



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**“PROCESO DE REHABILITACION POR
SUSTITUCION DE TRAMOS DE TUBERIA DEL
OLEODUCTO DE 20” D.N. TEPETITLAN, HGO. –
SALAMANCA, GTO. “**

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
I N G E N I E R O C I V I L
P R E S E N T A N :
FERNANDO CRUZ FUENTES
MAX MORALES ISLAS

DIRECTOR DE TESIS:
ING. MARCOS TREJO HERNÁNDEZ





Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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



UNIVERSIDAD NACIONAL
AVENIDA DE
MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION
FING/DCTG/SEAC/UTIT/ 132/02

Señores
FERNANDO CRUZ FUENTES
MAX MORALES ISLAS
Presente

En atención a su solicitud me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor **ING. MARCOS TREJO HERNÁNDEZ**, que aprobó esta Dirección, para que lo desarrollen ustedes como tema de tesis de su examen profesional de **INGENIERO CIVIL**.

"PROCESO DE REHABILITACIÓN POR SUSTITUCIÓN DE TRAMOS DE TUBERÍA DEL OLEODUCTO DE 20" D.N. TEPETITLÁN, HIDALGO-SALAMANCA, GTO."

- I. INTRODUCCIÓN
- II. ANTECEDENTES
- III. DESARROLLO DEL ANTEPROYECTO
- IV. LOGÍSTICA DEL PROYECTO
- V. DESARROLLO DEL PROYECTO
- VI. CONTROL DE CALIDAD
- VI. CONCLUSIONES

Ruego a ustedes 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 les recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que deberán 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 a 18 de septiembre de 2002.

EL DIRECTOR

M.C. GERARDO FERRANDO BRAVO
GFB/GMP/mstg.

PROCESO DE REHABILITACION POR SUSTITUCION DE TRAMOS DE TUBERIA DEL OLEODUCTO DE 20" Φ TEPETITLAN, HGO. – SALAMANCA, GTO.

OBJETIVO:

Volver a poner en correcto funcionamiento el oleoducto de 20" D.N. mediante una rehabilitación de algunos tramos sustituyendo la tubería existente por tubería nueva; donde el proceso se tratará en esta tesis.

INTRODUCCIÓN

CAPÍTULO I “ANTECEDENTES”

I.1	Importancia de los hidrocarburos.....	1
I.2	Distribución de hidrocarburos.....	3
I.3	Tipos de ductos.....	9
I.4	Mantenimiento riguroso a los ductos.....	14
I.5	Intervención de PEMEX para el mantenimiento.....	17

CAPÍTULO II “DESARROLLO DEL ANTEPROYECTO”

II.1	Inspección preventiva de ductos.....	19
II.2	Detección y clasificación de fallas.....	20
II.3	Tipos de rehabilitación.....	26
II.4	Análisis de integridad.....	30
II.5	Procedimiento de licitación.....	36
II.6	Propuestas técnicas y económicas que presentan los contratistas.....	37

CAPÍTULO III “LOGÍSTICA DEL PROYECTO”

III.1	Logística de excavaciones.....	42
III.2	Logística de suministro de tubería.....	46
III.3	Logística de maquinaria.....	56
III.4	Logística de personal de campo.....	59
III.5	Logística de pruebas.....	60

CAPÍTULO IV “DESARROLLO DEL PROYECTO”

IV.1	Trazo y localización del eje de la tubería.....	70
IV.2	Sondeos.....	72
IV.3	Excavaciones para la localización física de los defectos.....	74
IV.4	Cercados.....	76
IV.5	Afectaciones.....	78
IV.6	Revisión ultrasónica para determinar tubería sana.....	80
IV.7	Programación de la rehabilitación (LIBRANZA).....	82
IV.8	Vaciado e inertizado de la tubería.....	84
IV.9	Rehabilitación por sustitución de tubería.....	88
IV.10	Características particulares de la obra.....	95

CAPÍTULO V “CONTROL DE CALIDAD”

V.1 Prueba hidrostática.....	101
V.2 Pruebas no destructivas a soldaduras.....	107
V.3 Pruebas de recubrimiento de tubería.....	119

CAPÍTULO VI “CONCLUSIONES”

VI.1 Conclusiones.....	138
VI.2 Recomendaciones.....	139

GLOSARIO.....	G-1
----------------------	------------

Bibliografía.....	B-1
--------------------------	------------



INTRODUCCIÓN

La vida sin el petróleo no podría ser como la conocemos. Del crudo obtenemos gasolina y diesel para nuestros autos y autobuses, combustible para barcos y aviones. Lo usamos para generar electricidad, obtener energía calorífica para fábricas, hospitales y oficinas y diversos lubricantes para maquinaria y vehículos.

La industria petroquímica usa productos derivados de él para hacer plásticos, fibras sintéticas, detergentes, medicinas, conservadores de alimentos, hules y agroquímicos.

El petróleo ha transformado la vida de las personas y la economía de las naciones. Su descubrimiento creó riqueza, modernidad, pueblos industriales prósperos y nuevos empleos, motivando el crecimiento de las industrias mencionadas.

Dada la importancia de este precioso recurso, que desgraciadamente para el hombre no es renovable, el hombre ha tenido la necesidad de transportarlo desde los yacimientos hasta los lugares de destino para poder procesarlo y así obtener diferentes productos derivados del petróleo.

Para poder transportar este hidrocarburo, se han desarrollado redes de distribución a base de tuberías pues ha resultado ser la forma más eficiente de transportarlo, así mismo esto conlleva a realizar inspecciones periódicas a cerca de las condiciones físicas de las tuberías, pues si bien es cierto, no todo es eterno; mediante diferentes estudios se llega a la conclusión de si la tubería debe ser reparada en dado caso o solo darle su mantenimiento adecuado.

En el estudio de esta tesis, trataremos de explicar la manera en que consisten los procesos y los trabajos para una rehabilitación de una tubería que en este caso resulta ser un oleoducto de 20" D.N. que atraviesa los estados de Hidalgo, Querétaro y Guanajuato, que consta en sustituir tramos de tubería para poder garantizar un buen funcionamiento en la conducción de este valioso hidrocarburo.



CAPÍTULO I “ANTECEDENTES”

I.1 IMPORTANCIA DE LOS HIDROCARBUROS

La vida sin los hidrocarburos no podría ser como la conocemos. Del petróleo obtenemos gasolina y diesel para nuestros autos y autobuses, combustible para barcos y aviones, gas para el uso común en la vida cotidiana. Lo usamos para generar electricidad, obtener energía calorífica para fábricas, hospitales y oficinas y diversos lubricantes para maquinaria y vehículos.

La industria petroquímica usa productos derivados de los hidrocarburos para hacer plásticos, fibras sintéticas, detergentes, medicinas, conservadores de alimentos, hules y agroquímicos.

El petróleo ha transformado la vida de las personas y la economía de las naciones. Su descubrimiento creó riqueza, modernidad, pueblos industriales prósperos y nuevos empleos, motivando el crecimiento de las industrias mencionadas.

Origen

El problema de la génesis del petróleo ha sido, por mucho tiempo, un tópico de investigación de interés. Se sabe que la formación del petróleo esta asociada al desarrollo de rocas sedimentarias, depositadas en ambientes marinos o próximos al mar, y que es el resultado de procesos de descomposición de organismos de origen vegetal y animal que en tiempos remotos quedaron incorporados en esos depósitos.

Se tiene noticia de que en otro tiempo, los árabes y los hebreos empleaban el petróleo con fines medicinales. En México los antiguos pobladores tenían conocimiento de esta sustancia, pues fue empleada de diversas formas entre las cuales se cuenta la reparación de embarcaciones para la navegación por los ríos haciendo uso de sus propiedades impermeabilizantes.

Las exploraciones petroleras iniciaron hace más de cien años, cuando las perforaciones se efectuaban cerca de filtraciones de petróleo; las cuales indicaban que el petróleo se encontraba bajo la superficie. Hoy día, se utilizan técnicas sofisticadas, como mediciones sísmicas, de microorganismos e imágenes de satélite. Potentes computadoras asisten a los geólogos para interpretar sus descubrimientos. Pero, finalmente, sólo la perforadora puede determinar si existe o no, petróleo bajo la superficie.

Se ha encontrado petróleo en todos los continentes excepto en la Antártida.

En su estado natural se le atribuye un valor mineral, siendo susceptible de generar, a través de procesos de transformación industrial, productos de alto valor,



como son los combustibles, lubricantes, ceras, solventes y derivados petroquímicos.

Es un compuesto que se encuentra en el subsuelo formando yacimientos, generalmente en forma sólida, líquida y gaseosa; el aceite crudo y el gas natural son ejemplos de estas acumulaciones.

Los yacimientos de aceite crudo están constituidos por hidrocarburos líquidos, a las condiciones de presión y temperatura del yacimiento.

El gas natural es la porción de hidrocarburos que existe en los yacimientos cuya fase es gaseosa o que se encuentra como solución en el aceite, permaneciendo como gas a condiciones del nivel del mar.

El petróleo no se encuentra distribuido de manera uniforme en el subsuelo hay que tener presencia de al menos cuatro condiciones básicas para que éste se acumule:

- Debe existir una roca permeable de forma tal que bajo presión el petróleo pueda moverse a través de los poros microscópicos de la roca.
- La presencia de una roca impermeable, que evite la fuga del aceite y gas hacia la superficie.
- El yacimiento debe comportarse como una trampa, ya que las rocas impermeables deben encontrarse dispuestas de tal forma que no existan movimientos laterales de fuga de hidrocarburos.
- Debe existir material orgánico suficiente y necesario para convertirse en petróleo por el efecto de la presión y temperatura que predomine en el yacimiento.

Tipos de petróleo

Químicamente, los hidrocarburos están compuestos principalmente por moléculas de hidrógeno y de carbono, asociadas por algunas impurezas como el nitrógeno, el dióxido de carbono, el azufre y otros elementos. Sin embargo, la magnitud de estas impurezas es pequeña comparada con el volumen total de los hidrocarburos.

Al calentarse el petróleo, se evaporan preferentemente los compuestos ligeros (de estructura química sencilla y bajo peso molecular), de tal manera que conforme aumenta la temperatura, los componentes más pesados van incorporándose al vapor.



La industria mundial de hidrocarburos líquidos clasifica el petróleo de acuerdo a su densidad API (parámetro internacional del Instituto Americano del Petróleo, que diferencia las calidades del crudo).

Aceite Crudo	Densidad (g/ cm³)	Densidad grados API
Extrapesado	>1.0	10.0
Pesado	1.0 - 0.92	10.0 - 22.3
Mediano	0.92 - 0.87	22.3 - 31.1
Ligero	0.87 - 0.83	31.1 - 39
Superligero	< 0.83	> 39

Para exportación, en México se preparan tres variedades de petróleo crudo:

- **Istmo.** Ligero con densidad de 33.6 grados API y 1.3% de azufre en peso.
- **Maya.** Pesado con densidad de 22 grados API y 3.3% de azufre en peso
- **Olmeca.** Superligero con densidad de 39.3 grados API y 0.8% de azufre en peso.

El petróleo mexicano es materia prima de calidad que se encuentra presente en toda la industria nacional e internacional como lo es en: transporte, alimentos, fármacos, fertilizantes, pinturas, textiles, etc.

Por todo lo anterior la existencia de los hidrocarburos es muy importante para el ser humano.

I.2 DISTRIBUCIÓN DE HIDROCARBUROS

La distribución de los hidrocarburos es muy variada desde transporte terrestre como pipas, trenes, transporte marítimo por barcos y transporte por tubería que es la más usual, más eficiente, más segura y barata

Historia del transporte de hidrocarburos por ductos en México

Durante la época precortesiana, las tribus que habitaron el territorio mexicano utilizaron el petróleo como material de construcción, medicina, pegamento, impermeabilizante y como incienso para sus ritos religiosos. Los totonacas, habitantes de la mayor parte del estado de Veracruz, lo recogían de la superficie de las aguas para utilizarlo como medicina y como iluminante. Algunas tribus que habitaron las costas mexicanas lo masticaban para limpiar y blanquear la dentadura.



Las reales ordenanzas para la minería de la Nueva España promulgadas en 1783 por el Rey Carlos III de España, hacían mención de los hidrocarburos, llamándolos bitúmenes o jugos de la tierra.

Esta ordenanza deja en claro que no solo se tenía conocimiento desde entonces de la existencia de sustancias aceitosas, sino que se les concedía ya cierto valor. En 1862, el Ingeniero de minas Antonio del Castillo llevó a cabo una perforación en un lugar cercano al cerro del Tepeyac, de la cual brotó agua mezclada con petróleo en cantidades abundantes. El producto fue utilizado como iluminante.

Un año mas tarde, en 1863, el sacerdote e historiador de Tabasco Manuel Gil y Sáenz, encontró lo que él llamó, Mina de Petróleo de San Fernando, cerca de Tepetitán, ahí en el estado de Tabasco. Esta mina no era otra cosa más que una de tantas chapopoteras que existían en la región, de las cuales podía obtenerse fácilmente petróleo natural.

La compañía Explotadora de Petróleo del Golfo de México, que inició a trabajar en la zona costera Veracruzana de Palma Sola y Papantla, construyó una pequeña refinería que llamo La Constancia. En 1870 logró refinar 4 mil galones de querosina recogiendo aceite de las chapopoteras, transportándolo a lomo de mula, entre Cerro Viejo y el Río Tuxpan, y por éste hasta Tuxpan, para su comercialización.



Cabe señalar que el primer transporte marítimo se hizo en un barco de vela que llevó 1,100 metros cúbicos en depósitos de madera.

Al principio el transporte en la región de la Faja de Oro se hizo a través del río Tuxpan, en lanchas que llevaban los barriles obtenidos de las chapopoteras de Cerro Viejo.

En 1886 la compañía Waters Pierce construyó en el puerto de Veracruz una refinería con capacidad de proceso de 500 barriles diarios, para procesar el petróleo crudo que provenía de los Estados Unidos.



Diez años después fundaría otra refinería sobre la margen del río Pánuco, entre la ciudad de Tampico y la desembocadura del río, para procesar 2 mil barriles diarios de crudo, proveniente también de los Estados Unidos.

Las refinadoras construidas en México antes del siglo XX, en realidad fueron plantas que se dedicaron exclusivamente a refinar petróleo que importaban de Estados Unidos a través de barcos fletados que atracaban en Tampico y Veracruz.

El 14 de mayo de 1901, a una profundidad de 1515 pies del Campo Petrolero la compañía Mexican Petroleum of California encontró petróleo en el pozo que fue bautizado con el nombre de Doheny 1, el cual produjo 50 barriles por día. Entre esta fecha y 1903 se perforarían 19 más, con parecidos o peores resultados.

El 3 de Abril de 1904, la misma compañía perforó a una profundidad de 501 metros, el pozo, denominado La Pez 1, encontrando petróleo el cual fue lanzado a una altura de 15 metros, dando una producción de 1,500 barriles diarios, que sostuvo por varios años.

Durante esa época, para estimular el desarrollo de las compañías ferroviarias, el presidente Porfirio Díaz, les entregaba los terrenos colindantes a las vías que tendían. Por lo que al tenerse conocimiento del hallazgo petrolífero de Doheny, la compañía ferrocarrilera tendió tramos de vía que iban a los yacimientos de petróleo. La compañía ferrocarrilera pronto firmó contrato por la compra de 6 mil barriles diarios para abastecer las locomotoras, dándose inicio a la construcción de un ducto de 75 kilómetros, hasta el puerto de Tampico. El puerto tamaulipeco rápidamente se convertiría en un emporio petrolero.

Paralelamente a las actividades de Doheny, en el sur del país la compañía Pearson and Son adquiría terrenos para la exploración y explotación de petróleo.

En 1902 había encontrado petróleo cerca de San Cristóbal, en el istmo, y poco después construía una refinería en Minatitlán, un centro de almacenamiento y un ducto que llegaba de San Cristóbal hasta la refinería. Cabe señalar que los primeros oleoductos se construyeron primero atornillándolos a mano, y luego empleando máquina para atornillar.





La compañía Pearson and Son, construyó tanques de almacenamiento sobre las márgenes del río y empezó a operar su tanquero llamado San Cristóbal, con el cual acarreaba material y equipo de Inglaterra y transportaba petróleo a ese país. Al San Cristóbal habrían de seguir dos tanqueros más: el San Bernardo y el San Antonio. La empresa de Pierce dominaba el mercado de la querosina, la cual distribuía por ferrocarril a casi todo el país.

De manera ya no interrumpida y con características industriales propiamente dichas, se inició en 1901 la explotación Petrolera en México, hasta 1936, se habían perforado un total de 5,698 pozos en busca de petróleo, y de estos, 2,687 resultaron productivos comercialmente, habiendo sido abandonados 3011 por haber resultado secos o productores de agua salada. La casi totalidad de estos pozos, fueron perforados después de 1917, esto es, después de que se reivindicó por medio del Artículo 27 Constitucional, el principio de Soberanía Nacional sobre el Petróleo del Subsuelo. En efecto, de un total de 5,698 pozos perforados en 36 años, como se mencionó anteriormente, solo 279 de estos se perforaron antes de 1917.

Entre los pozos más notables por su producción antes de la expropiación se consideran los siguientes:

POZOS Y LOCALIZACIÓN	FECHA EN QUE BROTARON	TOTAL PRODUCIDO
Potrero del Llano 4, de la Cía. Mexicana de Petróleo "El Aguila", S.A. En la región de Tuxpan.	23 – XII – 1910	117,325,294 BLS.
Cerro Azul no. 4 de la Huasteca Petroleum, región de Tuxpan.	16 – XII – 1916	83,585,861 BLS.
Casiano no. 7 de la Tamiahua Petroleum Co., región de Tuxpan.	1 – IX – 1910	75,000,000 BLS.
Zurita no.3 de la Cía. Mexican Sinclair en la cuenca del Río Pánuco.	21 – II - 1914	21,466,531 BLS.



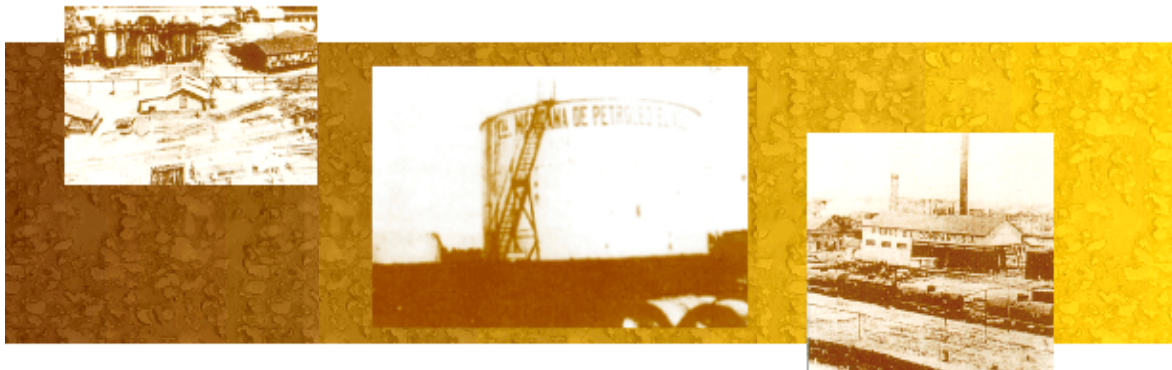


Es conveniente señalar que antes de la Expropiación Petrolera, existía una red de ductos del orden de 5,000 Km, principalmente de 8" y 10" de D.N., para el transporte y de 4" y 6" de D.N. para la recolección. Los propietarios de estos ductos eran alrededor de 150 Compañías, entre las cuales cabe destacar las siguientes:

COMPAÑÍA	LONGITUD DE DUCTOS (Km)
El Águila	1,630
Huasteca Petroleum	1,000
Mexican Gulf Oil	473
Transcontinental de Petróleo	315
La Corona	222
Penn Mex.	210

Principales oleoductos existentes en México antes de la expropiación

CIA. PROPIETARIA	ORIGEN	DESTINO	DIAM. (PULG)	LONG. (M)
Mexicana de Petróleo "El Águila", S.A.	Tampico	Naranjitos	8	107,550
	Naranjos	Tuxpan	8	85,100
	Palma Sola	Azcapotzalco	10	223,615
Mexican Gulf Oil Co.	Tonala	Minatitlán	8	56,585
	Chapacao	Prieto	10	48,360
Huasteca Petroleum Co.	Tierra Blanca	Mata Redonda	10	119,450
Cía. Transcontinental de Petróleo, S.A.	Cacalilao 7	Cacalilao 1	10	11,119
	Cacalilao 1	Cacalilao 11	10	9,268
Cía. Mexicana de Gas.	San Pedro	Monterrey	12	155,200
Cía. Occidental de Gas.	Naco	Cananea	8	61,871
California Standard Oil.	Mazatlán	Guaymas	16 - 12	4,238





El transporte y distribución de gas natural se inició en México en 1930, con la operación de los gasoductos de 155 Km entre Ciudad Alemán y Monterrey y 62 Km entre las poblaciones de Naco - Cananea, a la compañía minera de Cananea en Sonora. Ambos gasoductos se proveían de gas natural de importación.

Veinte años más tarde, en 1950, entró en operación el primer gasoducto propiedad de PEMEX, construido con tubería de 20 pulgadas y con longitud de 250 Km, para el transporte del gas natural, producido en los campos de Poza Rica Ver., hacia el Valle de México, para un consumo de 130 millones de pies cúbicos diarios.

Con el propósito de evitar la escasez y la falta de abastecimiento oportuno, no solo se aumentó la capacidad de refinación, sino que dio especial atención a los sistemas de transporte y a la construcción de nuevas plantas de almacenamiento.

Las necesidades de transporte más urgente se resolvieron complementando el sistema de tuberías para la conducción de petróleo crudo, gas natural y productos refinados. La longitud de los ductos se aumentó de 7,301 Km en diciembre de 1958, a 11,549 en marzo de 1964, es decir, en un 58 por ciento, y en más de un 75 por ciento de capacidad. Los medios de transporte y distribución terrestre, fundamentalmente los auto-tanques, fueron sujetos a un programa de reposición, en vista de que algunas unidades contaban ya con quince o más años de servicio. Debido al bajo costo del transporte por tuberías, y dentro de la política de conservación de recursos realizada por PEMEX, durante el gobierno de López Mateos se siguió la consigna de cambiar el sistema de transporte por el de tuberías.

Como resultado de esta política, en 1958 se puso en servicio el segundo gasoducto para conducir el gas producido en los yacimientos del norte, cerca de Reynosa, hasta Monterrey, Saltillo y Torreón. Constaba de dos tramos de tubería uno de 22 pulgadas con 225 Km de extensión, entre Reynosa y Monterrey, y otro de 16 pulgadas con 310 Km de extensión, de Monterrey a Torreón, con un ramal de 30 Km a Saltillo.

Posteriormente el surgimiento de Ciudad PEMEX, en Tabasco quedó reservado para el último año de gobierno de don Adolfo Ruíz Cortínez, la inauguración de una de las más ambiciosas obras que haya realizado la industria petrolera mexicana. A lo largo de 1956 y durante todo el año de 1957, se construyó febrilmente, trabajando en turnos continuos, incluso los domingos y los días festivos, un conjunto de instalaciones que, bajo el nombre de "Ciudad PEMEX", comenzaron a funcionar el 3 de marzo de 1958 y permitieron aprovechar los grandes recursos de gas existentes en el estado de Tabasco. Esta realización fue considerada apenas como el paso previo para el tendido de un amplio gasoducto que abastecería a los centros industriales de Veracruz, Puebla y la Ciudad de México, posteriormente a la Ciudad de Salamanca.



I.3 TIPOS DE DUCTOS

A lo largo del territorio nacional, PETRÓLEOS MEXICANOS (PEMEX) mantiene en operación un sistema de ductos terrestres de alrededor de 54,000 Km por donde transporta petróleo crudo, gas natural, gas amargo, gas dulce, gasolinas, diesel y otros productos refinados. Cuenta, además, con 2,000 Km localizados en zonas submarinas. Cerca de la mitad de los ductos tienen más de 30 años de operación, y, a pesar del constante mantenimiento, ocurren problemas provocados por la corrosión y fallas del material.



Un ducto es una tubería de acero al carbón que va de las 2" a las 48" de diámetro y que transporta los diferentes productos derivados del petróleo; de ahí que adquieran el nombre del producto que transporta.

- OLEODUCTO – Transporta aceite crudo.
- GASODUCTO – Transporta gas LP o gas natural.
- GASOLINODUCTO – Transporta gasolina.
- COMBUSTOLEODUCTO – Transporta combustoleo.
- ISOBUTANODUCTO – Transporta gas butano.
- PROPANODUCTO – Transporta propano.
- POLIDUCTO – Tiene la característica de transportar diferentes productos como el diesel, gasolina, querosina, propileno entre otros.

Transporte de gas natural

El Sistema Nacional de Gasoductos (SNG) pasa por 18 estados de la República. Inicia en Chiapas y pasa por Veracruz y Tabasco hasta Tamaulipas con líneas de 24, 36 y 48 pulgadas de diámetro; posteriormente se prolonga por los estados de Nuevo León, Coahuila, Durango y Chihuahua, con líneas de 24 y 36 pulgadas de diámetro. Existen tres líneas importantes de 18, 24 y 36 pulgadas que recorren el centro del país pasando por los estados de Veracruz, Puebla, Tlaxcala, Hidalgo, México, Querétaro, Guanajuato, San Luis Potosí, Michoacán y Jalisco.



En Naco, Sonora, inicia un ducto de 327 Km de longitud para la importación de gas natural, de los Estados Unidos de América a Hermosillo.

La extensión total del SNG es de 9,031 Km y cuenta con 8 estaciones de compresión; 3 en el sur del sistema en el área de Cárdenas y Minatitlán, una en Valtierra, Guanajuato, y 4 en la parte norte en los estados de Tamaulipas y Nuevo León.

El SNG cuenta con puntos de inyección de gas natural de origen nacional y puntos de conexión internacional. A través de estos últimos se pueden realizar operaciones de importación o exportación con los Estados Unidos.

Transporte de gas l.p.

El Sistema Nacional de Gas Licuado del Petróleo, con una extensión total de 1,822 Km y 5 estaciones de bombeo, extiende a lo largo de 11 estados de la República, iniciando en Cactus, Chiapas, hasta Guadalajara, Jalisco, pasando por Tabasco, Veracruz, Puebla, Edo. de México, Hidalgo, Querétaro, Guanajuato y Jalisco, con líneas de 20, 22 y 14 pulgadas de diámetro. De Minatitlán parte un ducto de 14 pulgadas al puerto de Salina Cruz, Oaxaca.

A través de un ducto de 14 pulgadas, llega a la Ciudad de México la quinta parte de su consumo. El resto por vía terrestre desde puntos cercanos como son Puebla y Tepeji de Río.



Transporte de petroquímicos

Este sistema, con 1023 Km de ductos, tiene como propósito llevar petroquímicos básicos de los centros de producción a los puntos de consumo propiedad de Petróleos Mexicanos, en donde son procesados o reprocesados.



Por este sistema se transportan productos tales como gasolinas amargas, gas seco y gas húmedo, entre otros.



Infraestructura

PEMEX Gas cuenta con 8 complejos procesadores de gas natural con las siguientes capacidades: endulzamiento de gas: 3,753 mpcd; recuperación de líquidos: 5,309 mpcd; fraccionamiento de líquidos: 554,000 barriles diarios. Para el transporte de gas natural, opera 9,031 Km de ductos.

283,000 BHP de compresión y 620 estaciones de medición en puntos de entrega, además de 6 interconexiones con sistemas de gasoductos norteamericanos. La logística del gas licuado se apoya en 16 terminales de distribución y 1,822 Km de ductos con una capacidad de bombeo de 220,000 barriles diarios. Para el manejo de petroquímicos básicos, se cuenta con 1,023 Km de ductos.

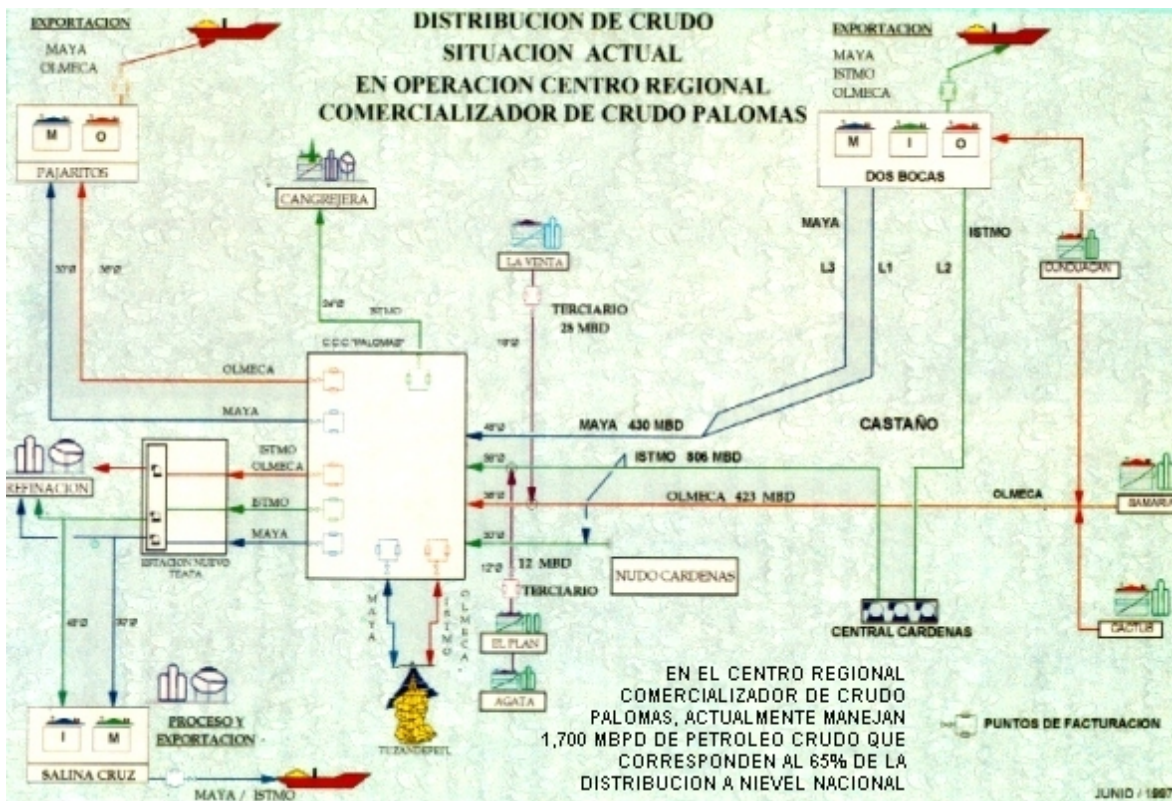
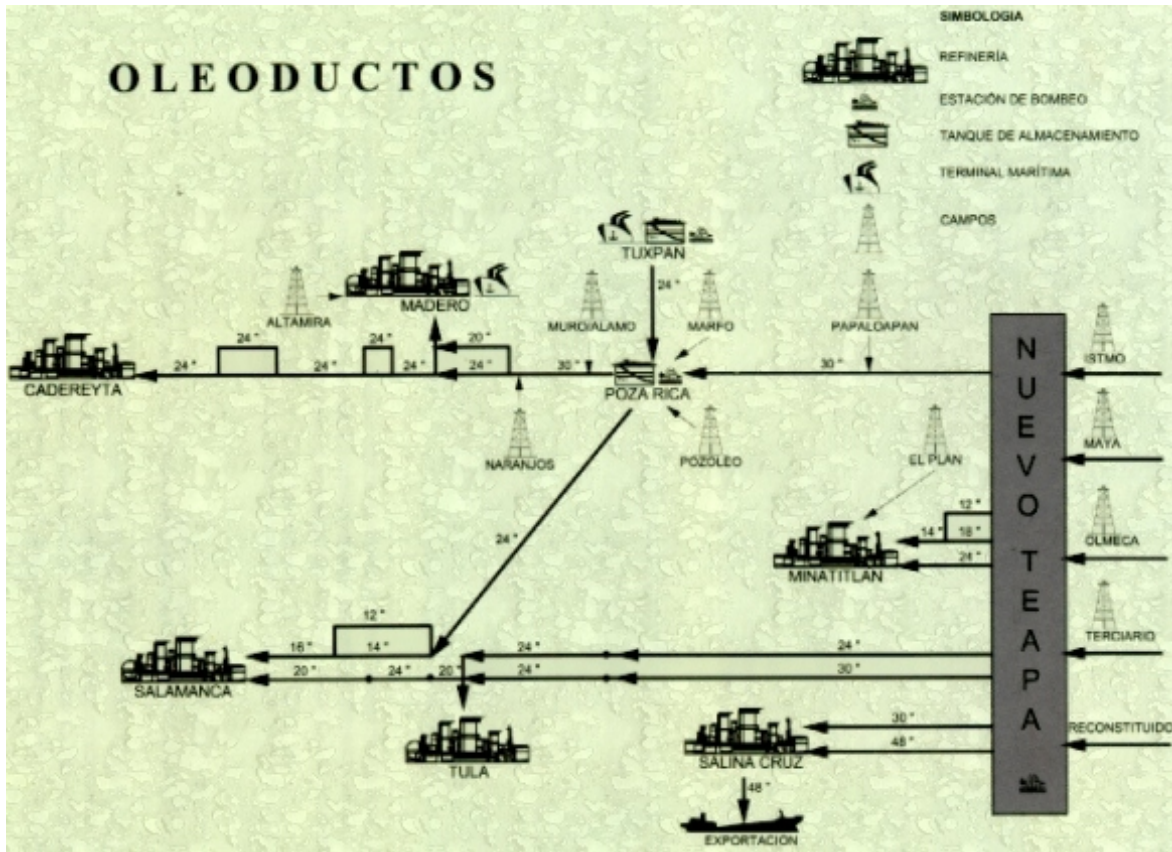


Oleoductos de PEMEX-REFINACION

La Gerencia de Transportación por Ducto perteneciente a la Subdirección de Distribución de PEMEX-Refinación, administra, opera y mantiene la red de ductos para el transporte de aceite crudo.

