura 5.1 Perfil topográfico Cactus-Venta de Carpio

2^{DA} ESTACIÓN DE BOMBEO "ARROYO MORENO"

TRAMO ARROYO MORENO – ZAPOAPITA

En este tramo tenemos el gasto aportado por la estación de la terminal Tierra Blanca.

Realizando el cálculo de la misma manera que la primera estación de bombeo tenemos:

Longitud del tramo	39.0 Km
Diámetro Ext.	24 pg
Diámetro Int.	23.312 pg
Altura en Zapoapita	780 m
Altura en Arroyo Moreno	231 m
Gasto total entregado	220,000 bl/día

Pérdidas de presión por fricción

$$\Delta P_f = \frac{0.0001773 (220.000)^{1.8116} \cdot 0.5 \cdot (0.2)^{0.1884}}{(23.312)^{4.8188} \cdot (0.8)^{1.8116}}$$

$$\Delta P_f = 0.12016 \text{ kg/cm}^2/\text{Km}$$

$$\Delta P_f = (0.12016) \cdot (39) = 4.68 \text{ Kg/cm}^2$$

$$\Delta P_f = 4.68 \text{ kg/cm}^2$$

Pérdidas de presión por elevación

$$\Delta P_E = (780 - 231) \cdot 0.5/10 = 27.45 \text{ Kg/cm}^2$$

$$\Delta P_E = 27.45 \text{ Kg/cm}^2$$

Pérdida de presión total

$$\Delta P_T = 4.68 + 27.45 = 33.13 \text{ Kg/cm}^2$$

$$\Delta P_T = 33.13 \text{ Kg/cm}^2$$

Por lo tanto a la caída de presión total $\Delta P_T = 33.13 \text{ Kg/cm}^2$ se le deben sumar los 14 Kg/cm^2 que es la presión mínima de operación que debemos tener en Zapoapita

$$\Delta P_T = 33.13 \text{ Kg/cm}^2 + 14 \text{ Kg/cm}^2 = 47.13 \text{ Kg/cm}^2$$

Por lo que la presión de operación de la segunda estación de bombeo será de 47.13 Kg/cm^2

$P_{\text{operación 2}^{\text{da}} \text{ estación}} = 47.13 \text{ Kg/cm}^2$

3^{RA} ESTACIÓN DE BOMBEO "ZAPOAPITA"

TRAMO ZAPOAPITA – CD. MENDOZA

En este tramo tenemos el gasto aportado por la estación de la terminal Arroyo Moreno

Realizando el calculo de la misma manera que la primera estación de bombeo tenemos:

Longitud del tramo	28.0 Km
Diámetro Ext.	24 pg
Diámetro Int.	23.312 pg
Altura en Zapoapita	780 m
Altura en Cd. Mendoza	1,374 m
Gasto total entregado	220,000 bl/día

Perdidas de Presión por Fricción

$$\Delta P_f = \frac{0.0001773 (220.000)^{1.8116} * 0.5 * (0.2)^{0.1884}}{(23.312)^{4.8188} * (0.8)^{1.8116}}$$

$$\Delta P_f = 0.12016 \text{ kg/cm}^2/\text{Km}$$

$$\Delta P_f = (0.12016) * (28) = 3.36 \text{ Kg/cm}^2$$

$$\Delta P_f = 3.36 \text{ kg/cm}^2$$

Pérdidas de presión por elevación

$$\Delta P_E = (1374 - 780) \cdot 0.5/10 = 29.70 \text{ Kg/cm}^2$$

$$\Delta P_E = 29.70 \text{ Kg/cm}^2$$

Pérdida de presión total

$$\Delta P_T = 3.36 + 29.7 = 33.06 \text{ Kg/cm}^2$$

$$\Delta P_T = 33.06 \text{ Kg/cm}^2$$

Por lo tanto a la caída de presión total $\Delta P_T = 33.06 \text{ Kg/cm}^2$

se le deben sumar los 14 Kg/cm^2 que es la presión mínima de operación que debemos tener en Mendoza.

$$\Delta P_T = 33.06 \text{ Kg/cm}^2 + 14 \text{ Kg/cm}^2 = 47.06 \text{ Kg/cm}^2$$

Por lo que la presión de operación de la tercera estación de bombeo será de 47.06 Kg/cm^2

$$P_{\text{operación } 3^{\text{ra}} \text{ estación}} = 47.06 \text{ Kg/cm}^2$$

4TA ESTACIÓN DE BOMBEO "MENDOZA"

TRAMO CD. MENDOZA - MALTRATA

En este tramo tenemos el gasto aportado por la estación de la terminal Cd. Mendoza.

Realizando el cálculo de la misma manera que la primera estación de bombeo tenemos:

Longitud del tramo	9.0 Km
Diámetro Ext.	24 pg
Diámetro Int.	23.312 pg
Altura en Maltrata	1820 m
Altura en Cd. Mendoza	1374 m
Gasto total entregado	220,000 bl/día

Pérdidas de presión por fricción

$$\Delta P_f = \frac{0.0001773 (220.000)^{1.8116} * 0.5 * (0.2)^{0.1884}}{(23.312)^{4.8188} * (0.8)^{1.8116}}$$

$$\Delta P_f = 0.12016 \text{ kg/cm}^2/\text{Km}$$

$$\Delta P_f = (0.12016) * (9) = 1.08 \text{ Kg/cm}^2$$

$$\Delta P_f = 1.08 \text{ kg/cm}^2$$

Pérdidas de presión por elevación

$$\Delta P_E = (1820 - 1374) * 0.5/10 = 23.28 \text{ Kg/cm}^2$$

$$\Delta P_E = 23.28 \text{ Kg/cm}^2$$

Pérdida de presión total

$$\Delta P_T = 1.08 + 23.28 = 24.36 \text{ Kg/cm}^2$$

$$\Delta P_T = 24.36 \text{ Kg/cm}^2$$

Por lo tanto a la caída de presión total $\Delta P_T = 24.36 \text{ Kg/cm}^2$

se le deben sumar los 14 Kg/cm^2 que es la presión mínima de operación que debemos tener en Cd. Mendoza.

$$\Delta P_T = 24.36 \text{ Kg/cm}^2 + 14 \text{ Kg/cm}^2 = 38.36 \text{ Kg/cm}^2$$

Por lo que la presión de operación de la cuarta estación de bombeo será de 38.36 Kg/cm^2

$$P_{\text{operación 4}^{\text{ta}} \text{ estación}} = 38.36 \text{ Kg/cm}^2$$

5^{TA} ESTACIÓN DE BOMBEO "MALTRATA"

TRAMO MALTRATA-(PUNTO ALTO) ALTA LUZ

En este tramo tenemos el gasto aportado por la estación de la terminal Cd. Mendoza.

Realizando el cálculo de la misma manera que la primera estación de bombeo tenemos:

Longitud del tramo	4.2 Km
Diámetro Ext.	24 pg
Diámetro Int.	23.312 pg
Altura en Maltrata	1820 m
Altura en Alta Luz	2660 m
Gasto total entregado	220,000 bl/día

Pérdidas de presión por fricción

$$\Delta P_f = \frac{0.0001773 (220.000)^{1.8116} * 0.5 * (0.2)^{0.1884}}{(23.312)^{4.8188} * (0.8)^{1.8116}}$$

$$\Delta P_f = 0.12016 \text{ kg/cm}^2/\text{Km}$$

$$\Delta P_f = (0.12016) * (4.2) = 0.50 \text{ Kg/cm}^2$$

$$\Delta P_f = 0.50 \text{ kg/cm}^2$$

Pérdidas de presión por elevación

$$\Delta P_E = (2660 - 1820) * 0.5/10 = 42.00 \text{ Kg/cm}^2$$

$$\Delta P_E = 42.00 \text{ Kg/cm}^2$$

Pérdida de presión total

$$\Delta P_T = 0.50 + 42.00 = 42.50 \text{ Kg/cm}^2$$

$$\Delta P_T = 42.50 \text{ Kg/cm}^2$$

Por lo tanto a la caída de presión total $\Delta P_T = 33.06 \text{ Kg/cm}^2$

se le deben sumar los 14 Kg/cm^2 que es la presión mínima de operación que debemos tener en Maltrata

$$\Delta P_T = 42.50 \text{ Kg/cm}^2 + 14 \text{ Kg/cm}^2 = 56.50 \text{ Kg/cm}^2$$

Por lo que la presión de operación de la quinta estación de bombeo será de 56.50 Kg/cm^2

Con esta presión de operación podemos garantizar los 14 Kg/cm^2 en el punto alto Alta Luz.

Pasando el punto alto se determinarán las caídas de presión hasta la próxima estación de bombeo.

$$P_{\text{operación 5}^{\text{ta}} \text{ estación}} = 56.50 \text{ Kg/cm}^2$$

TRAMO (PUNTO ALTO) ALTA LUZ - PUEBLA

En este tramo tenemos el gasto aportado por la estación de la terminal Maltrata.

Realizando el cálculo de la misma manera que la primera estación de bombeo tenemos:

Longitud del tramo	97.8 Km
Diámetro Ext.	24 pg
Diámetro Int.	23.312 pg
Altura en Puebla	2235 m
Altura en Alta Luz	2660 m
Gasto total entregado	220,000 bl/día

Pérdidas de presión por fricción

$$\Delta P_f = \frac{0.0001773 (220.000)^{1.8116} * 0.5 * (0.2)^{0.1884}}{(23.312)^{4.8188} * (0.8)^{1.8116}}$$

$$\Delta P_f = 0.12016 \text{ kg/cm}^2/\text{Km}$$

$$\Delta P_f = (0.12016) * (97.8) = 11.75 \text{ Kg/cm}^2$$

$$\Delta P_f = 11.75 \text{ kg/cm}^2$$

Pérdidas de presión por elevación

$$\Delta P_E = (2235 - 2660) * 0.5 / 10 = -21.25 \text{ Kg/cm}^2$$

$$\Delta P_E = -21.25 \text{ Kg/cm}^2$$

Pérdida de presión total

$$\Delta P_T = 11.75 - 24.25 = -9.50 \text{ Kg/cm}^2$$

$$\Delta P_T = -9.50 \text{ Kg/cm}^2$$

Pérdida de presión total a lo largo del tramo calculado.

Presión máxima de operación = 56.5 Kg/cm²

$$P_{\text{LINEA}} = 56.5 - 42.5 + 9.5 = 23.5 \text{ Kg/cm}^2$$

$$P_{\text{LINEA}} = 23.5 \text{ Kg/cm}^2$$

TRAMO PUEBLA – SAN MARTÍN

En este tramo tenemos el gasto aportado por la estación de la terminal Maltrata menos la extracción realizada en la estación de Puebla.

Realizando el cálculo de la misma manera que la primera estación de bombeo tenemos:

Longitud del tramo	34.8 Km
Diámetro Ext.	24 pg
Diámetro Int.	23.312 pg
Altura en Puebla	2,235 m
Altura en San Martín	2,250 m
Gasto total entregado	170,000 bl/día

Pérdidas de presión por fricción

$$\Delta P_f = \frac{0.0001773 (170.000)^{1.8116} * 0.5 * (0.2)^{0.1884}}{(23.312)^{4.8188} * (0.8)^{1.8116}}$$

$$\Delta P_f = 0.075325 \text{ kg/cm}^2/\text{Km}$$

$$\Delta P_f = (0.075325) \cdot (34.8) = 2.62 \text{ Kg/cm}^2$$

$$\Delta P_f = 2.62 \text{ kg/cm}^2$$

Pérdidas de presión por elevación

$$\Delta P_E = (2250 - 2235) \cdot 0.5/10 = 0.75 \text{ Kg/cm}^2$$

$$\Delta P_E = 0.75 \text{ Kg/cm}^2$$

Pérdida de presión total

$$\Delta P_T = 2.62 + 0.75 = 3.37 \text{ Kg/cm}^2$$

$$\Delta P_T = 3.37 \text{ Kg/cm}^2$$

Pérdida de presión total a lo largo del tramo calculado.

Presión máxima de operación = 56.5 Kg/cm²

$$P_{\text{LÍNEA}} = 56.5 - 42.5 + 9.5 - 3.37 = 20.13 \text{ Kg/cm}^2$$

$$P_{\text{LÍNEA}} = 20.13 \text{ Kg/cm}^2$$

Si observamos la figura 5.1 podemos ver que el siguiente punto, es un punto alto por lo que en este punto se ubicará la sexta estación de bombeo.