Refinería	Localidad
Gral. Lázaro Cárdenas del Río	Minatitlán, Ver.
Ing. Antonio Dovalí Jaime	Salina Cruz, Oax.
Miguel Hidalgo y Costilla	Tula, Hgo.
Ing. Antonio M. Amor	Salamanca, Gto.
Francisco I. Madero	Cd. Madero, Tamps.
Ing. Héctor Lara Sosa	Cadereyta, N.L.

El censo de la red de oleoductos esta conformado por 4,163 Km de ductos con diámetros entre doce y cuarenta y ocho pulgadas. Los oleoductos están tendidos en 2,572 Km de derechos de vía y tienen un empaque de 9.3 millones de barriles. Los oleoductos suministran de aceite crudo a las seis refinerías del país y al puerto de exportación de Salina Cruz, Oax.





Poliductos de PEMEX- REFINACIÓN

La Gerencia de Transportación por Ducto perteneciente a la Subdirección de Distribución de PEMEX-Refinación, administra, opera y mantiene la principal red de ductos para el transporte de productos. Esta gerencia tiene cuatro subgerencias regionales: Norte, Centro, Golfo y Sureste.

El censo de la red de poliductos en operación está constituido por 8,006 Km de ductos con diámetros entre cuatro y dieciocho pulgadas. Los poliductos están tendidos en 6,188 Km de derechos de vía y tienen un empaque de 3.8 millones de barriles.

Los poliductos suministran productos destilados a 43 superintendencias de ventas y dos terminales marítimas; asimismo, se transportan productos Inter.-refinerías. La red de poliductos está dividida en tres principales zonas que abastecen e interconectan a las siguientes instalaciones:

Zona	Refinerías (localidad)	Terminales de Ventas	Terminales Marítimas
Sureste - Golfo	Minatitlán, Ver.	10	2
	Salina Cruz, Oax.		
Centro - Golfo	Tula, Hgo.	17	-
	Salamanca, Gto		
Norte- Pacífico	Cd. Madero, Tamps.	16	-
	Cadereyta, N.L.		

I.4 MANTENIMIENTO RIGUROSO A DUCTOS

El administrador de ductos se enfrenta constantemente al reto de decidir la prioridad de mantenimiento, prueba e inspección de tubos a su cargo. Por un lado cuenta con recursos limitados y por otro, un conjunto de ductos que requieren de inversión para seguir operando. Sus decisiones son cruciales, ya que en caso de siniestro en un ducto al que no se asignaron recursos, pondrá en aprietos legales al administrador.

La asignación de recursos a ductos se realiza intuitivamente por medio de la evaluación de uno o una combinación de los siguientes hechos:

- Paso en zonas pobladas.
- Medición del espesor en la pared del tubo.
- Historia de daños mecánicos debidos a terceros.
- Historia de sabotajes.
- Historia de mantenimiento.
- Nuevos requerimientos de operación.
- Características del fluido.



- Resultados de una inspección con diablos instrumentados
- Estudios de potenciales de protección catódica.
- Estado del recubrimiento.
- Estado del sistema de protección catódica.
- Interferencia eléctrica.
- Calidad de operación de juntas aislantes.
- Corrosión interna.
- Eficiencia de inhibidores de corrosión.
- Corrosividad de fluidos.
- Agresividad del suelo.
- Verificación de efectividad del mantenimiento.
- Análisis posterior a un siniestro.
- Gente afectada.
- Medio ambiente afectado.
- Presión de operación.
- Volumen transportado.
- Fallas con pruebas hidrostáticas.
- Desconocimiento de calidad y normas de construcción.
- Inestabilidad del terreno.
- Cercanía a minas y canteras
- Sismicidad.
- Cambio de cauces de ríos, deslaves o agrietamientos por intemperismos.
- Historial de fugas.
- Calidad de soldaduras.
- Tipo de consumidores.
- Importancia del siniestro.
- Calidad estratégica de producto y suministro.
- Volumen de derrame potencial.
- Industrias, ciudades y en general la afectación económica por falta de suministro.

Métodos de priorizar recursos a ductos

En un estudio que realizó la fundación BATELLE para AGA, se hace una revisión de catorce referencias que describen diferentes puntos de vista o técnicas para evaluar el riesgo en la operación de tuberías, con la finalidad de priorizar los recursos para inspección y mantenimiento de ductos. Apuntan que en principio muchos métodos coinciden en que el riesgo se calcula con la multiplicación de la probabilidad de falla por las consecuencias específicas de ellas. Sin embargo comúnmente no se dispone de datos suficientes para estimar la probabilidad de falla. Como resultado muchas compañías han desarrollado sus métodos de “puntaje” para asignar probabilidades y consecuencias numéricas para comparar dos o más inspecciones reparaciones y opciones de reemplazo.



También recalcan que es prudente usar este método mientras se crean bases de datos con las cuales se mejoren y establezcan parámetros e índices más certeros.

Selección del método

Los usuarios o administradores de ductos al seleccionar su método de priorización deben tener en cuenta algunos puntos:

- Costo / Beneficio: Decisiones simples no requieren de elaborados métodos de estimación.
- Requerimientos de tiempo: Toma tiempo familiarizarse con los nuevos métodos y generalmente los más complicados llevan más tiempo.
- Disponibilidad / Exactitud: Recordar que si se alimenta basura los resultados son basura.
- Intención de los resultados: Generalmente los métodos comparativos se usan para operación y mantenimiento. Los métodos cuantitativos se usan para la toma de decisiones cruciales.
- Limitaciones: Un método muy simple usado para decisiones difíciles puede resultar costoso.
- Fiabilidad: El método debe de ser comprobado satisfactoriamente antes de su aplicación.
- Seguridad: Debe de cumplir los factores de seguridad.
- Cumplimiento de Normas: Debe de contener y satisfacer las normas.
- Necesidades del cliente: No estar muy por debajo o arriba de las expectativas del cliente.

Parámetros de prioridad

Se utilizan seis factores que consideran muchas de las preguntas que el operador se hace para tomar una decisión de priorizar recursos a los ductos.

- I. Interferencia Externa
 - a) Espesor de la tubería.
 - b) Poblaciones por las que se desarrolla el ducto (CLASE).
- II. Corrosión.
 - a) Protección catódica.
 - b) Interferencia eléctrica.



- c) Recubrimientos.
 - d) Operación de juntas aislantes.
 - e) Corrosión interna.
- III. Factor de movimiento de terreno.
- a) Cercanía a minas y canteras.
 - b) Sismos.
 - c) Ríos, deslaves y agrietamientos causados por intemperismo.
- IV. Factor de normatividad en construcción.
- a) Fecha de construcción.
 - b) Incidencia de fugas.
- V. Factores de seguridad de operación.
- a) Presión de operación.
 - b) Zonas pobladas según el tipo de construcción.
- VI. Factor de Seguridad de suministro.
- a) Producción perdida.
 - b) Consumidores afectados.
 - c) Impacto económico al país.

I.5 INTERVENCIÓN DE PEMEX PARA EL MANTENIMIENTO

Dentro de nuestro país el gobierno federal creó una secretaría encargada de la energía del país (SECRETARÍA DE ENERGÍA "SENER"), ella a su vez es la controladora de PEMEX, que a su vez es la encargada de suministrar al país de todos los derivados del crudo y del gas en México.

PEMEX es la empresa que se fundó desde el gobierno del Gral. Lázaro Cárdenas para organizar y administrar los recursos (hidrocarburos) del país, es por lo tanto la encargada de dar el mantenimiento a toda la red de distribución (infraestructura) del país.

Para esto PEMEX se divide en tres partes PEMEX REFINACIÓN, PEMEX GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA Y PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN.

La primera es la encargada de refinar el crudo así como de darle mantenimiento a sus ductos, refinerías e instalaciones en general, también dentro del marco de mantenimiento de los ductos, existen los preventivos y los correctivos, siendo el primero el tema primordial de este trabajo.

Este mantenimiento lo contempla año con año inspeccionando tanto interior como exteriormente las líneas de conducción (ductos) de la forma en que se explicará en el siguiente capítulo.



PEMEX GAS Y PETROQUÍMICA BASICA es la rama de PEMEX que se encarga solo de los gases así como de su tratamiento al igual que darle mantenimiento tanto preventivo como correctivo al igual que PEMEX refinación, con la pequeña diferencia que el gas es mas complicado de almacenar por lo cual las rehabilitaciones de sus ductos no son de igual forma como la de PEMEX refinación que este si puede almacenar producto para poder reparar sus ductos.

Por ultimo PEMEX EXPLORACIÓN es la rama de PEMEX encargada de buscar yacimientos de crudo vírgenes, así como de gas, sacarlo del subsuelo, y explotarlo de una forma racional.

Este mantenimiento lo contempla año con año inspeccionando tanto interior como exteriormente las líneas de conducción (ductos) de la forma en que se explicará en el siguiente capítulo.



CAPÍTULO II “DESARROLLO DEL ANTEPROYECTO”

II.1 INSPECCIÓN PREVENTIVA DE LOS DUCTOS.

Después de haber puesto en operación un ducto nuevo, cada cierto tiempo se inspecciona interiormente para conocer el grado de desgaste o deterioro del ducto, dicho periodo de inspección va a depender del tipo de ducto y lo que se transporte en él.

Esta inspección interior se realiza por medio de un instrumento mecánico magnético denominado diablo instrumentado.



DIABLO INSTRUMENTADO

Para introducir dicho diablo es necesario determinar el tramo a inspeccionar, diámetro de la tubería, longitud de inspección y presión de operación del flujo que transporta.

El diablo determina el nivel de corrosión de las tuberías; el sistema de este diablo incorpora la técnica de medición más exacta y directa para la determinación del espesor de pared: el Ultrasonido.

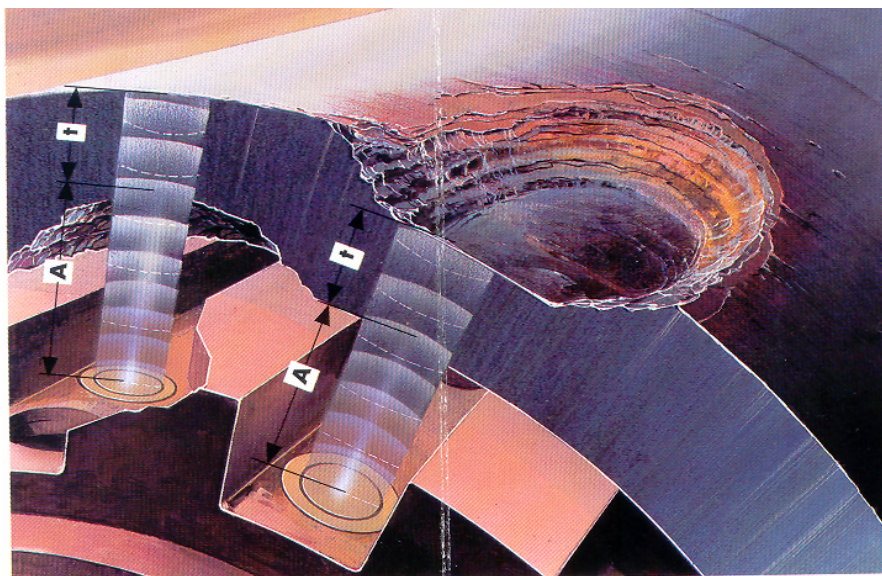
Utilizando esta técnica la herramienta del diablo analiza la superficie y longitud completas de la tubería localizando puntos de corrosión con la ayuda de su red de sensores múltiples de alta sensibilidad.



La corrosión, tanto en el interior como en el exterior de la tubería, es identificada con una determinación precisa de la localización, profundidad, grado y posición utilizando toda la información recolectada por el diablo. La información reunida es almacenada en la memoria a bordo de la herramienta.

Esta técnica puede ser utilizada mientras se mantiene la operación normal de la tubería, sin ninguna reducción significativa del flujo.

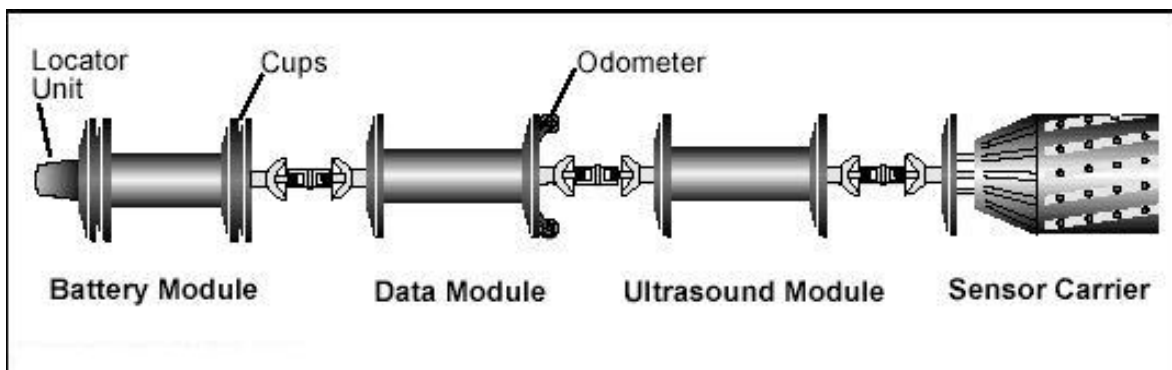
Los pulsos ultrasónicos son reflejados en las superficies interiores y exteriores de la pared de la tubería. Esto permite la medición directa del espesor de pared de la tubería “t” y del espacio entre el sensor y la pared interna de la tubería, “A” como se muestra a continuación en la siguiente figura.



PULSO ULTRASÓNICO PARA DETECTAR ANOMALÍAS

II.2 DETECCIÓN Y CLASIFICACIÓN DE FALLAS.

Como ya se dijo anteriormente, el “diablo instrumentado” es el encargado de determinar la cantidad y tipo de fallas y está compuesto de las siguientes partes:





- BATTERY MODULE – Módulo de la batería del equipo.
- DATA MODULE – Módulo de recolección de datos.
- ULTRASOUND MODULE – Módulo ultrasónico de envío de señal.
- SENSOR CARRIER – Sensores de detección de fallas.
- LOCATOR UNIT – Unidad de localización (GPS).
- CUPS – Copas de limpieza.
- ODOMETER – Odómetro.

Ya determinado el tramo de tubería a inspeccionar así como sus características, se fija la fecha y hora para detener el flujo del ducto, una vez detenido el flujo se introduce el diablo dentro del ducto esto por medio de las trampas de envío y recibo de diablos.



**INTRODUCCIÓN DE DIABLO INSTRUMENTADO
EN LA TRAMPA DE ENVÍO**

Una vez introducido el diablo en el ducto y realizado los cálculos de la velocidad a la que debe ir y presión de empuje al que será sometido, en paralelo se utiliza un sistema para rastrear o seguir el diablo en la superficie terrestre, el cual consiste simplemente en colocar la antena receptora sobre el derecho de vía (DDV) siempre adelante del diablo y al pasar el diablo por la ubicación, dará una señal audible y visual y en su caso la registra en la memoria del receptor.

Para evitar que el diablo sobre pase la posible ubicación de la antena-receptor, es muy recomendable la utilización de dos antenas manteniendo una de ellas adelante de la otra aproximadamente 5 Km o menos si el terreno es muy accidentado.



Figura 6. Transmisores/ Antena/ Receptor.
**TRASMISOR ANTENA-RECEPTOR
SUPERFICIAL PARA DETECCIÓN DEL DIABLO**



Trabajando en la forma descrita anteriormente, se permite mantener el diablo ubicado entre las dos antenas y en el caso de que el diablo se atore, sólo habrá que caminar sobre el DDV para ubicar el diablo atorado.

En el caso de que, en el transcurso de la corrida del diablo se no llegue al siguiente punto de detección, es obvio que éste se atoró entre el último punto detectado y la última posición de la antena-receptor.

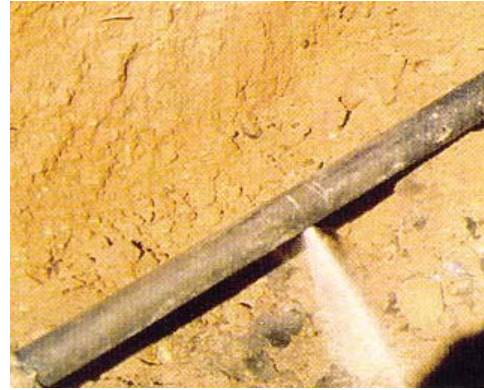
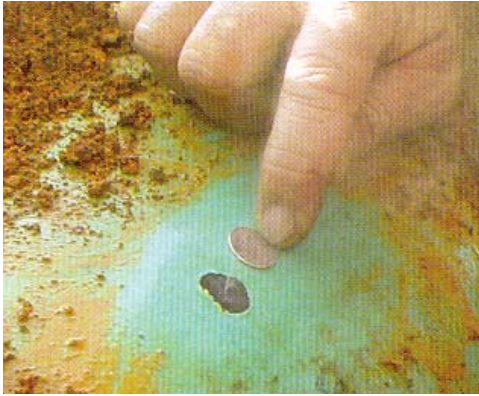
Lo que resta entonces es caminar sobre el DDV sosteniendo la antena paralelamente al suelo hasta donde se produzca la señal que nos indica la posición aproximada del diablo atorado. Una vez que se tiene este punto de referencia, se va cerrando el intervalo de movimiento sobre el DDV para tener más cercano al equipo. En ese momento se camina hacia atrás y hacia delante con la antena ahora perpendicular al piso y la diferencia de señal, permite localizar exactamente al diablo atorado.



**SEGUIMIENTO SUPERFICIAL DEL DIABLO
INSTRUMENTADO**

Si el recorrido salió según lo planeado solo falta esperar el diablo en las trampas de recibo, sacarlo y pasar los datos a la computadora para definirlos y clasificarlos.

Durante el recorrido del diablo instrumentado al interior del ducto se activan sus dispositivos magnéticos que se encuentran colocados en los extremos, estos dispositivos son los encargados de detectar y determinar el tipo de fallas que tiene el ducto a lo largo de él; esta información es de suma importancia ya que de no atenderse pueden ocasionar serías afectaciones como fugas, contaminación del medio ambiente, escasez del producto, pérdidas económicas e incluso explosiones.



FALLAS PUNTUALES EN LA TUBERÍA
(CORROSIONES EXTERNAS)

Las fallas se clasifican principalmente de la siguiente forma:

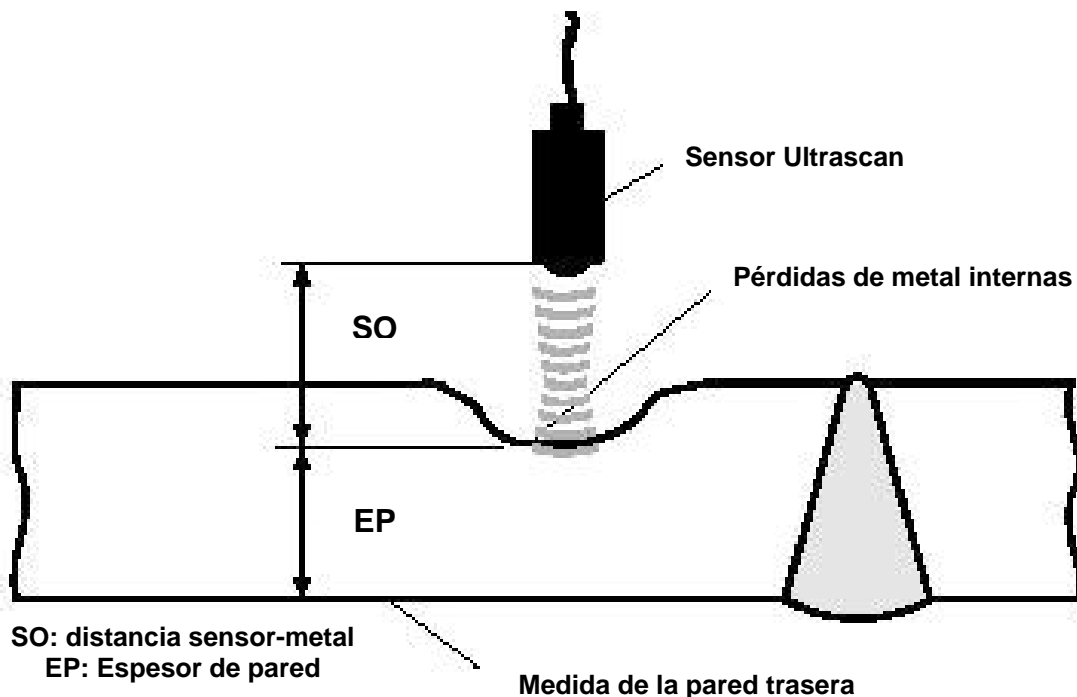
PERDIDAS DE METAL:

Este tipo de fallas son las más comunes y se dividen en dos que son pérdidas de metal internas y pérdidas de metal externas.

- **PERDIDAS DE METAL INTERNAS:**

Las pérdidas de metal internas se pueden producir por el desgaste del tubo que sufre con la constante fricción del fluido con el metal, también en algunos casos por la cavitación.

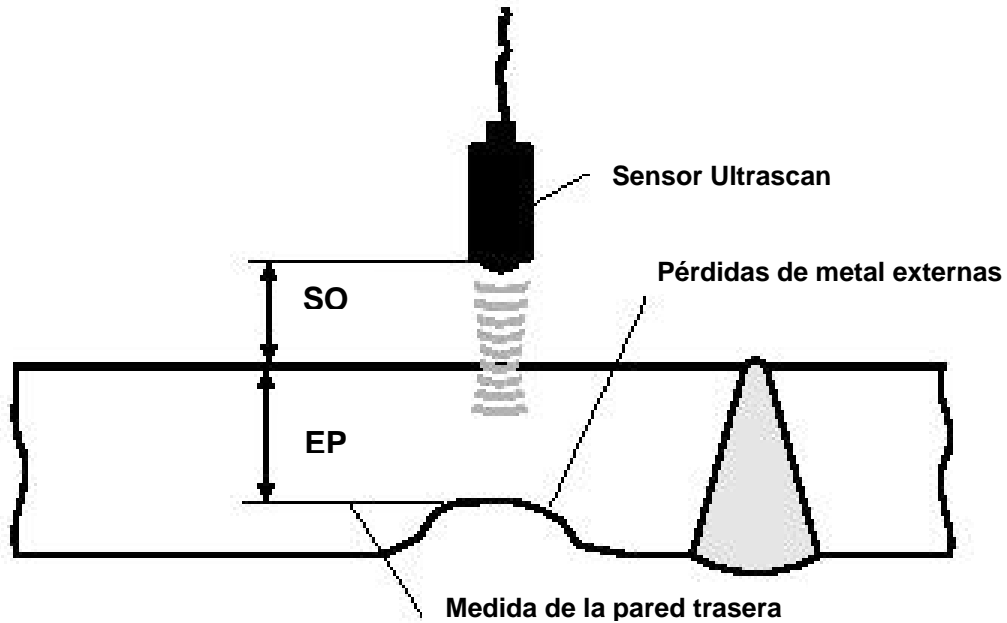
Estas pérdidas de metal en algunos casos pueden llegar a ser de hasta el 80% del total del espesor nominal del ducto.





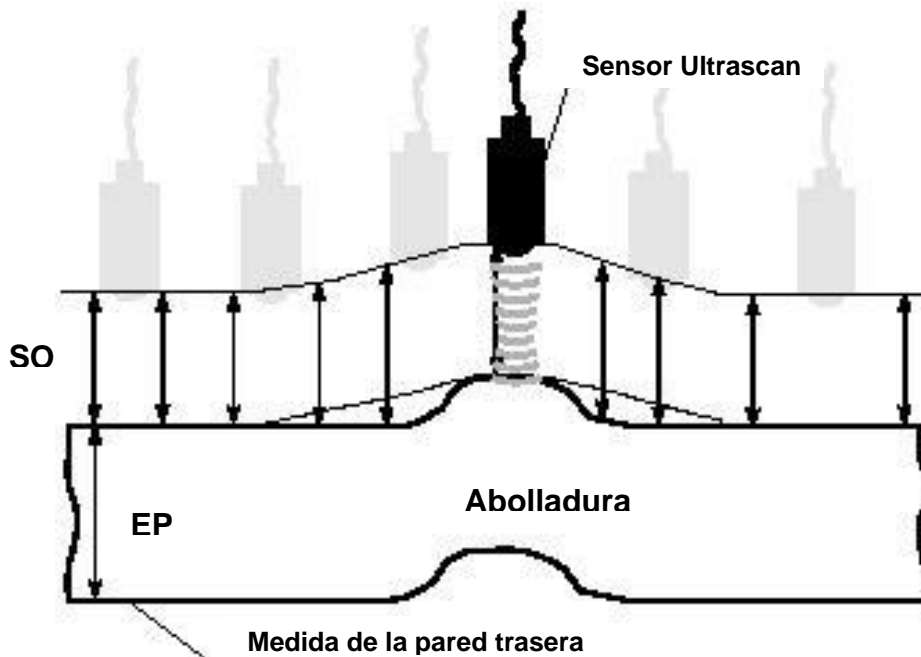
- **PERDIDAS DE METAL EXTERNAS:**

Las pérdidas de metal externas estas se ocasionan principalmente por corrosión debido a la mala aplicación de la protección mecánica del tubo, es decir, se crea una discontinuidad eléctrica y la humedad del suelo origina una corrosión llegando en casos graves hasta perforar todo el espesor del ducto en la parte afectada.



ABOLLADURAS:

Las abolladuras son producidas principalmente por golpes dados in situ a la hora instalar el ducto nuevo, este tipo de anomalías pueden provocar a largo plazo corrosión interna ya que originan cavitación.

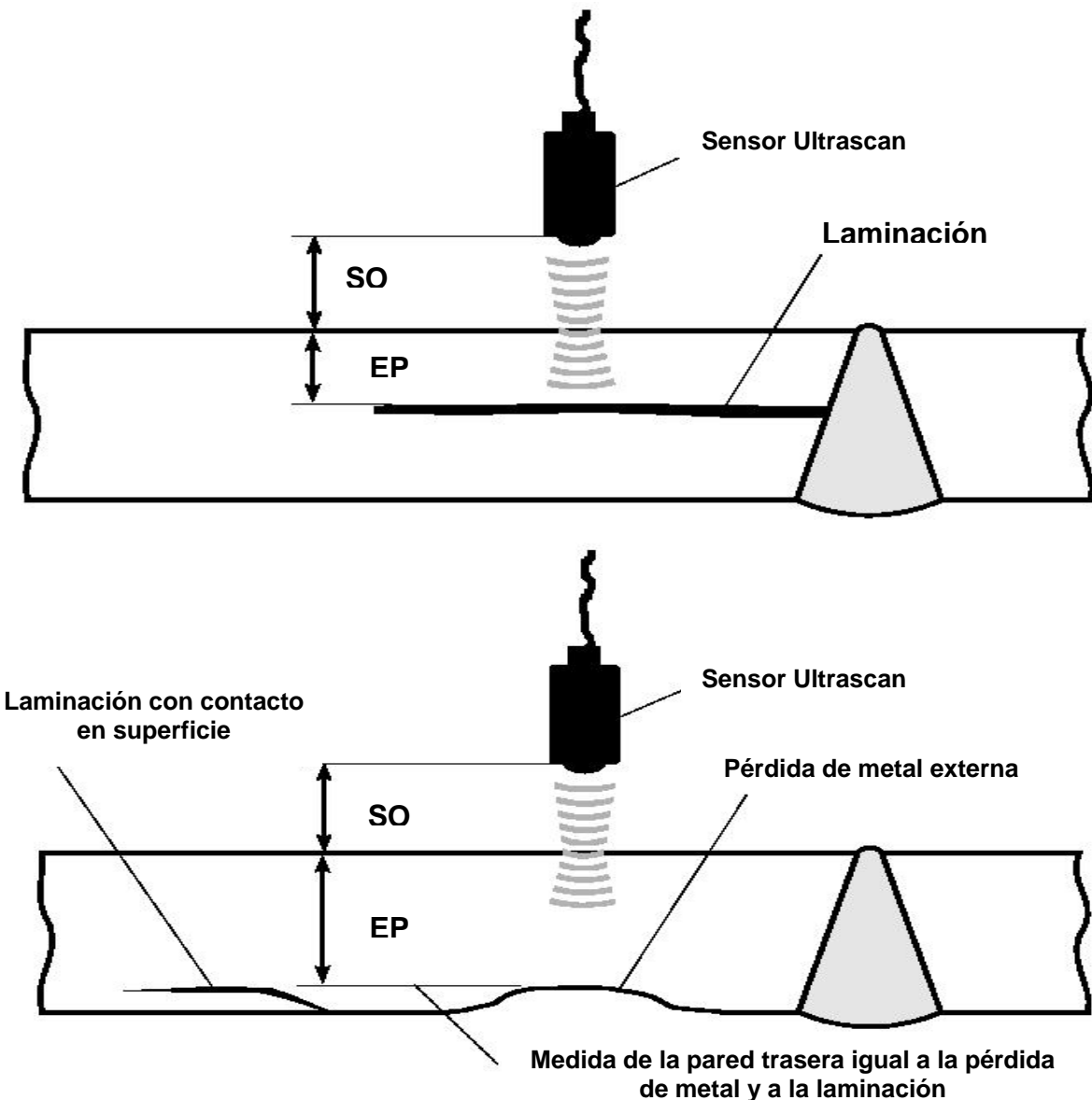




LAMINACIONES:

Este tipo de fallas son producidas en fabrica a la hora de estar fundiendo los diferentes metales y realizar las aleaciones correspondientes dependiendo del grado de tubo que se requiera, si no se fusiona de manera adecuada los metales o se produce una buena aleación es cuando se provocan las laminaciones, cuando es confirmada este tipo de falla no solo se sustituye el área afectada sino todo el tramo de tubo que se colocó (tramo sencillo 6.00 m y tramo doble 12.00 m son los mas comunes).

Este tipo de falla tiene una particularidad, y es que la falla viene de fábrica, por lo que uno no se da cuenta de ésta sino hasta 10 o 15 años después de haber instalado el tubo cuando se realiza una inspección detallada con el diablo instrumentado. Por lo cual, más adelante se explicará de que manera afecta este tipo de falla a la logística genera del proyecto.





II.3 TIPOS DE REHABILITACIÓN.

Una vez obtenida la información recuperada del diablo instrumentado y revisada la información por parte de PEMEX con relación a la cantidad de fallas a rehabilitar se tomara el criterio más conveniente para decidir que tipo de rehabilitación se utilizara.

Existen varios tipos de rehabilitación los más comunes son:

ENVOLVENTE METÁLICA METAL A METAL.

Este tipo de rehabilitación era la más común utilizada por que no se tiene que detener el suministro del producto y consiste en lo siguiente.

Dependiendo del diámetro y espesor del tubo la envolvente será de mayor diámetro, se coloca una envolvente superior y otra inferior abrazando el tubo en la zona dañada. En cuanto a la longitud de dichas envolventes será de un diámetro y medio mas la longitud de la falla.

Este tipo de rehabilitaciones tienen un pequeño contratiempo, que es, que la forma de instalar las envolventes en contacto al tubo es mediante la aplicación de soldadura circunferencial y longitudinal con el tubo en operación, lo que la hace de alto riesgo, ya que recordemos que se esta colocando este tipo de envolvente en falla que llegan a tener en algunos casos hasta un 30 a 97% de perdida de metal.



ENVOLVENTE METAL A METAL



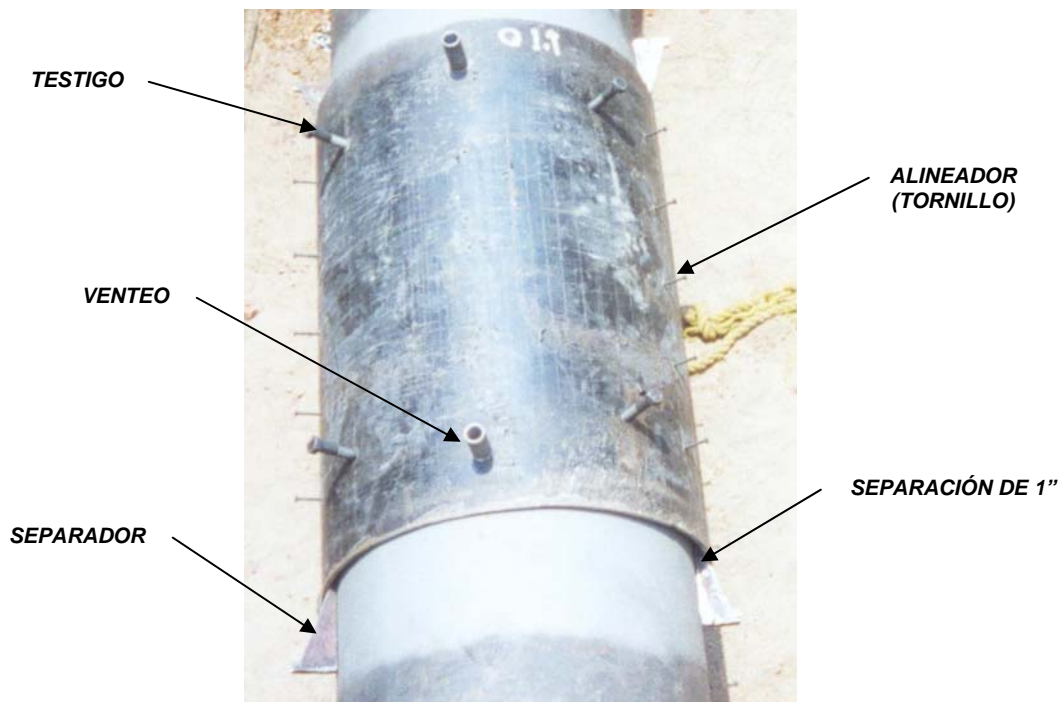
SOLDADURA LONGITUDINAL DE ALTO RIESGO EN ENVOLVENTE METAL A METAL



ENVOLVENTE METÁLICA CON RELLENO EPOXICO.

Este tipo de rehabilitación es un procedimiento nuevo y se utiliza cuando el ducto no puede ser sacado de operación y a diferencia de la envolvente metal a metal, en éste, la envolvente metálica no tiene contacto directo con el tubo existente, además no tiene soldadura circunferencial que pueda poner en riesgo dicho trabajo.

Se fabrican dos medias cañas que servirán de camisa dejando un espacio entre el tubo existente y éstas; se sujetan con dos abrazaderas a modo de dejarlas suspendidas de manera excéntrica con la ayuda de unos tornillos que se utilizan como alineadores, el espacio entre los tubos será de 1" circunferencial.