6^{TA} ESTACIÓN DE BOMBEO "SAN MARTÍN"

TRAMO SAN MARTÍN – PUNTO ALTO BUENA VISTA

En este tramo tenemos el gasto aportado por la estación de la terminal en Puebla

Realizando el cálculo de la misma manera que la primera estación de bombeo tenemos:

Longitud del tramo	54.2 Km
Diámetro Ext.	24 pg
Diámetro Int.	23.312 pg
Altura en Punto alto Buena Vista	2920 m
Altura en San Martín	2250 m
Gasto total entregado en Puebla	170,000 bl/día
Gasto total entregado	170,000 bl/día

Pérdidas de presión por fricción

$$\Delta P_f = \frac{0.0001773 (170,000)^{1.8116} * 0.5 * (0.2)^{0.1884}}{(23.312)^{4.8188} * (0.8)^{1.8116}}$$

$$\Delta P_f = 0.075325 \text{ Kg/cm}^2/\text{Km}$$

$$\Delta P_f = (0.075325) \cdot (54.2) = 4.08 \text{ Kg/cm}^2$$

$$\Delta P_f = 4.08 \text{ kg/cm}^2$$

Pérdidas de presión por elevación

$$\Delta P_E = (2920 - 2250) \cdot 0.5/10 = 33.5 \text{ Kg/cm}^2$$

$$\Delta P_E = 33.5 \text{ Kg/cm}^2$$

Pérdida de presión total

$$\Delta P_T = 4.08 + 33.5 = 37.58 \text{ Kg/cm}^2$$

$$\Delta P_T = 37.58 \text{ Kg/cm}^2$$

Por lo tanto a la caída de presión total $\Delta P_T = 37.58 \text{ Kg/cm}^2$

se le deben sumar los 14 Kg/cm^2 que es la presión mínima de operación que debemos tener en el punto alto.

$$\Delta P_T = 37.58 \text{ Kg/cm}^2 + 14 \text{ Kg/cm}^2 = 51.58 \text{ Kg/cm}^2$$

Por lo que la presión de operación de la sexta estación de bombeo será de 51.58 Kg/cm^2

Con esta operación garantizamos que el punto alto de Buena Vista cuenta con la Presión mínima de operación.

$$P_{\text{operación } 6^{\text{ta}} \text{ estación}} = 51.58 \text{ Kg/cm}^2$$

TRAMO PUNTO ALTO BUENA VISTA – VENTA DE CARPIO

En este tramo tenemos el gasto aportado por la estación de la terminal en San Martín.

Realizando el cálculo de la misma manera que la primera estación de bombeo tenemos:

Longitud del tramo	32.45 Km
Diámetro Ext.	24 pg
Diámetro Int.	23.312 pg
Altura en Punto alto Buena Vista	2920 m
Altura en Venta de Carpio	2247 m

Gasto total entregado en San Martín	170,000 bl/día
Gasto total entregado	170,000 bl/día

Pérdidas de Presión por Fricción

$$\Delta P_f = \frac{0.0001773 (170,000)^{1.8116} * 0.5 * (0.2)^{0.1884}}{(23.312)^{4.8188} * (0.8)^{1.8116}}$$

$$\Delta P_f = 0.075325 \text{ Kg/cm}^2/\text{Km}$$

$$\Delta P_f = (0.075325) * (32.425) = 2.44 \text{ Kg/cm}^2$$

$$\Delta P_f = 2.44 \text{ Kg/cm}^2$$

Pérdidas de presión por elevación

$$\Delta P_E = (2247 - 2920) * 0.5/10 = - 33.65 \text{ Kg/cm}^2$$

$$\Delta P_E = - 33.65 \text{ Kg/cm}^2$$

Pérdida de presión total

$$\Delta P_T = 2.44 - 33.65 = - 31.21 \text{ Kg/cm}^2$$

$$\Delta P_T = - 31.21 \text{ Kg/cm}^2$$

Pérdida de presión total a lo largo del tramo calculado.

$$\text{Presión máxima de operación} = 51.58 \text{ Kg/cm}^2$$

$$P_{\text{LÍNEA}} = 51.58 - 37.58 + 31.21 = 45.2 \text{ Kg/cm}^2$$

$$P_{LÍNEA} = 45.2 \text{ Kg/cm}^2$$

Si observamos la figura 5.2 podemos observar los gradientes de presión en los puntos antes mencionados hasta la estación de Venta de Carpio

Los valores de los gradientes de presión son los calculados en el diseño realizado.

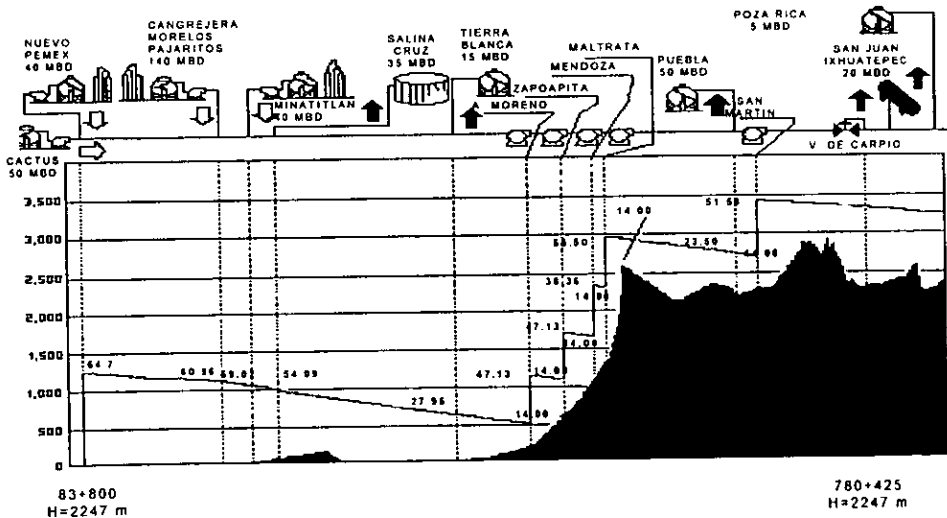


figura 5.2 Perfil topográfico con los gradientes de presión,

TRAMO VENTA DE CARPIO – SANTA ANA

En este tramo tenemos el gasto aportado por la estación de la terminal en San Martín, menos las extracciones realizadas en Venta de Carpio.

En Venta de Carpio parten las líneas de extracción hacia Poza Rica y San Juan Ixhuatepec.

Realizando el cálculo de la misma manera que la primera estación de bombeo tenemos:

Longitud del tramo	43.375 Km
Diámetro Ext.	24 pg
Diámetro Int.	23.312 pg
Altura en Santa Ana	2310 m
Altura en Venta de Carpio	2247 m
Gasto total entregado en San Martín	170,000 bl/día
Gasto de extracción en Poza Rica	5,000 bl/día
Gasto de extracción San Juan Ix.	20,000 bl/día
Gasto total entregado	145,000 bl/día

Pérdidas de presión por fricción

$$\Delta P_f = \frac{0.0001773 (145,000)^{1.8116} * 0.5 * (0.2)^{0.1884}}{(23.312)^{4.8188} * (0.8)^{1.8116}}$$

$$\Delta P_f = 0.056467 \text{ Kg/cm}^2/\text{Km}$$

$$\Delta P_f = (0.056467) * (43.375) = 2.44 \text{ Kg/cm}^2$$

$$\Delta P_f = 2.44 \text{ kg/cm}^2$$

Pérdidas de presión por elevación

$$\Delta P_E = (2310 - 2247) * 0.5 / 10 = 3.15 \text{ Kg/cm}^2$$

$$\Delta P_E = 3.15 \text{ Kg/cm}^2$$

Pérdida de presión total

$$\Delta P_T = 2.44 - 3.15 = 5.59 \text{ Kg/cm}^2$$

$$\Delta P_T = 5.59 \text{ Kg/cm}^2$$

Pérdida de presión total a lo largo del tramo calculado.

$$\text{Presión máxima de operación} = 51.58 \text{ Kg/cm}^2$$

$$P_{\text{LÍNEA}} = 51.58 - 37.58 + 31.21 - 5.59 = 39.62 \text{ Kg/cm}^2$$

$$P_{\text{LÍNEA}} = 39.62 \text{ Kg/cm}^2$$

TRAMO SANTA ANA - TULA

En este tramo tenemos el gasto aportado por la estación de la terminal en San Martín, menos las extracciones realizadas en Venta de Carpio y Santa Ana.

En Santa Ana parte la línea de extracción hacia Tepeji del Río.

Realizando el cálculo de la misma manera que la primera estación de bombeo tenemos:

Longitud del tramo	15.875 Km
Diámetro Ext.	24 pg
Diámetro Int.	23.312 pg
Altura en Santa Ana	2,310 m
Altura en Tula	2,208 m
Gasto total entregado en San Martín	170,000 bl/día
Gasto de extracción en Poza Rica	5,000 bl/día
Gasto de extracción San Juan lx.	20,000 bl/día
Gasto de extracción Tepeji	60,000 bl/día
Gasto total entregado	85,000 bl/día

Pérdidas de presión por fricción

$$\Delta P_f = \frac{0.0001773 (85,000)^{1.8116} * 0.5 * (0.2)^{0.1884}}{(23.312)^{4.8188} * (0.8)^{1.8116}}$$

$$\Delta P_f = 0.021458 \text{ Kg/cm}^2/\text{Km}$$

$$\Delta P_f = (0.021458) * (15.875) = 0.34 \text{ Kg/cm}^2$$

$$\Delta P_f = 0.34 \text{ kg/cm}^2$$

Pérdidas de presión por elevación

$$\Delta P_E = (2208 - 2310) * 0.5/10 = -5.1 \text{ Kg/cm}^2$$

$$\Delta P_E = -5.1 \text{ Kg/cm}^2$$

Pérdida de presión total

$$\Delta P_T = 0.34 - 5.1 = -4.76 \text{ Kg/cm}^2$$

$$\Delta P_T = -4.76 \text{ Kg/cm}^2$$

Pérdida de presión total a lo largo del tramo calculado.

Presión máxima de operación = 51.58 Kg/cm²

$$P_{\text{LINEA}} = 51.58 - 37.58 + 31.21 - 5.59 + 4.76 = 44.38 \text{ Kg/cm}^2$$

$$P_{\text{LINEA}} = 44.38 \text{ Kg/cm}^2$$

TRAMO TULA - PUNTO ALTO SAN FRANCISCO - LA NAVE

En este tramo tenemos el gasto aportado por la estación de la terminal en San Martín, menos las extracciones realizadas en Venta de Carpio, Santa Ana y Tula.

Realizando el cálculo de la misma manera que la primera estación de bombeo tenemos:

Longitud del tramo	29.75 Km
Diámetro Ext.	24 pg
Diámetro Int.	23.312 pg
Altura en Punto alto	2,683 m
Altura en Tula	2,208 m
Gasto total entregado en San Martín	170,000 bl/día
Gasto de extracción en Poza Rica	5,000 bl/día
Gasto de extracción San Juan lx.	20,000 bl/día
Gasto de extracción Tepeji	60,000 bl/día
Gasto de extracción Tula	30,000 bl/día
Gasto total entregado	55,000 bl/día

Pérdidas de Presión por Fricción

$$\Delta P_f = \frac{0.0001773 (55,000)^{1.8116} * 0.5 * (0.2)^{0.1884}}{(23.312)^{4.8188} * (0.8)^{1.8116}}$$

$$\Delta P_f = 0.0097522 \text{ Kg/cm}^2/\text{Km}$$

$$\Delta P_f = (0.0097522) * (29.75) = 0.29 \text{ Kg/cm}^2$$

$$\Delta P_f = 0.29 \text{ kg/cm}^2$$

Pérdidas de presión por elevación

$$\Delta P_E = (2683 - 2208) * 0.5 / 10 = 23.75 \text{ Kg/cm}^2$$

$$\Delta P_E = 23.75 \text{ Kg/cm}^2$$

Pérdida de presión total

$$\Delta P_T = 0.29 + 23.75 = 24.04 \text{ Kg/cm}^2$$

$$\Delta P_T = 24.04 \text{ Kg/cm}^2$$

Pérdida de presión total a lo largo del tramo calculado

Presión máxima de operación = 51.58 Kg/cm²

$$P_{LÍNEA} = 51.58 - 37.58 + 31.21 - 5.59 + 4.76 - 24.04 = 20.34 \text{ Kg/cm}^2$$

$$P_{LÍNEA} = 20.34 \text{ Kg/cm}^2$$

Esta es la presión del punto alto (20.34 Kg/cm²), por lo que al compararla con la presión mínima de operación observamos que cumple con el requisito de 14 Kg/cm²

Si observamos la figura 5.3 muestra el perfil topográfico con los gradientes calculados. Esta figura muestra que el punto alto San Francisco-La Nave es el último punto de altura por lo que a partir de este punto el gas LPG viajará por gravedad, por lo que tendremos que utilizar estaciones de regulación para controlar la presión de la línea y de esta manera no rebasar la presión de operación y evitar poner en riesgo de ruptura la línea, en el trayecto en los puntos en que la columna hidrostática tienda a rebasar la presión máxima de operación, se utilizarán dos estaciones de regulación una en Palmillas y otra en Valtierra se cuenta además de una estación de regulación y medición en Venta de Carpio como distribución hacia San Juan Ixhuatepec y hacia la Terminal 2000 en Azcapotzalco, D.F.

En la estación Venta de Carpio podemos regular la presión y de esta manera tener los 14 Kg/cm² en lugar de los 20 Kg/cm² que originalmente se calcularon, según sea la demanda hacia el Valle de México.

En la figura 5.3 podemos observar los últimos gradientes hasta la terminal de entrega en Guadalajara.

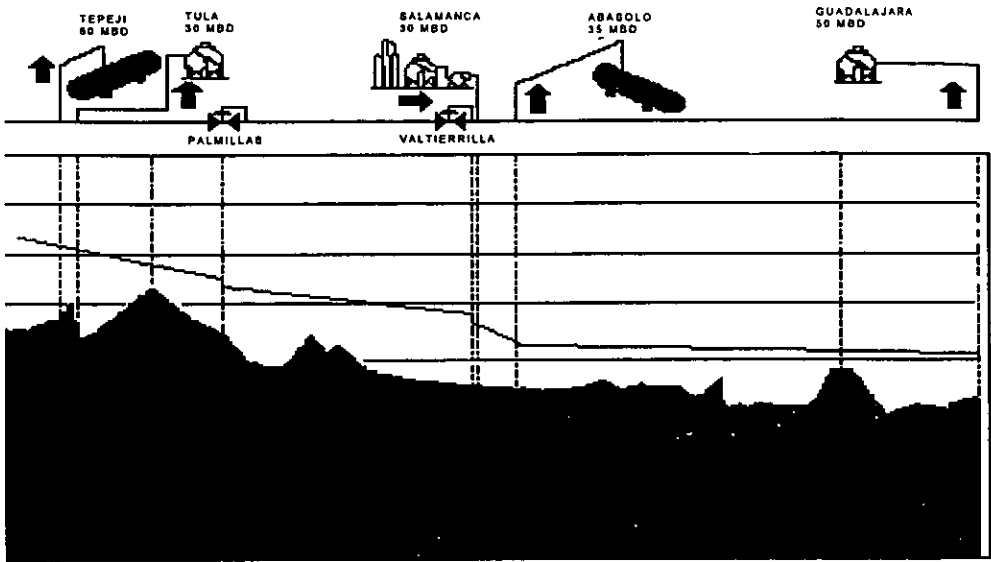


figura 5.3 perfil topográfico Venta de Carpio – Guadalajara.

En la tabla 5.1 se desglosan los 300,000 BPD que se transportarán en el ducto además de detallar los puntos de entrega del producto.

Estos puntos de entrega son los que actualmente maneja PEMEX pero podrían variar, dependiendo de la demanda nacional.

INYECCIONES		EXTRACCIONES	
CENTRO	BPD	TERMINAL	BPD
NUEVO PEMEX	40000	SALINA CRUZ	35000
CACTUS	50000	TIERRA BLANCA	15000
CANGREJERA	70000	PUEBLA	50000
MORELOS	30000	POZA RICA	5000
PAJARITOS	40000	S. J. IXHUATEPEC	15000
MINATITLAN	40000	TEPEJI	40000
SALAMANCA	30000	TULA	60000
		ABASOLO	30000
		GUADALAJARA	50000
TOTAL	300000	TOTAL	300000

Tabla 5.1.- Inyecciones y extracciones de la línea de transporte.

El diseño de la línea de transporte nos muestra como resultado la localización de los puntos de bombeo además de las presiones máximas de operación en cada estación de bombeo

En la tabla 5.2 se muestran los resultados del diseño de la línea de transporte. Así como también la ubicación de estos puntos.

TABLA 5.2.- RESULTADOS DEL DISEÑO DE LA LÍNEA DE TRANSPORTE POLIDUCTO CACTUS - GUADALAJARA

No. DE ESTACIÓN	NOMBRE	UBICACIÓN Km	PRESIÓN TRABAJO Kg/cm ²	SERVICIO	GASTO
1.0	CACTUS	0.0	64.7	BOMBEO	50,000
1.1	N. PEMEX	0.0	64.7	BOMBEO	40,000
1.2	PAJARITOS	123.7	60.96	INYECCIÓN	40000
1.3	MORELOS	123.7	60.96	INYECCIÓN	30,000
1.4	CANGREJE	123.7	60.96	INYECCIÓN	70,000
1.5	MINATITL	148.2	59.02	INYECCIÓN	40,000
1.6	S. CRUZ			EXTRACCIÓN	35,000
1.7	T. BLANCA	356.4	28.00	EXTRACCIÓN	15,000
1.8	A. MORENO	396.4	14.00	LLEGADA	220,000
2.0	A. MORENO	396.4	47.13	BOMBEO	220,000
3.0	ZAPOAPITA	435.4	47.06	BOMBEO	220,000
4.0	MENDOZA	463.4	38.36	BOMBEO	220,000
5.0	MALTRATA	472.4	56.50	BOMBEO	220,000
5.1	ALTA LUZ	476.6	14.00	PUNTO ALTO	220,000
5.2	PUEBLA	574.4	23.5	EXTRACCIÓN	50,000
5.3	S. MARTIN	628.6	20.13	LLEGADA	170,000
6.0	S. MARTIN	628.6	51.58	BOMBEO	170,000
6.1	BUENA VISTA	682.8	14.0	PUNTO ALTO	170,000

TABLA 5.2.- RESULTADOS DEL DISEÑO DE LA LÍNEA DE TRANSPORTE POLIDUCTO CACTUS - GUADALAJARA

6.2	VENTA DE CARPIO	715.22	42.2	MEDICIÓN	170,000
6.4	SAN JUAN IXHUATEPEC	715.22	42.2	EXTRACCIÓN	20,000
6.5	SANTA ANA	758.59	39.62	MEDICIÓN	145,000
6.7	TULA	774.47	44.38	EXTRACCIÓN	30,000
6.9	PALMILLAS	844.22	44.51	REGULACIÓN	55,000
6.11	SALAMANCA	983.52	41.52	INYECCIÓN	30,000
6.13	ATOTONILCO	1158.62	15.8	PUNTO ALTO	50,000

V.4.- COSTO ESTIMADO DE LA CONSTRUCCIÓN DEL POLIDUCTO CACTUS GUADALAJARA.

Se realizará un análisis económico promedio del poliducto Cactus – Guadalajara teniendo las siguientes consideraciones.

COSTOS DE LÍNEAS DE CONDUCCIÓN

Análisis de costos por metro lineal de líneas de conducción, considerando 100 Km de línea regular, apertura, conformación y conservación de derecho de vía y áreas de almacenamiento, excavación de zanja, con un promedio 70% tierra y 30% roca, movimiento, almacenamiento y distribución de materiales (válvulas, conexiones, accesorios, anticorrosivos, etc.), acarreo y tendido de tubería, doblado alineado y soldado de tubería, inspección radiográfica, limpieza, recubrimiento exterior y bajado de tubería, tapado de tubería incluyendo el suministro de material suave para cama y colchón, obra civil y mecánica de las instalaciones superficiales (una trampa para envío de diablos, válvula de seccionamiento, trampa doble para recibo y envío de diablos, válvula de seccionamiento y trampa para recibo de diablos, todas en especificación 600 ANSI, RTJ para este análisis de costos), pintura exterior anticorrosiva de las

instalaciones superficiales, prueba hidrostática, limpieza interior de la tubería, protección catódica, limpieza final del derecho de vía, ingeniería, materiales, supervisión de construcción y administración de toda la obra. Cantidades expresadas en pesos por metro de línea. Este análisis no incluye obras especiales como: Cruzamientos de arroyos, pantanos, lagunas, ríos, barrancas, corredores de tuberías en operación, vías de ferrocarril, carreteras vecinales, estatales y federales, ni obras de arte, puentes, estructuras o caminos de acceso a las instalaciones superficiales, debido a que estos costos varían en cantidad y magnitud en cada región y proyecto específico.

Nota: El costo del recubrimiento anticorrosivo es 129.78 \$/M corresponde a la aplicación normal en línea regular con los siguientes rendimientos por Km.-. Pintura primaria – 190 lts.; esmalte- 12.2 Tons.; Vidrioflex – 16 rollos; Vidromat – 40 rollos con ancho de cinta 18”.

Para tubería lastrada; se deberá considerar una capa de pintura, dos capas de esmalte, dos capas de vidrioflex y una

capa de vidromat, con base a los rendimientos indicados en la nota anterior y costo estimado de 232.00 \$/M. y peso de 26.8326 Kg/metro.

Para tuberías con temperaturas de operación de 80 a 120 grados centígrados, considerar la aplicación de 68 rollos de cinta termocontractil rayclad 120 de 0.050" de espesor y 11" de ancho, con 177 metros de adhesivo filler de 0.060" de espesor y 1.5" de ancho para las uniones soldadas, por Km, de tubería, con un costo unitario de 399.00 \$/M.

Para tuberías lastradas con temperaturas de operación de 80 a 120 grados centígrados, considerar la aplicación de 68 rollos de cinta termocontractil rayclad 120 de 0.075" de espesor y 11" de ancho, con 177 metros de adhesivo filler de 0.075" de espesor y 1.5" de ancho para las uniones soldadas, por Km de tubería, con un costo unitario de 487.17 \$/M. Para recubrimiento epóxico por fusión, considerar 246.57 \$/M. Para aplicación normal de 16 mils. de espesor de película seca en línea regular y 440.90 \$/M. Para 32 mils. de espesor en tubería lastrada.

pulgada	PESO DE TUBERÍA Kg/M	TUBERÍA A PARTIR DE AÑO DE 1998	FLETES DE TODO EL MATERIAL	LÍNEA REGULAR	INSTALACIONES & SUPERFICIALES	INSPECCIÓN RADIOGRÁFICA	PROTECCIÓN CÁTODICA	INGENIERÍA	ADMÓN. Y SUPERV. DE CONSTRUCCIÓN	COSTO TOTAL DE LÍNEA POR METRO	COSTO TOTAL DE LÍNEA POR METRO
(0.201")	106.03	949.97	23.00	640.45	22.99	41.43	15.52	38.43	98.19	2,033.02	2,033.02
(0.344")	129.45	1,159.58	28.08	640.45	22.99	41.43	15.52	38.43	98.19	2,247.71	2,247.71
(0.406")	152.38	1,363.80	33.05	640.45	22.99	41.43	15.52	38.43	98.19	2,457.91	2,457.91
(0.489")	175.56	1,671.28	38.08	640.45	22.99	41.43	15.52	38.43	98.19	2,670.40	2,670.40
(0.602")	208.54	1,875.38	45.46	640.45	22.99	41.43	15.52	38.43	98.19	2,981.89	2,981.89
(0.689")	255.14	2,283.50	55.24	640.45	22.99	41.43	15.52	38.43	98.19	3,389.90	3,389.90
(0.812")	299.92	2,880.70	64.97	640.45	22.99	41.43	15.52	38.43	98.19	3,898.73	3,898.73

Tabla 5.3 Costos de líneas de conducción para 1996

Tubería a partir de enero 1998 de 24" X-52 con espesor de 0.344
 Peso de tubería 129.45 Kg/m. Peso anticorrosivos 14.907 Kg/m

1244.4	137.58	17.09	68.37	43.8	867.1	31.72	57.19	24.01	53.04	135.54	2679.9
--------	--------	-------	-------	------	-------	-------	-------	-------	-------	--------	--------

Tabla 5.3 costos de líneas de conducción para 1998

V.5.- ANÁLISIS PARA ACTUALIZAR COSTOS.

Para actualizarlos costos se utilizara la siguiente metodología

$$F = P(1 + i)^N$$

DONDE :

P = PRINCIPAL O COSTO ACTUAL(\$)

I = TASA DE INTERES. (FRACCIÓN)

N = AÑOS

F = VALOR FUTURO.(\$)

SE CONSIDERA UNA INFLACIÓN DEL 15% ANUAL CON RESPECTO AL AÑO DE 1998 A LA FECHA DEL AÑO 2000

Considerando esta inflación y con la metodología antes descrita se aproximará el costo del año de 1998 con respecto al año 2000.

Siguiendo el criterio se realizará un ejemplo en donde actualizaremos algunos costos:

EJEMPLO:

En la tabla de los costos la tubería tiene un costo de 1,249.49 pesos por metro para el año de 1998, pero el actual es el año 2000 este implica que son dos años, a la fecha del año 2000, aplicando la ecuación tenemos el siguiente resultado.

$$F = P\$ (1 + i) ^ N$$

$$P\$ = \$1,244.49$$

$$i = 15\%$$

$$N = 2 \text{ años.}$$

$$F = 1,249.49 (1 + 0.15)^2$$

$$F = 1,645.83 \text{ pesos por metro}$$

DONDE EL COSTO ACTUAL PROMEDIO ES \$ 1,645.83/metro

Esta es una forma de aproximar el costo al año 1998 con relación al 2000. Existen otros factores económicos que alteran dicho costo que no son tema de dicha materia.

Siguiendo el criterio del ejemplo anterior para cada uno de los valores de la tabla 5.3 para costos de 1988 tenemos;

Tubería a partir de enero 2000 de 24" X-52 con espesor de 0.344.

Peso de tubería 129.45 Kg/m. Peso anticorrosivos 14.907 Kg/m

Material	Costo
Tubería	1645.8
Anticorrosivos	181.92
Tratamiento	22.08
Centros	90.41
Tratamiento	57.92
Tratamiento	1146.7
Tratamiento	41.95
Tratamiento	75.63
Tratamiento	31.75
Tratamiento	70.14
Tratamiento	179.25
Costo	3544.1

Tabla 5.4 costos de líneas de conducción para 2000.

Tubería de 24", X-52, con espesor de 0.344, Peso de tubería 129.45 Kg/m. Peso anticorrosivos 14.907 Kg/m

De Cactus a Guadalajara con una longitud de 1227.625 Km

El costo total por metro es de \$3544.14/m por lo que el costo promedio del total de la línea será de;

$$(1227625m) \times (\$3544.14/m) = \$4314046118$$

COSTO TOTAL PROMEDIO DE LA LÍNEA \$ 4'314'046'118.00

Nota: No incluye el costo de obras especiales.

EQUIPO DE BOMBEO PARA GAS LPG.

En cada estación de bombeo se tienen 2 turbinas de gas marca Ruston, modelo TB5000 de 4900 h.p., acopladas a bombas centrífugas marca Byron Jackson, modelo F-10X13.