Una vez alineada simétricamente la envolvente alrededor del tubo, se procede a colocar una pasta en los extremos de dicha envolvente que sustituirá a la soldadura circunferencial, que resulta de alto riesgo en la envolvente metal a metal. Esta pasta tarda aproximadamente 30 mins. en alcanzar su máxima resistencia.





Ya alcanzada la máxima resistencia de la pasta en ambos extremos, se aplicará soldadura longitudinalmente a todo lo largo de la camisa en ambos extremos, después se procede a inyectar el relleno epóxico a la envolvente, tomando en cuenta que la inyección deberá ser en la parte inferior de la camisa a modo de que se vaya rellenando de abajo hacia arriba para garantizar un relleno uniforme. Para determinar que la envolvente esté rellena en su totalidad los “testigos”, indicados en la foto anterior, presentarán escurrimientos del producto epóxico y por último el relleno escurrirá por los “venteos”; una vez concluido al 100% el proceso de relleno se interrumpe la inyección cerrando las mangueras.

Se esperará aproximadamente 24 hrs. para que el relleno epóxico alcance su máxima resistencia y así poder retirar con un esmeril, todos los alineadores, los venteos y testigos para poder posteriormente limpiar con chorro de arena a presión (sand-blast) y recubrir el tubo con protección mecánica; esta protección sirve para proteger al tubo de la corrosión externa que pueda sufrir a lo largo de su vida útil, generalmente es a base de pintura epóxica negra y se aplica de dos a tres capas cumpliendo con el espesor requerido; estos son procedimientos que se explicaran más adelante.



APLICACIÓN DE PASTA CERTITE EN LOS EXTREMOS DE LA ENVOLVENTE





SUSTITUCIÓN DE TRAMOS DE TUBERÍA DEL MISMO DIÁMETRO.

A diferencia de las envolventes metálicas ya sea con relleno epóxico o metal a metal, este tipo de rehabilitación se tiene que programar en coordinación con PEMEX ya que se necesita suspender el flujo del producto durante un tiempo determinado para poder cambiar los tramos afectados por tubería nueva.

PEMEX tiene que adoptar las medidas necesarias para no suspender el abastecimiento del producto en cuestión, por lo que debe de cubrir al límite sus sistemas de almacenamiento que pueden ser tanques o cisternas, para que cuando el ducto deje de operar no se pierda la continuidad en el abastecimiento; claro que no es por tiempo indefinido, por lo que se deberán sustituir los tramos afectados en el menor tiempo posible programado.



***REHABILITACIÓN POR SUSTITUCIÓN DE
TRAMOS DE TUBERÍA DEL MISMO DIÁMETRO***

Más adelante se describirá a detalle en que consiste este tipo de rehabilitación que es objeto de estudio de la presente tesis.



II.4 ANÁLISIS DE INTEGRIDAD

El Análisis de Integridad (*estudio definitivo para conocer el grado y tipo de reparación del ducto*) de ductos surgió en México en los años noventa como una respuesta al problema del envejecimiento de líneas de conducción y como una alternativa ante la dificultad cada vez mayor de conseguir financiamiento y las mayores restricciones ambientales para la reparación o sustitución de ductos. Esta situación hizo ver la necesidad de evaluar la operabilidad de los ductos para determinar si eran aptos para funcionar con defectos o más allá de su vida proyectada. Al mismo tiempo fue necesario definir que acciones deberían tomarse para lograr tal operabilidad. A esta condición de estar “*apto para el servicio*” se le llamó integridad estructural o mecánica y al procedimiento para su evaluación se le llamó Análisis de Integridad (AI).

A partir de mediados del 2000 se creó en PEMEX el Grupo de Análisis de Integridad de Ductos (GAID) con el fin de aplicar el AI al mantenimiento de líneas de transporte de hidrocarburos. La metodología desarrollada por el GAID involucra:

- Revisión y análisis de los resultados de inspección con equipo instrumentado (Diablo Instrumentado).
- Inspección complementaria para verificación de indicaciones y desarrollo de criterios de evaluación.
- Aplicación de la mecánica de fractura y al análisis de esfuerzos a la evaluación de defectos.
- Establecer los procedimientos de reparación.

Con esta metodología, la administración del mantenimiento ha evolucionado de la confrontación con una norma o código, a un sistema dinámico de alto nivel técnico que permite una mayor precisión en las evaluaciones y por tanto, mayor eficiencia en el mantenimiento.

La parte central del AI es establecer los criterios de severidad de defectos, los requerimientos de inspección no destructiva y los procedimientos de reparación para garantizar la seguridad del ducto durante su operación, la continuidad en la producción y el mínimo impacto ambiental, todo esto dentro de las opciones económicamente viables.

EL AI se basa en el cálculo de:

1. La presión o carga máxima permisible de operación del ducto o tramo de ducto en presencia de defectos.
2. El tamaño máximo tolerable de defecto.
3. La rapidez de crecimiento del defecto.



Estos cálculos están fundamentados en los conocimientos teóricos y prácticos de la mecánica de la fractura y se apoyan en el conocimiento de las propiedades mecánicas de los materiales de fabricación y las dimensiones de los defectos presentes, detectados por inspección no destructiva. Esta información debe ser obtenida de los reportes de inspección y mantenimiento y del historial del propio ducto. Por otra parte, los datos de propiedades mecánicas, caracterización metalúrgica y otros datos, se obtienen mediante pruebas de laboratorio o se utilizan los valores nominales de acuerdo a la especificación del material.

Cuando ya se ha llevado a cabo la corrida del diablo instrumentado y éste a su vez ha obtenido los datos de las anomalías en la tubería se lleva toda la información a un centro de estudio para descifrar la información y entregar el estudio realizado en el ducto a la dependencia correspondiente en este caso PEMEX.

Este estudio final es una radiografía detallada del status del tubo y contiene información clara, precisa y detallada para ser clasificada por personal capacitado de PEMEX; dentro de la información entregada, en el estudio de integridad se encuentra lo siguiente:

- Distancia real del ducto analizado, ya que PEMEX en mucho de sus casos cuenta con una distancia del ducto medida superficialmente (sobre el terreno) en otros varía con la distancia de la corrida del diablo. El puntualizar y señalar estas diferencias de distancias es sumamente importante ya que depende de cual distancia tomar para la localización real de la falla en campo.
- Cantidad y distancia de soldaduras: desde que empieza el recorrido del diablo instrumentado en la trampa de envío éste pone sus odómetros en ceros uno de ellos es el encargado de medir las distancias entre soldadura y con el análisis de integridad se cuantifica la cantidad de soldaduras. Estos datos son útiles ya que son una referencia más de ayuda para la persona que esta buscando la falla en campo, dado que en cada falla se marcan como mínimo cuatro soldaduras dos aguas arriba y dos aguas abajo.
- Porcentaje de perdida de metal dependiendo del tipo de falla este es uno de los datos mas importantes, si no el mas importante, debido a que de este dato dependerá que el personal capacitado de PEMEX y con apoyo de las normas para la rehabilitación se decida a reparar o no la falla.

Teniendo una vez toda la información recolectada por el AI, se desarrollará un reporte final el cual contendrá la lista definitiva de reparaciones jerarquizadas, los procedimientos de reparación, la presión o carga máxima permisible de operación, el programa de inspección a futuro y las recomendaciones de operación, inspección y mantenimiento para incrementar el nivel de seguridad de la instalación y extender su vida útil.



A continuación se muestra un ejemplo de fallas dentro de un AI con los formatos de los estudios de integridad que se presentan para la rehabilitación del ducto, esta información es la siguiente:

HOJAS DE DATOS GENERALES DE FALLAS

DOCUMENTED FEATURES LIST									
Pipetronics Ultrascan									
Project : Badenia Bpdy Lotion Factory Pig Run : 1 PTX Odofac : 0.3808396 Offset : 0.00 m Pendadj : + 0 Medium : (1387 m/s) Picture : All								Editor: T. Memorex	
Doc no.	File no.	Distance m	comment	Wt mm	Dpth mm	Lngh mm	Dgr	Sgrp	Type
1	329	15.50	t-piece	11.9		2000			
2	105	2610.18	Lamination width 162mm	8.2	4.0	1172	156	4	mid
3	223	5789.50	Girth weld						
4	224	5919.00	Longitudinal weld						
5	273	9632.30	f.-bend	9.0		9500			
6	463	10010.18	Metal loss width 290mm rw:5.8mm	8.8	3.0	105	191	2	Int
7	151	11965.67	Sloping lamination width 200mm	9.4		1613	76	1	mid
8	350	13737.90	Check valve			2900			
9	1004	32491.29	Dent width 389mm	8.0	4.0	389	69	1	
10	1582	64810.50	Valve			2700			
11	2229	92260.00	Flange			300			
12	2231	92348.10	Bend	14.5		1900			
13	1	93390.60	Spiral weld						
14	1801	93467.90	Coil weld						
15	1612	102282.00	HTC lamination width 600mm	14.4	4.0	27500	120	2,3	mid
16	4605	267656.24	Metal loss width 145mm	14.5	3.0	149	268	4	Ext

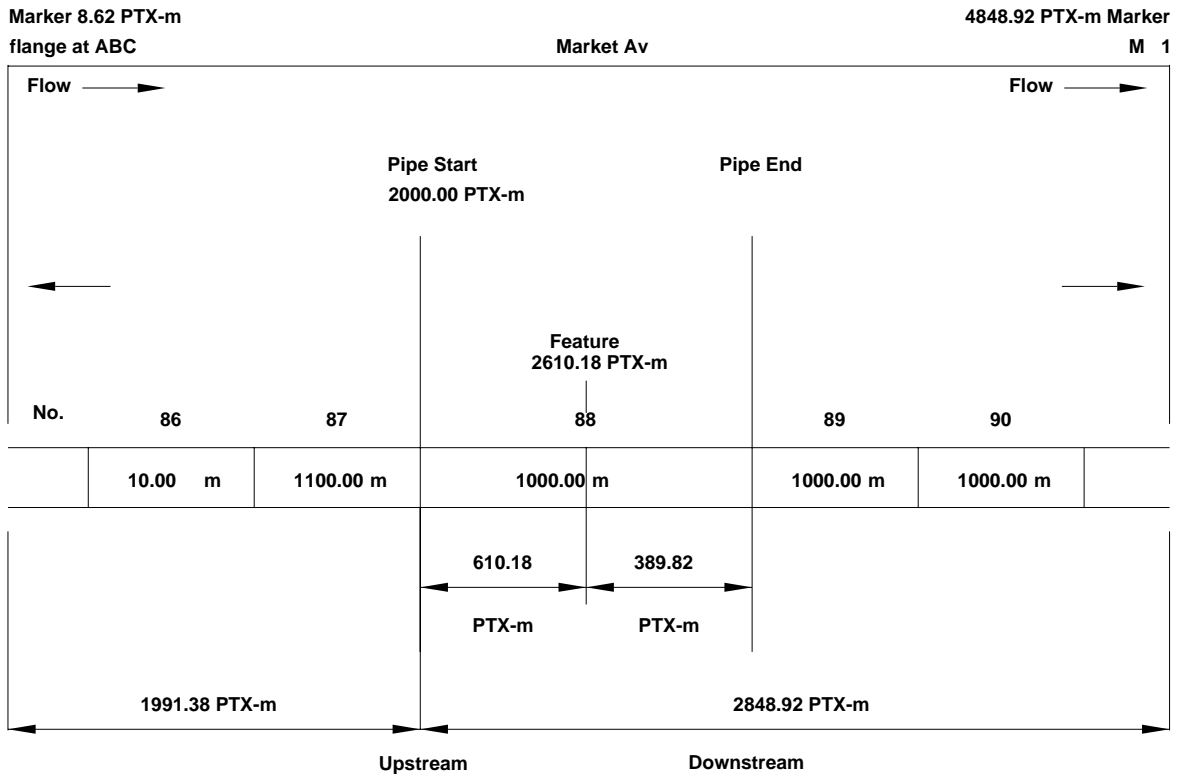


RELACIÓN ESPECÍFICA DE UNA FALLA CRÍTICA TOMANDO COMO REFERENCIA 5 TRAMOS DE TUBERÍA 2 AGUAS ARRIBA Y 2 AGUAS DEBAJO DE LA FALLA.

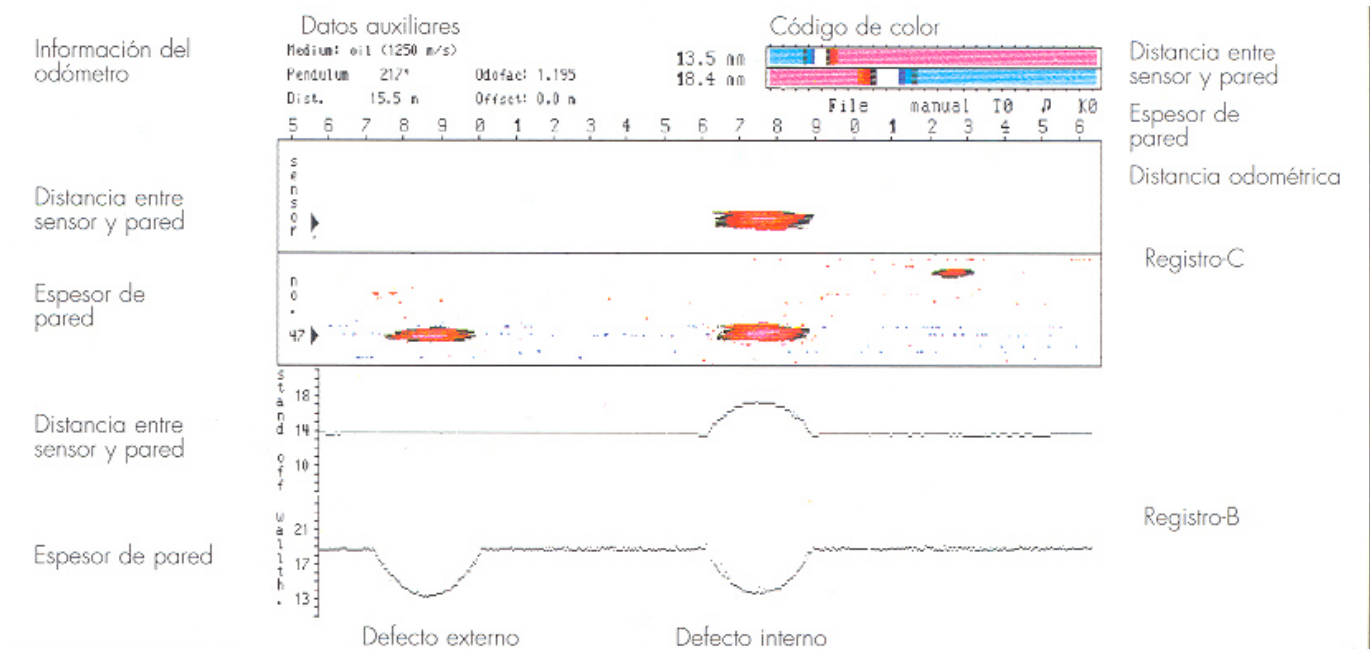
P I P E T R O N I X G m b H																								
Document Feature No. 2		Project: 1PTX																						
Feature Type: middle, lamination Width 162mm																								
Feature dimensions	Depth (mm): 4.0	Length (mm): 1172																						
Distance (PTX meter):	2610.18																							
Circumference ():	156																							
Orientation: 0 = 12.00 o'clock in flow direction																								
Pipe data with reference to feature:																								
Pipe No.:	88	Pipe Length:	1000.00 m																					
Start of pipe:	2000.00 m	Distance of feature:	610.18 m																					
End of pipe:	3000.00 m	Distance of feature:	389.82 m																					
Reference-point data with reference to pipe no.: 88																								
Name of ref.-point upstream : flange at ABC																								
Name of ref.-point downstream : Market Av M 1																								
Position of reference-point (upstream):		8.62 PTX-m																						
Position of reference-point (downstream):		4848.92 PTX-m																						
Distance from ref.-point upstream to start of pipe :		1991.38 PTX-m																						
Distance from ref.-point downstr. to start of pipe :		2848.92 PTX-m																						
<p>The diagram illustrates a series of pipe segments numbered 86 to 90. A vertical line labeled 'Feature' is positioned at the boundary between segments 88 and 89. Arrows indicate 'Reference Upstream' to the left and 'Reference Downstream' to the right. Below the pipe segments, a table provides their lengths and wall thicknesses. Arrows labeled 'Flow' point from left to right.</p> <table border="1"> <tr> <td>Pipe No.:</td> <td>86</td> <td>87</td> <td>88</td> <td>89</td> <td>90</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Pipe Length:</td> <td>10.00</td> <td>1100.00</td> <td>1000.00</td> <td>1000.00</td> <td>1000.00</td> <td>m</td> </tr> <tr> <td>Wall thickn:</td> <td>7.80</td> <td>7.80</td> <td>7.80</td> <td>7.80</td> <td>7.80</td> <td>mm</td> </tr> </table>				Pipe No.:	86	87	88	89	90		Pipe Length:	10.00	1100.00	1000.00	1000.00	1000.00	m	Wall thickn:	7.80	7.80	7.80	7.80	7.80	mm
Pipe No.:	86	87	88	89	90																			
Pipe Length:	10.00	1100.00	1000.00	1000.00	1000.00	m																		
Wall thickn:	7.80	7.80	7.80	7.80	7.80	mm																		
Comments:																								



UBICACIÓN DE LA FALLA EN EL TRAMO CON REFERENCIA A LA SOLDADURAS AGUAS ARRIBA Y AGUAS ABAJO



UBICACIÓN DE LA FALLA CIRCUNFERENCIALMENTE EN EL TRAMO DE TUBERÍA AFECTADA



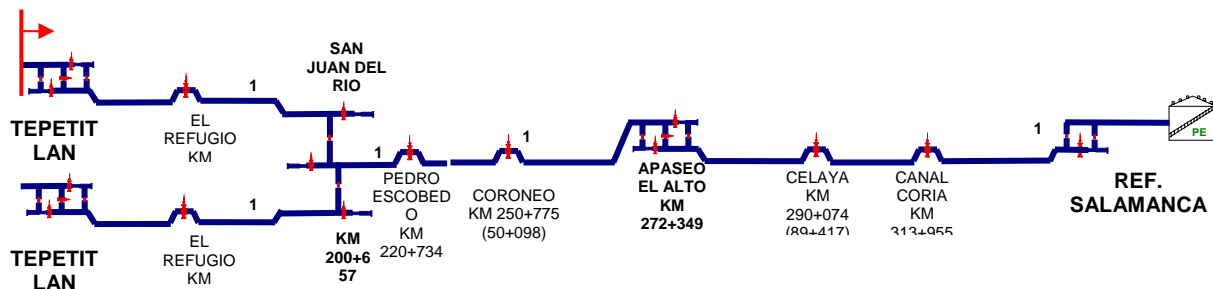


TERMINOS DE REFERENCIA

Una vez realizado el Análisis de Integridad, por parte de la empresa que proporciona y opera el equipo (diablo instrumentado), éste es entregado a PEMEX para que a su vez evalúe dicha información y decida de acuerdo a la prioridad de las fallas, cuales y cuantas se van a reparar.

PEMEX dentro de sus criterios y normas de operación y seguridad jerarquizará todas y cada una de las fallas encontradas, esto es para poder determinar una cantidad de fallas a rehabilitar.

Una vez definida esta evaluación se reporta al área de proyectos y contratos la cual define el anteproyecto necesario para reparar dichas fallas; conjuntamente con el área de mantenimiento se cuantifican volúmenes de obra y tiempos de ejecución de los trabajos. Se elaboran los documentos tales como el catálogo de conceptos, el programa de ejecución general (*inicio y término de la obra*) y el perfil unifilar de los tramos de tubería a reparar; este perfil no es más que un esquema que indica cómo está conformada la línea en cuestión, es decir, los tramos que la constituyen así como una referencia para poder seccionar sólo aquel tramo que se va a reparar que para este caso será de Tepetitlán a Salamanca.



**DIAGRAMA DE FLUJO MECANICO DEL OLEODUCTO DE 20"
D.N., TEPETITLAN-SALAMANCA**



II.5 PROCEDIMIENTO DE LICITACIÓN

Como se mencionó anteriormente, el organismo de PEMEX se divide en tres grandes áreas:

PEMEX REFINACIÓN
PEMEX GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA
PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

Cada organismo se encarga de vigilar, inspeccionar y mantener el funcionamiento de los diferentes ductos que corren a lo largo del país; y de solicitar, cuando sea el caso, la reparación correspondiente.

Una vez que ya se ha inspeccionado el ducto para verificar el estado de deterioro en el que se encuentra la línea en estudio, PEMEX solicita a su órgano interno la autorización para solicitar, a la Sría. de Hacienda, el presupuesto necesario para la reparación de dicho ducto. Este presupuesto está basado en una serie de indicadores que determina el organismo en cuestión, al que llamaremos para efectos de este trabajo PEMEX REFINACIÓN quien, previo a la solicitud del presupuesto, realiza un anteproyecto donde indica y propone los trabajos a efectuar para la reparación del ducto.

Cuando ya se tiene el estudio del anteproyecto y un presupuesto autorizado para realizar los trabajos de dicho mantenimiento; es este el momento cuando PEMEX REFINACIÓN elabora una serie de documentos que forman parte de las BASES DE LICITACIÓN, en esta documentación se encuentran los detalles de los trabajos, así como una serie de normas, reglamentos y especificaciones bajo los cuales se debe alinear la ejecución de los mismos de acuerdo a lo requerido por parte de PEMEX.

A continuación se presenta un listado del contenido de dichas bases así como una explicación de cada uno de estos documentos que se deberán presentar para satisfacer los requisitos que en ella se establecen.

Cabe mencionar que si la compañía participante en dichos trabajos no llegase a cumplir en su totalidad los requisitos mencionados, ésta será descalificada del concurso.

Para este trabajo en particular, los datos de la licitación fueron los siguientes:



Convocatoria 18576019-002-01
Para Licitación Pública Nacional N° 18576019-009-01

En cumplimiento de las disposiciones que establece la Ley de Obras Públicas y Servicios Relacionados con las Mismas, a través de la **Subgerencia Ductos Centro** ubicada en Prolongación Corregidora Nte. N° 1080, Col. Arboledas, Querétaro, Qro., teléfonos (01-4) 220-62-97, 220-63-57 y 220-64-17, presenta los requisitos para participar en la **Licitación Pública Nacional N° 18576019-009-01**

Nombre de la Obra:

Rehabilitación del Oleoducto de 20" x 198.3 km de Tepetitlán, Hgo. - Salamanca, Gto. Mediante la Sustitución de Tramos de Tubería con Fallas Detectadas por Equipo, así como la Construcción de Bardas Perimetrales en Válvulas de Seccionamiento

La descripción resumida de los trabajos a ejecutar es como sigue:

Rehabilitación del Oleoducto de 20" x 198.3 km de Tepetitlán, Hgo. - Salamanca, Gto. Mediante la Sustitución de Tramos de Tubería con Fallas Detectadas por Equipo, así como la Construcción de Bardas Perimetrales en Válvulas de Seccionamiento

II.6 PROPUESTAS TÉCNICAS Y ECONÓMICAS QUE PRESENTAN LOS CONTRATISTAS

- ***PROPUESTA TÉCNICA.***

En esta etapa de la licitación se verificará como su nombre lo dice, los aspectos técnicos para la realización de los trabajos de rehabilitación para este caso en particular.

De igual forma, para poder evaluar los aspectos técnicos, se utilizarán formatos para facilitar la revisión técnica de cada propuesta que concursa.

Cabe hacer mención que en la etapa técnica el personal encargado de revisar y calificar a cada licitante es en muchos casos el supervisor de la obra debido a que esta persona fue quien elaboró el anteproyecto.

A continuación se presenta la lista, que para el caso de este concurso deberá contener la documentación que se menciona y en el orden en que se describe.



A) Se integrarán en la propuesta la siguiente documentación firmada (no antefirmas) y en donde se consignarán los datos que se solicitan
A.1) Anexo "D-1" Programa calendarizado de ejecución de los trabajos en función de las fases de obra, (sin montos).
A.2) Anexo "G" Deberán anexarse copia de las facturas que acrediten la propiedad de la maquinaria y equipo o, en caso de ser rentadas, carta compromiso de arrendamiento de los mismos.
A.3) Anexo "G-1" Programa Calendarizado de Utilización de Maquinaria y Equipo de Construcción que proporcionará el Contratista sin montos.
A.4) Anexo "H" Relación, Características, Costos y Cantidades de Materiales y Equipo de Instalación Permanente y Materiales, suministrados por el Contratista.
A.5) Anexo "H-1" Programa Calendarizado de Aplicación de Materiales y Equipo de Instalación Permanente y Materiales suministrados por el Contratista sin montos.
A.6) Anexo "I" Relación de Categorías de mano de obra y Costos de Salarios (integrado con las prestaciones).
A.7) Anexo "I-1" Programa calendarizado de la utilización de mano de obra directa que participa en la ejecución de los trabajos sin montos.
A.8) Manifestación escrita de las partes que subcontratará o los Materiales y/o Equipos de Instalación Permanente que pretenda adquirir que incluyan su instalación, de acuerdo a lo indicado en la CLAUSULA DECIMA NOVENA de las Especificaciones de Concurso. Indicando los datos completos del subcontratista, así como su experiencia en trabajos similares a los que subcontratará.
B) Se deberán integrar en la propuesta los documentos siguientes, proporcionados por PEMEX Refinación debidamente firmados (no antefirmas) en señal de conocimiento y aceptación:
B.1) Las presentes "Especificaciones para el Concurso" (bases administrativas).
B.2) Anexo "A" Relación de planos (Incluye planos).
B.3) Anexo "B" Normas Generales.
B.4) Anexo "B-1" Especificaciones Particulares.
B.5) Anexo "B-2" Características del Equipo de Instalación Permanente y Materiales que Suministrará el Proveedor.
B.6) Anexo "E-1" Maquinaria y Equipo de Construcción que proporcionará PEMEX Refinación.
B.7) Anexo "E-2" Maquinaria y Equipo de Construcción mínimo que proporcionará el Contratista.
B.8) Anexo "F" Materiales y Equipo de Instalación Permanente que proporcionará PEMEX Refinación.
B.9) Anexo "L" Alcances de los Conceptos.
B.10) Anexo "M" Materiales y Equipo de Instalación Permanente que se emplearán.
B.11) Modelo de Contrato.



B.12) Textos de las fianzas, de cumplimiento del contrato que presentará la compañía adjudicataria.
B.13) Manifiestar por escrito de conocer el sitio de los trabajos o constancia de que el licitante llevó a cabo la inspección detallada del área donde se ejecutarán los trabajos a que se refiere este Concurso, expedida por la Subgerencia de Ductos Centro.
B.14) Copia del Acta de Junta de Aclaraciones.
B.15) Anexo "N" Normas de Seguridad.
C) Se deberán presentar en forma obligatoria el original o copia certificada de los siguientes documentos, anexando copia simple de los mismos, los originales serán devueltos después de ser cotejados, la copia simple quedará a resguardo de PEMEX Refinación.
C.1) Documentación que compruebe: su capacidad financiera por un monto mínimo de XXXXXXXXXXXX (varía dependiendo del tipo de obra a desarrollar.) lo cual se acreditará mediante Declaración Fiscal del Ejercicio inmediato anterior ante la Secretaría de Hacienda y Crédito Público o estados financieros auditados presentando cédula profesional y autorización de Hacienda para auditar estados financieros.
C.2) Curriculum Profesional del contratista o del personal, que demuestre su capacitación y experiencia en trabajos de la misma especialidad del objeto del presente concurso, presentando copia de la documentación que avale dicha información.
C.3) Relación de contratos en vigor que tenga celebrados con la administración pública o con particulares, señalando el importe total contratado y el importe por ejercer, desglosado por anualidades. En caso de no contar con contratos en vigor, manifestarlo por escrito.
C.4) Documentación que compruebe su experiencia o capacidad técnica y financiera como empresa (copias de carátulas de contratos), así como las constancias del buen cumplimiento de los mismos (copias de actas de entrega-recepción), en trabajos de la misma especialidad del objeto del presente concurso.
C.5) Recibo de pago correspondiente al importe de los documentos de las bases de concurso, sellado por la caja de la Contaduría Central de PEMEX Refinación, o por la institución bancaria que recibió el pago.
C.6) Documentación que acredite debidamente la personalidad y facultades del proponente y de su representante que firme la proposición y sus anexos. Se aclara que para acreditar la personalidad y facultades del proponente y de su representante se requerirá:
C.6.a) En caso de persona moral, Acta Constitutiva de la Sociedad, así como de sus modificaciones, cuyo objeto social deberá ser de naturaleza análoga al concurso en cuestión. Testimonio del poder otorgado ante Notario Público a favor del firmante de la propuesta. Identificación personal del firmante de la propuesta. El representante de la persona moral en el Concurso, deberá de contar con una Carta Poder simple e identificación personal.



C.6.b) En caso de persona física, la identificación del mismo y, en su caso, la carta poder que extienda ésta persona a favor del firmante de la propuesta con testimonio del Notario Público. El representante de la persona física en el concurso, deberá de contar con una carta poder simple e identificación personal.

C.7 Registro Federal de Contribuyentes.

C.8 Registro vigente de la Cámara que le corresponda. (no indispensable).

C.9 Manifestación escrita “bajo protesta de decir verdad” de no encontrarse en los supuestos del artículo 51 de la Ley de Obras Públicas y Servicios Relacionados con las Mismas.

- **PROPUESTA ECONÓMICA.**

En esta propuesta se revisará más a fondo los aspectos económicos, financieros y legales de las empresas participantes en la licitación, así como la distribución de los recursos económicos y financieros para la obra.

De igual forma se tendrán en cuenta programas de obra para el manejo de materiales, equipo, mano de obra y personal administrativo desde un punto de vista financiero.

Así como en la propuesta técnica, en esta etapa la calificación de las propuestas la realizará el área legal y financiera de la dependencia (Contadores, Abogados y Analistas Financieros) que se designen.

Cabe mencionar que para que se pueda evaluar esta etapa económica, se debió haber cumplido al 100% de los requerimientos de la propuesta técnica.

A continuación se presenta la lista, que para el caso de este concurso deberá contener la documentación que se menciona y en el orden en que se describe.

A) Se deberán integrar en la propuesta la siguiente documentación firmada (no antefirmas) y en donde se consignarán los datos que se solicitan:

A.1) Carta compromiso de la proposición.

A.2) Solicitud de registro para cuentas bancarias de acreedores para pago centralizado (incluyendo certificación bancaria).

A.3) Anexo "C" Relación de conceptos, precios unitarios y cantidades de obra que deberá cotizar el Contratista.

A.4) Anexo “A-C” Cláusula de Ajuste de Costos.

A.5) El disquete debidamente llenado, indicado en la CLAUSULA CUARTA de estas especificaciones de concurso.

A.6) Anexo "D" Programa calendarizado de ejecución de los trabajos en función de las fases de obra, con montos parciales, mensuales y totales.

A.7) Anexo “K” para cada uno de los conceptos contenidos en el Anexo "C".



A.8) Anexo "I-3" Cálculo detallado de salarios y prestaciones para la integración del salario real.
A.9) Anexo "I-4" Cálculo del Factor de Salario Real.
A.10) Anexo "E-3" Análisis detallado de rentas horarias de Maquinaria y Equipo de Construcción suministrado, por el Contratista.
A.11) Anexo "G-2" Programa Calendarizado de Utilización de Maquinaria y Equipo de Construcción que proporcionará el Contratista con montos parciales, mensuales y totales.
A.12) Anexo "H-2" Programa Calendarizado de Adquisición de Materiales y Equipo de Instalación Permanente y Materiales suministrados por el Contratista con montos parciales, mensuales y totales.
A.13) Anexo "I-2" Programa calendarizado de la utilización de mano de obra directa que participa en la ejecución de los trabajos con montos parciales mensuales y totales.
A.14) Anexo "J" Desglose de indirectos, costos de financiamiento y cargo por utilidad.
A.15) Cálculo detallado y calendarizado del costo de financiamiento. El valor que resulte de este cálculo será el mismo que se asentará en el anexo "J".
B) El representante de la persona moral o compañía participante en el Concurso, que asista al acto, deberá de contar con una Carta Poder Simple y se le exigirá, además, su identificación personal. En caso de que el representante del proponente <u>que asista al acto</u> de apertura de las propuestas económicas sea la misma persona que asistió al acto de apertura de propuestas técnicas, para acreditar su personalidad y facultades, solamente será necesario presentar una identificación personal.

- **FALLO Y ASIGNACIÓN DE LA OBRA**

Es la etapa final dentro de una licitación, aquí se determinará la empresa económicamente más viable y solvente, ya que se cumplen al 100% los requerimientos de ambas etapas y las expectativas de la dependencia, a la cual se le encomendará la ejecución de los trabajos.

Este proceso de asignación se realizará por medio de una notificación cuya fecha y hora se establece en el momento en que se entregan las propuestas económicas.

Ya asignada la obra, se procederá a la firma del contrato así como la presentación de las fianzas, por parte de la empresa ganadora de la licitación, tanto de garantía (cumplimiento de contrato) como la de anticipo si es que se requiera según sea el caso; de igual forma se entregarán las pólizas de responsabilidad civil y de vicios ocultos.



CAPÍTULO III “LOGÍSTICA DEL PROYECTO”

La logística implica el manejo de las actividades de una manera organizada y funcional que nos facilita el movimiento de los productos, entendiéndose como productos, materias primas, equipos, servicios, etc; podemos decir que es un proceso de planificación y control del movimiento y almacenaje, cuando es el caso, de los productos.

Logística tiene que ver con lograr poner el producto y la cantidad solicitada, en el lugar y en el tiempo requerido. El reto es hacerlo al mínimo costo y es donde entra en juego la inteligencia y la creatividad para poder planear estas actividades.

En el caso del proyecto en cuestión se tiene una serie de actividades las cuales deberán ser coordinadas de manera eficiente y eficaz ya que existe presión en cuanto al cumplimiento de los tiempos de ejecución debido a la operación del ducto; es decir, el suministro del producto se podrá interrumpir en un determinado tiempo donde los trabajos de reparación de la tubería deberán quedar concluidos ya que de excederse en los tiempos causaría una pérdida económica para PEMEX y éste a su vez sancionará a la compañía responsable de los trabajos.