Además de una bomba de relevo con las mismas características.

El flujo mínimo manejado por la bomba es de 120,000 bpd y el máximo es de 150,000 bpd.

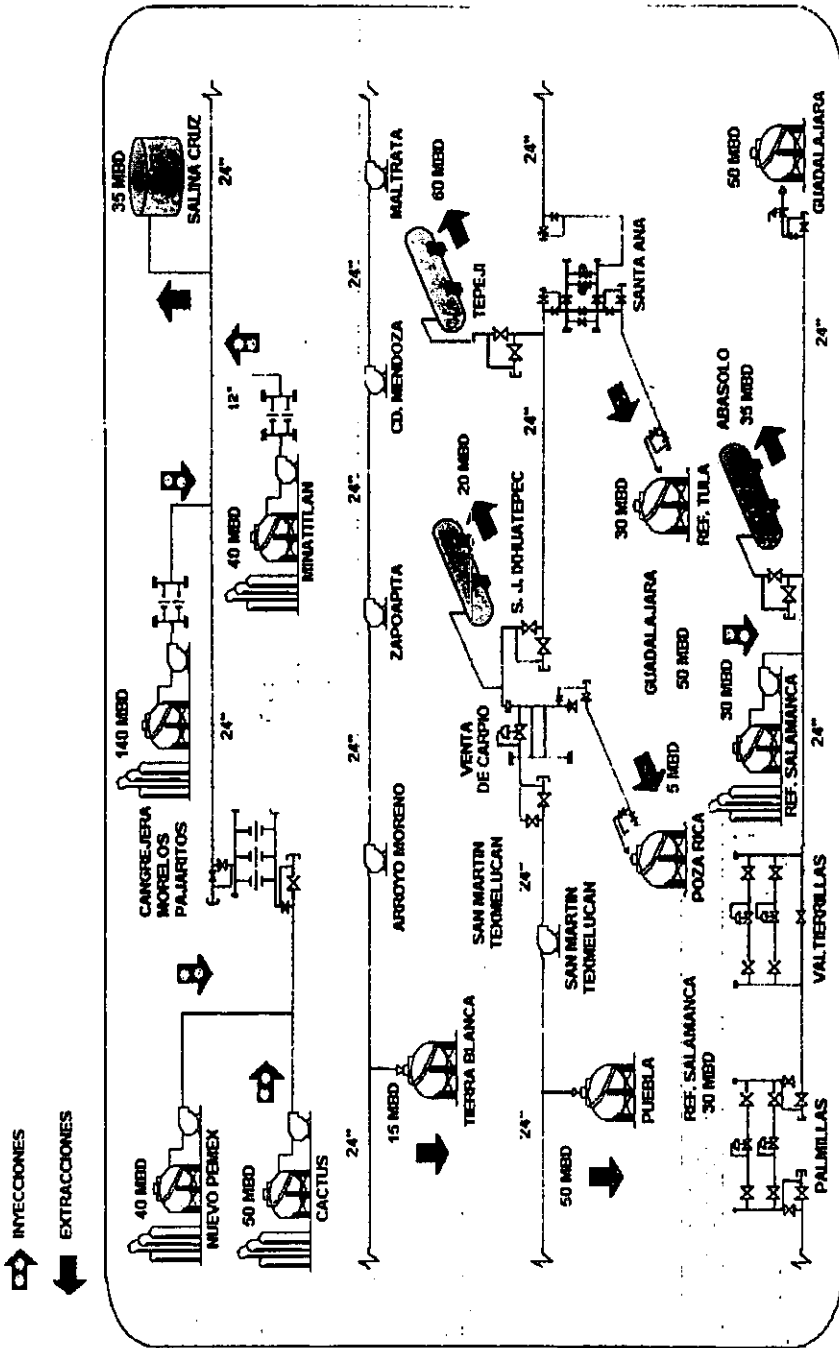


Figura 5.4.- Inyecciones, extracciones y estaciones de regulación Cactus - Guadalajara.

CAPÍTULO VI.- OPERACIÓN DE LA LÍNEA DE TRANSPORTE.

Este capítulo tiene como finalidad establecer los procedimientos necesarios para coordinar las actividades entre las distintas dependencias de Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios, involucrados en la producción, el transporte, el almacenamiento y la distribución de gas licuado relacionados con el LPG-ducto de 24" d.n. Cactus-Guadalajara. Estas actividades están contempladas para ser desarrolladas cuando las condiciones operativas sean estables, inestables y en situaciones de emergencia.

ÁMBITO DE APLICACIÓN

La operación para este sistema es de aplicación obligatoria por el Centro de Control Venta de Carpio en todas las actividades de inyección, transporte y extracción de gas licuado realizadas por los centros productores, estaciones de bombeo, regulación y medición y terminales de almacenamiento y distribución de gas licuado y que están relacionadas con el LPG-ducto de 24" d.n. Cactus-Guadalajara.

ALCANCES Y LIMITACIONES

Se incluyen los aspectos de coordinación de las operaciones que realiza el Centro de Control Venta de Carpio, para el funcionamiento del sistema de transporte de gas licuado por el LPG-ducto de 24" d.n. Cactus-Guadalajara. Esta coordinación operativa es de manera general, incluyendo los detalles técnicos de construcción, operación, mantenimiento e instrumentación de cada elemento o instalación en particular. Cada instalación en particular debe tener su propio manual de operación donde se especifican sus detalles técnicos-operativos.

Debido a que la operación de este sistema de transporte es dinámica, el manual deberá ser revisado y actualizado a solicitud de cualquiera de las áreas involucradas y así mantenerlo vigente ante cualquier situación que se presente.

RESPONSABLES DE APLICAR EL PROCEDIMIENTO

Este procedimiento deberá ser aplicado por las siguientes dependencias:

PEMEX GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA

- Gerencia de Operación.- Subdirección de Producción

C.P.Q. Nuevo PEMEX

C.P.Q. Cactus

T.R. Pajaritos

C.P.Q. Poza Rica

- Gerencia de Operación.- Subdirección de Ductos

Centro de Control Venta de Carpio

Estaciones de bombeo, regulación y medición

Sectores operativos

- Gerencia de Operaciones.- Subdirección de Gas Licuado y Petroquímicos

Básicos

Terminal Tierra Blanca

Terminal Puebla

Terminal San Juan Ixhuatepec

Terminal Poza Rica

Terminal Tepeji del Río

Terminal Tula

Terminal Abasolo

Terminal Guadalajara

Terminal Terrestre Salina Cruz

Terminal Refrigerada Salina Cruz

PEMEX REFINACIÓN

- Gerencia de Control de Producción.- Subdirección de Producción

Refinería Lázaro Cárdenas del Río, Minatitlán, Ver.

Refinería Ing. Antonio Dovali Jaime, Salina Cruz, Oax.

Refinería Ing. Antonio M. Amor, Salamanca, Gto.

VI.1.- INTRODUCCIÓN.

Como parte del programa de administración de la seguridad de los procesos, la gerencia de operación de la subdirección de ductos está interesada en la aplicación de sistemas y controles a los procesos que intervienen en el transporte de gas licuado por ducto, con la finalidad de identificar, comprender y controlar los riesgos para evitar las lesiones y los incidentes relacionados con esta actividad.

Uno de los elementos de administración de seguridad de los procesos son los manuales de procedimientos, los cuales ofrecen a los que operan el proceso una comprensión de los parámetros y límites para una operación segura. Así como los pasos a seguir para operar los procesos en condiciones normales y corregir o evitar desviaciones.

Por tal motivo, las distintas secciones del Manual de Operación del LPG-ducto de 24" d.n. Cactus-Guadalajara tienen la finalidad de establecer los procedimientos para coordinar las actividades entre las distintas dependencias de Petróleos Mexicanos que intervienen en el transporte de gas licuado por este sistema de ductos. Como ámbito de aplicación de este manual se incluye al Centro de Control Venta de Carpio, quien es el

responsable de coordinar la operación del LPG-ducto en sus inyecciones desde los centros procesadores de gas, extracciones de las terminales de almacenamiento y distribución, estaciones de bombeo, regulación y medición del gas licuado.

En la sección de especificaciones y descripción general del ducto se proporcionan las características de la tubería, como son el diámetro, la longitud, el espesor, así como su máxima presión de operación permisible. También se da la localización de las instalaciones superficiales, así como el inventario de las instalaciones por sector. Posteriormente se proporcionan los diagramas de flujo del sistema, con los cuales ha sido posible desarrollar una filosofía de operación del LPG-ducto; la cual permite realizar de manera sistemática y consistente las actividades para el inicio, la suspensión, el incremento, la reducción y el paro de emergencia por falla en este sistema de transporte.

En la sección de perfiles y gradientes hidráulicos se presentan solamente algunas opciones de operación, debido a que no es posible hacerlo para todas las combinaciones posibles. Dentro de estas opciones se incluyen los cálculos para el transporte de LPG, butano y propano. Así como

los volúmenes mínimos y máximos que se pueden manejar a través de las estaciones de bombeo, regulación y medición.

Finalmente, siendo el sistema de comunicación el elemento más importante para la coordinación operativa, se presenta un diagrama esquemático con las líneas generales de comunicación y el directorio de los centros de trabajo relacionados con la operación del ducto y de los encargados de coordinar su operación.

VI.2.- PUESTA EN OPERACIÓN DEL SISTEMA.

~~La puesta en operación del LPG-ducto debe cumplir con los siguientes~~
requerimientos:

- Revisión visual de todas las instalaciones.
- Calibración de instrumentos.
- Prueba operativa de las válvulas.
- Prueba de las protecciones de las estaciones de bombeo.
- Pruebas de arranque de las bombas.

VI.3.- INICIO DE BOMBEO.

1.- Los inicios, suspensiones o cambios en los programas de transporte de gas licuado por ducto, deberán ser programados por la gerencia de operación (ductos), a solicitud de las gerencias de operación (producción) y operación de terminales para respetar y apegarse a la logística establecida para el LPG-ducto Cactus-Guadalajara. La gerencia de operación (ductos) comunicará al Centro de Control Venta de Carpio en su oportunidad, la hora y el programa de bombeo. No deberá programarse un bombeo para las estaciones menor a 120 mbd.

2.- El Centro de Control Venta de Carpio deberá comunicarse previamente con el Centro de Control Pajaritos, quien es el responsable de coordinar las inyecciones de los centros productores de Nuevo PEMEX, Cactus, Pajaritos (rebombeo de Morelos y Cangrejera) y Minatitlán; así como con las estaciones de bombeo, regulación y medición y las terminales de recibo, con el fin de establecer las condiciones operativas de presiones y gastos en función del programa de transporte y distribución establecidos. No se deberá iniciar el bombeo en caso de que existan fallas de comunicación.

3.- El Centro de Control Pajaritos comunicará al Centro de Control

Venta de Carpio, cual o cuales centros productores iniciarán, el bombeo y cuanto será el volumen a inyectar, así como la hora y la secuencia de entrada de cada Centro.

4.- El Centro de Control Venta de Carpio antes de tomar acciones deberá confirmar con Pajaritos, las estaciones de bombeo, regulación y medición y las terminales de recibo que están en condiciones de iniciar la inyección, el bombeo, la regulación, la medición y la extracción de gas licuado.

5.- Una vez establecidas las condiciones de transporte, el Centro de Control Venta de Carpio autorizará al Centro de Control Pajaritos iniciar el bombeo, reportando éste último la hora de inicio, el gasto, la presión, así como el centro productor. Deberá evitarse el inicio simultáneo de bombeo de dos o más centros productores para evitar represionamientos en el sistema. Las estaciones de bombeo estarán trabajando en vacío o recirculando previo a su inicio de operación.

6.- El Centro de Control Venta de Carpio notificará al Centro de Control Pajaritos cuando deba incrementar paulatinamente la inyección y se

comunicará con las estaciones de bombeo para iniciar el rebombeo conforme se les refleje el incremento de presión y gasto. El Centro de Control Pajaritos y las estaciones de bombeo comunicarán al Centro de Control Venta de Carpio la hora de inicio de entrada en operación y sus condiciones de gasto y presión.

7.- El Centro de Control Venta de Carpio solicitará secuencial y paulatinamente a cada terminal de recibo iniciar su extracción al volumen indicado, informando cada una de ellas la hora, el volumen y la presión con que inició su recibo. Deberá evitarse iniciar la extracción de gas licuado en las terminales de manera simultánea y súbita para evitar depresionamientos en el sistema, salvo que así lo indique el Centro de Control Venta de Carpio.

8.- El Centro de Control Venta de Carpio se coordinará con el Centro de Control Pajaritos, las estaciones de bombeo, regulación y medición y las terminales de recibo para hacer los ajustes necesarios, hasta normalizar las inyecciones, presiones y extracciones programadas.

9.- En ocasiones el Centro de Control Venta de Carpio solicitará al Centro de Control Pajaritos o a las terminales iniciar, reducir, incrementar o suspender las inyecciones o las extracciones de manera transitoria o fuera de programa durante el proceso de inicio de bombeo para hacer ajustes de presiones y gastos.

10.- El Centro de Control Venta de Carpio deberá anotar en la bitácora, los eventos relevantes y su hora de ocurrencia del proceso de inicio de bombeo e informará a la gerencia de operación (ductos).