Para que se dé una coordinación tanto de lo que demanda el trabajo y de la disponibilidad que se tenga de los insumos (equipo, materiales y personal), es necesario contar con una buena logística para las actividades, dicho de otra manera, se deberá contar con una buena planeación para la realización de las actividades.

III.1 LOGÍSTICA DE EXCAVACIONES.

La logística de excavaciones es muy importante por que de aquí depende mucho la buena ejecución del proyecto ya que es el primer paso in situ para la rehabilitación; de ella se desprende información tangible y objetiva para la logística de las demás actividades como para los tiempos y costos reales del proyecto, ya que lo planteado en anteproyecto fue en base a una serie de estudios.

Cuando se han definido y autorizado todas las fallas de la tubería para ser reparadas, se entrega a la contratista un listado de éstas, conteniendo los siguientes datos:

- Longitud de la falla.
- Ubicación (latitud, altitud y longitud).
- Definición de tipo de falla.
- Kilometraje de acuerdo a la corrida del diablo instrumentado desde su lanzamiento en la trampa de diablos de envío y distancias de la falla a cada soldadura.



Una vez que se ordena la información antes descrita, se procede a organizar las fallas, es decir, se ubican geográficamente para proceder a las excavaciones, se programan los tiempos de excavación y se crean frentes de trabajo, todo esto cuidando el rendimiento de los equipos y los recursos de la empresa para no sacrificar los tiempos de ejecución de los trabajos.

Es muy importante recordar que dentro de la licitación se realizó un programa de obra, el cual fue tomado como base para obtener los volúmenes de excavaciones, y tiempos que se describieron en el concurso.

De acuerdo a la cantidad de excavaciones a efectuar, para descubrir las fallas que presenta la tubería, se asignará a cada frente de trabajo una cierta cantidad de puntos a encontrar y excavar así como el tiempo determinado para desarrollar sus actividades.

Diariamente los frentes de trabajo, al finalizar sus actividades, deberán informar a la residencia de campo la cantidad de puntos encontrados y excavados, se explicará mediante bitácora si hubo atrasos y bajo que circunstancias ya que esto altera la logística de las demás actividades posteriores a las excavaciones y sondeos.

También dentro de la logística de las excavaciones es necesario considerar las calibraciones; estas últimas definen la longitud de tubería que requerirá cada falla o excavación, así como las líneas de corte en el tubo, además se señalará donde está físicamente la falla y si es similar a la que el diablo instrumentado detectó en los datos de la corrida.



LOGÍSTICA DE EXCAVACIONES



Como parte de la logística de las excavaciones, se deben identificar 4 datos esenciales en el tramo de tubería a reparar para llevar un control de los puntos de falla. Estos puntos son:

1. Número de excavación.
2. Número que identifica el tramo de tubo para reemplazar.
3. Número de falla y localización en el tubo.
4. Líneas de corte.



Otro elemento que forma parte de la logística es la generación de una base de datos con la información obtenida de las excavaciones para llevar un control e informar a la dependencia del avance de los trabajos se anexan fotografías de cada excavación para respaldar esta información.

El número de excavación es importante ya que con éste se dará un seguimiento de las excavaciones realizadas así como de las que faltan por realizar, también se lleva un reporte diario del avance de las mismas para dar seguimiento y controlar el avance para poder cumplir con el tiempo de entrega de acuerdo a los programas de obra.

El tramo de tubería se identificará con un número consecutivo para poder determinar la relación que existe entre la excavación, el tubo y la longitud que se requerirá de acuerdo al tipo de falla.



Cómo ya se mencionó, se identifica en la tubería la falla a reparar; se correlaciona la información de campo con la información que proporciona el diablo instrumentado ya que es parte fundamental del proyecto para determinar el total de reparaciones a realizar.

Las líneas de corte nos ayudarán a tener un comparativo entre la tubería a reparar (dato del anteproyecto) y la tubería real a utilizar.

Cabe hacer mención que en una excavación se pueden encontrar una o más fallas y/o uno o más tramos de tubería a reemplazar; es por esta razón que la numeración que identifica a las excavaciones (puntos) es totalmente independiente a la de las fallas.

Ejemplo de una excavación con dos tramos de tubería.



1. Tramo de tubería a ser reemplazado.
2. Tramo de tubería sana.
3. Nuevo tramo de tubería.



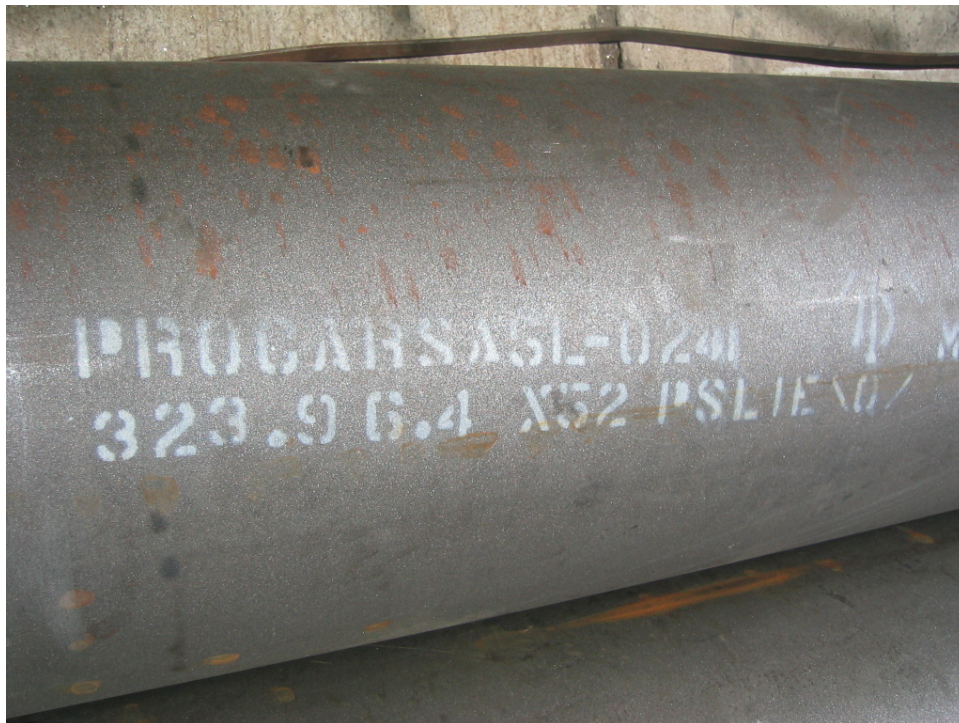
III.2 LOGÍSTICA DE SUMINISTRO DE TUBERÍA

La logística del suministro de tubería inicia desde el momento en que se solicita el tubo ya que se deben de tomar en cuenta los tiempos de fabricación y de entrega por parte del proveedor; como parte de este proceso, una vez que la tubería se encuentra en el patio, se identifica el número de serie de cada tubo tomando en cuenta que cada tramo tiene una longitud entre 11.00 y 13.00 m; se genera un listado con esta información y se entrega a PEMEX para que pueda corroborar estos números con los que proporciona el fabricante.

Cabe hacer mención, que los fabricantes de tubería venden por tonelada y la unidad con la que se trabaja es metro lineal, esto puede originar variaciones en cuanto al total de la tubería suministrada provocando mermas o faltantes.

Cuando la tubería es suministrada y alojada en un área especial, normalmente llamada “patio de tubería”, se procede a examinar cada uno de los tramos para compararlos con los certificados de calidad que entrega el fabricante y comparar la longitud de tubería con lo solicitado en el proyecto, además de otros datos como son:

- Número de serie.
- Número de colada.
- Longitud.
- Espesor de tubo.
- Especificaciones de fábrica.



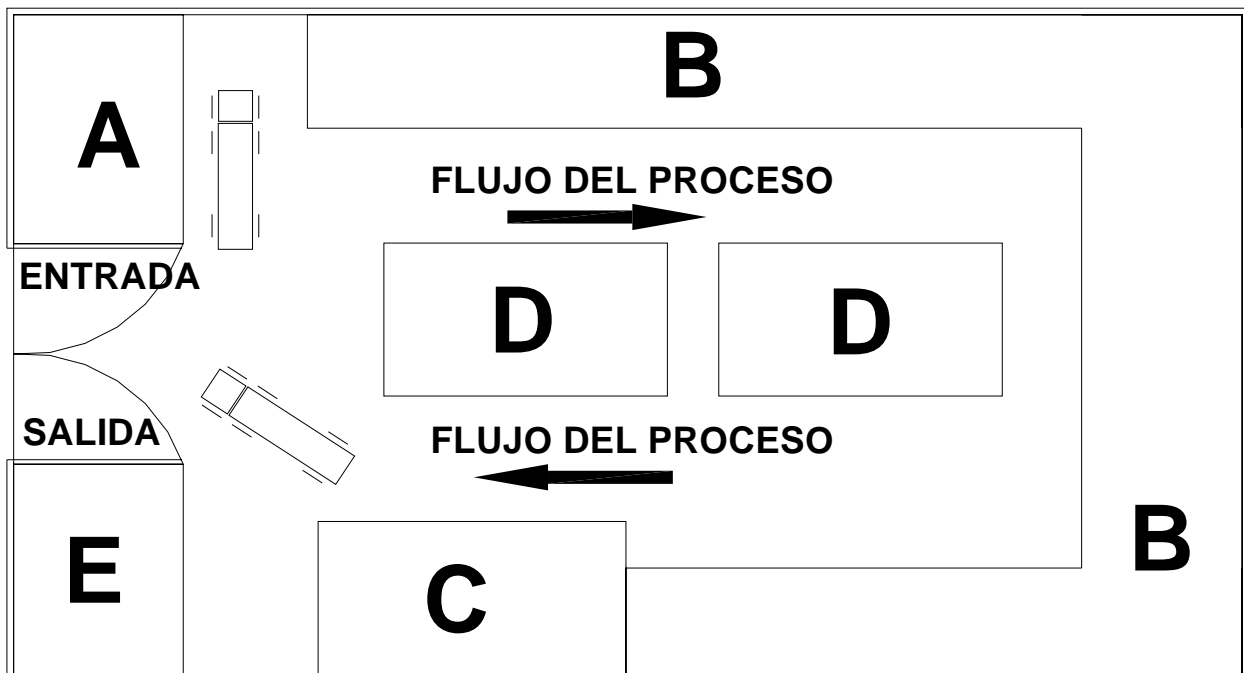
ESPECIFICACIONES DE LA TUBERIA



COMPROBACIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS DEL TUBO

De acuerdo a la cantidad de tubería que se va a suministrar se debe tener considerada un área específica (patio de tubería), para almacenar y llevar acabo los diferentes procesos que debe tener el tubo antes de ser llevado a la excavación.

A continuación se ilustran las áreas que son parte de los procesos que sufre la tubería mediante un esquema de procesos logísticos:





- A. Área de bajado y estiba de tubería.
- B. Área de soldadura, limpieza con arena sílica (*sand-blast*) y aplicación de protección mecánica según sea el caso, inyección y vaciado de agua para prueba hidrostática y corte.
- C. Área de maquinaria.
- D. Área de estiba de la tubería ya con los procesos terminados para ser entregado en las zonas de excavaciones.
- E. Área de almacén.



PATIO DE TUBERIA

A.- ÁREA DE BAJADO Y ESTIBADO DE LA TUBERÍA

En este proceso logístico se recibe la tubería para ser revisada de acuerdo a lo antes mencionado, es decir, se revisan las características físicas y técnicas para poder ser aceptado el tubo; también en este proceso se rotulará y acomodará el tubo en una forma ordenada para llevar un control interno.



ESTIBA DE LA TUBERÍA



ROTULACIÓN PARA CONTROL INTERNO



B.- ÁREA DE SOLDADURA, LIMPIEZA CON ARENA SÍLICA (SAND-BLAST) Y APLICACIÓN DE PROTECCIÓN MECÁNICA SEGÚN SEA EL CASO, INYECCIÓN Y VACIADO DE AGUA PARA PRUEBA HIDROSTÁTICA Y CORTE.

Este proceso logístico es el que más desarrollo tiene dentro del patio de tubería, debido a que es un proceso serial ya que contiene varias etapas que están relacionadas entre si y que deben cumplirse al 100% para continuar con las demás.

Estas etapas son:

- **Soldadura.**- En este proceso se unirá todos los tramos de tubería formando una línea continua llama comúnmente “lingada”; la aplicación de la soldadura estará realizada por personal calificado, esto es, el soldador debe contar con un certificado que avale el procedimiento de soldadura autógena, también se deberá contemplar la colocación de tapones “caps” en ambos extremos de la línea. Más adelante se explicará a detalle este proceso de soldadura con sus respectivas pruebas de calidad.



SOLDADURA PARA UNIÓN DE LINGADA PARA PRUEBA HIDROSTÁTICA



- **Limpieza con arena sílica (sand-blast) y aplicación de protección mecánica.**- Este procedimiento se ejecuta después de la aplicación de la soldadura ya que por facilidad se aprovecha al tener la tubería ya tendida a lo largo del patio; esto permite tener un ahorro de tiempos en movimientos de tubería así como el ahorro de los materiales para la limpieza y protección del tubo, es decir, de esta forma el proceso se vuelve en cuanto a tiempos, equipos, mano de obra y materiales más solvente económicamente.

Este procedimiento consta de dos etapas:

La primera es la limpieza del tubo utilizando arena sílica con la ayuda de un compresor de aire para arrojar a alta presión la arena contra el tubo para dejarlo libre de impurezas y al mismo tiempo darle una rugosidad que se traduce en anclaje al momento de colocar la protección mecánica.

La segunda etapa es la aplicación de la protección mecánica, se realiza inmediatamente después de la limpieza del tubo para aprovechar la pureza del tubo libre de impurezas y no permitir que por efectos de la intemperie se lleguen a formar áreas de corrosión.

También por logística, en este procedimiento no se limpia el tubo en las juntas soldadas ni se aplica protección mecánica, dejando 10 cm a cada lado de la junta para facilitar la inspección visual en el proceso de la prueba hidrostática y verificar que no existan fugas de agua al momento de levantar presión.



JUNTAS SOLDADAS SIN PROTECCIÓN MECÁNICA DURANTE LA PRUEBA HIDROSTÁTICA



- **Inyección y Vaciado de agua para prueba hidrostática.**- Durante este proceso se calcula el volumen de agua requerido para realizar dicha prueba y que posteriormente se explicará más a detalle. Es importante señalar que para el llenado de la tubería se deberá trabajar conjuntamente con el área de suministro de materiales, pues la línea deberá estar llena a toda su capacidad en un tiempo no mayor de 24 hrs. después de haberse concluido la unión de los tramos de tubería. Una vez llena la lingada, se le aplica un levantamiento de presión que durará por lo menos 24 hrs., después se procede a realizar el vaciado de la tubería y continua con el siguiente proceso.



TRABAJOS PREVIOS DE LA PRUEBA HIDROSTÁTICA

- **Corte.**- Este procedimiento es tal vez uno de los más críticos debido a que el corte de cada tramo de tubería va a depender de los datos obtenidos en campo y se busca no tener mucho desperdicio de tubo; por eso hay que tratar de buscar las mejores combinaciones de corte para cada tramo de tubo pues en campo las variaciones son muy altas, como pueden ser tramos o “carretes” de 1.10 m o 4.80 m o incluso de 13.80 m.



A continuación se ve un ejemplo de varios acomodamientos de diferentes longitudes de carretes y como varían las cantidades de desperdicio.

DATOS:
TUBERIA NUEVA = 13.00 m



COMBINACION No. 01

TUBO No. 01 = 4.20 m
TUBO No. 02 = 2.10 m
TUBO No. 03 = 5.40 m
TOTAL 11.70 m

CANTIDAD DE DESPERDICIO
1.30 m



COMBINACION No. 02

TUBO No. 01 = 7.80 m
TUBO No. 02 = 4.90 m

TOTAL 12.70 m

CANTIDAD DE DESPERDICIO
0.30 m



COMBINACION No. 03

TUBO No. 01 = 2.40 m
TUBO No. 02 = 4.60 m
TUBO No. 03 = 5.10 m
TOTAL 12.10 m

CANTIDAD DE DESPERDICIO
0.90 m

C.- ÁREA DE MAQUINARIA

Por cuestiones de seguridad, de tiempos, gastos de equipo y de flujo de procesos, se tiene que contemplar un área destinada al resguardo de la maquinaria y equipo que se utiliza para todos los procesos que se realizan dentro del patio de tubería.

Es importante mencionar que esta área está fuertemente vinculada con todos los procesos logísticos del patio de tubería, ya que para poder hacer maniobras con la tubería se deberá reportar a esta área cómo, cuando, donde y que equipo se requerirá; todo esto mediante un programa de ejecución previamente elaborado.



ÁREA DE MAQUINARIA

D.- ÁREA DE ESTIBA DE LA TUBERÍA YA CON LOS PROCESOS TERMINADOS PARA SER ENTREGADO EN LAS ZONAS DE EXCAVACIONES

La estiba de la tubería ya cortada es el último de los procesos que se siguen en el patio de tubería; aquí se desarrolla una logística de almacenamiento debido a que se deberá colocar el tubo cortado de acuerdo al programa de rehabilitación de fallas independientemente de su longitud, debido a que se tiene un orden para las excavaciones y números de falla.

Además se debe considerar una logística para su transportación, ya que cada trailer deberá ser cargado a su máxima capacidad posible sin omitir la seguridad; todo esto con el fin de no exceder el número de viajes que se tienen programados, pues de lo contrario se sufrirá un retraso en los tiempos de entrega en las excavaciones lo cual implicaría que el costo-beneficio del transporte de la tubería sea muy alto impactando directamente en los costos de todo el proyecto.

Otro punto importante a considerar es la relación logística que se debe tener con el patio de maquinaria y el área donde se desembarca el tubo, ya que hay que tomar en cuenta que el equipo que auxiliará para el desembarque de los tubos tendrá que encontrarse previamente en la excavación correspondiente.



TUBERÍA RECUBIERTA LISTA PARA SER REPARTIDA A LAS EXCAVACIONES

E.- ÁREA DE ALMACÉN

Al igual que el área de maquinaria, el almacén está vinculado con todos los procesos logísticos del patio de tubería ya que aquí es donde se lleva el control de los materiales tanto para su adquisición como para el suministro de los mismos durante toda la obra.

Puede decirse que es la parte medular de la obra ya que al no llevar un adecuado control podría generar atrasos e incluso el paro de la misma; sin mencionar los grandes costos adicionales que se generarían por no tener previsto algún suministro de material.



ÁREA DE ALMACEN



III.3 LOGÍSTICA DE MAQUINARIA

La logística de maquinaria al igual que los demás procesos, deberá contar con un programa previo para las siguientes etapas:

- Maquinaria para trabajos previos a la rehabilitación.
- Maquinaria para trabajos que conforman la rehabilitación.
- Maquinaria para trabajos finales.

La logística de maquinaria para trabajos previos consta de dos segmentos:

1. *Maquinaria para patio de tubería.* Como se ha hecho mención, la maquinaria que corresponde al patio de tubería ayudará a los procesos logísticos que ésta requiera como son los movimientos de carga, manejo, descarga y transporte así como la preparación de la tubería, esto es, soldadura, limpieza y aplicación del recubrimiento así como el corte del tubo
2. *Maquinaria para trabajos en campo (excavaciones).* La logística se aplicará de la siguiente manera, se debe contemplar los tiempos de transporte de la maquinaria a los trabajos en campo, el rendimiento de los equipos por jornada que debe ser de acuerdo a lo que se tiene en el avance diario programado.

Por otra parte, se deberá considerar que el consumo de los insumos de los equipos deberá estar programado con el almacén y que cumplan con lo pactado en el programa original para no sufrir contratiempo, de lo contrario se tendrá que considerar la cantidad de maquinaria y quipo que esté trabajando para organizar un suministro adecuado para no interrumpir la operación de los mismos.

A continuación se enlistan los equipos más significativos para los trabajos previos a la rehabilitación.

MAQUINARIA PARA PATIO DE TUBERÍA	MAQUINARIA PARA CAMPO (EXCAVACIONES)
CAMIÓN GRÚA (HIAB)	RETROEXCAVADORA (MANO DE CHANGO)
MAQUINA SOLDADORA DE 300 AMPS	TRACTO-CAMIÓN CON PLATAFORMA
COMPRESOR DE AIRE	CAMIÓN GRÚA (HIAB)
OLLA PARA LIMPIEZA DE TUBO (SAND-BLAST)	DETECTOR DE METAL O UNIDAD GPS PARA LOCALIZACIÓN DE TUBERÍA EN EL DDV
EQUIPO DE CORTE A BASE DE ACETILENO	MARTILLO HIDRÁULICO (ROMPEDORA DE ROCA)
OLLA DE ALTA PRESION PARA RECUBRIMIENTO MECÁNICO.	CAMIONETA DE REDILAS 3 TONS
TRIPIE PARA SUJETAR TUBERÍA Y ALINEARLA	COMPRESOR DE AIRE SEGÚN SEA EL CASO
	BOMBA DE ACHIQUE CUANDO SE REQUIERA



MAQUINARIA PARA PATIO DE TUBERÍA



MAQUINARIA PARA EXCAVACIONES

La logística de maquinaria para los trabajos de la rehabilitación

Como la etapa principal de este proyecto es la rehabilitación, se debe desarrollar un programa para la reparación del tubo en un tiempo determinado esto depende de la cantidad de días que el tubo quede fuera de operación así como la cantidad de reparaciones a realizar; esto nos originará grupos de trabajo, donde cada uno de ellos deberá contar con la siguiente maquinaria y equipo de trabajo:

MAQUINARIA PARA TRABAJOS DE REHABILITACIÓN
CAMIÓN GRÚA (HIAB)
2 MAQUINAS SOLDADORAS DE 300 AMPS
RETROEXCAVADORA (MANO DE CHANGO)
CAMIÓN DE VOLTEO
CAMIONES DE REDILAS DE 3 TONS
CAMIONETA PICK-UP
EQUIPO DE CORTE A BASE DE ACETILENO
BOMBA DE ACHIQUE SEGÚN SE REQUIERA
CANASTILLAS PARA ALINEACIÓN DE TUBERÍA
BISELADORA
TRIPIE PARA SUJETAR TUBERÍA Y ALINEARLA
GATO HIDRÁULICO
HERRAMIENTA DE SEGURIDAD (CASCO, GOGLES, GUANTES, ETC)
HERRAMIENTA MENOR (MARRO, CINCEL, PICO, PALA, LLAVES, SOPLETE, ETC)



MAQUINARIA PARA REHABILITACIÓN

1. RETROEXCAVADORA
2. CAMIÓN DE VOLTEO
3. MAQUINAS DE SOLDAR DE 300 AMPS
4. ALINEADOR
5. EQUIPO DE CORTE

La logística de maquinaria para los trabajos finales

Para esta etapa se trabaja de la siguiente manera por ser los trabajos finales; la zona de trabajo se tendrá que dejar tal y como se encontraban al principio; la logística de trabajo es diferente a las etapas anteriores ya que las áreas de cultivo, zonas urbanas y de alto riesgo son las que logísticamente se atacan primero.

La maquinaria a utilizar será la siguiente:

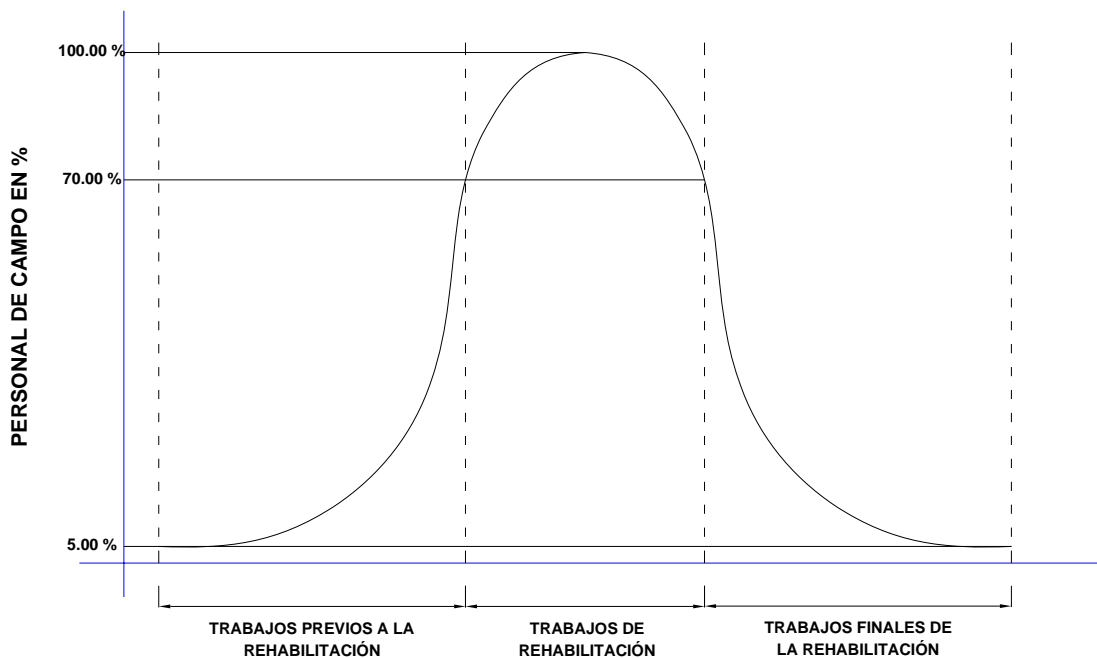
MAQUINARIA PARA TRABAJOS FINALES
RETROEXCAVADORA (MANO DE CHANGO)
CAMIÓN DE VOLTEO
CAMIONES DE REDILAS DE 3 TONS
CAMIONETA PICK-UP
COMPACTADOR SEGÚN SEA EL CASO
HERRAMIENTA DE SEGURIDAD (CASCOS, GOGLES, GUANTES, ETC)
HERRAMIENTA MENOR (MARRO, CINCEL, PICO, PALA, ETC)



RELLENO DE EXCAVACIONES

III.4 LOGÍSTICA DE PERSONAL DE CAMPO

Como se ha visto anteriormente, este tipo de proyectos requiere de varias etapas así como de su correspondiente logística y del personal para desarrollarla. A lo largo de todo el proyecto existirá un comportamiento muy notorio en cuanto al número de personal que laborará en los procesos, dicho comportamiento se asemeja mucho a la gráfica de la campana de GAUSS.





Como puede verse en la figura anterior, en los procesos logísticos previos a la rehabilitación, el personal para realizar los trabajos es de un 70% como máximo, basándonos en este dato, el superintendente de la obra podrá desarrollar un programa de personal que sea costeable sin que altere los intereses del proyecto.

En la siguiente etapa como se ve en el diagrama, es la zona en donde se requiere más personal; el superintendente deberá organizar grupos de trabajo de acuerdo a las fallas que tiene que reparar para cumplir en los tiempos establecidos. Dichos grupos están compuestos de la siguiente forma:

Frentes de trabajo durante la rehabilitación (libranza)

PERSONAL	CANTIDAD
JEFE DE GRUPO (ING. CIVIL)	1
OFICIAL SOLDADOR	2
AYUDANTE DE SOLDADOR	2
OPERADOR DE SOLDADORA	2
CHOFER DE PICK-UP	1
CHOFER DE CAMIONETA DE REDILAS 3 TONS	1
OPERADOR DE RETROEXCAVADORA	1
OPERADOR DE CAMION GRÚA (HIAB)	1
PEONES	4

El superintendente se encargará de asignar a los jefes de grupo y delegará procesos logísticos como son los siguientes:

- Reporte de avance diario.
- Revisión de personal, materiales y equipo.
- Bitácora de toma de decisiones por cada falla a reparar.

De igual forma el jefe de grupo desarrollará actividades logísticas como es la prevención del suministro de materiales, el suministro de alimentos de la cuadrilla y coordinación con el almacén para la distribución de combustibles y la reparación del equipo cuando lo requiera.

Al igual que en los trabajos previos a la rehabilitación, después de la libranza el número de personal irá disminuyendo conforme se vayan cerrando las actividades hasta cumplir con el objetivo total del proyecto que es la rehabilitación total de las fallas.

III.5 LOGÍSTICA DE PRUEBAS

Hay pruebas realizadas a la tubería que pueden ser aplicadas conjuntamente a otras, por lo cual el tener una buena logística en este tipo de pruebas es muy importante ya que impactará en el resultado, en el seguimiento del proyecto en cuestión a lo programado y a los costos del mismo.



Hay que tener en cuenta que las diferentes etapas por las que va a pasar el proyecto en cuanto a la logística, se tienen que hacer de una forma adecuada y satisfactoria y una sola vez, pues de lo contrario el repetir una o varias pruebas genera un retraso en tiempos incrementando los costos.

Las pruebas son un procedimiento que nos garantiza el seguimiento de las demás etapas así como también la calidad de los trabajos, más adelante se hablará del proceso de calidad de cada una de las pruebas.

Tenemos que el desarrollo de la logística de pruebas es antes, durante y después de la rehabilitación, cabe mencionar que las pruebas se deberán efectuar al 100% cumpliendo con las especificaciones y normas de construcción.

En muchas de las pruebas intervienen terceras personas, por lo cual la logística debe ser muy cuidadosa, ya que se programan movimientos de personal y equipo de otras compañías que generan gastos al proyecto por lo cual sin un buen procedimiento logístico, el proyecto puede resultar muy caro sin mencionar que los tiempos de las demás etapas se ven afectados.

La logística de pruebas antes de la rehabilitación es la siguiente:

- Prueba visual al llegar el tubo al almacén
- Prueba hidrostática
- Prueba de adherencia y anclaje
- Prueba dieléctrica
- Prueba de espesor de recubrimiento.

La logística de pruebas durante de la rehabilitación es la siguiente:

- Prueba de rayos gamma a soldaduras

La logística de pruebas posteriores a la rehabilitación es la siguiente:

- Prueba de adherencia y anclaje (para los parcheos de las juntas)
- Prueba dialéctrica (para los parcheos de las juntas)



INSPECCIÓN VISUAL AL TUBO



PRUEBA HIDROSTÁTICA



**PRUEBA DE ESPESOR DE
RECUBRIMIENTO**



PRUEBA DIELECTRICA



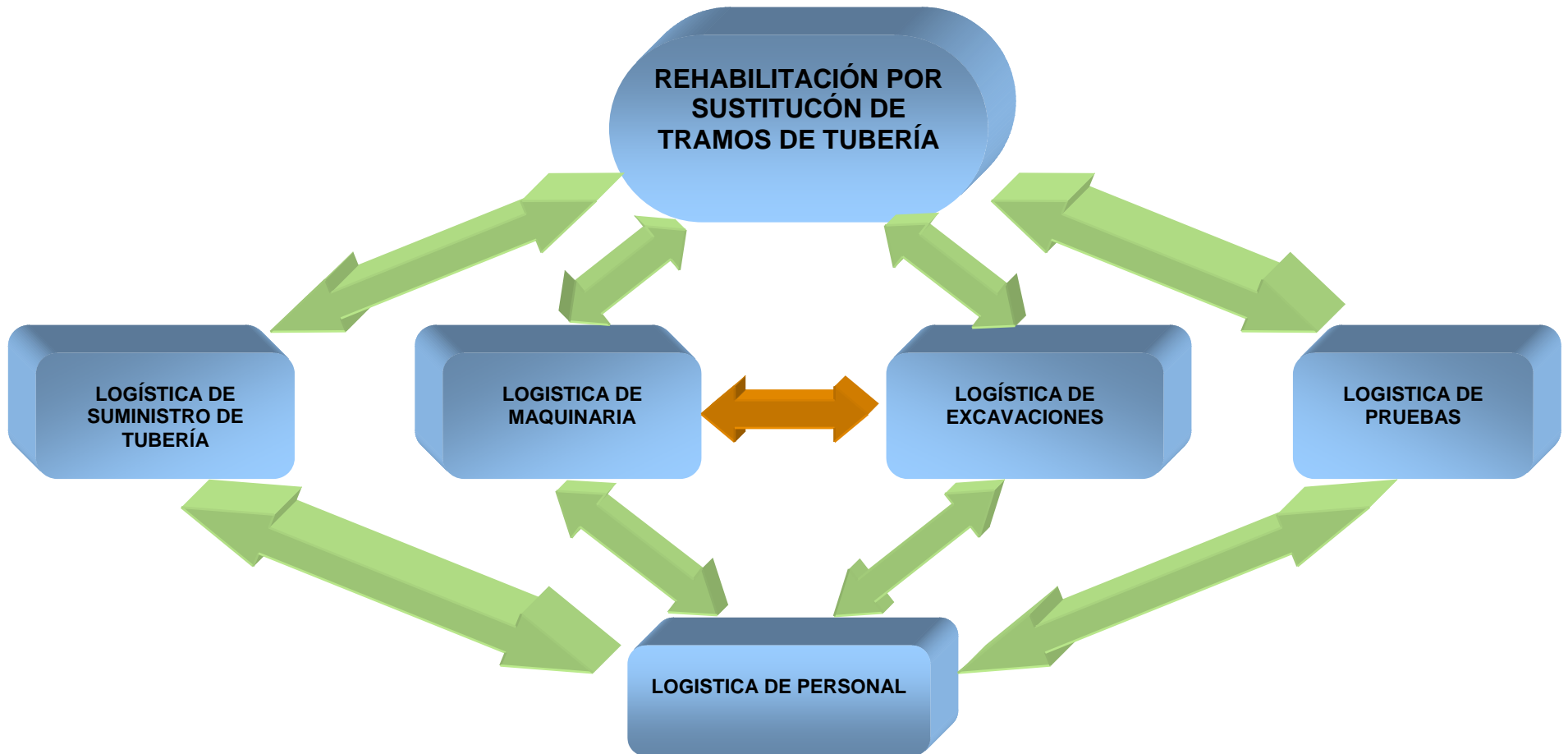
**PRUEBA DE SOLDADURA
(RADIOGRAFÍA)**

Así mismo también se realizan pruebas a los soldadores (personal calificado) que se encargarán de unir el tubo, esta logística de pruebas a soldadores va ir ligada con la logística de personal, debido a que se debe programar antes de la rehabilitación (libranza), la cantidad de soldadores que se requieren; hay que tomar en cuenta que se debe citar a más personal del que se requiere pues no todos los soldadores pasan las pruebas; esta es una manera de protegerse y no estar en el caso de no tener la cantidad necesaria de soldadores lo que originaría un problema en el atraso de los trabajos.

Se deben tener en cuenta los gastos de transportación de los soldadores ya que aprueben o no las pruebas deberán cubrirse sus gastos, en caso de que sean aprobados se debe contar con alojamiento y comida.



ORGANIGRAMA DE PROCESOS LOGÍSTICOS





CAPÍTULO IV “DESARROLLO DEL PROYECTO”

En este capítulo se describirán los trabajos a realizar durante el desarrollo de la obra.

Para la ejecución del proyecto se debe de llevar un orden, para esto lo más recomendable es clasificar la información general y particular del proyecto; se puede considerar como información general para los trabajos de rehabilitación un diagrama de flujo el cual nos da una idea general para la ejecución de los trabajos, es esquematizar los procesos que tiene el proyecto; nos ayuda a identificar la ejecución de los mismos pues se deben jerarquizar los procesos para llevar la continuidad de toda la obra, es decir, si no se cumple con una actividad en cuanto a sus expectativas, inmediatamente el diagrama lo reflejará impidiendo continuar con la siguiente actividad en caso de tener una secuencia.

Se cuenta además con la siguiente información particular para el desarrollo del proyecto:

A). - CARACTERÍSTICAS ACTUALES DEL DUCTO:

ORIGEN:	TEPETITLAN, HGO.
DESTINO:	SALAMANCA, GTO.
LONGITUD DEL TRAMO:	198.312 Km
DIÁMETRO NOMINAL:	20" D.N.
ESPECIFICACIÓN DE LA TUBERÍA:	API-5L
GRADO DE LA TUBERÍA:	X-52
ESPESOR DE PARED PREDOMINANTE:	0.406" –0.312".
TRAMO A REHABILITAR:	TEPETITLAN, HGO. - SALAMANCA, GTO.
LONGITUD DEL TRAMO POR REHABILITAR	198.312 Km
ESPECIFICACIÓN DE VÁLVULAS Y CONEXIONES:	ANSI-600#
INSPECCIONADO POR:	PIPELINE INTEGRITY INTERNATIONAL.
FECHA DE INSPECCIÓN:	1998

B). - DATOS GENERALES DE LA REHABILITACIÓN:

FALLAS A REPARAR EN ESTA ETAPA	443
LONGITUD APROXIMADA DE TUBERÍA A SUSTITUIR:	1,165 m EN (0.406") Y 1,501 m EN (0.312")

C). - CARACTERÍSTICAS DE LA TUBERÍA A UTILIZAR:

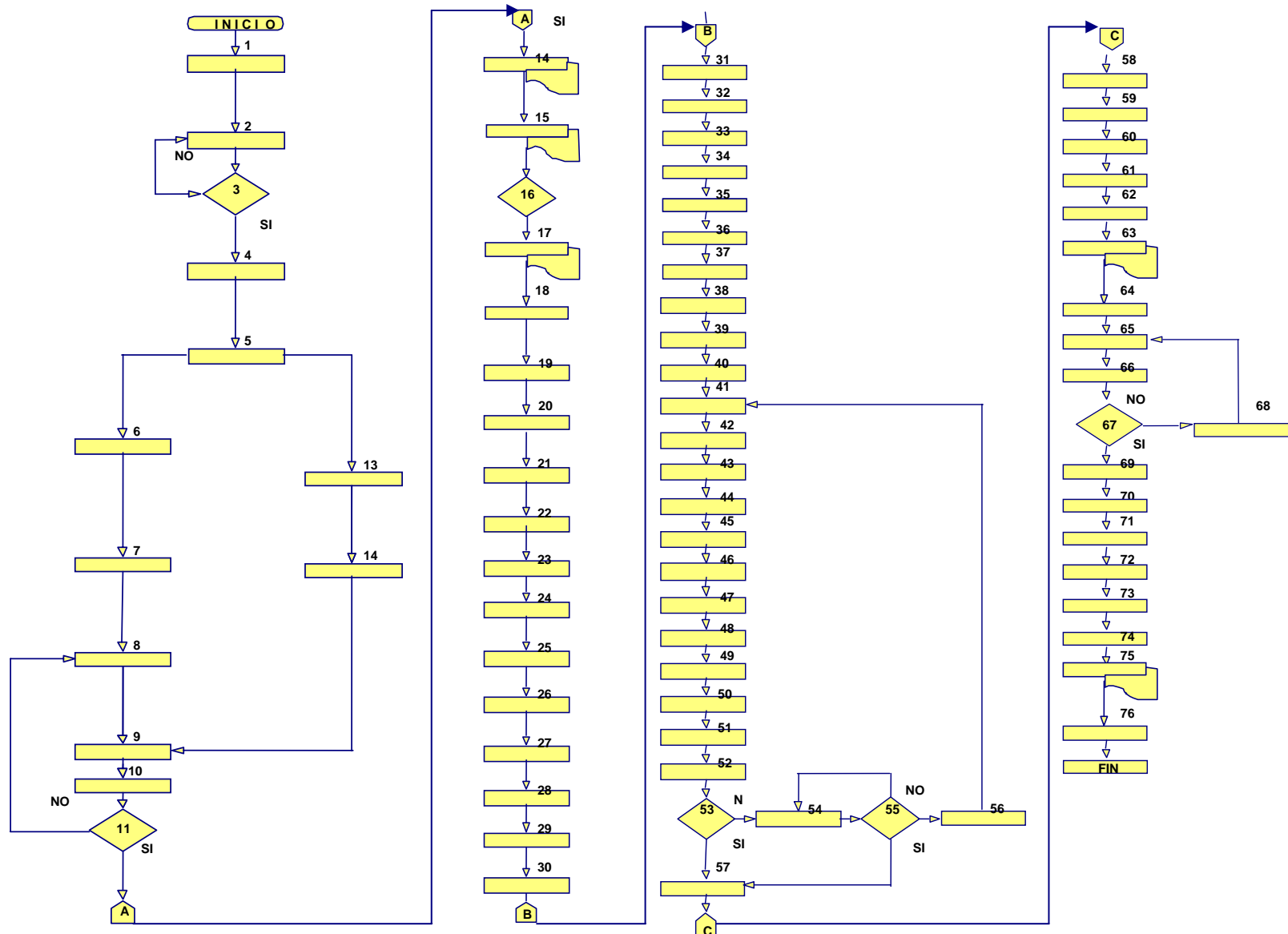
DIÁMETRO NOMINAL:	20" D.N.
ESPECIFICACIÓN:	API-5L
GRADO:	X-52
ESPESOR DE PARED.	0.406" Y 0.312"

D).- OBJETIVO GENERAL DEL PROYECTO:

El objetivo de los trabajos consiste en la reparación definitiva de 443 anomalías detectadas por equipo instrumentado en el oleoducto de 20" d.n. por 198.3 Km que corren de Tepetitlan, Hgo. - Salamanca, Gto; mediante la sustitución de tramos dañados, así como la construcción de bardas perimetrales en válvulas de seccionamiento de Nopala, Santa Matilde, y La Lira



DIAGRAMA DE FLUJO RECOMENDADO PARA TRABAJOS DE REHABILITACIÓN





A continuación se enlistan las actividades correspondientes al diagrama de flujo recomendado para los trabajos de rehabilitación.

01. El Supervisor de PEMEX Refinación y Contratista realizan recorrido al DDV para que el Supervisor entregue en forma física al Contratista, la ubicación real de cada referencia, como lo son: las válvulas de seccionamiento, trampas de diablos, etc.
02. El Contratista mediante la utilización de detectores de metales, cadenamamiento y todo lo necesario ubicará los puntos que presentan el daño a reparar
03. El Contratista se auxilia mediante sondeos para localizar ambas soldaduras y la falla de acuerdo con su posición, para constatar que se tiene localizado el tramo de tubería con daño. Si no se localizan soldaduras, regresar al punto 2 Si se localizan soldaduras, pasar al punto 4.
04. El Supervisor de PEMEX Refinación con base a los datos de "tvps" solicitará al contratista la ubicación y localización de una referencia superficial para garantizar que el tramo que se va a excavar es el que presenta el daño.
05. Con la ubicación del tramo de tubería y el carrete de certificación, se inicia en forma la excavación, observando lo siguiente: Si la falla se ubica en zona urbana y vialidad, pasa al punto 6. Si la falla se ubica en campo traviesa, pasa al punto 13.
06. El Contratista inicia a señalizar y delimitar el área de trabajo en cada una de las fallas con señalamientos diurnos y nocturnos, estos últimos con instalación eléctrica; invariablemente al tener conocimiento de las fallas de un ducto en la zona urbana, se deberán tramitar los permisos ante las autoridades correspondientes para tener su autorización antes de iniciar con la localización de fallas.
07. El Contratista inicia la demolición (según sea el caso), de la infraestructura urbana como lo es: banqueteta, pavimento, guarnición, etc., retirando en forma inmediata el material producto de la demolición para evitar entorpecer el tráfico vehicular y peatonal; la señalización se vuelve permanente en lo subsecuente.
08. El Contratista inicia la excavación retirando de inmediato todo el material, dejando apoyos intermedios en el ducto para evitar que se deflexione, teniendo cuidado de no dañar los Servicios Públicos que interfieran con el ducto, para lo cual estos deberán ser protegidos a base de soporterías o apuntalamientos. En forma paralela ó simultanea podrán hacerse excavaciones para la siembra de ánodos, una vez instalados, se restituirá el terreno a sus condiciones originales.
09. El Contratista remueve la protección mecánica en la zona de la falla y en la parte exterior de ambas soldaduras, así mismo, coloca el número de falla, kilometraje y sentido de flujo a las 0 hrs. con tinta indeleble.
10. El Supervisor de PEMEX Refinación solicita al Departamento de Seguridad Industrial proceda a la calibración.
11. El Departamento de Seguridad Industrial calibra y evalúa la falla, sujetándose a lo siguiente para marcar las líneas de corte. Si se encuentran los espesores permitidos, define en campo líneas de corte considerando eliminar las soldaduras del tramo dañado y pasa a la actividad No. 12. Si los espesores encontrados no permiten marcar líneas de corte, solicita al Supervisor de PEMEX Refinación la ampliación de la excavación, regresando a la actividad No. 8.



12. El Departamento de Seguridad Industrial emite por escrito el dictamen de la calibración y las recomendaciones definitivas para cada falla.
13. El Contratista inicia con la excavación en forma manual, dejando calzada la tubería en puntos intermedios para evitar que la tubería se flexione y depositara el material producto de esta, en el lado que indique el Supervisor de PEMEX Refinación para no interferir con las maniobras durante la sustitución de los tramos dañados.
14. El Contratista en los lugares que indique el Supervisor de PEMEX Refinación, colocará cercos perimetrales a base alambre de púas (4 hilos), o de malla electro soldada 6 6 / 10 10 para evitar accidentes con peatones de la región y pasa a la actividad No. 9.
15. Con una anticipación mínima de 15 días calendario al inicio de cambio de tramos, el área de mantenimiento deberá solicitar al área de operaciones la programación de la libranza del ducto, presentando el programa de rehabilitación.
16. Se define la forma de efectuar la Prueba Hidrostática de la tubería por sustituir, que será de forma independiente a la línea regular.
17. El Departamento de Mantenimiento solicita al Departamento de Seguridad Industrial el valor de la presión a la cual deberá ser probada la tubería.
18. El Departamento de Seguridad Industrial proporcionara el valor de prueba hidrostática, para la tubería de especificación igual a la instalada.
19. La tubería que suministra la Contratista es puesta a disposición del Supervisor de PEMEX Refinación para su visto bueno, a continuación la Supervisión de PEMEX Refinación entregará a la Contratista los datos técnicos para efectuar la prueba hidrostática, el Contratista notificará a la Secretaría de Energía para la certificación de la P.H.
20. El Supervisor de PEMEX Refinación valora el estado físico de los equipos que utilizará el Contratista para realizar el acarreo y Prueba Hidrostática de la tubería.
21. El Contratista inicia con el acarreo de tubería del almacén distribuirla al lugar donde se efectuará la Prueba Hidrostática.
22. El Contratista inicia con la fabricación de lingadas, calzando la tubería en puntos intermedios a base de costalería para evitar flexiones.
23. Una vez fabricada la lingada, colocados los tapones caps y arreglos, se inicia con la inyección de agua para llenado de la tubería. Un día antes de realizar la P.H. pudiendo comenzar después de 24 hrs. con el objeto de que el tubo y el agua adquieran la misma temperatura.
24. Llena la tubería y libre de vacíos, el Contratista procede al levantamiento de presión al valor proyectado manteniéndola por 1 hora y bajando al 50% vuelta a subir al 100% manteniéndose por un lapso de 24 hrs. la cual se deberá mantener constante, si la prueba no es satisfactoria, se repetirá este punto hasta lograrlo.
25. El Contratista teniendo los resultados satisfactorios de la Prueba y certificados en campo por la Secretaría de Energía, procederá a bajar la presión y desfogar, limpiando interiormente el ducto a base de una corrida de diablos.
26. El Contratista procede a desmantelar la lingada de Prueba Hidrostática.
27. El Contratista acarrea los tramos desmantelados a los puntos de falla donde se van a sustituir.
28. El Supervisor de PEMEX Refinación y Contratista aplican en forma secuencial los puntos de falla donde se va a sustituir.



29. El Contratista inicia con fabricación de lingadas en las fallas que requieran dos o más tubos.
30. El Supervisor decide si procede a la inspección radiográfica de soldaduras efectuadas en las lingadas.
31. Todas las sustituciones especiales que ocurran dentro de la obra, ejemplo: fallas en vialidades, deberán resolverse entre Supervisor y Contratista de acuerdo a la problemática de resolución de cada punto e inclusive bajo programas de ejecución particulares.
32. El Contratista presenta su equipo y maquinaria que utilizará en la sustitución de tramos.
33. El Supervisor valora las condiciones del equipo y maquinaria y lo acepta o rechaza según lo determine este.
34. El área de Operaciones le precisa al área de Mantenimiento la fecha exacta en que se obtendrá la libranza del ducto para su rehabilitación.
35. Se programa el vaciado del ducto, con la participación de las áreas de S.I.P.A. Operaciones y Mantenimiento. (Con el tipo de producto que se haya acordado).
36. El Supervisor ratificará al Contratista la fecha y hora probable de inicio de trabajos de rehabilitación.
37. Concluye vaciado del ducto e inician con desfogue del producto utilizado en los puntos que se hayan establecido previamente.
38. El Departamento de S.I.P.A. informará por escrito al Departamento de Mantenimiento sobre la hora exacta en que podrá iniciar con el corte de la tubería.
39. El Supervisor solicita las unidades de inspección radiográficas para que estén presentes en la hora y lugar que este indique.
40. El Supervisor da la orden al Contratista de iniciar el corte de tubería con cortatubo, teniendo la presencia de personal de S.I.P.A. para el monitoreo de la explosividad y protección contra incendio y dará aviso al centro de control.
41. El Contratista inicia el corte de tubería y una vez que se ha logrado cortar el espesor del tubo se monitorea la explosividad en ambos extremos.
42. El Departamento de Seguridad Industrial con base a los valores de explosividad obtenidos determina la colocación de tapones de bentonita.
43. El Contratista realiza la actividad de extraer el tramo de tubería dañada y lo colocará fuera del área de maniobras.
44. Si el Departamento de S.I.P.A. ha decidido colocar tapones de bentonita, procede a ello, si no es así, volverá a tomar la explosividad al momento de alinear el tramo nuevo de tubería.
45. El Contratista procede al biselado de los extremos cortados en la línea regular.
46. El Contratista toma la medida exacta que existe de bisel a bisel.
47. El Contratista procede al corte y biselado del tramo de tubería nuevo, conforme a la medida de la actividad No. 49.
48. El Departamento de Seguridad Industrial toma explosividad en las bocas del tubo determinado si coloca tapones de bentonita, de no requerirse pasa a la actividad 49.
49. El Contratista inicia el bajado y alineado del tramo nuevo de la tubería, con la línea regular.
50. Una vez alineado el tramo nuevo de tubería, el Contratista inicia la soldadura de integración realizando el cordón de fondeo.



51. El Contratista complementa la soldadura de integración aplicando los cordones de paso caliente, relleno y cordón de vista.
52. El Supervisor una vez concluidas las soldaduras del tramo, solicita al técnico radiográfico proceda a la inspección radiográfica de estas así como el revelado y resultados de campo para determinar la sanidad de las soldaduras.
53. Si la soldadura presenta algún defecto, pasa a la actividad No. 54.
54. El Contratista procede en forma inmediata a su reparación, según las zonas que indique el técnico radiográfico.
55. El Supervisor ordena al técnico radiográfico la reinspección de la reparación; si la reparación es satisfactoria, pasa a la actividad 57, en caso contrario pasa nuevamente a la actividad No. 54 de persistir el defecto; pasar a la actividad No. 56.
56. Si la segunda reparación no es satisfactoria se le solicitará al Contratista la sustitución de un nuevo tramo de tubería pasando a la actividad No. 41.
57. El Contratista y Supervisor repiten el mismo procedimiento de la actividad No. 40 a la 57 para cada falla que esta contemplada reparar dentro de la rehabilitación.
58. El área de Mantenimiento informa al área de Operaciones sobre la conclusión de la rehabilitación.
59. El Contratista inicia con la recuperación y acarreo de la tubería desmantelada y pasa a la actividad No. 64.
60. Las áreas de mantenimiento, S.I.P.A. y Operaciones se coordinan para valorar y decidir el llenado del ducto con agua para efectuar la Prueba Hidrostática en forma integral y seccionando en los tramos que acuerden las 3 áreas. de no requerirse, pasa al punto No. 63.
61. Llena la tubería de agua y libre de vacíos se procede al levantamiento de presión al valor proyectado manteniéndose por 1 hora y bajándola al 50% vuelta a subir al 100% manteniéndose por un lapso de 24 hrs. con una presión constante, si la prueba no es satisfactoria se repetirá este punto para lograrlo, en caso negativo se tendrá que seccionar el tramo para localizar una
62. Con los resultados satisfactorios de la Prueba Hidrostática se procederá a bajar presión y desfogar limpiando interiormente el ducto a base de una corrida de diablo y recuperando el producto contaminado en el lugar previamente establecido por las áreas de S.I.P.A.
63. El área de Mantenimiento notificará por escrito al área de operación es sobre la finalización de trabajos de rehabilitación para inicio de operación del ducto.
64. El Contratista procede a la limpieza y rasqueteo del tubo sustituido para entrar a la fase de la protección mecánica.
65. El Contratista aplica la protección mecánica al tubo, la cual se conforma de un recubrimiento primario, bandas impregnadas de cera y de una banda plástica laminada dieléctrica.
66. El Supervisor de PEMEX Refinación somete la protección mecánica a las pruebas de adherencia y voltaje según lo establecido en la Normatividad.
67. Si la protección mecánica no es satisfactoria, pasa a la actividad No. 68 y si la protección mecánica esta en buenas condiciones, pasa a la actividad No. 69
68. El Contratista procede a remover la protección mecánica de la zona dañada y se regresa a la actividad No. 65.



69. El Supervisor de PEMEX Refinación da la autorización al Contratista para que inicie con el relleno de la cepa con material libre de objetos que pudieran dañar la protección mecánica.
70. El Contratista inicia con el relleno de las cepas.
71. El Supervisor de PEMEX Refinación ordena al Contratista el suministro de material cuando este así lo considere, ya sea porque esta ubicada en zona urbana o el material excavado no reúne las características deseadas.
72. Para cada uno de los tramos sustituidos se repetirán las actividades de la No. 64 a la 71.
73. El Contratista procede a la reposición de la infraestructura urbana que fue dañada durante la rehabilitación.
74. El Supervisor verificara que todas las áreas de trabajo queden libre de escombros, basuras y solicita al Contratista cumplir con este punto.
75. El Contratista informa por escrito al Supervisor de PEMEX Refinación de la conclusión de los trabajos.
76. El Contratista y Supervisor realizan recorrido para constatar lo anterior.

IV.1 TRAZO Y LOCALIZACIÓN DEL EJE DE LA TUBERIA.

Cómo el primer trabajo que se realiza en campo para la rehabilitación es el trazo y localización del eje de la tubería en cuestión, se detecta y ubica el ducto utilizando un equipo denominado detector de metales, este procedimiento se efectúa sobre el terreno natural.

Hoy en día existen dos maneras de realizar este trabajo, una es por medio del cadenamamiento y la otra por un sistema global de posición (GPS).

Cadenamamiento

Se determina una referencia física que para este caso es la trampa de diablos de envío, de igual forma se utilizan los reportes previos de la localización de fallas emitidos por el diablo.

Cabe mencionar que el reporte ultrasónico del diablo es de suma importancia ya que hace referencia a cinco tramos de tubo, que son el de la falla en cuestión y dos tramos aguas arriba y dos tramos aguas abajo referidos al sentido del flujo del producto que corre a lo largo de la tubería.

Un punto a tomar en cuenta en este tipo de trabajo es el margen de error que se tiene entre la distancia que arroja el diablo en su reporte de acuerdo a su odómetro y la distancia superficial que obtiene al llevar el cadenamamiento en un terreno irregular.

Al estar cadeneando, es muy importante llevar una relación del número de cintas o "cintazos" que por lo general es de 50 m ya que hay ocasiones que no coinciden las mediciones que realiza el cadenero que va adelante con el que va atrás.



Para elaborar este trabajo se requiere lo siguiente:

1. Trazo y estacado: es ir colocando conforme se avanza para localizar la falla, estacas o marcas que se pintan para determinar el eje de la tubería.
2. Colocación de referencias adicionales: una vez encontrada la falla en el eje de la tubería referenciado con las estacas, se tomará una referencia adicional que será la colocación de dos señales a ambos lados del eje y así poder ubicar más fácilmente la falla para los trabajos posteriores (excavación).
3. En caso de no encontrarse la falla se cadeneará nuevamente hasta que los resultados sean satisfactorios.
4. Se elaborarán los croquis de ubicación de todas las fallas.

De acuerdo al lugar o sitio en donde se localizan las fallas, por condiciones restrictivas particulares se pueden presentar los siguientes casos:

- Tubería en tramo.
- Cruces con ríos.
- Cruces en caminos.
- Cruces en cañadas.
- Cruces con otras tuberías.

La herramienta y equipo requerido para la elaboración de estos trabajos es el siguiente:

- Detector de metales.
- Juego de balizas.
- Teodolito.
- Cintas de 50 m.
- Bote de pintura.
- Estacas de madera.
- Marro.
- Machete.

El personal que se encarga de estos trabajos es el siguiente:

- Ingeniero residente de campo.
- Ingeniero topógrafo.
- Cadenero (2 personas) para la obtención de las distancias con la cinta métrica.
- Ayudante de topografía (2 personas) para seguir el eje de la tubería con el detector de metales.
- Peón (2 personas) que abrirá brecha (chapodeo) y colocará las estacas.



Sistema Global de Posición (GPS)

Este método se ha puesto de moda últimamente ya que los equipos de detección de fallas (diablo) hoy en día cuentan con sistemas de posicionamiento satelital, esto es, que en la emisión del reporte hacen mención de las coordenadas terrestres de la falla como son: longitud, altitud y profundidad.

Con este procedimiento, el margen de error para la localización de una falla es de ± 50 cm. Haciendo un ahorro de tiempo y gasto con referencia al cadenamiento. Además de que sólo se requiere de un equipo GPS, un operador para el equipo, el residente de obra y dos ayudantes.

Cabe mencionar que se debe tener contemplado el pago de la señal satelital para el GPS.

IV.2 SONDEOS.

Una vez ubicada la falla sobre la superficie se realizarán 3 excavaciones pequeñas denominadas sondeos de aproximadamente 0.50 m de diámetro, una para localizar la falla y que tendrá una profundidad de cuando menos 0.60 m al lecho bajo del ducto y las otras dos para localizar cada junta soldada del tramo de tubería en donde se encuentre la falla, éstas tendrán una profundidad hasta donde se visualice la junta soldada.

Una vez que se tiene la certeza de estar en el tramo de tubería con la falla a rehabilitar, se tiene que remover la protección mecánica que la cubre, para poder determinar de manera visual su ubicación en el tubo.

Parte del objetivo del sondeo, es el reconocimiento geológico en el área de trabajo del ducto a rehabilitar, donde se debe indicar las características generales del subsuelo, anexa a esta información se proporcionan las recomendaciones generales para los procesos de excavación, entre otras, acotando las zonas donde es necesario realizar estudios puntuales de mecánica de suelos cuando se dé el caso; un ejemplo es cuando un tramo de tubería afectada se encuentra en una vialidad con alto grado vehicular, no siempre sucede por las condiciones del DDV pero cuando es el caso, hay que conocer las características del subsuelo para no dañar la tubería.

Se contrata a un laboratorio especializado en exploración y reconocimiento geológico; se hacen exploraciones mediante pozos a cielo abierto o bien, mediante sondeos profundos clasificando el material de acuerdo a las pruebas de campo que establece el sistema unificado de clasificación de suelos (SUCS).

Estas pruebas deben ser rápidas, sencillas y económicas, de tal forma que estos resultados se tengan en el menor tiempo posible y con ello se determina por parte de la contratista, el proyecto del tipo de ademe para cada tipo de terreno estudiado en caso de ser necesario, así como la inclinación de corte, tiempo máximo de exposición de la excavación al intemperismo a aquellas que no requieran de



ademe y el posible reforzamiento de las paredes ya sea con costalera y/o atraques cuando así lo requiera, dependiendo de la saturación de los suelos blandos.

Como ejemplo de las pruebas realizadas a los suelos, se tienen las pruebas índice que en materia de mecánica de suelos se realizan para conocer las propiedades antes de ocuparlos para alguna aplicación de esfuerzos, estas pruebas realizadas en campo/laboratorio nos permiten clasificarlos, así como conocer la variación de sus propiedades mecánicas e hidráulicas.

Dentro de las propiedades índice determinadas en el laboratorio se pueden agrupar en:

- Características físicas de los suelos que permiten su descripción y clasificación visual y manual.
- Relaciones volumétricas y gravimétricas.
- Granulometría.
- Límites de resistencia.

Por tanto es responsabilidad de la Cía. Contratista la selección del estudio geológico y/o de mecánica de suelos, que determine la mejor opción del tipo de ademe, que garantice la seguridad en la estabilidad de las paredes de las excavaciones que se realizarán y se mantendrán abiertas durante el lapso de las diferentes etapas de la rehabilitación de la tubería.

Un ejemplo de los materiales que se deben emplear como ademe para la realización de una excavación cuando se conoce el tipo de suelo mediante un estudio geotécnico, se observa en las siguientes fotografías:



TIPO DE ADEME PARA EXCAVACIÓN

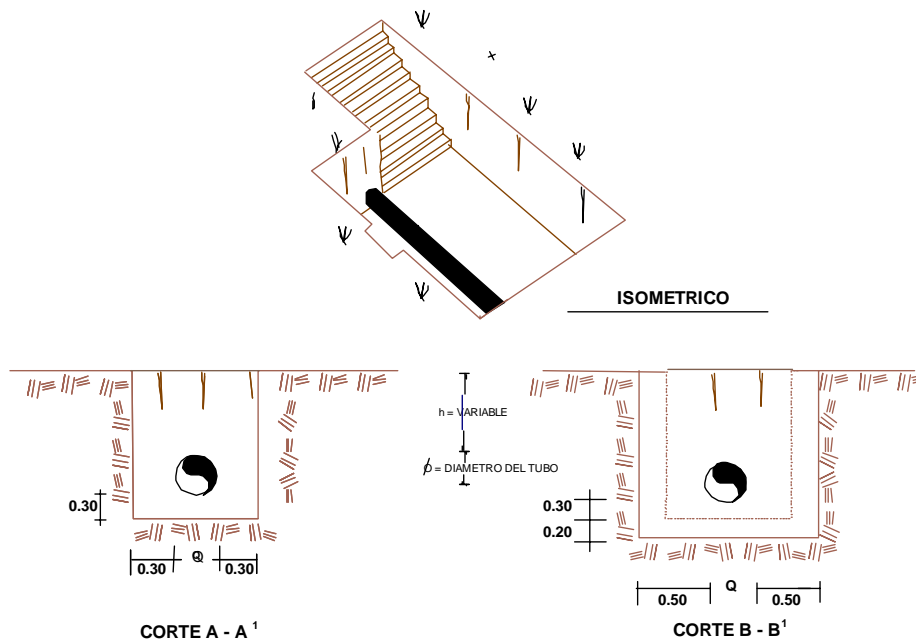


IV.3 EXCAVACIONES PARA LA LOCALIZACIÓN FÍSICA DE LOS DEFECTOS.

Todos los trabajos de excavación, se llevaran a cabo en terrenos donde se alojan ductos en operación, que transportan hidrocarburos a alta presión, por lo que se deberá tener cuidado de no golpear la tubería que será reparada y/o de ductos cercanos.

Se deberá considerar que el material producto de la excavación será depositado cuando menos a 2.00 m. Separado del perímetro de la excavación, con el fin de no sobrecargar los taludes y permitir la circulación del personal que desarrolla los trabajos. Cuando exista espacio suficiente se ejecutarán en los extremos de las excavaciones escalones sobre los mismos taludes, como se muestra a continuación:

DETALLES PARA SUSTITUCION DE TRAMOS EXCAVACION TIPO (ISOMETRICO)



La longitud de la excavación dependerá de la magnitud de la falla a reparar y de la longitud mínima requerida para el método de reparación que se utilizará; que para el estudio de este trabajo es mediante la sustitución de tramos de tubería. Si al descubrir la tubería se observa que el recubrimiento mecánico se encuentra en mal estado, se deberá a criterio del supervisor, sobre-excavar hasta encontrar el punto donde el recubrimiento se encuentre en buen estado.

Todas las excavaciones se efectuarán con herramienta manual o maquinaria con seguridad, esto es porque la tubería a localizarse se encuentra compartida con otros ductos en el mismo DDV, lo cual representa un alto riesgo en el uso de equipo mecánico.



Cuando el material sea muy inestable, la excavación supere los 4.00m de profundidad y exista el espacio suficiente, se deberá considerar la ejecución de taludes en las paredes de las zanjas, con un ángulo de reposo de 1:75.

En algunos casos se presentarán terrenos muy inestables que deban ademarse, se suministrará e instalará el ademe que se requiera, para contener el flujo de los taludes.

En los casos en que las fallas coincidan en vialidades o propiedades privadas, se deberá retirar de inmediato el material para no entorpecer la circulación peatonal y de vehículos. (PEMEX REFINACIÓN será el encargado de realizar los trámites, para obtener los permisos correspondientes ante las autoridades competentes y/o propietarios).

En los cruces de carretera ó áreas de circulación vehicular y peatonal donde se realicen trabajos de excavación, se colocarán las señales y letreros preventivos que se requieran indicando con leyendas claras y visibles la proximidad de las áreas de trabajo de acuerdo al tipo de situación que se desarrolla, dichas señales estarán a una distancia mínima de 50.00 m. de la zona de trabajo, también se colocarán señales luminosas nocturnas.



SEÑALIZACIÓN PREVENTIVA DE EXCAVACIÓN

Para el caso en donde la excavación cuente con material saturado, se deberá considerar que la extracción de éste, pudiendo ser en algunos casos hasta lodos, se hará en cubetas con retiro del material a orilla de la cepa.



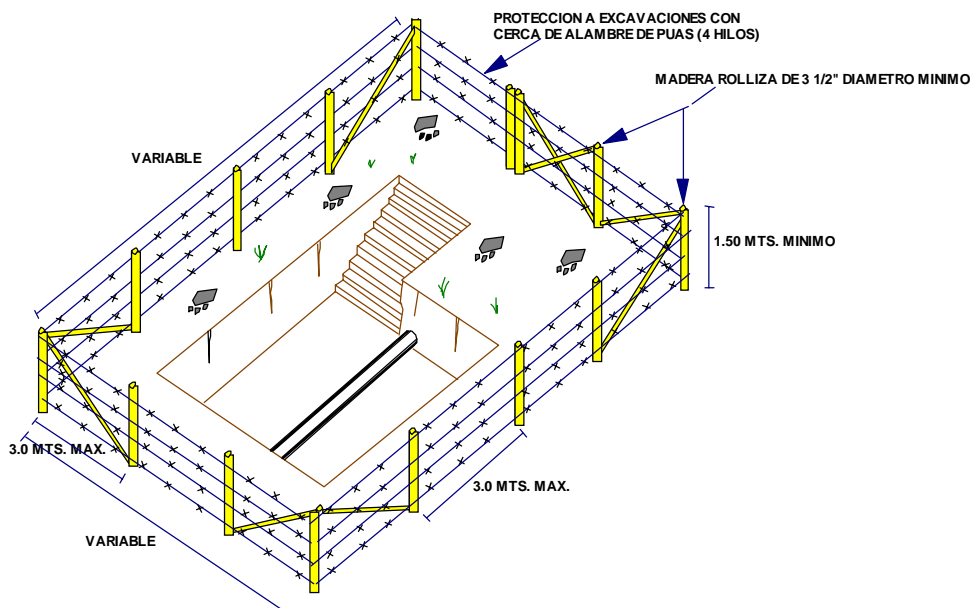
RETIRO DE LODOS

Se forjarán dos accesos, en lados opuestos de la zanja como mínimo, con la finalidad de que el personal que labora en las reparaciones, pueda desalojar la zanja lo más pronto posible, en casos de emergencia.

IV.4 CERCADOS.

Como parte de fundamental de la seguridad de una excavación es el proporcionar una cerca perimetral para proteger cualquier incidente que pueda ocurrir por tratarse de una excavación a cielo abierto.

CROQUIS DE CERCADO PERIMETRAL DE EXCAVACIONES TIPO





Existen dos tipos de cercos que dependerán de la zona donde se esté efectuando la excavación:

1. Cerco con alambre de púas y troncos.- Este tipo de cerco se hace en zonas de ganado ya que el alambre de púas sirve para mantener alejado a los animales de la excavación.
2. Cerco con malla electro soldada y polines.- Este tipo de cercado se efectúa en zonas urbanas o con gran fluencia peatonal y/o vehicular.