11.- El Centro de Control Venta de Carpio informará oportunamente a la gerencia de operación (ductos) los eventos relevantes que afecten la operación y el cumplimiento del programa de transporte de gas licuado.

VI.4.- INCREMENTO DE BOMBEO.

1.- Los incrementos de bombeo deberán ser solicitados, programados y autorizados por la gerencia de operación (ductos) a solicitud de la gerencia de operación de terminales o la gerencia de operación (producción) coordinados por el Centro de Control Venta de Carpio. La gerencia de operación (ductos) comunicará previamente al Centro de Control Venta de Carpio la hora y el programa de incremento.

2.- El Centro de Control Venta de Carpio se comunicará previamente con el Centro de Control Pajaritos, las estaciones de bombeo, regulación y medición y las terminales de recibo, con el fin de verificar si están en condiciones de incrementar las inyecciones, el bombeo, la regulación de presiones, la medición y la extracción de gas licuado, conforme al nuevo programa. No se deberá incrementar el bombeo en caso de que existan fallas de comunicación, operativas o que no ratifiquen su disponibilidad.

3.- El Centro de Control Pajaritos se coordinará con el Centro de Control Venta de Carpio para determinar la hora y el centro productor o los centros productores que iniciarán o incrementarán la inyección, así como la secuencia y el volumen de cada uno. El Centro de Control Venta de Carpio

comunicará a las estaciones de bombeo, regulación y medición y a las terminales de recibo la hora de ajuste y el volumen a manejar.

4.- El Centro de Control Venta de Carpio antes de tomar acciones deberá confirmar con Pajaritos, las estaciones de bombeo, regulación y medición y las terminales de recibo que están en condiciones de incrementar la inyección, el bombeo, la regulación, medición y la extracción de gas licuado.

5.- Una vez establecidas las condiciones operativas del nuevo programa de transporte, el Centro de Control Venta de Carpio autorizará al Centro de Control Pajaritos incrementar paulatinamente el bombeo, reportando este último la hora, el gasto y la presión del centro productor que incrementó el bombeo en el LPG-ducto.

6.- El Centro de Control Venta de Carpio solicitará a las estaciones de bombeo incrementar la velocidad en las bombas en cuanto se refleje el incremento de presión en los cabezales. Las estaciones de regulación ajustarán los reguladores para manejar más volumen y controlar las presiones de entrada y salida a las condiciones que indique el Centro de

Control Venta de Carpio.

7.- El Centro de Control Venta de Carpio comunicará a la(s) terminal(es) de recibo iniciar o incrementar la extracción de gas licuado paulatinamente, hasta ajustarse al nuevo programa, notificando esta(s) última(s) la hora, el volumen y la presión.

8.- El Centro de Control Venta de Carpio se coordinará con el Centro de Control Pajaritos, las estaciones de bombeo, regulación y medición y las terminales de recibo para hacer los ajustes necesarios, hasta normalizar las inyecciones, presiones y extracciones programadas.

9.- En ocasiones el Centro de Control Venta de Carpio, solicitará incrementar la extracción a una o más terminales de recibo, de manera transitoria y fuera de programa para hacer ajustes de presiones en el LPG-ducto.

10.- El Centro de Control Venta de Carpio deberá anotar en la bitácora, los eventos relevantes y su hora de ocurrencia que se produjeron durante el proceso de incremento de bombeo.

11.- El Centro de Control Venta de Carpio informará oportunamente a la gerencia de operación (ductos) los eventos relevantes que afecten e impidan cumplir con el incremento de bombeo programado.

VI.5.- REDUCCIÓN DE BOMBEO.

1.- Las reducciones de bombeo deberán ser programadas y autorizadas por la gerencia de operación (ductos) a solicitud de la gerencia de operación de terminales y la gerencia de operación (producción), coordinados por el Centro de Control Venta de Carpio. La gerencia de operación (ductos) comunicará previamente al Centro de Control Venta de Carpio la hora y el programa de reducción del bombeo. No deberá programarse para las estaciones un bombeo menor a 120 mbd.

2.- El Centro de Control Venta de Carpio se comunicará previamente con el Centro de Control Pajaritos, las estaciones de bombeo, regulación y medición y las terminales de recibo, con el fin de verificar si están en condiciones de reducir las inyecciones, el bombeo, la regulación de presiones, la medición y la extracción de gas licuado conforme al nuevo programa.

3.- El Centro de Control Pajaritos se coordinará con el Centro de Control Venta de Carpio para determinar la hora y el centro productor o los centros productores que reducirán o suspenderán la inyección, así como la secuencia y el volumen de cada uno. El Centro de Control Venta de Carpio comunicará a las estaciones de bombeo, regulación y medición y a las terminales de recibo la hora de ajuste y el volumen a manejar.

4.- El Centro de Control Venta de Carpio antes de tomar acciones deberá confirmar con Pajaritos, las estaciones de bombeo, regulación y medición y las terminales de recibo que están en condiciones de reducir la inyección, el bombeo, la regulación, la medición y la extracción de gas licuado.

5.- Una vez establecidas las condiciones operativas del nuevo programa de transporte, el Centro de Control Venta de Carpio autorizará al Centro de Control Pajaritos reducir el bombeo paulatinamente, reportando este último la hora, el gasto y la presión del centro productor que redujo el bombeo en el LPG-ducto.

6.- El Centro de Control Venta de Carpio solicitará a las estaciones de

bombeo reducir la velocidad en las bombas en cuanto se refleje la reducción de presión en los cabezales. Las estaciones de regulación ajustarán los reguladores para manejar menos volumen y controlar las presiones de entrada y salida a las condiciones que indique el Centro de Control Venta de Carpio.

7.- El Centro de Control Venta de Carpio comunicará a la(s) terminal(es) de recibo cerrar o reducir la extracción de gas licuado paulatinamente hasta ajustarse al nuevo programa, notificando esta(s) última(s) la hora, el volumen y la presión.

8.- El Centro de Control Venta de Carpio se coordinará con el Centro de Control Pajaritos, las estaciones de bombeo, regulación y medición para hacer los ajustes necesarios hasta normalizar las inyecciones, presiones y extracciones programadas.

9.- En ocasiones el Centro de Control Venta de Carpio solicitará al Centro de Control Pajaritos o a una o más terminales de recibo reducir la inyección o la extracción de manera transitoria y fuera de programa para hacer ajustes en LPG-ducto.

10.- El Centro de Control Venta de Carpio deberá anotar en la bitácora, los eventos relevantes y su hora de ocurrencia que se produjeron durante el proceso de reducción de bombeo.

11.- El Centro de Control Venta de Carpio informará oportunamente a la gerencia de operación (ductos) los eventos relevantes que afecten e impidan cumplir con la reducción de bombeo programado.

VI.6.- SUSPENSIÓN DE BOMBEO PROGRAMADO.

1.- El programa de suspensión del bombeo del LPG-ducto deberá ser autorizado por la gerencia de operación (ductos) a solicitud y de común acuerdo con la gerencia de operación de terminales y la gerencia de operación (producción). La gerencia de operación (ductos) comunicará previamente al Centro de Control Venta de Carpio la hora y la duración del paro de bombeo programado.

2.- El Centro de Control Venta de Carpio deberá comunicarse previamente con el Centro de Control Pajaritos, con las estaciones de bombeo, regulación y medición, así como con las terminales de recibo con

el fin de establecer la secuencia de suspensión de inyecciones, bombeo, control de presiones de regulación y suspensión de extracciones en terminales. No se deberá suspender el bombeo en caso de que existan fallas de comunicación o alguna instalación no este disponible para suspender operaciones.

3.- El Centro de Control Pajaritos comunicará al Centro de Control Venta de Carpio en que secuencia suspenderán las inyecciones los centros productores y sus volúmenes.

4.- El Centro de Control Venta de Carpio antes de tomar acciones deberá confirmar con Pajaritos, las estaciones de bombeo, regulación y medición y las terminales de recibo que están en condiciones de suspender la inyección, el bombeo, la regulación de presiones y la extracción de gas licuado. Primero se suspenderán las inyecciones y después las extracciones.

5.- Una vez establecidas las condiciones operativas del paro de bombeo, el Centro de Control Venta de Carpio autorizará al Centro de Control Pajaritos iniciar la suspensión del bombeo, reportando este último la

hora, el gasto, así como el centro productor que suspendió el bombeo. Deberá evitarse el paro simultáneo de los centros productores para evitar depresionamientos y represionamientos del sistema.

6.- El Centro de Control Venta de Carpio notificará a las estaciones de bombeo reducir la velocidad en las bombas en cuanto se refleje la reducción de presión en sus cabezales. Las estaciones de regulación ajustarán sus presiones de entrada y salida para manejar menos volumen, siguiendo las indicaciones del Centro de Control Venta de Carpio.

7.- El Centro de Control Venta de Carpio comunicará a las terminales de recibo reducir o suspender la extracción de gas licuado secuencial y paulatinamente, deberán cerrar la extracción las terminales de recibo más cercanas al origen del LPG-ducto y al final las más alejadas. Deberán notificar al Centro de Control la hora y el volumen de la reducción o suspensión y su presión.

8.- El Centro de Control Venta de Carpio se coordinará con el Centro de Control Pajaritos, las estaciones de bombeo, regulación y medición y las terminales de recibo hasta la suspensión total del bombeo, reportando las

presiones finales. El Centro de Control Venta de Carpio verificará que queden protegidos los puntos altos a una presión mínima de 10 kg/cm² si es LPG y 15 kg/cm² si es propano, para evitar evaporación del producto.

9.- En caso de que la suspensión de bombeo se programe por un período mayor de una hora, se recomienda bloquear en las estaciones de bombeo, de regulación y medición y de las terminales.

VI.7.- SUSPENSIÓN POR EMERGENCIA O FALLA.

~~1.- Cuando exista alguna contingencia que impida continuar con la~~
operación del LPG-ducto, el Centro de Control Venta de Carpio revisará las condiciones generales del sistema con la finalidad de coordinar la suspensión de las inyecciones, las extracciones y el bombeo de gas licuado.

2.- Para coordinar la suspensión del bombeo el Centro de Control Venta de Carpio se comunicará inmediatamente con el Centro de Control Pajaritos, las estaciones de bombeo, regulación y medición y las terminales de recibo para notificarles la necesidad de suspender urgentemente las operaciones por emergencia o falla.

3.- El Centro de Control Venta de Carpio notificará al Centro de Control Pajaritos, las estaciones de bombeo, regulación y medición y las terminales de recibo la secuencia en que se hará la suspensión de operaciones. Así mismo, les indicará estar atentos a las condiciones operativas para realizar un paro simultáneo de inyecciones primero, después el paro del bombeo y al final se hará la suspensión de extracciones.

4.- El Centro de Control Venta de Carpio antes de tomar acciones deberá confirmar con el Centro de Control Pajaritos, las estaciones de bombeo, regulación y medición y las terminales de recibo que están en condiciones de suspender operaciones. En caso de no estar en condiciones de realizar el paro total, se procederá a reducir el bombeo. En caso necesario las estaciones de bombeo deberán recircular por bajo flujo.

5.- Una vez establecidas las condiciones del paro del bombeo, el Centro de Control Venta de Carpio solicitará al Centro de Control Pajaritos suspender totalmente las inyecciones, notificando la hora y la secuencia de suspensión de cada centro productor. Las estaciones de bombeo reducirán la velocidad conforme baje la presión en los cabezales hasta parar

totalmente y notificarán la hora de suspensión y las presiones.

6.- Durante la suspensión del bombeo el Centro de Control Venta de Carpio vigilará las presiones en todos los puntos del LPG-ducto con la finalidad de proteger los puntos altos evitando la vaporización del producto.

CAPÍTULO VII.- INSPECCIÓN DEL DUCTO.

En la actualidad, el medio más eficaz y económico para mover los hidrocarburos desde las áreas de producción a las plantas de proceso y refinación, así como hacia los centros de distribución y comercialización, es a través de sistemas de transporte por tubería. Con diámetros que varían de 2" a 48" para líneas de recolección, ramales principales, líneas troncales y ramales de distribución, incluyendo los ductos de la Región Marina.

VII.1.- DISPOSITIVOS DE INSPECCIÓN.

Dicha infraestructura requiere de grandes inversiones para garantizar el suministro de petrolíferos a la mayor parte del territorio nacional para consumo interno y hacia los puertos de exportación, siendo de carácter primordial llevar a cabo el diseño, la construcción, el mantenimiento y la operación de los sistemas de transporte en forma adecuada, con el fin de proporcionar la máxima eficiencia y confiabilidad, evitando en lo posible los paros imprevistos, la pérdida de productos, daños al personal y a las instalaciones, así como la afectación del entorno ecológico. Prever la ocurrencia de fallas catastróficas que impliquen altos costos de reparación por rehabilitación de las líneas y el

consiguiente pago de afectaciones a terceros, así como tener que realizar trabajos de restauración de suelos y cuerpos de agua que llegaran a afectarse.