Se deberá cavar los hoyos donde se alojarán los polines o troncos a una distancia de 2.50 m. entre cada uno y separados de la excavación 0.50 m., hasta completar el perímetro total de la excavación. Se hincarán a 0.60 m. de los hoyos y se acuñarán con piedras y tierra producto de la excavación. Posteriormente se coloca y se tensa el alambre de púas sobre los postes colocados previamente alrededor de la excavación.



CERCADO CON MALLA ELECTROSOLDADO



CERCADO CON ALAMBRE DE PÚAS



IV.5 AFECTACIONES.

Dentro del desarrollo del proyecto de una rehabilitación existirán afectaciones debido a que se realizan excavaciones a cielo abierto.

El tipo de afectaciones que se pueden presentar es cuando la tubería a cambiar se encuentre por debajo de una vía de acceso, dígase paso de ferrocarril y/o vehicular; de igual forma, cuando se trate de cruce de ríos o cuando se trate de predios en los que por cuestiones irregulares se hayan establecido asentamientos a lo largo del D.D.V., esto es, cuando se tengan que hacer los trabajos dentro de una propiedad privada.

PEMEX hará por su cuenta las gestiones y tramites necesarios para ocupar la franja de terreno en donde se realizarán las maniobras de rehabilitación.

Como se ha mencionado anteriormente, PEMEX está dividido en tres organismos, de los cuales, PEMEX GAS y PEMEX REFINACIÓN llegan a compartir el mismo D.D.V., por lo cual, aparte de una afectación superficial a un tercero se tiene dentro de la misma paraestatal una afectación a otro organismo (PEMEX GAS).

Las afectaciones pueden darse tanto en el D.D.V. como en los accesos al mismo, esto implica que se tiene que anticipar la facilidad para acceder al lugar donde se realizarán los trabajos.

En ocasiones PEMEX realiza el pago de los daños que se originan al acceder al D.D.V. y la construcción de los caminos de acceso, siempre y cuando el constructor efectúe dichos trabajos de acuerdo con las instrucciones de la supervisión. En caso contrario, el constructor será responsable de los daños que se causen a PEMEX o a terceros. Todo daño ocasionado fuera del D.D.V. o fuera de los caminos de acceso al mismo, será de la exclusiva responsabilidad del constructor a menos que éste demuestre que es imputable a PEMEX.

En caso de que PEMEX no pueda proporcionar al constructor oportunamente las licencias necesarias para tener un D.D.V. continuo, que facilite al máximo un trabajo rápido y organizado, el constructor deberá modificar y ajustar su programa de obra según se requiera, sin que pueda ser base para reclamación a PEMEX por daños y perjuicios que pudiera ocasionar el cambio del programa. Sin embargo, cuando si se justifique, PEMEX concederá al constructor una ampliación del plazo para la entrega de la obra, igual al tiempo que el constructor haya perdido por dicho cambio.

En los casos en que, durante algunas de las fases de la obra sea indispensable interrumpir el servicio de tránsito en caminos o brechas públicas o particulares, o el servicio de agua por algún canal, ducto natural, tubería, etc. o el servicio de líneas eléctricas o telefónicas, etc., se tendrá que avisar por escrito con un mínimo de 8 días de anticipación, a fin de que PEMEX proceda a gestionar el permiso



correspondiente, así mismo se informará al constructor dando los pormenores del permiso o acuerdo que le servirá de base para llevar a cabo la interrupción.

PEMEX se hará cargo de las reclamaciones que le presenten los afectados, únicamente cuando la interrupción haya sido hecha con la autorización respectiva y dentro del plazo y demás requisitos que en la misma se estipulen.

Se tiene la obligación de reparar oportunamente cualquier daño ocasionado a terceros. Si en algún caso el contratista descuida el cumplimiento oportuno de esta obligación, PEMEX podrá hacer la reparación ya sea con sus propios medios o utilizando los servicios de terceros y podrá descontar el importe de dicha reparación en su estimación más próxima.

Se deberá dar instrucción al personal para que el comportamiento del mismo evite, hasta donde sea posible, dificultades o problemas con los propietarios de los terrenos afectados por el desarrollo mismo de la obra.



AFECCIÓN EN ZONA DE CULTIVO

AFECCIÓN EN ZONA URBANA





IV.6 REVISIÓN ULTRASÓNICA PARA DETERMINAR TUBERÍA SANA.

Se lleva a cabo una inspección superficial en el tramo de tubería a reparar con equipo ultrasónico, la finalidad de esta revisión es detectar la cantidad de tubería a reemplazar; esta revisión comúnmente se le llama “calibración” de la tubería.

Las calibraciones se efectúan con personal calificado (inspector nivel II, de acuerdo a la ASNT “sociedad americana de ensayos no destructivos”), quien deberá ser evaluado por el departamento de seguridad industrial de PEMEX REFINACION.

Para esta revisión se utiliza un equipo de calibración DM-2 efectuando un mapeo (cuadrículado) de acuerdo a las indicaciones, esto permitirá determinar físicamente la magnitud de la falla para dimensionar el carrete a cambiar en caso de que la falla no pueda ser localizada con el equipo indicado, se utiliza equipo ultrasónico con pantalla y haz angular, con registro impreso y en las corrosiones exteriores se emplea el pipe-gage, para determinar la profundidad y área de las cazoletas (corrosión externa); posteriormente se calibra transversalmente en el punto de corte para verificar la uniformidad del espesor de la tubería y evitar depositar la soldadura en puntos de bajo espesor que provoquen fallas y reparaciones posteriores llegando inclusive a la modificación de la dimensión del carrete o tramo a cambiar. Las calibraciones transversales se realizaran las veces que sean necesarias hasta encontrar tubería con espesor de pared dentro de especificación.



EQUIPO DM-2 CON DISPLAY PARA LA CALIBRACIÓN



La información obtenida de las calibraciones deberá ser entregada de manera inmediata a PEMEX REFINACIÓN, y que evaluará para la determinación de su reparación. Se calibran las fallas de los extremos en lingadas a sustituir. Únicamente, se calibran algunas fallas intermedias en lingadas con la autorización de la supervisión.

Por ningún motivo se permitirá que esta actividad la realice personal que no cumpla con los requisitos arriba indicados.

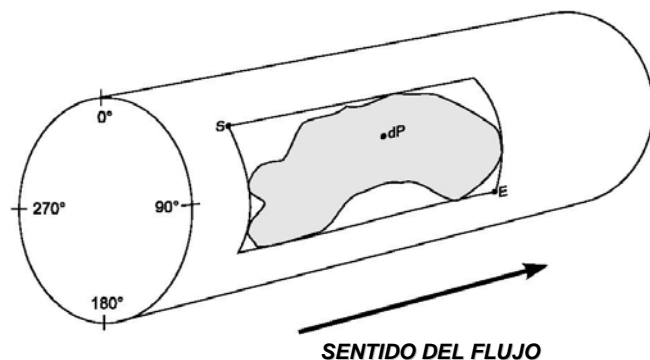
Esta actividad deberá desarrollarse de manera paralela a las excavaciones, ya que es necesario determinar previamente la dimensión del carrete y acercar los elementos necesarios para su sustitución.

En los casos donde se requiera sustituir tramos completos de tubería (12m) por tener laminaciones en el tubo, solamente se calibran las fallas de los puntos extremos sin que esto implique el pago de las calibraciones de las fallas intermedias.

El área de calibración de la tubería será aquella que sea requerida para localizar el daño detectado en toda su magnitud.

La calibración se efectúa en forma de mapeo hasta localizar la falla y los reportes de las mismas se entregaran al supervisor de PEMEX REFINACIÓN.

Se rotula con pintura el kilometraje, numero de falla o fallas eliminadas y número de carrete.



CALIBRACIÓN (MAPEO) CUADRICULADA PARA DETERMINAR LA TUBERÍA SANA



IV.7 PROGRAMACION DE REHABILITACIÓN (LIBRANZA).

Parte fundamental de la rehabilitación es la programación de las actividades de libranza (dejar fuera de operación el ducto).

Dentro de las actividades de libranza existen tres etapas fundamentales para reparar y habilitar la tubería en cuestión; éstas son las siguientes:

1. Vaciado de la tubería.
2. Cambio de tramos de tubería.
3. Llenado de la tubería.

Debido a que la libranza es el punto más importante de una rehabilitación, ésta tendrá un programa muy particular de actividades a realizar, se tienen que contemplar los tiempos de vaciado y llenado que serán definidos por PEMEX de acuerdo a la suspensión del suministro; es decir, a partir de que momento y cuanto tiempo quedará fuera de operación dicha tubería.

Una vez vaciada la tubería se llevará a cabo la rehabilitación de acuerdo a la programación que estará en función de:

- Los días en que dejará de operar el tubo.
- Cantidad de fallas a reparar.
- Personal que ejecutará estos trabajos (grupos de trabajo).

Para el caso de esta rehabilitación en particular, se tiene la siguiente programación en función de los días asignados para los trabajos.

FASE	T R A M O	UBICACIÓN DE FALLAS	EXCAVACIONES Y PRUEBA HIDROSTATICA.	SUSTITUCION DE TRAMOS. (LIBRANZA DE OPERACION DEL DUCTO).	RELLENOS Y RESTABLECIMIENTO DE CONDICIONES ORIGINALES, REACONDICIONAMIENTO DEL D.D.V.
I	EST. TEPETITLAN KM 130+ 981 NOPALA KM 158 + 823	1-30 (30 DIAS)	31-65 (35 DIAS)	66 – 70 (5 DIAS)	71 – 100 (30 DIAS)
II	NOPALA KM 158 + 823 T.R.E.D LA LIRA KM 223 + 776	101-123 (23 DIAS)	124-148 (25 DIAS)	149-153 (5 DIAS)	154-175 (22 DIAS)
III	T.R.E.D LA LIRA KM 88+ 404 REF. SALAMANCA KM 329+ 293	176-196 (21DIAS)	197-218 (22 DIAS)	219-223 (5 DIAS)	224-240 (17 DIAS)

De acuerdo a la tabla anterior, se observa que existen tres etapas de libranza para la reparación de las fallas, cada una de ellas tendrá su propia programación de las actividades como se muestra a continuación.



PEMEX REFINACION
SUBGERENCIA DUCTOS CENTRO

CONTRATISTA: GRUPO IAE S.A. DE C.V.
SUPERINTENDENCIA DE CAMPO

PROGRAMA DE DESARROLLO DE LIBRANZA

CONCEPTO	ETAPAS		CAMBIO DE CARRETE				LLENADO
	DIAS		1	2	3	4	
TOTAL DE FALLAS	248						
SUSTITUCION DE TRAMOS	TOTAL	50.00					
	ACUM			20.00	20.00	10.00	
	% AVANCE	20.16%		8.06%	8.06%	4.03%	
GRUPO 01	REAL				50.00		
	ACUM				50.00		
	% AVANCE			0.00%	20.16%	0.00%	
SUSTITUCION DE TRAMOS	TOTAL	50.00					
	ACUM			20.00	20.00	10.00	
	% AVANCE	20.16%		8.06%	8.06%	4.03%	
GRUPO 02	REAL				50.00		
	ACUM				50.00		
	% AVANCE			0.00%	20.16%	0.00%	
SUSTITUCION DE TRAMOS	TOTAL	50.00					
	ACUM			20.00	20.00	10.00	
	% AVANCE	20.16%		8.06%	8.06%	4.03%	
GRUPO 03	REAL				50.00		
	ACUM			0	50.00		
	% AVANCE			0.00%	20.16%	0.00%	
SUSTITUCION DE TRAMOS	TOTAL	50.00					
	ACUM			20.00	20.00	10.00	
	% AVANCE	20.16%		8.06%	8.06%	4.03%	
GRUPO 04	REAL				50.00		
	ACUM			0	50.00		
	% AVANCE			0.00%	20.16%	0.00%	
SUSTITUCION DE TRAMOS	TOTAL	48.00					
	ACUM			20.00	20.00	8.00	
	% AVANCE	19.35%		8.06%	8.06%	3.23%	
GRUPO 05	REAL				48.00		
	ACUM				48.00		
	% AVANCE			0.00%	19.35%	0.00%	
AVANCE PROGRAMADO				40.32%	40.32%	19.35%	
ACUMULADO PROGRAMADO				40.32%	80.65%	100.00%	
AVANCE REAL				0.00%	100.00%	0.00%	
AVANCE REAL				0.00%	100.00%	100.00%	

PROGRAMACIÓN DE LIBRANZA PARA UNA PRIMERA ETAPA



Cabe mencionar que dentro de los trabajos de la libranza se deben contemplar las pruebas (radiografías) a las juntas soldadas de los tramos, ya que cada soldadura debe estar avalada por normas internacionales, esta inspección la realiza personal calificado, el cual determinará si la junta soldada cumple al 100% o no con las especificaciones.

Por ultimo se programa un día para el llenado de la tubería y así cumplir con los cinco días establecidos del programa para esta rehabilitación; de igual forma que en el vaciado, se introduce un diablo de limpieza para poder desplazar aquella basura que haya quedado en el interior del ducto en los tramos reparados, ya que de no hacerse esta limpieza “final”, en el futuro cuando pasen los diablos instrumentados, correrían el riesgo de atascarse o que la basura llegara a las estaciones de bombeo y provocar fallas en las turbinas o bombas, también se ha dado el caso de que estos cuerpos extraños produzcan cavitación fenómeno no deseable en ninguna tubería.

IV.8 VACIADO E INERTIZADO DE TUBERÍA.

El vaciado y limpieza interior del ducto (inertizado), consiste en suministrar nitrógeno (producto de limpieza de un ducto) ya que por las propiedades del mismo, no produce daños al medio ambiente; este proceso lo realiza una empresa especializada en la inyección de nitrógeno, en ocasiones esta actividad corre por cuenta del contratista y en otras por cuenta de PEMEX; a esta actividad se le da por lo menos un día para poder desalojar todo el producto del tramo a reparar. Para realizar este trabajo se debe calcular la cantidad de nitrógeno a inyectar, esto dependerá de la longitud, del diámetro de la tubería a reparar así como de los puntos más altos o más bajos en todo el trayecto pues en base a esta información, se conoce la presión a la cual será inyectado el nitrógeno así como la velocidad a la cual se desplaza el equipo de limpieza (diablo de limpieza) al otro extremo (trampa de recibo o válvula de seccionamiento).



EQUIPO DE INYECCIÓN DE NITRÓGENO



INYECCIÓN DE NITRÓGENO EN LA TRAMPA DE DIABLOS

Después de que llega el diablo de limpieza al otro extremo, el tramo a rehabilitar está totalmente saturado de nitrógeno el cual se utilizó para desplazar el producto remanente y limpiar la tubería; por lo tanto se procede a desalojar el nitrógeno de la siguiente manera.

Previamente se instalaron ventilas a lo largo del tramo a reparar, estratégicamente en zonas donde la tubería se encuentra a mayor nivel para aprovechar la presión del gas que facilite el desfogue.

Cabe mencionar que estas ventilas están acompañadas de válvulas de compuerta las cuales son abiertas en el momento en que en la trampa de recibo se ha retirado el diablo de limpieza, esta apertura se hace de manera secuencial empezando por los puntos más altos y así sucesivamente con las demás.

A continuación se ilustran en las siguientes fotografías las ventilas utilizadas para desfogar el nitrógeno.



VENTEO



DESFOGUE DE NITRÓGENO

Como ayuda para la cuantificación de la cantidad de nitrógeno a utilizar, así como para calcular la velocidad del diablo de limpieza, los tiempos en que tarda el diablo en recorrer todo el tramo de tubería a reparar, se utiliza el siguiente formato:



**SUBDIRECCION DE DISTRIBUCION
GERENCIA DE TRANSPORTACION POR DUCTO
SUBGERENCIA DUCTOS CENTRO
SUPERINTENDENCIA GENERAL DE MANTENIMIENTO**

VI ANEXOS

PROCEDIMIENTO No. _____

PROCEDIMIENTO PARA REALIZAR CORRIDAS DE DIABLO EN DUCTOS DE LA SUBGERENCIA DUCTOS CENTRO							ANEXO No. 1		PAGINA _____
							REVISION _____		FECHA: _____
No. DE CORRIDA: DIABLO:	SECTOR	PROGRAMA CORRIDA DE			LIMPIEZA	LLENADO			
					VACIADO	<input checked="" type="checkbox"/> INSTRUMENTADO			
NOMBRE DEL SISTEMA: _____		TRAMO: _____			FECHA: _____				
PROGRAMADA _____									
HORA DE LANZAMIENTO _____		DEL KM _____	AL KM _____	LONGITUD DEL TRAMO	Km _____	PRESION:	_____		
GASTO PROMEDIO _____		VELOCIDAD PROMEDIO _____	PRODUCTO _____						
DETECCIONES Km	UBICACION	HORA/DIA		GASTO	VELOCIDAD KM/HR	OBSERVACIONES	REGISTRO		
		PROGRAMADA	REAL				ENVIO	RECIBO	
							PERIMETRO COPAS	PERIMETRO COPAS	
							1.-	1.-	
							2.-	2.-	
							3.-	3.-	
							4.-	4.-	
							PRESION	PRESION	
							HORA	HORA	
							FECHA	FECHA	
PERSONAL				_____ JEFE SECTOR MEXICO				CONDICIONES DE RECIBO	
				_____ JEFE DEPTO. MANTTO.				_____ JEFE DEPTO. SIPA	
				_____ JEFE DEPTO. OPERACIONES				_____ ING. ENC. DE MANTTO.	
								V= [0.217215 Q]0.06 D ²	



IV.9 REHABILITACIÓN POR SUSTITUCIÓN DE TUBERÍA.

La rehabilitación es la etapa más importante del proyecto; como se ha dicho anteriormente, el mantenimiento a las líneas de conducción se puede hacer de tres formas diferentes, para el estudio de esta tesis, se hará mediante la sustitución de tramos de tubería.

Para poder realizar esta etapa, se deben tener listos todos los trabajos previos que anteceden a la libranza; esto incluye que todo el personal y equipo requerido para esta actividad esté preparado para poder iniciar los trabajos.

El primer paso es realizar los cortes en frío, esto es, que se escogen varios puntos estratégicamente para poder hacer los primeros cortes utilizando corta tubo antes de utilizar el equipo de corte (biceladora). Por lo regular, estos cortes en frío se localizan en zonas bajas debido a que el producto que haya quedado remanente después de la limpieza interior, se concentra en estas zonas.

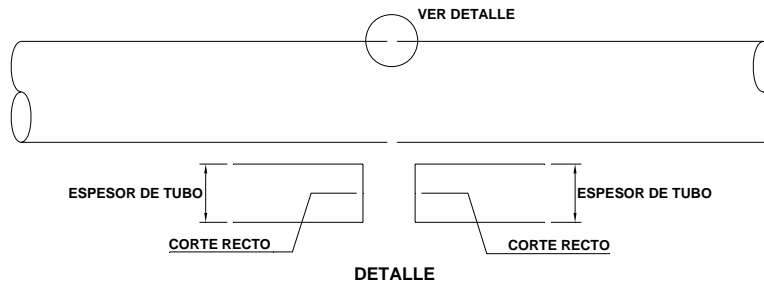
Una vez realizados los cortes en frío y verificada la no existencia de producto, se realiza por seguridad, la prueba de explosividad pues la concentración de gases podría generar algún accidente al utilizar fuego directo. En caso de que la prueba resulte positiva, se colocarán tapones de bentonita (lodo hecho a base de arcilla); el personal que se encuentra a lo largo del tramo a rehabilitar tanto aguas arriba como aguas debajo de los puntos donde se realizan los cortes en frío, tendrán que iniciar los trabajos haciendo solamente este tipo de corte.

En caso de que la prueba de explosividad resulte negativa se da luz verde a todo el personal para que efectúe los cortes con equipo de oxiacetileno y biceladora; cabe mencionar que a partir de este momento se trabaja bajo la presión del tiempo de entrega, es indispensable que al momento de hacer los cortes se cuente con la tubería nueva a cambiar (in situ).

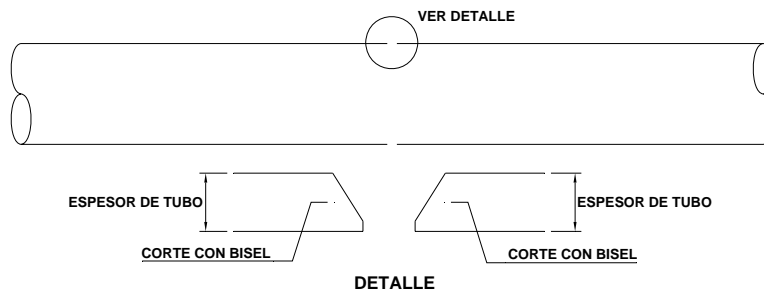
El efectuar un corte en frío tiene un pro y una contra, se garantiza la seguridad debido a que en ningún momento se utiliza fuego directo pero el tiempo que se tarda en hacer un corte de este tipo es el mismo tiempo que se tarda en hacer tres cortes con ayuda del equipo oxiacetileno y la biceladora además de que el corte en frío es un corte recto por lo que se tendría que hacer un bisel a todo el diámetro ya que es indispensable el tener un ángulo de 45° para colocar la soldadura correspondiente y empatar el tramo nuevo de acuerdo a como lo pide el procedimiento.



CORTE EN FRÍO (UTILIZACIÓN DE CORTATUBO)



CORTE CON EQUIPO (UTILIZACIÓN DE BISELADORA)



Esta comparativa nos hace ver que los tiempos se incrementan al efectuar solamente cortes en frío, y de igual forma los costos se elevan.

Cuando ya se han realizado los cortes, se procede a desalojar el tubo dañado e inmediatamente se coloca el nuevo tramo ya que solo se disponen de algunos minutos para realizar la alineación del nuevo tramo pues hay que recordar que todo metal sufre de dilataciones y contracciones, lo que puede ocasionar que la longitud de la tubería no corresponda es decir, si los trabajos se realizan durante la noche se corre el riesgo de que la tubería se contraiga y quede corto el nuevo tramo lo que provocaría volver a traer otro tramo de tubería con las nuevas dimensiones y en caso contrario, cuando los trabajos se realizan en el día, se puede expandir el tubo y que las dimensiones no coincidan, a diferencia de cuando se contrae el tubo, hay que hacer desbaste en el nuevo tramo hasta lograr la nueva longitud.

En ambos casos se pierde tiempo lo que provoca atrasos durante todo el proceso de la rehabilitación de acuerdo a lo programado reflejándose en costos.

Previsto lo anterior y teniendo el tubo nuevo, se procede a realizar los biseles tanto de la tubería existente como el del tramo nuevo, hay que mencionar que los tramos nuevos ya tienen un bisel que previamente se realizó en el patio de tubería.

Existen equipos que hacen el corte angulado (45°) o bisel y que agilizan los tiempos; este equipo consta de un cinturón que se ajusta al diámetro de la tubería,



un dispositivo que va montado en el cinturón y que corre a todo lo largo del diámetro y de un soplete que se coloca en este dispositivo (carrito) y al cual se le ajustan los grados que se requieren para realizar el bisel.



CORTE CON BISELADORA

Ya contando con los biseseles, se procede a colocar el nuevo tramo con ayuda de un camión grúa (hiab) para poderlo alinear dentro de la zanja utilizando unas “canastillas”, una en cada extremo, este equipo nos ayuda a alinear circunferencialmente al tubo y mantener la separación mínima requerida entre los biseseles y que es de 1/8”. Esta operación la realiza personal calificado (soldadores) que teniendo la tubería alineada proceden a puntear el tramo nuevo con el viejo cuando menos en cuatro zonas. Este proceso sirve para garantizar la fijación del tubo y evitar su contracción, así mismo se pueden retirar las canastillas y proceder con la colocación de la soldadura.



ALINEACIÓN CON CANASTILLA PARA EL PUNTEO DEL TUBO



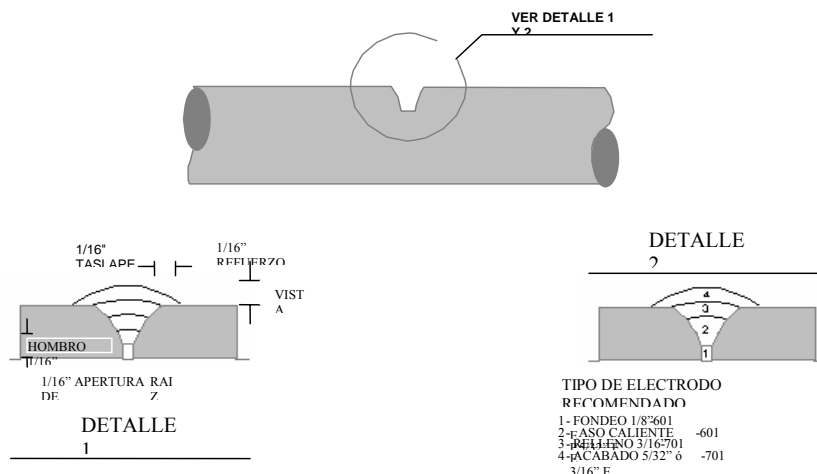
La aplicación de la soldadura es quizás la etapa más importante durante todo el proceso de rehabilitación ya que la unión de los tramos de tubería debe ser exacta y quedar perfectamente sellada para evitar posibles daños a causa de fugas cuando se encuentre la línea en operación.

Para agilizar los trabajos de soldadura, cada frente de trabajo cuenta con dos soldadores que previamente han sido calificados mediante una prueba la cual refleja su capacidad y la calidad para hacer dicho trabajo; y de dos ayudantes que en todo momento los asisten. Esta cuadrilla de trabajo debe trabajar coordinadamente para evitar los problemas que se mencionan cuando se realizan los cortes y el biselado.

Se necesitan cuatro etapas para dejar los tramos soldados en su totalidad, éstas son:

1. *Fondeo*.- Esta etapa da inicio al proceso de aplicación de la soldadura, es muy importante colocar perfectamente el material aporte (soldadura) pues esta capa impide que existan escoriaciones (grumos en la parte interna del tubo).
2. *Paso caliente*.- Es el proceso siguiente y que fundirá el material de aporte con el material base (tubo) para garantizar la homogeneidad en el tramo; cabe mencionar que en este proceso de fusión el cordón de soldadura es quien recibe los esfuerzos mayores cuando la línea se encuentre en operación.
3. *Relleno*.- Como su nombre lo indica se aplica la soldadura para rellenar completamente el bisel a todo lo largo del diámetro, dependiendo del espesor de tubo es la cantidad de cordones de soldadura a colocar.
4. *Acabado o Vista*.- Es la capa final y la que dará “vista” a la junta soldada, se coloca la soldadura y se le dará el acabado final con los discos de desbaste (carda).

PLANTA Y CORTES PARA TRABAJOS DE SOLDADURA





PROCESO DE SOLDADURA

Una vez concluida la sustitución del tramo, el frente de trabajo se trasladará a la siguiente excavación, la cual se asignó previamente.

Cuando ha finalizado la colocación de la soldadura, se hace una inspección a la misma mediante radiografías (rayos gama); esta labor es realizada por personal calificado y que es contratado específicamente para esta etapa en la rehabilitación.

Este personal cuenta con equipo especializado el cual indicará si la aplicación de la soldadura cumple al 100% con los requerimientos, en caso de no ser así, el técnico radiólogo marcará en el tubo el tipo de anomalía y la ubicación para que el soldador efectúe la reparación correspondiente. Cabe mencionar que para este proyecto en particular, PEMEX solo autoriza una reparación por junta soldada, es decir, a cada reparación se le vuelven a sacar radiografías y si nuevamente vuelve a quedar mal, se deberá retirar medio metro de tubo a cada lado de la junta y colocar un tramo nuevo de por lo menos un metro; esto afecta gravemente el programa de obra reflejándose en el aumento de costos que son directamente absorbidos por la contratista pues resulta un imprevisto el tener este tipo de errores, ya que el personal (soldadores) ha sido calificado previamente antes de proceder con la reparación.



COLOCACIÓN DE PLACA PARA RADIOGRAFÍA CON EQUIPO DE RAYOS GAMA

Como se ha hecho mención en el capítulo anterior, la tubería que es suministrada para la sustitución, tiene una protección anticorrosiva la cual fue colocada previamente en el patio de tubería y que en los extremos carece de esta protección para dar facilidad a la colocación de la soldadura; es necesario cubrir las juntas soldadas con este producto y a esta actividad se le conoce como parcheo de juntas.

Resulta ser más incómoda esta labor en comparación con su aplicación en el patio de tubería, pues se debe realizar dentro de la zanja y dejar perfectamente cubierta la junta.



Este proceso se efectúa después de la rehabilitación, es decir, se puede colocar esta protección con la línea en operación ya que no presenta ningún problema para el suministro del producto.



PARCHEO DE JUNTA SOLDADA

También en este proceso se deben tener en cuenta la coordinación con los demás frentes de trabajo y estos a su vez informar al superintendente de obra para que se vaya cerrando el programa.

Ya que se han dado casos en que se reportan todas las excavaciones ya rehabilitadas pero cuando se llena la tubería y pasa el producto, se hace un recorrido y se encuentran fallas no reparadas. Lo cual ocasiona mayores costos debido a que si sucediera esto la compañía tendría que absorber los costos del vaciado e inertizado de la tubería, obviamente esto llega a impactar en la utilidad de la obra.

Para esta obra en particular solo se autorizaron 24 horas efectivas de libranza lo cual ocasionó un mayor costo en equipos y mano de obra llegando al grado de triplicar los frentes de trabajo a como se tenían programados de origen para tres días.



IV.10 CARACTERÍSTICAS PARTICULARES DEL PROYECTO.

Como en todo proyecto surgen particularidades que no se tienen previstas, lo cual suele ser a favor o en contra de la obra y que se tienen que dar solución inmediata, en este proyecto se tuvieron dos tipos de particularidades que son las siguientes:

1.- ENCONFRAMIENTO Y ENCAMISADO DE TUBERIA EN CRUCE DE TRANSPORTE PESADO.

Antecedentes:

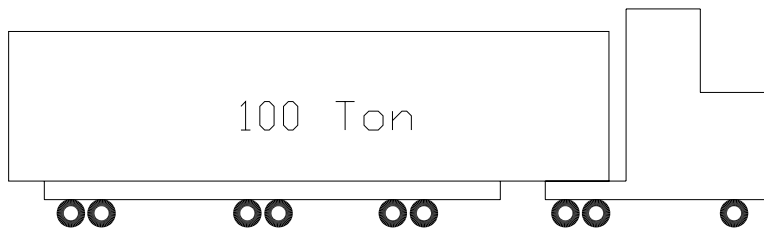
Se reubicó un tramo de la línea de conducción de un predio privado a una vialidad en donde en una sección de esta reubicación se tiene un acceso a una planta industrial donde entran y salen vehículos pesados.

Problemática:

Personal de PEMEX requiere un estudio de esfuerzos para saber si a la profundidad de 1.70m (ubicación de la línea) y que pudieran ocasionar algún tipo de daño a la tubería debido al paso de los camiones.

El estudio de esfuerzos se obtuvo de la siguiente manera:

Se considera como una carga puntual máxima provocada por un trailer de 8 ejes con cuatro llantas cada una mas un eje con dos llantas obteniendo un total de treinta y cuatro llantas. El peso total es de 100 ton.



Por lo tanto la carga puntual máxima es:

$$P = \frac{100 \text{ ton}}{34 \text{ llantas}} = 2.94 \text{ ton / llanta} \quad P = \text{carga puntual concentrada}$$

Para el cálculo del esfuerzo puntual utilizamos la fórmula de Boussinesq:

$$\sigma = \frac{P \cdot P_o}{z^2} \quad ; \quad P_o = \frac{3}{2 \pi} \left[\frac{1}{1 + \left(\frac{r}{Z}\right)^2} \right]^{\frac{5}{2}}$$

P_o = valor de influencia para carga concentrada.

z = profundidad del punto de estudio.

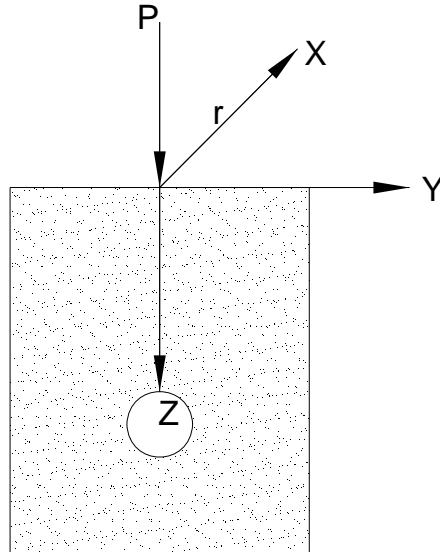
r = distancia radial de la carga puntual al punto de estudio.

σ = esfuerzo del suelo producido por una carga puntual.



Para P_o :

Por tratarse de una carga puntual concentrada tenemos que $X = 0$, $Y = 0$ y $Z = 1.70\text{m}$; $r = 0$ debido a que el punto de estudio coincide con el eje Z .



Sustituyendo:

$$P_o = \frac{3}{2\pi} \left[\frac{1}{1 + \left(\frac{0}{Z}\right)^2} \right]^{\frac{5}{2}} = \frac{3}{2\pi} (1) = 0.4774$$

$$\sigma = \frac{P \cdot P_o}{z^2} = \frac{(2941)(0.4774)}{(170)^2} = 0.0485 \text{ kg/cm}^2$$

Se puede concluir que el esfuerzo a una profundidad de 1.70m es menor a 0.05kg/cm^2 , por esta razón se considera despreciable.

Pero como medida de seguridad y de acuerdo a la recomendación de PEMEX, se colocó una protección adicional en este punto; una trinchera de concreto armado y un encamisado a la tubería. (No necesarios de acuerdo al estudio).



ENCAMISADO DE LA TUBERÍA Y CONSTRUCCIÓN DE TRINCHERA PARA PASO VEHICULAR

2.- CÁLCULO DE FACTOR POR AJUSTE DE TIEMPOS EN EL DESARROLLO DE LA LIBRANZA (TRABAJOS DE REHABILITACIÓN).

Antecedentes:

Para la etapa de libranza de este proyecto, se tenían contemplados cinco días para el desarrollo de los trabajos, un día para el vaciado de la tubería, tres días para la sustitución de los tramos de tubería y un día para el llenado y puesta en operación.