Para alcanzar tales objetivos, en apoyo a las labores de mantenimiento preventivo de los ductos, se utilizan entre otras herramientas, los dispositivos denominados diablos, que en la actualidad se han constituido como indispensables para optimizar las actividades de operación, mantenimiento e inspección de los sistemas de transporte por tubería, debido a la diversidad de aplicaciones que tienen al ser desplazados por el interior de la tubería, ya sea con el producto que normalmente maneja, o con el fluido que se determine, de acuerdo con el propósito que se persiga. Entre los que pueden considerarse los siguientes:

- Limpieza interior
- Recubrimiento anticorrosivo interior
- Separación de productos por lotes, en poliductos para manejo de destilado
- Tratamiento químico con inhibidores mejoradores de flujo, o inhibidores contra la corrosión
- Calibración del diámetro interior

- Detección de fallas internas y externas
- Desplazamiento de condensados en gasoductos
- Desplazamiento de gas natural
- Determinación de pérdida de metal

VII.2.- UTILIZACIÓN DE LOS DIABLOS.

1.- DURANTE LA CONSTRUCCIÓN

Operaciones de limpieza y calibración interior de la tubería, desplazamiento de agua utilizada en pruebas hidrostáticas previas al inicio de operación de la línea.

2.- TRABAJOS DE REHABILITACIÓN

Limpieza e inspección interior.

Una vez efectuada la reparación, aplicación de recubrimiento anticorrosivo interior, si lo requiere.

Desplazamiento interior para llenado del producto a transportar.

3.- DURANTE LA OPERACIÓN

Limpieza periódica de acuerdo a programas de eliminación de condensados en gasoductos, o eliminación de parafinas o asfaltenos en oleoductos, mejorando la eficiencia.

Separación de productos por lotes en poliductos.

Tratamiento químico a base de inhibidores.

4.- PONER FUERA DE SERVICIO UNA LÍNEA

Eliminación del producto, limpieza, inspección, calibración e inertización de la línea.

5.- INSPECCIÓN INTERIOR DE LA TUBERÍA

Verificación de daños físicos, registrando la geometría del interior del ducto.

Detección de daños por corrosión.

Detección de bajos espesores de pared, posibles puntos de fuga.

Pérdida de material.

Nota: El punto número 5 (Inspección interior de la tubería) de la utilización de los diablos, está contemplado dentro de los cuatros puntos anteriores, por lo que al llegar a este punto ya se ha considerado.

1.- DURANTE LA CONSTRUCCIÓN

LIMPIEZA

Eliminar restos de materiales de construcción como varillas de soldar, restos de soldaduras, herramientas del soldador, deshechos, etc.

CALIBRACIÓN

Detectar abolladuras, aplastamientos, ralladuras, pérdida de material, etc.

PRUEBA HIDROSTÁTICA

Desplazamiento del agua contenida inicialmente, llenado con agua limpia para efectuar la prueba y desalojo del agua utilizada en la prueba.

INICIACIÓN DEL SERVICIO

Llenado de la línea con el producto a manejar desplazando un diablo que elimine el aire contenido en ella.

2.- TRABAJOS DE REHABILITACIÓN

LIMPIEZA INTERIOR

La limpieza interior de las tuberías tiene como finalidad eliminar los residuos contaminantes que se acumulan en las tuberías que transportan hidrocarburos, esta actividad consiste en la utilización de un dispositivo (diablo) que actúa como pistón dentro de la tubería, el cual con sus elementos (copas, discos, cepillos, etc.) sella contra la pared interior, realizando la tarea de limpiar los residuos contaminantes alojados en la línea arrastrándolos hacia el extremo final de la sección a limpiar, una vez recuperados, estos residuos son analizados para determinar su origen, así como de acuerdo a sus características programar las acciones que lleven a su eliminación.

La limpieza interior permite optimizar la eficiencia del transporte, aumentar la vida útil de los ductos y minimizar los tiempos fuera de servicio debido al mantenimiento correctivo de los mismos.

Estando la línea fuera de operación, desplazar un diablo que elimine el producto contenido en el tramo a reparar.

INSPECCIÓN INTERIOR

Seleccionar el dispositivo a utilizar para la inspección y determinar las condiciones de operación, gasto y presión más convenientes.

REPARACIÓN DE DAÑOS

Corrección de daños detectados por el equipo instrumentado.

APLICACIÓN DE RECUBRIMIENTO INTERIOR

Cuando se requiera, de acuerdo al producto que se maneje, seleccionando el material más adecuado.

REANUDACIÓN DE LA OPERACIÓN

Corrida de diablos previas para eliminar desechos e impurezas contaminantes, o residuos del producto anteriormente transportado.

3.- DURANTE LA OPERACIÓN

EN CONDICIONES NORMALES DE OPERACIÓN:

LIMPIEZA INTERIOR PARA INCREMENTAR LA EFICIENCIA DE TRANSPORTE.

En gasoductos para eliminar los condensados que se producen en el interior.

En oleoductos para eliminar el agua que pueda contener el crudo, parafinas, asfáltenos, residuos, etc.

SEPARACIÓN DE PRODUCTOS.

En poliductos para separación de productos por lotes, principalmente en el manejo de destilados del petróleo.

TRATAMIENTO QUÍMICO

Adición de inhibidores utilizados como mejoradores de flujo, como reductor de viscosidad del producto transportado y por consiguiente disminuyendo las pérdidas por fricción y como inhibidores de la corrosión.

4.- PONER FUERA DE SERVICIO UNA LÍNEA

Desalojar el producto que maneja

Limpieza interior de las paredes del ducto

Inspección, Calibración y Prueba del ducto

Inertización de la línea desplazando un diablo con un gas inerte, normalmente se utiliza nitrógeno.

OPERACIONES DE LIMPIEZA

La eficiencia del transporte por tubería depende de las condiciones fundamentales siguientes:

- Operación continua
- Bajos costos de operación
- Garantía en el suministro del petrolífero

Los diablos cuando se utilizan adecuadamente garantizan la correcta operación del ducto al eliminar los desechos acumulados que puedan afectar al proceso de terceros, prevenir la formación de celdas de corrosión, proporcionar información oportuna de cualquier problema en desarrollo como puntos de corrosión o pérdida de material. Recabar información importante para toma de decisiones como en el caso de tener que suspender la operación de la línea para probarla hidrostáticamente o para repararla, etc.

Así mismo se garantiza la eficiencia en el transporte al mantener la tubería libre de desechos o materiales extraños, eliminando líquidos condensados en los gasoductos, o sólidos que provoquen restricciones en el flujo.

El reconocer el alto costo que representa suspender la operación de una línea aún sin que haya derrame de producto, agregando el costo de reposición de algún tramo, o tramos de tubería y el tiempo requerido para la reparación son vitales, por lo que se deben establecer programas regulares de limpieza con los procedimientos adecuados.

VII.3.- CONDICIONES DE OPERACIÓN.

- Características del producto contenido en el ducto
 - Densidad, viscosidad, temperatura
 - Presión de operación
 - Velocidad requerida de desplazamiento
 - Perfil de temperatura de transporte
-

1.- El producto contenido en el ducto es perfectamente definible por el personal de operación, en caso de tratarse de crudo o productos destilados del petróleo podría haber diferencias en cuanto a sus características pero es muy importante definir si se trata de líquido o gas.

2.- Respecto a la presión de operación debemos asegurarnos que disponemos de la potencia suficiente para desplazar el producto con un

diablo, conociendo la máxima presión permisible en el ducto para contar con otras alternativas en caso de problemas.

3.- La velocidad de desplazamiento es crítica cuando se trata de diablos instrumentados y también es importante cuando se corren diablos convencionales.

4.- En el caso de oleoductos deberá determinarse a que temperatura se inicia la formación de parafinas y por lo tanto el punto en que el diablo iniciará el arrastre de dichos depósitos.

5.- En los gasoductos, un cambio brusco en la temperatura da lugar a la formación de condensados por lo que, de acuerdo al perfil topográfico de la línea se puede prever lo que podría suceder.

VII.4.- SELECCIÓN DEL TIPO DE DIABLO A UTILIZAR.

OBJETIVO:

- Depende de la operación que se va a realizar
- De las dimensiones del ducto de transporte
- Del producto que transporta
- De donde se localiza el producto a remover

- Del volumen de producto que se pretende desplazar
- De los riesgos que presenta el material a desalojar

CARACTERÍSTICAS FÍSICAS DE LA TUBERÍA

Los diablos generalmente necesitan de instalaciones para introducirlos en la tubería. Estas instalaciones (trampa de diablos) consisten en un segmento de tubería de diámetro mayor al ducto a limpiar, el cual cuenta con accesorios para el acceso de apertura y cierre rápidos, así como una reducción y un tramo de tubería para su conexión mediante una válvula a la tubería a intervenir.

Es importante conocer las características de la pared interna del ducto, si está recubierta y con que material para una selección correcta de los elementos de limpieza. Al utilizar abrasivos fuertes se puede agrietar o desprender el recubrimiento y provocar la formación de puntos de corrosión.

No es suficiente con conocer el diámetro nominal del ducto ya que el diámetro interior es el que determinará las dimensiones del cuerpo del diablo a utilizar; observándose lo mismo para codos, tees y válvulas de seccionamiento.

El conocimiento del perfil topográfico del trazo del ducto es de gran utilidad para seleccionar los puntos de rastreo y localizar áreas problemáticas tales como columpios, cimas, cambios de dirección, etc. Los líquidos se asentarán en los puntos bajos, los gases y vapores se acumulan en las partes altas.

Es determinante saber el espaciamiento entre trampas de envío y recibo de diablos para considerar el número de copas requeridas en un equipo instrumentado, ya que su desgaste es mayor por el peso que implica.

El radio mínimo ideal en curvas es de tres diámetros del ducto, sin embargo algunos dispositivos como las esferas de poliuretano pueden desplazarse sin problemas en un radio de 0.5 diámetros.

Lo ideal sería que en las tees existiera una longitud igual a la del diablo. Es recomendable separar las derivaciones cuando menos tres diámetros.

Para asegurar que el diablo no se desvíe en el interior del ducto, debe de hacerse coincidir el diámetro interior de la tee con el diámetro interior de la tubería. Normalmente se instala una rejilla en la boca de la

tee para evitar que se atore. Se recomienda instalar tres barras en derivaciones mayores del 75% del diámetro del ducto hasta 30" y en derivaciones de más del 50%, a partir de diámetros mayores de 32".

Las válvulas esféricas de paso completo y continuado no ofrecen problemas, pero algunas válvulas check y de compuertas presentan bordes o huecos de los anillos de sello de los asientos, o la acumulación de depósitos en los asientos pueden provocar que se pierda el sello entre el diablo y la tubería y que se atasque al permitir el flujo a través de él.

Las trampas de envío y recibo deberán tener las dimensiones suficientes para alojar un diablo con equipo instrumentado y se puedan realizar las maniobras de envío y recibo sin contratiempo.

DIVERSOS TIPOS DE DIABLOS.

- De copas de neopreno
- De espuma de poliuretano
- De una pieza
- Esferas de neopreno
- Con usos específicos
- Con equipo instrumentado

Existen en el mercado más de 300 tipos de diablos convencionales, divididos en dos grupos: diablos de limpieza y diablos de sello para la separación de productos, integrados en cuatro tipos diferentes:

- Diablos de copas ensambladas por partes intercambiables. Se fabrican en tamaños desde 2" a 48".
- Diablos de poliuretano, moldeados con espuma de este material, con secciones de poliuretano sólido con cepillos de alambre integrados.
- Diablos de una pieza moldeados de poliuretano sólido en tamaños hasta 12".
- Esferas de material plástico generalmente llenas de glicol y agua, con la particularidad de poder inflarse hasta alcanzar el diámetro requerido.

Fuera de la clasificación anterior se encuentran los diablos con usos específicos: cuando se requiere proteger la tubería interiormente, después de haber efectuado la limpieza se puede desplazar un diablo

con lotes de pintura anticorrosiva, o cuando se requiere dar mantenimiento a una tubería sin tener que seccionar el tramo afectado, o desalojar el producto, mediante diablos que pueden colocarse en el punto requerido formando tapones resistentes que bloqueen dicho tramo, y transportando entre ellos un material inerte.

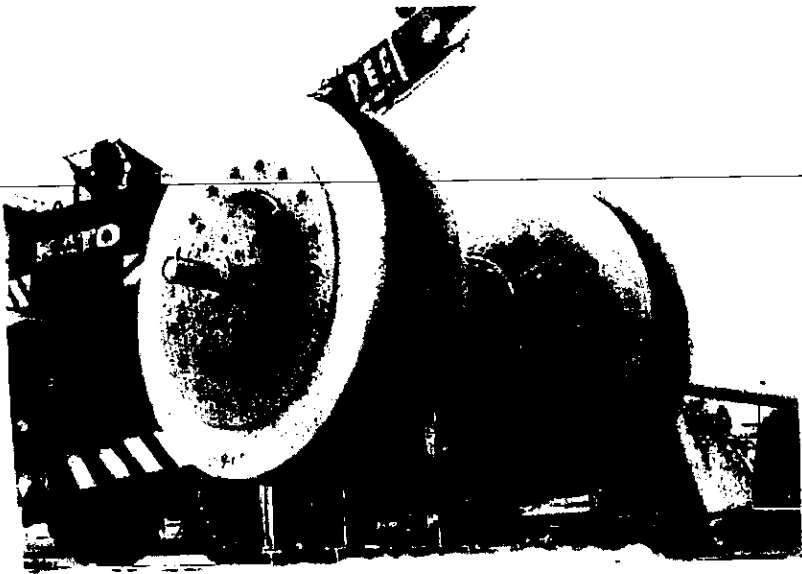


Figura 7.1.- Diablo con escobilla de alambre.