Problemática:

Debido a cuestiones de operación, la refinería de salamanca no tenía la capacidad suficiente de almacenamiento para poder otorgar cinco días sin operar el ducto, los días autorizados fueron tres lo que dejó solamente 24 hrs. para realizar los trabajos de rehabilitación lo que modificó el programa original.

Para la modificación del programa se propuso un factor de ajuste el cual se obtuvo de la siguiente forma:

- Se identifican las partidas de los conceptos de los trabajos que intervienen en la libranza.
- Se cuantifican las fallas a reparar.
- Se cuantifica el personal, equipo y materiales que se tenían contemplados de origen.
- Se calcula el incremento de grupos de trabajo para un solo día de libranza.
- Se calcula de acuerdo a la Ley Federal del Trabajo el costo horario del personal debido a que los trabajos son de forma continua durante 24hrs.
- Se calcula el costo horario de la maquinaria y equipo que se renta ya que el arrendamiento varía al considerarse solamente horas de trabajo.



A continuación se muestra el cálculo de este factor:

ANÁLISIS DE UN PUNTO CON FALLA(S) CON PRECIOS DE CONTRATO Y VOLUMENES REALES										
CONCEPTO	CANTIDAD	P.U.	TIEMPO EN ESPERA	TIEMPO DE TRABAJO						IMPORTE
				UNIDAD	\$	HR	\$	HORARIO NORMAL	EXTRA DOBLE	
MATERIALES										
SOLDADURA E-6010 DE 1/8"	3.334	KG	30.00							100.02
SOLDADURA E-6010 DE 3/16"	2.934	KG	30.00							88.02
SOLDADURA E-6010 DE 5/32"	3.292	KG	30.00							98.76
GAS ACETILENO	0.308	KG	85.79							26.42
GAS OXIGENO	1.106	M3	27.35							30.25
PLACA RADIOGRAFICA	6	PZA	12.00							72.00
TOTAL MATERIALES									415.47	

CONCEPTO	CANTIDAD	P.U.	TIEMPO EN ESPERA	TIEMPO DE TRABAJO						IMPORTE		
				\$-JOR	\$-HR	HR	\$	HORARIO NORMAL	EXTRA DOBLE		EXTRA TRIPLE	TOTAL
PERSONAL												
MAESTRO DE OBRA	1	259.00	32.38	16	518.00	24	777.00	6	388.50	26	2,525.25	4,208.75
CABO	1	178.89	22.36	16	357.78	24	526.67	6	268.34	26	1,744.18	2,906.96
SOLDADOR CALIFICADO	2	853.29	106.67	32	3,413.56	48	5,120.34	12	2,560.17	52	16,641.11	27,735.18
AYUDANTE SOLDADOR	2	137.23	17.15	32	548.92	48	823.38	12	411.69	52	2,675.99	4,459.93
OBrero GENERAL	3	126.92	15.85	48	760.92	72	1,141.38	18	570.69	78	3,709.49	6,182.48
OPERADOR DE REGISTRO	0.33	318.16	39.77	5	209.99	8	314.98	2	157.49	9	1,023.68	1,706.12
TECNICO RADIOLOGO	0.33	184.56	23.07	5	121.81	8	182.71	2	91.36	9	593.82	989.70
AYUDANTE CLASE A	0.33	137.23	17.15	5	90.57	8	135.86	2	67.93	9	441.54	735.90
OPERADOR DE HIAB	1	332.52	41.57	16	665.04	24	997.56	6	498.78	26	3,242.07	5,403.45
OPERADOR DE CAMION 3.5 TON	1	485.85	60.73	16	971.70	24	1,457.55	6	728.78	26	4,737.04	7,895.06
									SUMA	62,223.58		
RENDIMIENTO						4.14	PTOS/CUADRILLA	TOTAL MANO DE OBRA		15,029.85		

CONCEPTO	CANTIDAD	P.U.	TIEMPO EN ESPERA	TIEMPO DE TRABAJO						IMPORTE	
				JOR	\$-HR	HR	\$	HORARIO NORMAL	EXTRA DOBLE		EXTRA TRIPLE
EQUIPO											
SOLDADORA	2	520.24	65.03	32	2,080.96	144	9,264.32				11,445.28
TRIPLE TIENDE TUBOS	1	10.32	1.29	16	20.64	72	92.88				113.52
CARDA ELECTRICA	1	16.88	2.11	16	33.76	72	151.92				185.68
PULIDORA	1	4.48	0.56	16	8.96	72	40.32				49.28
CAMION HIAB (SIN OPERADOR)	1	1,941.72	242.72	16	3,883.44	72	17,475.48				21,358.92
EQUIPO DE CORTE ONIACE	1	4.80	0.60	16	9.60	72	43.20				52.80
ALINEADOR EXTERIOR 20"	2	147.26	18.42	32	589.44	144	2,652.48				3,241.92
CAMION 3.5 TON (SIN OPERADOR)	1	1,345.34	168.23	16	2,690.68	72	12,112.56				14,803.24
BANDAS DE BAJADO 3 TON	1	30.64	3.83	16	61.28	72	275.76				337.04
BISELADORA 20"	1	177.68	22.21	16	355.36	72	1,599.12				1,954.48
CAJETA DE LABORATORIO	0.33	488.56	61.07	5	322.45	24	1,451.02				1,773.47
EQUIPO RAYOS GAMMA	0.33	538.64	67.33	5	355.50	24	1,599.76				1,955.26
EQUIPO DE REVELADO	0.33	511.76	63.97	5	337.76	24	1,519.93				1,857.69
CONTADOR GEIGER	0.33	64.40	8.05	5	42.50	24	191.27				233.77
									SUMA	59,363.36	
RENDIMIENTO						4.14	PTOS/CUADRILLA	TOTAL HERRAMIENTA Y EQUIPO		14,338.98	

COSTO DIRECTO	29,784.30
INDIRECTOS (11.56%)	3,443.06
SUBTOTAL	33,227.36
FINANCIAMIENTO (2.47%)	820.72
SUBTOTAL	34,048.08
UTILIDAD (7.55%)	2,570.63
TOTAL	36,618.71

ESTIMACION DE UN PUNTO CON FALLA(S) CON PRECIOS DE CONTRATO

CONCEPTO	UNIDAD	CANTIDAD	P.U.	IMPORTE
126.- MANEJO, BAJADO, PRESENTACION, ALINEACION CON ALINEADOR EXTERIOR Y PUNTO DE TUBERIA PARA SOLDADURAS DE INTEGRACION EN ZANJA 20"	M	3.13	85.86	268.74
134.- SOLDADURA DE INTEGRACION A TOPE EN TUBERIA DE ACERO AL CARBON EN 20". INCLUYE INSPECCION RADIOGRAFICA AL 100%	JTA	2.00	1,783.15	3,566.30
140.- CORTE Y BISELADO DE TUBERIA DE ACERO AL CARBON CON BISELADORA Y CORTADOR DE OXIACETILENO 20"	CORTE	2.00	73.92	147.04
144.- DESMANTELAMIENTO DE TUBERIA SUBTERRANEA HASTA 2 MTS. DE PROFUNDIDAD Y RETIRO HASTA 20 MTS.	M	3.13	34.66	108.49
TOTAL				4,090.57

ANÁLISIS DE FACTOR DE SOBRECOSTO EN LIBRANZA EMERGENTE

COSTO REAL POR PUNTO ENTRE COSTO ESTIMADO:	36,618.71	/	4,090.57	=	8.95194	FACTOR	8.95
--	-----------	---	----------	---	---------	---------------	-------------

Se puede concluir que un cambio en la programación original, genera gastos no contemplados que incrementan el presupuesto de la obra y por tratarse de una cuestión operativa por parte de PEMEX, éste tendrá que absorber dicho incremento.



CAPÍTULO V “CONTROL DE CALIDAD”

DEFINICION DE CALIDAD: No es otra cosa que la satisfacción del Cliente, la resultante de una combinación de características de ingeniería y fabricación, determinan el grado de satisfacción que el producto proporciona al consumidor, durante su uso.

El término calidad se puede emplear con diferentes acepciones como:

- Calidad de diseño o sea la conformidad entre lo que necesita o desea el cliente por un precio determinado y lo que la función de diseño proyecta.
- Calidad de concordancia o grado de conformidad entre lo diseñado y lo producido.
- Calidad en el uso o sea el grado en que el producto cumple con la función para la cual fue diseñado, cuando el consumidor así lo requiere.
- Calidad en el servicio Post - Venta o sea el grado con el cual la empresa le presta atención al mantenimiento, servicio, reclamos, garantías u orientación en el uso.

A continuación consignamos definiciones de conceptos relacionados a la calidad.

Calidad: Conjunto de propiedades y características de un producto o servicio que le confieren su aptitud para satisfacer unas necesidades expresas o implícitas.

Control de calidad: Técnicas y actividades de carácter operativo utilizadas para satisfacer los requisitos relativos a la calidad.

Aseguramiento de la calidad: Conjunto de acciones planificadas y sistemáticas que son necesarias para proporcionar la confianza adecuada de que un producto o servicio satisfará los requisitos dados sobre la calidad.

Política de calidad: Directrices y objetivos generales de una empresa relativos a la calidad, expresados formalmente por la dirección general.

Gestión de la calidad: Aspecto de la función general de la gestión que determina y aplica la política de la calidad.

Sistema de calidad: Organización de responsabilidades, de procedimientos, de procesos y de recursos que se establecen para llevar a cabo la gestión de la calidad.



Un producto o servicio de Calidad, es aquel que cumple las expectativas del cliente y que satisface sus necesidades en una adecuada relación costo/beneficio. Para un Cliente que requiere escribir y no tener que lamentar demasiado la pérdida del objeto, un lápiz satisface sus exigencias, mientras que una pluma fuente no es para esta situación un "producto de Calidad". Sin embargo, para la firma de un acuerdo entre países en que los mandatarios firman ante las cámaras de la prensa, claramente la pluma fuente estará acorde con el momento y el lápiz pasará a ser un producto de "escasa Calidad".

Los productos en si no son de alta o baja Calidad; es el producto en el contexto que define el Cliente. Por este motivo no debemos olvidar que el único que nos puede juzgar si nuestros productos son o no de Calidad es el Cliente. Solo él puede decir si está o no satisfecho. Nuestro negocio depende de que el Cliente sienta que el valor del producto sea mayor que el costo que para nosotros significa.

La implantación de las Normas ISO 9000 busca asegurar que la empresa satisfaga cada vez en mejor forma al Cliente. Para este efecto crea un Sistema que teniendo una primera base, debe permanentemente buscar cumplir en mejor forma con las exigencias al Sistema. Sin embargo, debe velarse para que el diseño permita que la voz del Cliente externo sea escuchada dentro de la empresa y sea parte integral de las exigencias al Sistema. Si los procesos implantados o adecuados no permiten esto el mejoramiento continuo no arrojará fruto alguno.

Para este proyecto podemos decir que el cliente es PEMEX REFINACIÓN, pero a su vez la contratista es un cliente de los proveedores, lo cual esto hace un círculo en el que todos los involucrados en el proyecto deben implantar un control de calidad tanto de sus procesos como de los insumos de los cuales son responsables.

También PEMEX REFINACION tiene sus propias políticas internas de calidad y que el contratista debe cumplir al 100% para asegurar un producto con calidad; para este proyecto, el producto es la sustitución de tramos de tubería.

Todo este círculo implica que los prestadores de servicios tanto directos como indirectos deberán de contar con sus propios sistemas y procedimientos de calidad que garanticen un producto a entera satisfacción del cliente.

Como parte de los procesos de calidad en este proyecto se tienen que realizar diferentes tipos de pruebas así como la presentación de documentos que avalen equipos y procedimientos certificados, lo cual asegurará calidad en el producto.

En este capítulo se describirán las pruebas que determinarán la calidad de los trabajos a realizar durante el desarrollo de la obra en cuestión.



V.1 PRUEBA HIDROSTÁTICA.

Se efectuará una prueba hidrostática a la tubería antes de proceder a la sustitución de los tramos dañados y esta se efectuará en el patio de tubería mencionado en el capítulo 3.

Esta prueba consiste en someter el tubo a esfuerzos uniformes a todo lo largo y ancho de la tubería y principalmente a las uniones soldadas. Se introduce agua en la tubería ya que su comportamiento es uniforme y no es compresible.

La presión de la prueba hidrostática se calcula como se muestra a continuación:

$$Ph = \frac{2(0.9R)}{D} E \cdot t \quad (1)$$

Ph= Presión de prueba (lb/in²)

R= Resistencia mínima a la cedencia (lb/in²)

E= Eficiencia de la junta soldada (Considerándola al 100% = 1)

t= Espesor de pared en pulgadas.

D= Diámetro de tubería en pulgadas.

$$t_{\min} = \frac{PoD}{2S} \quad (2)$$

t min.= Espesor de pares mínimo de un tubo sometido únicamente a presión interna (presión máxima de operación)

Po= Presión máxima de operación (lb/in²) Dato proporcionado por PEMEX

$$S = R \cdot E \cdot F \cdot T$$

R= Resistencia mínima a la cedencia

E= Eficiencia de la junta =1

F= Factor de diseño de fábrica (ASME b 31.4 cap. 2, párrafo 402.3.1)

T= Factor de corrección por temperatura

Por lo tanto, primero obtenemos S donde:

$$F = 0.72, T = 1, E = 1, R = 52,000 \therefore S = (0.72)(1)(1)(52000) = 37440$$

$$S = 37440$$

Ahora determinamos tmin donde:



$$Po = 25 \text{ Kg} / \text{cm}^2 = 355.5 \text{ lb} / \text{in}^2$$

$$D = 20" \text{ D.N.}$$

$$S = 37440$$

$$\therefore t \text{ min} = \frac{PoD}{2S} = \frac{(355.5)(20)}{2(37440)} = 0.09495$$

Por lo tanto buscamos el espesor mínimo para una tubería de 20" en 0.405" de espesor donde se obtiene un espesor mínimo comercial de 0.219"

Lo que nos da que para:

$$Ph = \frac{2(0.9(52000))}{20}(1)(0.219) = 1024.92 \text{ PSI} = 72 \text{ kg} / \text{cm}^2$$

De acuerdo a las tablas proporcionadas por el fabricante, la presión que se utiliza para la prueba hidrostática es de 80.00 kg/cm²

El manejo y tendido de tubería para formar la lingada para la prueba hidrostática, deberá llevarse a cabo de la siguiente manera:

- El movimiento de la tubería nueva, desde la estiba a la zona donde se ejecutará la prueba hidrostática se llevará a cabo con personal con experiencia, equipo y accesorios adecuados para evitar cualquier daño al cuerpo de los tubos y a los biseles de fábrica.

El procedimiento para el desarrollo de la prueba hidrostática debe cumplir con la Norma NRF-30-PEMEX-2003-8.2.19.

Se deberá considerar el suministro del agua para llenar la tubería y efectuar la prueba hidrostática, la recuperación del agua y durante el vaciado del ducto, su traslado a un sitio final donde no contamine zonas de riego, sembradíos, canales, arroyos, ríos, etc.

A continuación se presenta el formato que emite la Secretaría de Energía una vez terminada la prueba y aceptada por PEMEX.



**CONSTANCIA DE RECONOCIMIENTO DE PRUEBA
HIDROSTÁTICA**
Subsecretaría de Hidrocarburos
Dirección General de Desarrollo Industrial de Hidrocarburos

Fecha (aaaa/mm/dd):	Número de Trámite SENER:	Clave de PH SENER:
---------------------	--------------------------	--------------------

Identificación del equipo probado:		
Organismo de PEMEX:		
Clave del Proyecto PEMEX		
Descripción del Proyecto:		
Partida Presupuestal:		
TAG del Equipo PEMEX:		
Descripción del Equipo:		
Origen, destino y longitud de tramo (aplica a ductos):		
Identificación del ducto:	Origen:	
	Destino:	
	Longitud del tramo (km):	
	Localización (km inicial – km final):	
Productos que se manejarán:		
Datos del registro de la Prueba:		
Organismo de PEMEX responsable de la prueba:		
Lugar de realización de la prueba:		
Fecha y Hora de Inicio de la prueba:		
Fecha y hora de terminación de la prueba:		
Resultado de la prueba:		

Identificación de documentos anexos cotejados con originales:	Descripción	Identificación PEMEX	Fecha (aaaa/mm/dd)
	Grafica de presión		
	Gráfica de temperatura		
	Registros de presión		
	Registros de temperatura		
	Otros (describir)		

Por la SENER:		
Nombre:		
Puesto:		
Fecha (aaaa/mm/dd)		
Firma:		
Constancia recibida por:		
Nombre:		Sello de PEMEX:
Puesto:		
Organismo:		
Fecha (aaaa/mm/dd)		
Firma:		

Indicaciones:
 Los documentos anexos deberán ser copias, mismas que se cotejarán con los originales al momento de anexar y deberán llevar sello original de la SENER con la leyenda "Originales Cotejados" con la firma del representante de la SENER.
 Este documento se entrega en original a PEMEX y se obtiene a cambio copia con sello (o firma) y fecha de recibido.
 Este documento y la copia deberán tener firma y sello original de PEMEX



Se suministran y colocan los tapones "caps", así como los arreglos necesarios para la inyección de agua y desfogue de aire, el suministro e instalación de los manómetros, manógrafos, termómetros y termógrafos necesarios, incluyendo la gráfica en los rangos de presión que indique la supervisión; estos instrumentos deben estar calibrados y la prueba será certificada por la Secretaria de Energía, desde su inicio hasta la conclusión.

Informe No.: CMIP-03/0937

INFORME DE CALIBRACIÓN

Página 2/2

RESULTADOS DE LA CALIBRACIÓN

PRESIÓN NOMINAL kg/cm ²	LECTURA PROMEDIO DEL INSTRUMENTO BAJO PRUEBA kg/cm ²	PRESIÓN REAL PROMEDIO DEL PATRÓN kPa	PRESIÓN REAL PROMEDIO DEL PATRÓN kg/cm ²	ERROR PROMEDIO kg/cm ²	ERROR % E.T.	INCERTIDUMBRE EXPANDIDA kg/cm ² ±	INCERTIDUMBRE EXPANDIDA % E.T. ±
14,00	14,00	1372,93	14,00	0,00	0,00	0,42	0,30
36,40	36,40	3569,62	36,40	0,00	0,00	0,42	0,30
70,00	70,00	6864,66	70,00	0,00	0,00	0,42	0,30
106,40	106,40	10434,28	106,40	0,00	0,00	0,75	0,54
126,00	126,00	12356,38	126,00	0,00	0,00	0,75	0,54

%E.T. = % Escala Total

Factor de conversión: 1 kg/cm² = 98,0665 kPa

División Mínima:	2,80 kg/cm ²
Resolución del Instrumento:	0,70 kg/cm ²
Error máximo absoluto encontrado:	0,00 kg/cm ²

= EL INSTRUMENTO REQUIRIÓ AJUSTE =

Observaciones: Antes de realizar el ajuste, el instrumento marcaba 5,6 psi arriba de la lectura.

El cálculo de incertidumbres está basado en la norma NMX-CH-140:1996 IMNC "Guía para la Evaluación de la Incertidumbre en los Resultados de las Mediciones" y se expresa con un nivel de confianza del 95,45 %.

PROCEDIMIENTO RESUMIDO

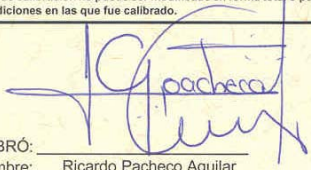
Se instaló el sistema y se dejó estabilizar a las condiciones ambientales durante 20 minutos; posteriormente se seleccionaron los puntos de calibración en el intervalo de operación y se midieron dos series en forma ascendente y descendente.

La calibración se realizó en las instalaciones de Calibraciones Profesionales e Ingeniería, S.A. de C.V.

TRAZABILIDAD

Los patrones de referencia del laboratorio son trazables al CENAM (Centro Nacional de Metrología) a través de CalPro, S.A. de C.V. y MetAs, S.A. De C.V. y los procedimientos están aprobados por la Entidad Mexicana de Acreditación A.C.

Este informe de calibración no puede ser modificado en forma total o parcial sin la autorización por escrito de CALPRO. Los resultados son válidos para el instrumento sólo bajo las condiciones en las que fue calibrado.


 CALIBRÓ:
 Nombre: Ricardo Pacheco Aguilar
 Puesto: Jefe de Laboratorio


 REVISÓ:
 Nombre: Joaquín Salazar Escorza
 Puesto: Jefe de Informática

CERTIFICADO DE CALIBRACIÓN DE LOS EQUIPOS PARA LA PRUEBA HIDRÓSTÁTICA



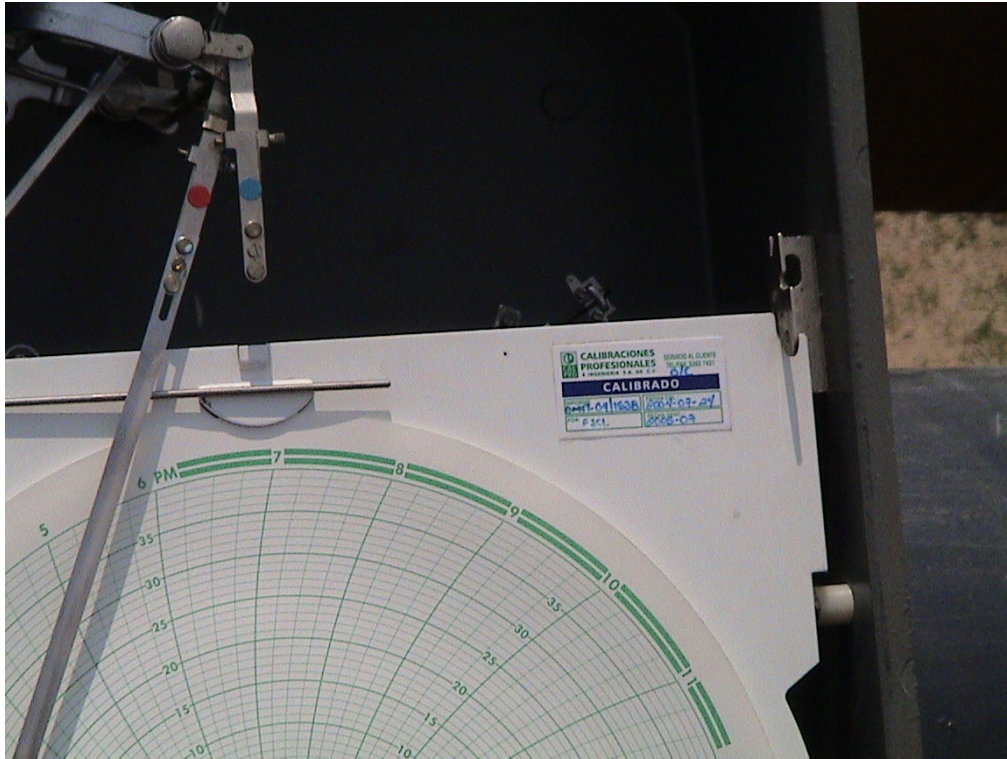
Una vez llena de agua la tubería y libre de vacíos, se procede a levantar presión con una bomba, hasta llegar a la presión de prueba (para este caso 80kg/cm^2), manteniéndose constante durante una hora y abatiéndola hasta el 50%.

Inmediatamente se restablece a la presión original de prueba, manteniéndose por un lapso de 24 horas, debiéndose vigilar constantemente en ese lapso de tiempo que no existan fugas, goteos y/o lagrimeos en los accesorios y juntas de soldadura, para lo cual se deberá disponer de personal con experiencia durante el desarrollo de la prueba.

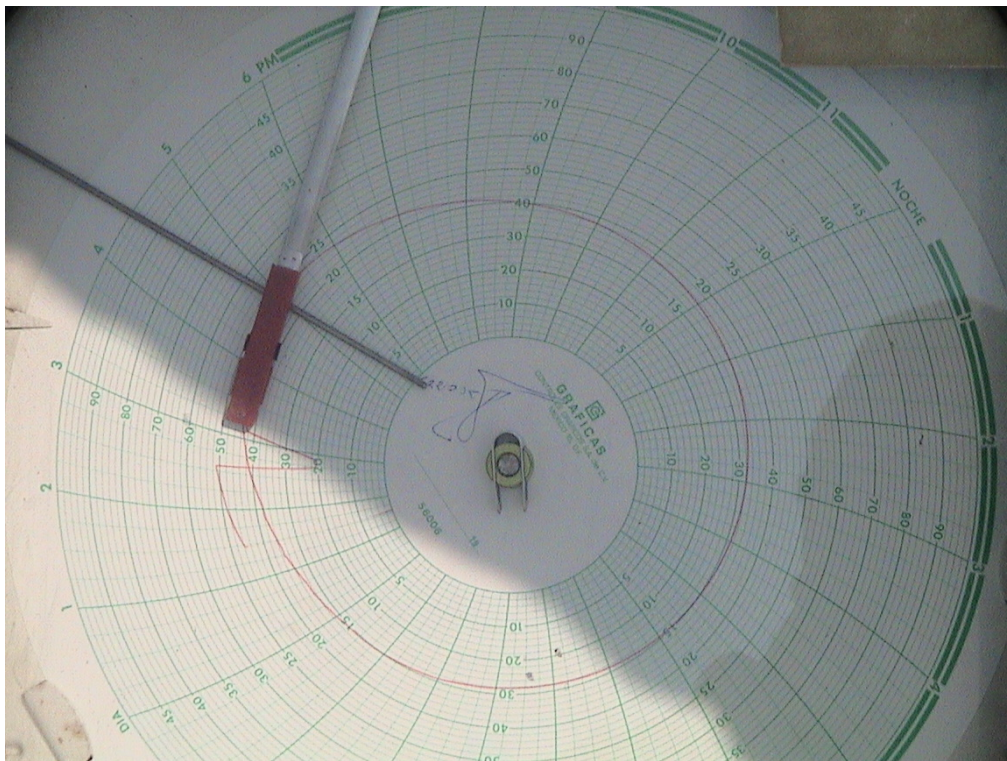
Para tomar como satisfactoria una prueba hidrostática, la gráfica de presión deberá cerrar o cruzar en forma ascendente la línea de la presión original (después del abatimiento el cual debió ser registrado en la gráfica). Una vez que hayan transcurrido 24 horas de prueba, en caso que la gráfica no cierre por los efectos climatológicos, el supervisor determinará en campo la acción a tomar e inclusive hasta repetir la prueba; en el caso de existir goteos y/o lagrimeos que afecten la prueba, se estará obligado a repetir la prueba.



MANÓMETRO PARA CONTROLAR LA PRESIÓN DEL TUBO EN LA PRUEBA



**EQUIPO PARA GRAFICAR LA VARIACIÓN DE PRESIÓN,
PREVIAMENTE CALIBRADO**



GRÁFICA DE LECTURA DE PRESIONES DURANTE LA PRUEBA



Las soldaduras para fabricar la lingada para la prueba hidrostática serán a tope y todas se someterán a prueba radiográfica al 100% de su circunferencia.

Una vez concluida la prueba y vaciado de la lingada, se procede al desmantelamiento de toda la tubería, cortando la longitud real de cada falla, más una tolerancia.

Se deben realizar las pruebas hidrostáticas con la mayor longitud posible, principalmente para tubería recta para abatir costos además de tiempos, no siendo así para los tramos curvos, los cuales en algunos casos por la ubicación del lugar donde se van a instalar, pudiera ser de extrema urgencia probar una sola curva inclusive.

Una vez terminada la prueba se retiran las gráficas las cuales deberán de ser firmadas por la supervisión así como la contratista, esto para dar fe y legalidad de la prueba, después se envía a la secretaria de energía para ser avaladas por esta dependencia lo cual servirá como un control de calidad de que la tubería instalada no presentara problemas de fisuras en un futuro cuando esta tubería este sometida a los esfuerzos de la presiones de los productos que transportara.

V.2 PRUEBAS NO DESTRUCTIVAS A SOLDADURAS.

Como otra prueba de calidad, tal vez una de las más delicadas por el lugar en donde se realizan (libranza), se tienen las pruebas de radiografías a las juntas soldables de tubo viejo con tubo sano, es importante mencionar que con lo anterior se elimina el riesgo potencial de fugas de producto que pudieran derivar en fuego o explosión y poner en peligro a los habitantes de las zonas vecinas a los DDV y el entorno ecológico por donde atraviesa el oleoducto.

Para efectuar la inspección radiográfica, se empleara una empresa especializada en este tipo de trabajos, por lo regular se envía a personal capacitado de nivel II o nivel III con unidades móviles con tracción propia, y cada vehículo que sea utilizado para este tipo de actividades deberá estar equipado con accesorios propios y necesarios para cumplir con este cometido, las unidades estarán equipadas para inspección radiográfica con rayos "gamma".

La unidad móvil de inspección radiográfica con rayos "gamma" tendrá aplicación en placas de acero con espesores diversos, para lo cual se deberá tener la fuente radioactiva apropiada, la unidad móvil estará integrada por:

EQUIPO

- Vehículo de tracción, camioneta pick-up de tracción sencilla modificada para el servicio.
- Caseta para alojamiento de equipo y laboratorio montada en vehículo automotriz



- Bomba radioactiva de isótopo de iridio 192 de entre 30 y 90 curies (comprobable)
- Equipo para medición de radiaciones.
- Equipo para revelado de películas
- Equipo para la interpretación de las películas (negatoscopio)
- Penetrómetros
- Contador geiger

PERSONAL

- Técnico radiólogo nivel II, (a cargo de la operación del vehículo), certificado por un nivel III ASNT.
- Auxiliar técnico radiólogo nivel I, certificado por un nivel III ASNT (y operador de vehículo).

El equipo debe estar en buenas condiciones, por lo regular se busca que las unidades de rayos gamma estén completamente llenas de iridio para la obtención de la radiografía, de lo contrario la toma de la muestra radiográfica tendrá un tiempo mayor (revelado de la placa); en ocasiones para una junta de 20" d. n. con una unidad llena se llega a realizar en 10 min., cuando la unidad se encuentra a media capacidad, ésta llega a tardar alrededor de 30 min.; lo cual repercute en el desarrollo de la libranza ya que de del resultado de cada toma radiográfica depende que se libere el tramo de la tubería o no.

De acuerdo a la logística para el desarrollo de la toma de radiografías, se debe mantener el número de unidades que con anticipación serán distribuidas estratégicamente para cubrir las necesidades que se tengan durante la libranza.

El número de unidades puede ser cambiado de acuerdo a las necesidades propias de la libranza, a fin de que los servicios de inspección se realicen en todo momento con la debida oportunidad y con el óptimo aprovechamiento de las unidades.

Las radiografías deberán ser tomadas y reveladas inmediatamente en el propio sitio de trabajo, de tal manera que después de ser interpretadas por técnicos radiólogos, PEMEX pueda mostrarlas a los soldadores correspondientes para señalarles en su caso, los defectos de su trabajo e instruirles sobre la manera de corregirlos.

Durante la toma de placas se debe acordonar el área en un radio mínimo de 15.00m colocando en las zonas de transito señalamientos auto-soportables en color amarillo con el símbolo internacional de radiación y letreros de "PELIGRO" "RADIACIÓN", "MANTENGASE ALEJADO".



Se usará película Kodak R AG PA D2 de muy baja velocidad para uso industrial tipo 1, con alto contraste, de grano extra fino con valores aproximados para una densidad de 2.0 HD, utilizando pantallas de plomo de 0.010" atrás y adelante procedimiento manual.

Las radiografías para su interpretación deben estar libres de manchas y defectos propios de la película que puedan conducir a la confusión de defectos de la unión soldada.

Los defectos típicos en película (manchas) son los siguientes:

- Nebuloso o pañoso, causado por fugas de luz o proceso de revelado inadecuado o película vieja.
- Defectos mecánicos tales como: ralladuras, burbujas, escurrimientos o manchas químicas.
- Manchas causadas por el uso de portadas (película) sucios.
- Marcas de plomo, raspaduras, estrías, marcas de dedos o daños por electricidad estática.
- Pérdidas de detalles causados por película defectuosa.
- Se deberán presentar los certificados de las películas para garantizar que no se encuentren caducadas.

Las placas que se utilizan para estos trabajos, requieren ser identificadas, para ser ubicada rápidamente y con mucha aproximación, para esto se utilizan letras de plomo, debido a que este material bajo la radiación provoca en la película una sombra blanca quedando marcada.

Los datos que debe contener una placa radiográfica son los siguientes:

1. Nombre de la obra.
2. Diámetro de la tubería.
3. Espesor del tubo.
4. Número de junta soldada (numeración consecutiva).
5. Número de placa (debido a que cada junta soldada necesita por lo menos 2 placas, y para este caso se necesitaron 3).
6. Indicación de una reparación cuando la junta soldada la requiera.
7. Fecha.



DEFECTOS EN SOLDADURAS

Las soldaduras serán consideradas defectuosas de acuerdo con la inspección radiográfica, cuando presenten alguna de las fallas que se detallan en los siguientes párrafos o si a juicio del supervisor, aunque se satisfagan las especificaciones, haya defectos cuya profundidad o espesor pueda ser perjudicial.

- *Falta de penetración y fusión incompleta.*

Cuando en una soldadura exista falta de penetración, fusión incompleta o ambos defectos, manifiestos en la radiografía, la soldadura deberá rechazarse en los casos siguientes:

- a) Cuando la falta de penetración o fusión incompleta se manifieste en mas de una pulgada de longitud.
- b) Cuando en 12" de longitud de soldadura, se presenten faltas de penetración, fusión incompleta o ambos defectos, cuya longitud sume más de una-pulgada; si la longitud de la soldadura es menor de 12" el total de estos defectos no debe exceder el 8% de esta longitud.
- c) Cuando se presenten estos defectos a distancias menores de 6".
- d) Cuando habiendo usado el sistema de soldadura automática, la falta de penetración se manifieste como concavidad interna que exceda de 1/2" o del 12.5 % del espesor nominal de la pared del tubo.

- *Quemadas.*

Cuando en una radiografía se manifiestan "quemadas" de la soldadura, esta será rechazada en los casos siguientes:

- a) Si se tiene una quemada mas de 1/4" o mayor que el espesor de la placa, en cualquier dirección.
- b) Si en 12" de longitud de cualquier soldadura, la suma de las quemadas es mayor de 1/2".
- c) Cuando se presenten quemadas a distancias menores de 6".
- d) Si la quemada reduce el espesor de la soldadura a menos del espesor de la placa del tubo.