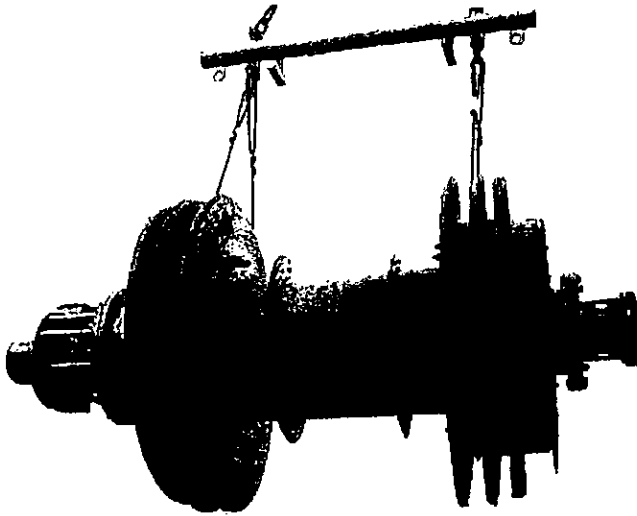


Figura 7.2.- Diablo Dummy

VII.5.- DIABLOS INSTRUMENTADOS.

Con características muy especiales se encuentran los diablos instrumentados equipados con la tecnología más avanzada para detección de daños internos y externos.

Para efectuar los trabajos de inspección interior de los ductos de Pemex, se contratan las tecnologías de inspección que están a la vanguardia al respecto, ya sea utilizando la tecnología de operación de ultrasonido, de acuerdo a las características del ducto a inspeccionar.

Las técnicas actuales para la inspección interior de ductos con equipo instrumentado son las siguientes:

- Flujo magnético convencionales
- Flujo magnético de alta resolución
- Ultrasonido

Los diablos de flujo magnético convencionales se recomiendan para inspecciones iniciales en líneas nuevas y para monitoreos generales, cuando no se requiere mucha precisión y su aplicación es de bajo costo.

El principio básico del flujo magnético consiste en que el espesor de pared del tubo se satura con un campo magnético, cuando se encuentra un espesor afectado por corrosión, dicho espesor adelgazado no puede contener el flujo magnético por lo que se fuga del espesor de pared. Los detectores miden la cantidad de fuga de flujo que ocurre a

ambos lados de la pared, determinada por el tamaño del defecto, de manera que la corrosión exterior causa fuga de flujo magnético en el interior de la tubería, teniendo entonces medios para detectarse y medirse. Es más fácil saturar de flujo magnético un espesor delgado que uno grueso por lo que las tuberías de bajo espesor de pared tienen ventajas sobre el diablo de ultrasonido, debido a que no requiere de sustancia acoplante. Se recomienda para líneas de gas y de crudo.

Estos equipos utilizan sensores anchos, pocos canales de información y, el informe que se obtiene es un diagrama que muestra señales analógicas registradas en pocos canales.

Cuando se requiere alta precisión en la información, se utilizan los diablos instrumentados de flujo magnético de alta resolución, que se caracterizan por la utilización de sensores delgados conteniendo sensores múltiples, así como señales analógicas. Se obtiene un diagrama con código de colores, así como una base de datos con información detallada. Por la gran cantidad de sensores, el equipo ofrece resultados cuantitativos. Después del análisis se obtiene una gráfica que cuantifica los defectos en términos de longitud, ancho y profundidad. No requieren de excavaciones para descubrir la tubería, para la obtención de resultados importantes como en los equipos convencionales.

El principio de operación de los diablos ultrasónicos consiste en un transductor que envía un pulso ultrasónico hacia la pared de la tubería, cuando el pulso alcanza la pared del tubo, parte de él es reflejado, mientras el resto se introduce en la pared; el pulso reflejado viaja de regreso al transductor que ahora actúa como receptor y mide el tiempo ocupado por el pulso en el viaje de ida y vuelta. Cuando se localiza un defecto interno, el tiempo de viaje se incrementa debido a que existe una mayor distancia a la superficie interior corroída; el pulso transmitido dentro de la pared viaja a la superficie exterior donde normalmente la mayoría del flujo es reflejada. El pulso viaja de regreso a la superficie interior donde parte se transmite al transductor en el que se recibe y mide el tiempo de viaje del pulso. La diferencia entre el tiempo de recepción de los pulsos reflejados en la superficie interior y exterior de la pared, se convierte a espesor de pared multiplicando la diferencia del tiempo por la velocidad del sonido a través de la pared del tubo.

Este equipo además de medir el espesor directamente, determina si el daño es interno o externo o ambos. La corrosión interna se determina por el regreso tardío del primer pulso reflejado y la corrosión externa por el regreso temprano del segundo pulso reflejado.

En tuberías de espesor grueso son más exactos, su principal limitación es la de requerir un líquido acoplante para la transmisión del ultrasonido. Este equipo cuenta con gran cantidad de transductores y canales de información, así como registros digitales y electrónicos que permiten una reconstrucción precisa del defecto en tres dimensiones, lo que nos dará la pauta para decidir si se requiere o no reparar la tubería.

La técnica ultrasónica es la única que mide el espesor directamente con mayor precisión que los de flujo magnético, su interpretación se basa en una gráfica con un código de colores y una base de datos detallada de lo que aparece en la gráfica.

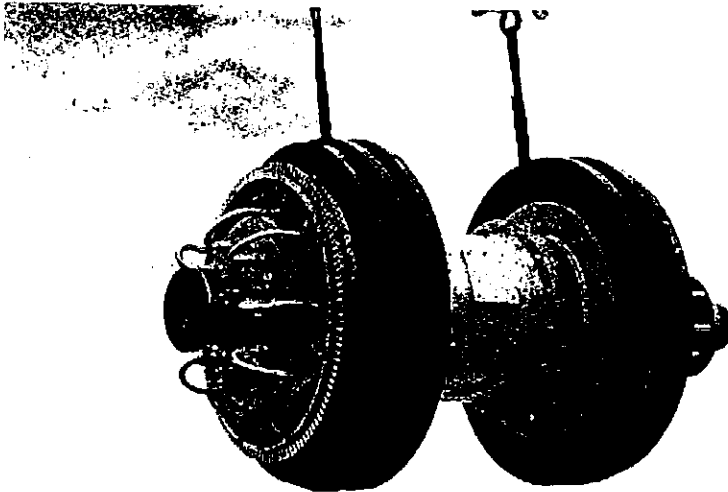


Figura 7.3.- Diablo inteligente ultrasónico

El código API 570 recomienda los intervalos de inspección para tuberías enterradas sin protección catódica efectiva, de acuerdo con la resistividad del suelo.

En 1994 la RSPA (Research and Special Programs Administration) del Departamento de Transporte de los Estados Unidos, publicó que se requiere que las líneas nuevas o reparadas se construyan para permitir el uso de equipo instrumentado de inspección interna; y en 1995 entró en vigor en Estados Unidos la ley que establece la obligación de inspeccionar ductos en zonas densamente pobladas.

CAPÍTULO VIII.- CONSIDERACIONES PARA ATENCIÓN DE EMERGENCIAS EN EL DUCTO.

INSTALACIONES CON MAYORES RIESGOS.

Es de gran importancia, tener en cuenta cuales son las instalaciones de mayor riesgo, o de mayor peligrosidad, que pueden representar algún peligro para la sociedad y para el personal que labora en el lugar y así tomar las medidas pertinentes de seguridad para poder prevenir algún riesgo que se pueda presentar, tanto para los trabajadores que laboran en estas instalaciones como, también para los vecinos del lugar.

Las instalaciones que presentan los mayores riesgos se encuentran enlistados a continuación por grado de peligrosidad:

- Fábricas de productos químicos y refinerías.
- Fábricas de productos químicos y plantas de producción de productos químicos.
- Almacenamiento y terminales de gas LPG
- Almacenes y distribución de productos químicos.
- Grandes almacenes de fertilizantes.

- Fábricas de explosivos.
- Fábricas en las que se utiliza cloro en grandes cantidades

VIII.1.- EMERGENCIAS.

Hay dos clases de emergencias de LPG:

(Fuga de LPG con incendio y Fuga de LPG sin incendio)

FUGA DE LPG CON INCENDIO

Una fuga de LPG puede ser inmediatamente controlada, si la fuga no se puede cerrar, se deben aplicar mangueras para enfriar o corrientes de control al espacio de vapor de todos los equipos complicados que están expuestos a la lumbre. Debe de dársele preferencia a la porción donde está el espacio de vapor donde pueda ocurrir incidencia con las flamas.

Una vez que se protege el recipiente de almacenaje y si no se puede cerrar la fuga cerrando la válvula de seguridad o por otros medios, se puede quemar el LPG controladamente, pues es una técnica aceptable de combatir el fuego cuando no hay suficiente agua a la mano para enfriar el

tanque, se puede notar como advertencia de aumento del volumen en el incendio y en el ruido. A menos de que haya suficiente agua disponible, los operadores se deben retirar a un área segura.

FUGA DE LPG SIN INCENDIO

Una fuga de LPG sin fuego puede ser peligrosa y el grado de peligro varía directamente con el tamaño de la fuga. Cuando ocurre el derrame de LPG muy grande, el tamaño del peligro del vapor excede de 150 pies, depende del área del derrame, el tiempo, etc., cuando se trata de LPG se ha sabido que el vapor de un escape grande camina 5000 pies y forma una tela de 6 a 8 pies de hondo. Después de cerrar la fuga y eliminar todas las fuentes de inflamabilidad, inmediatamente el área complicada debe ser medida para determinar el área peligrosa, dándole atención especial a los lugares bajos, tales como: Sótanos, hoyos, drenajes, etc.

VIII.2.- CONSIDERACIONES PARA PRE-PLANEAR EMERGENCIAS CON LPG.

Una emergencia de LPG se puede presentar en: Ductos, tanques, carros, etc. Todas ellas tienen un elemento en común, hay un escape y posiblemente un incendio y si además están implicados recipientes a presión que puedan ser alcanzados con las flamas, bajo estas condiciones la situación regularmente se hace catastrófica, así que pre-planear incluye y considera lo siguiente:

- 1) Medios de entrada al área.
- 2) Localizaciones potenciales de incendio.
- 3) Cantidad y tipo de equipo instalado para protección de incendios.
- 4) Dirección preponderante del viento e inclinación del terreno.
- 5) Fuentes potentes de inflamación, flamas abiertas, vehículos, etc.
- 6) Agua disponible para enfriar.
- 7) Asistencia para desocupar el área inmediata en el radio de 1500 (pies).
- 8) Peligro potencial para los operadores.

Con base en esta información y su evaluación, los planes de pre-ataque deben hacerse, pues el tiempo es crítico. Recuerde que la historia de este tipo de emergencias, nos muestra que se requieren corrientes de mangueras en un término de 20 minutos si se quiere evitar la tragedia.

VIII.3.- ELEMENTOS DE ESTRATEGIA PARA INCENDIOS CRÍTICOS CUANDO SE RESPONDE A UNA EMERGENCIA DE LPG.

Una emergencia de fuego o hasta una fuga moderada, requiere una preferencia diferente a aquella que se usa en los incendios de líquidos tradicionales inflamables.

Las razones por este cambio de estrategia se discuten de la siguiente manera:

ENFOQUE

En el enfoque del problema el oficial debe prontamente desarrollar:

- 1.- ¿Cuánto tiempo hace que el recipiente o los recipientes han sido expuestos a la flama y cual es el riesgo para los operadores?
- 2.- ¿Se complica el rescate de personas heridas?
- 3.- ¿Cuándo debe de empezar a evacuarse el área que esta alrededor?
- 4.- ¿Cuántas líneas de manguera se necesitan?
- 5.- ¿Cuáles otras instalaciones se complican?

RESCATE

~~El área debe ser revisada rápidamente para ver si hay personas~~
atrapadas o heridas. La mayoría de los incendios de LPG empiezan repentinamente. El tamaño del área y del incendio repentino puede ser grande, mientras que el área que se complica al final puede ser pequeña.

CONTROL Y EXTINCIÓN

Como ya mencionamos anteriormente el sofoco de un incendio de LPG, se recomienda únicamente si la fuente de combustible se puede cerrar, cerrando las válvulas, tapando hoyos, etc., en un porcentaje elevado

de los incidentes, la situación se mantiene segura por medio de inflamación controlada bajo corrientes de enfriamiento.

En algunas circunstancias el LPG puede ser trasladado por tubería a una área segura, ventilada y quemado, en cuanto la inflamación controlada tiene ya bastante tiempo.

REVISIÓN

Una vez que se quita la fuente principal del combustible ya sea cerrando o quemando bajo control, las precauciones regulares de revisión debe proseguir, si estructuras y otra clase de materiales de clase "A" están complicados.

VIII.4.- GUÍA DE ACCIONES DE EMERGENCIA PARA LPG.

(GAS ALTAMENTE INFLAMABLE).

RIESGOS POTENCIALES.

INCENDIOS.

Pueden incendiarse debido al calor, a las chispas o a las flamas.

Los vapores inflamables pueden propagarse rápidamente en cualquier fuga.

INCENDIO.

- 1.- Deje que arda a menos que pueda controlarse inmediatamente.
- 2.- Incendios pequeños: Use polvo químico seco o "CO₂".
- 3.- Incendios grandes: Emplee agua en forma de niebla.
- 4.- Retire todos aquellos envases o equipos que contengan productos explosivos o inflamables del área del incendio siempre que esto pueda hacerse sin peligro.

- 5.- Enfríe los recipientes con agua, colocándose a la distancia máxima hasta que haya transcurrido suficiente tiempo de haber sido extinguido el incendio.
- 6.- Si se trata de un tanque, aplique agua por ambos extremos del mismo.
- 7.- Para incendios mayores en áreas de carga, use monitores para las mangueras o pitones. Si esto no es posible, retírese del área y deje que arda.
- 8.- Manténgase alejado de los extremos del tanque.
- 9.- Apártese inmediatamente en caso de que aumente el ruido proveniente de la válvula de relevo.

DERRAMES O FUGAS.

- 1.- No toque el líquido derramado.
- 2.- Detenga la fuga, si es que no se expone al riesgo.
- 3.- Aísle el área hasta que haya dispersado el gas.

EXPLOSIÓN.

- 1.- Pueden explotar los envases, debido al calor producido por el fuego.
- 2.- Peligro de explosión de gases en interiores, exteriores y drenajes.

TOXICIDAD.

- 1.- El contacto con el líquido puede ocasionar quemaduras en la piel y en los ojos.
- 2.- ~~En lugares cerrados los vapores pueden causar mareos o asfixias.~~

ACCIÓN INMEDIATA

- 1.- Llame al ayudante y notifique a las autoridades locales.
- 2.- Si es posible use equipo de protección respiratoria tipo autónomo y ropa que proteja todo el cuerpo.
- 3.- Elimine todas las flamas abiertas, no fume, no encienda bengalas, mantenga alejados los motores de combustión interna, cuando menos a 35 metros (47 pasos de la nube de vapores).

4.- Manténgase a favor del viento y aisle el área de peligro.

5.- Evacue cuando menos 650 metros a la redonda.

PRIMEROS AUXILIOS.

1.- Saque la víctima al aire fresco

2.- Use los procedimientos normales de los primeros auxilios.

CONCLUSIONES.

El presente trabajo muestra una opción para el manejo integral de gas LPG al interior del país a través de una línea de 24" de diámetro de origen a destino Cactus – Guadalajara, que permitirá disponer inicialmente de un volumen máximo de 300 MBD y en futuro con las adecuaciones requeridas manejar los excedentes de producto si es que la paraestatal decide incrementar los trabajos de exploración y producción en el Sureste y las Regiones Marinas.

Lo anterior permitirá a nuestro país ser autosuficiente y cerrar la ~~exportación del energético para cumplir cabalmente con el abastecimiento~~ nacional.

El actual sistema se ha ido adecuando conforme se incrementó la demanda y se convenció a los transportistas de las bondades del transporte de gas LPG por tubería. El contar con una línea de mayor diámetro permite el ahorro de instalaciones de bombeo tal como se manifiesta en este estudio, que una vez que la corriente libra el altiplano el producto fluye por gravedad y en ocasiones hay que controlar su presión para evitar que rebase las condiciones de presión límite.

Para cumplir satisfactoriamente con las actividades de producción, transporte, almacenamiento, distribución y comercialización de gas licuado, se requiere de una coordinación integral y una buena infraestructura que permita garantizar la continuidad del suministro de gas LPG en todo el país.

Más del 75% de la producción nacional de gas licuado se genera en los centros productores de la zona sureste, de aquí surge la necesidad de transportarlo por ducto a los consumidores. Está demostrado que este medio de transporte es el más económico y seguro. En la actualidad el ducto entrega en la estación de Guadalajara un gasto promedio de 25,000 bl/día. Por lo que al construir el ducto de 24" d.n. con un gasto de 300,000 bl/día se puede abastecer de un modo mucho más económico la zona norte del país al llegar con 50,000 bl/día, esto equivale un 100% más de la producción actualmente entregada.

Al construir el ducto de un sólo diámetro se facilita el mantenimiento y operación de los sistemas de transporte al tener una mayor eficiencia y confiabilidad evitando en lo posible los paros imprevistos, la pérdida de productos, daños al personal y a las instalaciones, así como la afectación del entorno ecológico. Prever la ocurrencia de fallas catastróficas que

impliquen altos costos de reparación por rehabilitación de las líneas y el consiguiente pago de afectaciones a terceros, así como tener que realizar trabajos de restauración de suelos y cuerpos de agua que llegaran a afectarse.

Es de gran importancia, tener en cuenta cuales son las instalaciones de mayor riesgo, o de mayor peligrosidad, que pueden representar algún peligro para la sociedad y para el personal que labora en el lugar y así tomar las medidas pertinentes de seguridad para poder prevenir algún riesgo que se pueda presentar, tanto para los trabajadores que laboran en estas instalaciones como, también para los vecinos del lugar.

Este proyecto tiene como finalidad establecer los procedimientos necesarios para coordinar las actividades entre las distintas dependencias de Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios, involucrados en la producción, el transporte, el almacenamiento y la distribución de gas licuado relacionados con el LPG-ducto de 24" d.n. Cactus-Guadalajara. Estas actividades están contempladas para ser desarrolladas cuando las condiciones operativas sean estables, inestables y en situaciones de emergencia.

RECOMENDACIONES GENERALES.

1.- El Centro de Control Pajaritos es el único encargado de coordinar los cambios en las condiciones operativas de las inyecciones de los Centros Productores de Cactus, Nuevo PEMEX, Cangrejera, Morelos, Minatitlan y la Terminal Refrigerada Pajaritos, de común acuerdo con el Centro de Control Venta de Carpió.

2.- El Centro de Control Venta de Carpió es el único encargado de coordinar las condiciones operativas de las extracciones, el bombeo y la regulación de la presión, de común acuerdo con el Centro de Control Pajaritos y las terminales recibo.

3.- Solamente las dependencias y las personas autorizadas deberán solicitar ajustes de los programas de transporte y distribución de gas licuado, así como las suspensiones y reanudaciones de bombeo, inyecciones y extracciones.

4.- Preferentemente, deberán hacerse los cambios o ajustes del programa de transporte y distribución de gas licuado entre las 6:00 a.m. y las 6:00 p.m.

5.- Cuando existan fallas de comunicación entre el Centro de Control Pajaritos, el Centro de Control Venta de Carpió, las terminales de recibo y las refinerías de Salina Cruz y Salamanca, deberá evitarse hacer cambios en las condiciones operativas para no poner en riesgo las instalaciones y la operatividad del sistema de transporte en estos casos:

- Llenado de la línea con producto
- Verificación de condiciones de operación
- Iniciación del bombeo por estación
- Verificación de la fuente y de la entrega del producto.

NOMENCLATURA.

G.E.	GRAVEDAD ESPECÍFICA
H	ALTURA SOBRE EL NIVEL DEL MAR (m)
L	LONGITUD (Km)
D.N.	DIÁMETRO NOMINAL (pg)
Q	GASTO Ó FLUJO (barriles/día)
λ	VISCOSIDAD CINEMÁTICA EN CENTISTOKES (Cs)
μ	VISCOSIDAD ABSOLUTA EN CENTIPOISES (Cp)
E	EFICIENCIA DE LÍNEA (%)
P	PRESIÓN (kg/cm^2)
S	GRAVEDAD ESPECIFICA
t	ESPESOR DE PARED
ΔP_T	GRADIENTE DE PRESIÓN TOTAL
ΔP_F	GRADIENTE DE PRESIÓN POR FRICCIÓN
ΔP_E	GRADIENTE DE PRESIÓN POR ELEVACIÓN
DEX	DIÁMETRO EXTERIOR
DINT	DIÁMETRO INTERIOR
P	PRINCIPAL O COSTO ACTUAL(\$)
I	TASA DE INTERES. (FRACCIÓN)
N	AÑOS

- F VALOR FUTURO.(\$)
- LPG GAS LICUADO DEL PETRÓLEO
- API INSTITUTO AMERICANO DEL PETRÓLEO
- K EFICIENCIA
- U VISCOSIDAD CINEMÁTICA
- F FACTOR DE CLASE DE CONSTRUCCIÓN
- E FACTOR DE EXPANSIÓN POR JUNTA DE SOL.
- T TEMPERATURA

GLOSARIO.

DEFINICIONES Y CONCEPTOS

Gas licuado del petróleo (LPG): Cualquier material que tiene una presión de vapor que no exceda a aquella permitida por el propano comercial compuesto predominantemente de los siguientes hidrocarburos, ya sea por ellos mismos o como mezclas: Propano, propileno, Butano (normal butano o isobutano) y butilenos.

LPG-ducto: Es el conjunto de instalaciones de ductos, válvulas, bombas y conexiones que permiten transportar el gas licuado desde los centros productores hasta los centros de almacenamiento y distribución.

Estación de regulación: Es la instalación donde se regula o controla la presión de operación del gas licuado transportado por ducto.

Estación de bombeo: Es el conjunto de bombas que pueden ser impulsadas por motores eléctricos, de combustión interna o turbinas de gas,

tuberías, conexiones, instrumentos y servicios auxiliares utilizados para incrementar la presión del gas licuado.

Centro de control: Es la dependencia encargada de coordinar y supervisar en forma directa la operación de un LPG-ducto o de un sistema de LPG-ductos.

Trampa de recibo o envío de diablos (T.R.D. o T.E.D.): Es la instalación mediante la cual se puede enviar o recibir los dispositivos de limpieza e inspección interior de los ductos.

Válvulas de seccionamiento: Es el dispositivo mediante el cual se puede permitir o impedir el flujo de un fluido dentro de una tubería.

Válvula de seguridad: Es un dispositivo de relevo automático de presión activado por una sobrepresión que rebase su valor de calibración y cuya apertura completa es rápida (disparo) . Se usa básicamente para servicio de vapor, aire y gas.

Válvula de alivio: Es un dispositivo de relevo automático de presión activado por una sobrepresión que rebase su valor de calibración, abriendo proporcionalmente al incremento de la presión después de pasar por el punto de operación. Es usada básicamente para servicio de líquidos.

BIBLIOGRAFÍA.

1. TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS POR DUCTOS
ING. FRANCISCO GARAICOCHEA PETRIRENA
ING. CESAR BERNAL HUICOCHEA
ING. OSCAR LOPEZ ORTIZ
COLEGIO DE INGENIEROS PETROLEROS DE MÉXICO, A.C.

2. APUNTES DE MANEJO DE LA PRODUCCIÓN EN SUPERFICIE
ING. GOMEZ CABRERA JOSE ANGEL
DIV. DE ING. EN CIENCIAS DE LA TIERRA
DEPTO. DE EXPLOTACIÓN DEL PETRÓLEO
FACULTAD DE INGENIERÍA

3. APUNTES DE FISICOQUÍMICA Y TERMODINÁMICA DE LOS
HIDROCARBUROS
ING. NAHUM DE LA GARZA
DIV. DE ING. EN CIENCIAS DE LA TIERRA
DEPTO. DE EXPLOTACIÓN DEL PETRÓLEO
FACULTAD DE INGENIERÍA

4. ANÁLISIS DE COSTOS PARA LÍNEAS DE TRANSPORTE DE LA
GERENCIA DE TRANSPORTACIÓN POR DUCTO DE LA
SUBDIRECCIÓN DE DISTRIBUCIÓN DE PEMEX.

5. CRITERIOS DE RENTABILIDAD ECONÓMICA PARA LA
ADMINISTRACIÓN DE EMPRESAS PETROLERAS DE
EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN
AUTOR: LUZBEL NAPOLEÓN SOLÓRZANO CENTENO
PRIMERA EDICIÓN 1996
TRILLAS

6. THE TECHNOLOGY OF ARTIFICIAL LIFT METHODS
AUTOR: BROWN, K.
VOL. 2B
PETROLEUM PUBLISHING CO.
TULSA, OKL. 1980

7. PRINCIPLES OF OIL WELL PRODUCTION
NIND, T. E. W.
MCGRAW HILL, INC. 1964

8. APUNTES DE TRANSPORTE Y MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS
ESIA, INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL
ING. JAVIER OROZCO CARBAJAL

REFERENCIAS.

3.1 NORMAS PEMEX.

- 2.411.01 SISTEMAS DE PROTECCION ANTICORROSIVA
- 2.413.01 SISTEMAS DE PROTECCION CATODICA.
- 3.121.02 EXCAVACIONES.
- 3.121.03 CORTES.
- 3.121.04 RELLENOS
- 3.135.02 ELABORACION TRANSPORTE, COLOCACION,
COMPACTACION
- 3.251.01 INSTALACIONES DE SUBESTACIONES DE BAJA POTENCIA.
- 3.421.01 SISTEMA DE TRANSPORTE DE PETROLEO POR TUBERIA.

NORMA DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN CATODICA

MANUAL DE PROCEDIMIENTOS GENERALES.

PEMEX SECCIÓN PREVENCIÓN DE CORROSIÓN GERENCIA DE PRODUCCIÓN.

CORROSION AND ITS CONTROL-MARCALL L. PARKER THE OIL AND GAS JOURNAL.

CONTROL OF PIPELINE CORROSION-A.W. PEABODY

CORROSION CONTROL HANDBOOK. PETROLEUM ENGINEER PIPELINE AN GAS JOURNAL, PETR/CHEM. ENGINEER.

- 3.2 RECOMMENDED PRACTICE. CORROSION CONTROL ON STEEL, FIXED OFFSHORE PLATFORM ASSOCIATED WITH PETROLEUM PRODUCER.

- 3.3 CORROSION BASICS. NACE.