- *Líneas de escoria.*

Cuando se presenten líneas de escoria paralelas y cualquiera de ellas tenga más de 1/32" de ancho, se consideran defectos aislados cuya longitud debe sumarse.

- a) Si la línea de escoria es mayor de 2" de longitud.
- b) Si dicha línea tiene mas de 1/ 16" de ancho.
- c) Si en una longitud de 12" de la soldadura hay líneas de escoria que sumen 2" de largo por 1/ 16" de ancho.

- *Inclusiones individuales de escoria.*

En el caso de que se presenten inclusiones individuales de escoria, la soldadura será rechazada tomando como pruebas las radiografías en los siguientes casos:

- a) Cuando haya una inclusión de escoria de mas de 1/8" de ancho.
- b) Cuando en una longitud de soldadura de 12" se tengan inclusiones que sumen más de 1/2" o cuando en esta misma longitud haya más de 4 inclusiones de más de 1/8" de ancho.
- c) Cuando haya inclusiones individuales separada por distancias menores de 2" de soldadura sana.

- *Socavado externo.*

Será rechazada la soldadura cuando:

- a) Si el socavado externo adyacente al cordón de acabado excede una profundidad de 1/32" ó 12.5 % del espesor nominal de la pared del tubo, o excede de 2" de longitud o 1/16" de longitud de la soldadura.
- b) Si el socavado en la raíz de la soldadura, es el interior de la pared del tubo, o excede de 2" de longitud ó de 1/6" de la longitud de la soldadura.

- *Rotura.*

La rotura será rechazada si en la radiografía se manifiesta cualquier tipo de fractura.

- *Porosidades aglomerados y alineados.*

- a) Si en la radiografía de una soldadura se manifiesta una bolsa o burbuja de gas mayor de 1/16" la soldadura deberá rechazarse en 12" de soldadura de



longitud de la aglomeración no debe exceder de 1/16" de diámetro la dimensión máxima de una indicación no debe exceder de 1/2" de longitud, en 12" no debe exceder de 1/2" de longitud.

- b) Si dos indicaciones cercanas entre si, exceden de 1/4" de longitud, deben estar separados por un mínimo de 2" de metal sano.
 - c) Para los poros aislados, la máxima dimensión permisible es de 1/8" de diámetro ó 25% del espesor de la pared que sea mayor y se evalúan por carta.
- *Recubrimiento cóncavo.*

Cuando en la soldadura se pueda apreciar una concavidad mayor de 1/32" la soldadura deberá rechazarse.

- *Altibajo (HI-LOW).*

Cuando haya una diferencia de nivel superficial mayor de 1/16" entre 2 centros cercanos de la soldadura, esta deberá rechazarse.

- *Acumulación de defectos.*

La soldadura será rechazada debido a:

- a) Cualquier acumulación de defectos que tenga una longitud de más de 2" en una longitud de soldadura de 12" ó más del 8% de la longitud de soldadura si esta es menor de 12" de longitud.
- b) Cualquier acumulación de defectos cuyo total sea de más de 8% de longitud de soldadura de una junta.

La calificación de las soldaduras se hará con base al API-1104, por lo que el técnico nivel II deberá disponer del código en todo el tiempo para poder evaluar los defectos, no se debe evaluar de memoria.

El técnico radiólogo certificado nivel II, deberá seguir en forma precisa el proceso de inspección radiográfica que se marca en el código, norma, especificación o documento que rige la inspección, para lo cual en una forma general se describen los pasos:

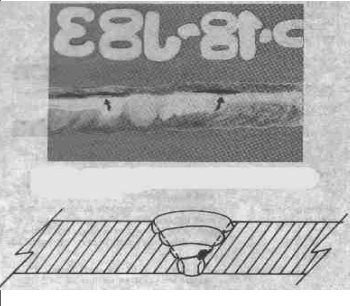
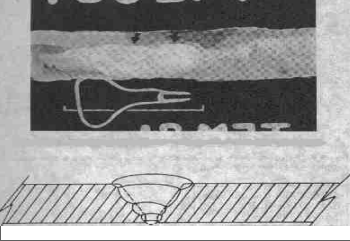
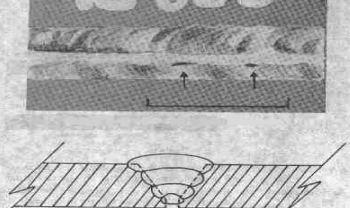
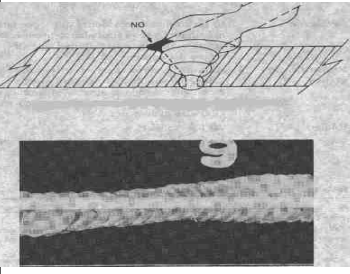
- Se produce la radiografía.
- Se calcula el tiempo de la exposición.
- Se prepara la toma radiográfica.
- Se realiza la exposición.
- Se revela la placa radiográfica.



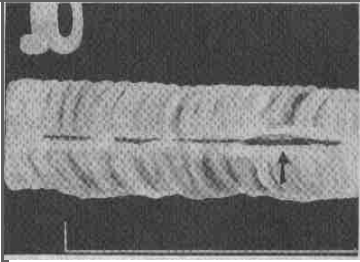
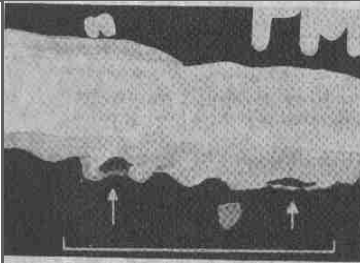
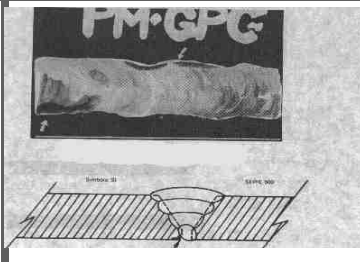
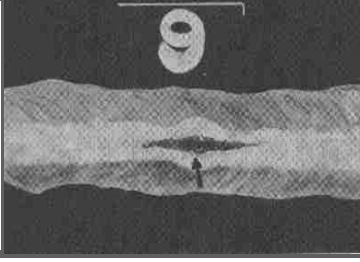
DEFECTOS COMUNES EN SOLDADURAS

DEFECTO	DESCRIPCION Y CAUSAS	SOLUCION	NOTAS	IMAGEN
Porosidades Diversas	METAL BASE INADECUADO CON CONTAMINANTES EN EL MAQUINADO O CON ALTO CONTENIDO DE AZUFRE. POROSIDADES DIVERSAS EN SISTEMAS CON GASES PROTECTORES COMO ARGON, BIOXIDO DE CARBONO. LOS GASES ESTAN CONTAMINADOS O NO FUNCIONAN EN LA PROPORCION CORRECTA POR FALTA DE FLUJO.	VERIFICAR EL METAL BASE Y SU PREPARACION. CUIDAR QUE LOS ELECTRODOS LIGUEN Y EFECTUAR LA ACCION DE LIMPIEZA. VERIFIQUE LOS GASES, LOS SISTEMAS, MANGUERAS, FLUJOMETROS Y MEZCLAS DE GASES	ESTA ES UNA POROSIDAD DENTRO DE LOS LIMITES DE ACEPTABILIDAD	
Porosidad Agrupada	POROSIDADES EN EL SISTEMA DE ARCO SUMERGIDO CAUSADAS POR UN FUNDENTE HUMEDO. SUPERFICIE CONTAMINADA, ALAMBRE DEL ELECTRODO, SUCIO Y OXIDADO O BIEN EL USO DE UN FUNDENTE DE TEXTURA MUY FINA.	UTILICE FUNDENTE SECO Y LIMPIO; VERIFIQUE LA LIMPIEZA Y BUENA PREPARACION DEL METAL BASE; EL ALAMBRE DEL ELECTRODO DEBE SER NUEVO, ESTAR LIMPIO Y TENER LA ALTURA Y VELOCIDAD APROPIADA; VERIFIQUE QUE EL FUNDENTE TENGA LA GRANULACION CORRECTA Y CORRESPONDA AL TIPO DE METALES; VERIFIQUE LA DISTANCIA DE LAS BOQUILLAS Y QUE ESTEN LIMPIAS.	s/c	
Poro túnel	ESTA POROSIDAD OCURRE EN EL CORDON DE RAIZ Y SE CONSIDERA POR LO GENERAL COMO UN CASO ESPECIAL DE PENETRACION INCOMPLETA. SE DEFINE COMO UNA CONDICION EN LA QUE TRES O MAS CAVIDADES DE UN DIAMETRO DE 1/16 DE PULGADA, SE DISMINUYEN PARALELAMENTE AL EJE DE LA SOLDADURA Y LA DISTANCIA PROMEDIO ENTRE ELLAS NO ES MAYOR DE 3/4 NI MENOR DE 1/16 DE PULGADA.	LOS POROS TUNEL SON POROSIDADES LINEALES ALARGADAS QUE OCURREN EN EL DEPOSITO DE LA RAIZ. LA MAXIMA LONGITUD DE LA DISCONTINUIDAD NO DEBE EXCEDER DE 1/2 DE PULGADA.	s/c	
Línea de escoria	FALTA DE CUIDADO EN LA TECNICA DE MANIPULACION. FALTA DE LIMPIEZA DE LA ESCORIA ENTRE PASOS. SUPERFICIE IRREGULAR EN LOS BISELES CON PEDAZOS DE METAL SOBRANTE AL HACER ESTOS.	MANTENGA UN BUEN RITMO Y CUIDE LA FORMA DEL DIBUJO DEL CORDON. LIMPIE CON MUCHO CUIDADO AL TÉRMINO DE CADA PESO. VERIFIQUE EL BUEN ACABADO Y LIMPIEZA EN LA PREPARACION DE LOS BISELES. EN CASO NECESARIO, USE UNA LIMA PARA LIMPIARLOS.	s/c	

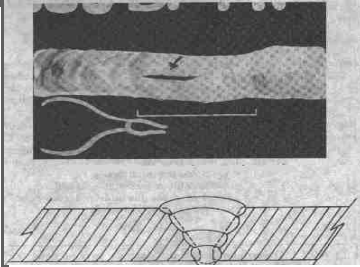
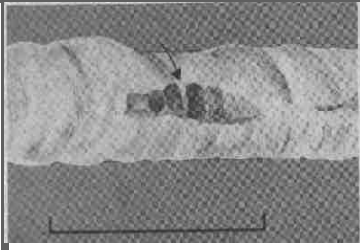
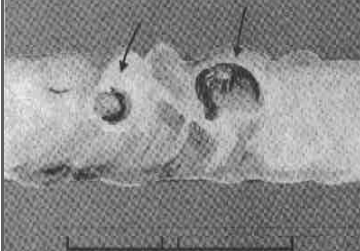
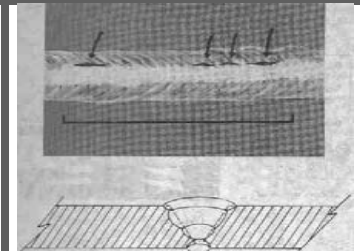


DEFECTO	DESCRIPCION Y CAUSAS	SOLUCION	NOTAS	IMAGEN
<p>Inclusión de escoria</p>	<p>POCO CUIDADO EN LA LIMPIEZA DE ESCORIA, ENTRE PASOS, DE LOS CORDONES DE SOLDADURA. INCLUSION DE ESCORIA A LA ORILLA DEL CORDON EN FORMA INTERMITENTE Y ESCALONADA. EL CORTE Y LA SUPERFICIE DE LOS BISELES QUEDO IRREGULAR. TECNICA INCORRECTA AL MANIPULAR LA SOLDADURA. EL VOLTAJE Y AMPERAJE SON INADECUADOS AL TAMAÑO DEL METAL BASE.</p>	<p>CEPILLE Y CINCELE LA ESCORIA AL FINALIZAR CADA UNO DE LOS PASOS DEL CORDON. REMUEVA LA ESCORIA DE LA ORILLA USANDO UNA TECNICA APROPIADA Y EVITE REALZAR LA CORONA Y EL DIBUJO DEL CONTORNO, PARA NO ATRAPAR LA ESCORIA ENTRE PASES. ALISE LA SUPERFICIE DE LOS BISELES QUE QUEDEN LIMPIOS Y UNIFORMES. CORRIJA LOS VALORES ELECTRICOS EN SU MAQUINA DE SOLDAR.</p>	<p>s/c</p>	
<p>Rechupe</p>	<p>LUGAR DONDE EL METAL DE LA SOLDADURA SE CONTRAE FORMANDO CANALADURAS ESPACIADAS QUE PARECEN GRIETAS EN EL CENTRO DEL CORDON DE RAIZ Y A UN LADO DE DICHO CORDON JUNTO AL METAL BASE. MANCHAS EN FORMA DE ISLOTES, REGULARMENTE ESPACIADAS QUE SE PRESENTAN EN EL CENTRO DEL CORDON DE RAIZ.</p>	<p>s/c</p>	<p>s/c</p>	
<p>Falta de penetración</p>	<p>BISEL DEMASIADO CERRADO EN EL HONBRO DEL CORDÓN DE RAIZ. ELECTRODO DE DIÁMETRO EXCESIVO. CORRIENTE DE AMPERAJE ESCASO</p>	<p>VUELVA A PREPARAR CORRECTAMENTE DANDO LA SEPARACIÓN ADECUADA. UTILICE ELECTRODO DEL DIÁMETRO CORRESPONDIENTE. GRADÚE EL AMPERAJE ADECUADO AL DIÁMETRO DEL ELECTRODO Y ESPESOR DE PAREDES DEL METAL BASE.</p>	<p>s/c</p>	
<p>Soldadura desalineada</p>	<p>FALTA DE CUIDADO AL SOLDAR. FALTA DE EXPERIENCIA O TECNICA POBRE Y DESCUIDADA. SOLDAR EN POSICION INCOMODA.</p>	<p>SER MAS CUIDADOSO AL SOLDAR. CAPACITARSE Y AUXILIARSE CON EL SEÑALAMIENTO DE LOS LIMITES CORRECTOS DEL CORDON. COLOCAR SU TRABAJO EN FORMA COMODA Y PRACTICA</p>	<p>s/c</p>	



DEFECTO	DESCRIPCION Y CAUSAS	SOLUCION	NOTAS	IMAGEN
Socavado	EXCESO DE CALOR. ELECTRODO INADECUADO. MANIPULACIÓN INCORRECTA. ARCO MUY INTENSO. VELOCIDAD INADECUADA, SALIÉNDOSE DE LOS LÍMITES DEL CORDÓN CON TÉCNICA POBRE.	CORRIJA EL AMPERAJE DE SU MÁQUINA. CAMBIE EL ELECTRODO. MEJORE EL MOVIMIENTO MANUAL. CORRIJA EL ARCO. MEJORE LA VELOCIDAD, Y CORRIJA EL MOVIMIENTO DEL ELECTRODO.	s/c	
Socavaduras externas	LA PROFUNDIDAD DEL SOCAVADO PUEDE SER DETERMINADA POR METODOS VISUALES, MECANICOS Y NO DESTRUCTIVOS. CUANDO SE USE LA RADIOGRAFIA LA PROFUNDIDAD DEL SOCAVADO ES JUZGADA POR COMPARACION DE LA DENSIDAD DE SU IMAGEN DE LA RANURA DE PROFUNDIDAD DEL PENETROMETRO.	s/c	s/c	
Socavado interno	PREPARACION INCORRECTA DEL BISEL. SEPARACION DEL HOMBRO MUY ABIERTA. PENETRACION EXCESIVA DEL CORDON DE RAIZ. EXCESO DE CORRIENTE O AMPERAJE. EXCESO DEL REFUERZO. ARCO MUY ALTO. ELECTRODO INCORRECTO.	PREPARELO CORRECTAMENTE. CORRIJA LA DISTANCIA. CORRIJA LA VELOCIDAD. USE AMPERAJE ADECUADO AL TAMAÑO DEL ELECTRODO. AUMENTE LA VELOCIDAD, SI ESTA SOLDANDO MUY DESPACIO. REDUZCA EL ARCO. UTILICE EL ELECTRODO APROPIADO	s/c	
Socavado en la raíz	CANAL EN LA PARTE INFERIOR O INTERNA DE LA SOLDADURA, JUNTO A LA ORILLA DEL CORDON DE RAIZ QUE DEBILITA LA RESISTENCIA DE LA SOLDADURA. ES FACIL CONFUNDIR ESTE DEFECTO CON LINEA DE ESCORIA, POR LO QUE DEBE OBSERVARSE DESDE VARIOS ANGULOS.	s/c	s/c	



DEFECTO	DESCRIPCION Y CAUSAS	SOLUCION	NOTAS	IMAGEN
Penetración excesiva	HOMBRO DEL BISEL MUY ABIERTO. CORRIENTE DE SOLDAR MUY ALTA. VELOCIDAD MUY LENTA Y ÁNGULO INADECUADO DEL ELECTRODO. ELECTRODO DE DIÁMETRO MUY GRUESO.	CORRIJA LA ABERTURA DEL BISEL. REDUZCA Y EQUILIBRE LA CORRIENTE PARA SOLDAR. AUMENTE LA VELOCIDAD E INCLINE EL ÁNGULO DEL ELECTRODO. UTILICE EL ELECTRODO DE LA MEDIDA Y TIPO CORRECTOS	s/c	
Corona baja	MALA MANIPULACIÓN DEL ELECTRODO Y POBREZA DE TÉCNICA. SOLDAR CON EXCESO DE CORRIENTE. VELOCIDAD Y ALTURA DEL ARCO MUY ALTA. ELECTRODO EN MAL ESTADO.	PRACTICAR, CAPACITARSE, CAMBIAR DE SOLDADOR. CORRIJA SU CORRIENTE. CORRIJA LA VELOCIDAD Y EL ARCO. USE ELECTRODO EN BUEN ESTADO	s/c	
Corona baja 2	ES UN CORDON DE SOLDADURA CON PERFIL INCORRECTO QUE PRESENTA DEPRESIONES CONTINUAS O AISLADAS.AL CENTRO SE PRESENTAN MANCHAS OSCURAS MUY BIEN DEFINIDAS Y CON FORMAS IRREGULARES.	s/c	s/c	
Quemada en la raíz	AMPERAJE MUY ALTO. ARCO MUY INTENSO. ELECTRODO MUY GRUESO. SOLDAR CON POCA VELOCIDAD	REDUZCA SU CORRIENTE. CORRIJA SU INCLINACION. USE ELECTRODO DE MENOR DIAMETRO. MEJORE SU TECNICA.	s/c	



INFORMES.

Deberá proporcionarse un resumen de las soldaduras que se hayan inspeccionado a PEMEX. El registro de todas las soldaduras inspeccionadas deberá identificarse adecuadamente con el número de identificación de la estación de inspección de la tubería y/o de la soldadura para permitir la fácil ubicación e identificación durante y después de su construcción.

Dicho resumen deberá indicar si cada soldadura es aceptable, y en caso de que no lo sea, las causas para su reprobación. A la terminación del trabajo, todos los informes de las radiografías y las películas expuestas, debidamente marcadas con el número de identificación de la estación de inspección de la tubería y/o de la soldadura que las relaciona con los informes de radiografías, deberán empacarse en cajas de madera y transportarse a las instalaciones de almacenamiento en la ciudad de México que PEMEX designe para este propósito.

INFORMACIÓN MÍNIMA DE UN REPORTE RADIOGRÁFICO.

- Tipo de material radiografiado.
- Tipo de fuente empleada.
- Punto focal efectivo de la fuente.
- Marca y tipo de película empleada.
- Tipo y espesor de las pantallas intensificadoras.
- Distancia mínima fuente película.
- Condiciones de exposición para calificar el procedimiento.
- Tipo y tamaño del indicador de calidad de imagen.

CALIFICACIÓN A LOS SOLDADORES.

El personal que efectúa los trabajos de soldadura a lo largo de todo el proceso de la rehabilitación, será personal previamente calificado, es decir, se somete a una serie de pruebas para calificar los procedimientos de cómo se debe colocar los cordones de soldadura y de la habilidad del soldador así como de los tiempos que tarda en completar una junta soldada.

A continuación se muestra un ejemplo de un formato para la calificación de los soldadores.



WELDING PROCEDURE SPECIFICATION (WPS)
PREQUALIFIED QUALIFIED BY TESTING

Company Name: PREMIERE, Inc.		WPS No.: 106						
Welding Process(es): SMAW		Revision: 3 Date: 11/6/96						
Supporting PQR No(s): 106-1		Authorized By: _____						
Applicable Code(s): AWS D1.1-96		Type: <input checked="" type="checkbox"/> Manual <input type="checkbox"/> Semi-Automatic <input type="checkbox"/> Machine <input type="checkbox"/> Automatic						
JOINT DESIGN USED		POSITION						
Type: Single "V" Groove		Position of Groove: 2G Fillet: All						
Single: <input checked="" type="checkbox"/> Double Weld: <input type="checkbox"/>		Vertical Progression: <input type="checkbox"/> Up <input checked="" type="checkbox"/> Down <input checked="" type="checkbox"/> N/A						
Backing: <input type="checkbox"/> Yes <input checked="" type="checkbox"/> No		ELECTRICAL CHARACTERISTICS						
Backing Material: N/A		Transfer Mode (GMAW)						
Root Opening: 1/8" - 5/32"		Short-Circuiting <input type="checkbox"/> Globular <input type="checkbox"/> Spray <input type="checkbox"/>						
Root Face Dimension: 0"		Current: AC <input type="checkbox"/> DCEP <input checked="" type="checkbox"/> DCEN <input type="checkbox"/> Pulsed <input type="checkbox"/>						
Groove Angle: 40° - 45°		Tungsten Electrode (GTAW):						
Back Gouging: <input type="checkbox"/> Yes <input checked="" type="checkbox"/> No		Size: N/A Type: N/A						
BASE METALS		TECHNIQUE						
Material Spec: Premiere Lite		String/Weave Bead: String						
Type or Grade: (API 5L X-65 - Equal)		Multi or Single Pass: Multiple						
Thickness Groove: .375" (Unlimited)		Number of Electrodes: Single						
Fillet: Unlimited		Electrode Spacing:						
Diameter (Pipe): 26" OD & Over		Longitudinal: N/A Lateral: N/A Angle: N/A						
FILLER METALS		Contact Tube to Work Distance: N/A						
AWS Specification: A5.5 A5.1		Peeling: None allowed.						
AWS Classification: E-7010-G E-7018-1		Interpass Cleaning: Chip, brush or grind slag as necessary.						
SHIELDING		POSTWELD HEAT TREATMENT						
Gas: N/A		Temperature: None						
Composition: N/A		Time: N/A						
Flow Rate: N/A		JOINT DETAILS						
Gas Cup Size: N/A Flux: N/A								
PREHEAT								
Preheat Temp. (Min.)								
50°F < 3/4"								
150°F > 3/4" < 1-1/2"								
225°F > 1-1/2" < 2-1/2"								
300°F > 2-1/2"								
Interpass Temp. (Min.)								
50°F								
(Max.)								
550°F								
WELDING PROCEDURE								
PASS OR WELD LAYERS	PROCESS	FILLER METALS		CURRENT		VOLTS	TRAVEL SPEED (IPM)	NOTES
		CLASS	DIAM.	TYPE AND POLARITY	AMPS OR WIRE FEED SPEED			
1 or 2	SMAW	E-7010-G	5/32"	DCEP	120 - 180	25 - 29	6-11 IPM	
1 or 2	SMAW	E-7010-G	3/16"	DCEP	140 - 200	25 - 29	7-12 IPM	
Balance	SMAW	E-7018-1	5/32"	DCEP	140 - 200	24 - 28	6-11 IPM	
(or) Balance	SMAW	E-7018-1	7/32"	DCEP	260 - 330	22 - 26	11-16 IPM	

NOTE: Whenever Charpy Impact requirements are to be met, then the combination of Amps, Volts, and Travel Speed shall not exceed 33,000 Joules per inch (J/in). Calculate using this formula:

$$\text{AMPS X VOLTS X 60 DIVIDED BY INCHES PER MINUTE TRAVEL SPEED} = \text{JOULES PER INCH}$$



V.3 PRUEBAS DE RECUBRIMIENTO DE TUBERIA.

Con el fin de proteger las tuberías de acero de los efectos de la corrosión atmosférica, en PEMEX son utilizados los recubrimientos anticorrosivos con los cuales se forma una barrera de electricidad que aísla el medio ambiente de las líneas de conducción.

Debido al desarrollo en la tecnología de los recubrimientos anticorrosivos se han mejorado sus características tanto en el aspecto de cualidades de protección a las superficies metálicas como en el aspecto de seguridad y protección al medio ambiente

Por lo general los recubrimientos anticorrosivos se denominan: primarios, enlaces, acabados y especiales. Llevan en particular el nombre específico relativo a su composición como: Zinc Inorgánico, Brea de Alquitrán de Hulla, Epóxicos en polvo adheridos por fusión, Epóxicos líquidos de altos sólidos, Polietileno Extruido Tricapa, Polipropileno Extruido Tricapa, Cintas de Poliolefinas, Cintas y Mangas Termocontraíbles, Ceras Microcristalinas del Petróleo, Poliuretanos, Pintura Primaria, Esmalte, Creosota tipo II, Vidrioflex, Vidriomat.

En la siguiente tabla se describen las características de los sistemas para cada condición de exposición. Se incluyen los requisitos de preparación de superficie, de tipo primario y acabado, número de manos y espesor en mils. (milésimas de pulgada) de película seca de cada uno de ellos, así como el sistema de aplicación recomendado.



TABLA I: SISTEMAS RECOMENDADOS PARA CADA TIPO DE EXPOSICIÓN AL AMBIENTE

Condición de exposición	Preparación de superficie, Nota 1	PRIMARIO			ENLACE			ACABADO			Aplicación	Periodo de vida estimado.	PRUEBAS DE ADHERENCIA (nota 2)	
		Recubrimiento	Núm: de capas	Espesor en mils. Por capa seca	Recubrimiento	Núm: de capas	Espesor en mils. Por capa seca	Recubrimiento	Núm: de capas	Espesor en mils. Por capa seca			Tiempo optimo para la prueba en Horas	Porcentaje permisible de área desprendida
AMBIENTE SECO	L.M.; L.Q.; L.MEC.; L.CH.A.COM; L.CH.A.M.B.	RP-100	2	1.5 - 2				RA-120	2	1.5	Brocha Rodillo Aspersión	2 a 3 Años Rev. Año 2	240	3B
		RP-106	1	3-5				RM-104	2	5-6	Brocha Rodillo Aspersión	5 Años Rev. Año 3	168	4B
		RP-106	1	3-5	RM-104	1	5-6	RA-121 RA-122 RA-123	1	2-3	Brocha Rodillo Aspersión	5 Años Rev. 3 Resiste rayos UV, conserva brillo	168	4B
AMBIENTE HUMEDO Y SALINO	L. CH. A M.B.	RP-102	1	2-3	RM-104	1	5-6	RA-121 RA-122 RA-123	1	2-3	Brocha Rodillo Aspersión	7 Años Rev. Año 5	168	4B
	L. CH. A COM.	RM-104	1	5-6	RM-104	1	5-6	RA-121 RA-122 RA-123	1	2-3	Brocha Rodillo Aspersión	5 Años Rev. Año 3	168	3B
AMBIENTE HUMEDO CON Ó SIN SALINIDAD Y GASES DERIVADOS DEL AZUFRE	L. CH. A.M.B.	RP-102	1	2-3	RM-104	2	5-6	RA-121 RA-122 RA-123	1	2-3	Aspersión Para reparación: Brocha ó Rodillo	5 a 7 Años Rev.5	168	4B
	L.CH.A.COM; L. CH. A.M.B.	RM-104	2	5-6							Aspersión, Para reparación: Brocha ó Rodillo	3 a 5 Años, Pierde brillo en el primer año.	168	3B
	L.CH.A.COM; L.CH.A.M.B.	RM-104	2	5-6				RA-121 RA-122 RA-123	1	2-3	Aspersión	3 a 5 Años Rev.3	168	4B
AMBIENTE MARINO	L.CH.A.COM; L. CH. A.M.B.	RM-104	2	5-6				RA-121	1	2 - 3	Aspersión	3 a 5 Años	168	4B
	L. CH. A.M.B.	RP-102	1	2-3				RM-104	2	5-6	Aspersión	3 a 5 Años	168	3 B
		RP-102	1	2-3	RM-104	2	5-6	RA-121 RA-122 RA-123	1	2-3	Aspersión	5-7 Años Mantenimiento al año 5	168	4B
EXTERIOR DE EMBARCACIONES: FONDO DE MÍNIMA LÍNEA DE CARGA A TRACA DE CINTA DE CUBIERTA	L.M.; L.Q.; L.MEC.; L.CH.A.COM; L.CH.A.M.B.	RM-104	1	5-6	RE-135	1	2-5	RE-131A	2	2.5	Aspersión	1 Años	72	3B
		RM-104	1	5-6	RE-135	1	2-5	RE-131B	2	5	Aspersión	3 Años	NO APLICA	



CAPÍTULO V



CUBIERTA EN EMBARCACIONES	L.M.; L.Q.; L.MEC.; L.CH.A.COM; L.CH.A.M.B.							RE-136	2	5	Rodillo, Aspersión Brocha	3 Años Con Mantenimiento.	168	3B
CASETERÍA EN EMBARCACIONES	L.M.; L.Q.; L.MEC.; L.CH.A.COM; L.CH.A.M.B.	RM-104	1-2	5-6				RA-121 RA-122 RA-123	1	2-3	Rodillo, Aspersión Brocha	5 Años Rev. Al año 3	168 (NOTA 5)	4B
INTERIOR DE TANQUES DE EMBARCACIONES	L. CH. A.M.B.	RP-105	2	5							Aspersión	10 Años rev. Año 7	NO APLICA	
EXPOSICION A ALTA TEMPERATURA	L. CH. A.M.B.	RP-102	1	2-3				RE-130B	1	1.5	Aspersión	1 Año Operación Continua de 260°C a 540°C	NOTA 3	3 B
								RE-130A	2	1-1.5	Aspersión	1 Año Operación Continua de 80°C a 260°C	NOTA 3	3B
ZONAS PROPICIAS AL DESARROLLO DE ORGANISMOS	L. CH. A.M.B.	RE-131A	2	5							Aspersión	2 Años Rev. a 1.5 años	72	3B
	L. CH. A.M.B.	RE-131B	2	5							Aspersión	2 Años Rev. a 1.5 años	NO APLICA	
ZONA DE MAREAS Y OLEAJES	L.M.; L.MEC, L.CH.A.M.B.(P ARA OBRA NUEVA)	RE-132A Reparaciones	1	100							Manual	3 Años rev. Al año 3	NO APLICA	
		RE-132B Nuevas construcciones	2	8 - 10							Llana (Manual), airless	3 Años rev. Al año 3	168	3B
INTERIOR DE TUBERIAS DE GAS	L.MEC.; L.CH.A.COM.	RP-105	1	6							Aspersión	2 a 3 Años	NO APLICA	
	L. MEC.	RE-133	1	2.5							Aspersión	5 Años	NO APLICA	
EXTERIOR DE TUBERIAS QUE OPERAN A BAJAS TEMPERATURAS	L. CH. A.M.B.*	RP-107B	1	3	RE-138	1	3	RE-139	1	3	Aspersión y Brocha	2 Años Hasta -30°C Mantenimiento a hasta -10°C sin formación de hielo	168 (NOTA 6)	3B

L.M.: Limpieza manual
L.Q.: Limpieza química
L. MEC.: Limpieza mecánica

L. CH. A. COM.: Limpieza con chorro de abrasivos acabado comercial.
L. CH. A. M. B.: Limpieza con chorro de abrasivos acabado a metal blanco.



Para el caso particular de este proyecto, se utiliza el recubrimiento anticorrosivo para tuberías enterradas y/o sumergidas; existen tres clases de recubrimientos de este tipo:

- **Alquitrán de Hulla.-** Recubrimiento a base de brea de alquitrán de hulla con propiedades termoplásticas, adherido al tubo por medio de una película de pintura primaria y reforzada con fibra de vidrio.
- **Fushion Bond.-** Recubrimiento Epóxicos líquidos de altos sólidos sobre tubería de acero.
- **Recubrimiento Plástico Antiácido Monolítico RAM-100.-** Protección anticorrosiva exterior con recubrimiento de polietileno extruido tricapa.

Preparación de superficies.

Para el buen comportamiento y desempeño de un recubrimiento es indispensable la correcta preparación de la superficie por cubrir. Los métodos que se emplearán según el proyecto, son los siguientes:

- Limpieza química: PEMEX-LQ-80.
- Limpieza manual: PEMEX-LM-80.
- **Limpieza con abrasivos: PEMEX-LA-80.** (para efectos de este proyecto).
- Limpieza con agua a presión: PEMEX-LAP-01.

La limpieza química.- Es el método con el que se elimina óxido, aceite, grasa, contaminantes y recubrimientos por acción física y química. El procedimiento que se menciona a continuación, constituye un proceso completo de preparación de superficies o auxiliar en combinación con otros procedimientos. Consta de las siguientes operaciones, que de acuerdo con las condiciones y especificaciones de cada obra, se podrá eliminar o modificar cualesquiera de las que se mencionan a continuación:

1. Las capas gruesas de grasa y contaminantes deberán eliminarse con rasqueta, espátula y otro medio.
2. Los nódulos de corrosión deberán eliminarse con herramientas de impacto.
3. Se aplicará con brocha o por aspersion la solución del producto químico seleccionado, dejándose sobre la superficie el tiempo de contacto suficiente para su acción. Si se emplean productos de marcas comerciales, las soluciones deberán prepararse y aplicarse de acuerdo con las instrucciones del fabricante.
4. Posteriormente, la superficie debe ser lavada con agua dulce para eliminar todos los residuos. Para probar la efectividad del lavado, debe hacerse la prueba con papel indicador de pH sobre el acero húmedo, hasta obtener un valor igual al del agua empleada.



5. En caso de usar solventes, a continuación se presenta una lista de los comúnmente usados:

Solvente	Especificación ASTM
1) Naftas del petróleo	D-838
2) Tolueno (Toluol)	D-362
3) Tricloroetileno	D-388
4) Percloroetileno	D-3316
5) Xileno (Xilol)	D-364
6) Metil isobutil cetona	D-1153
7) Benceno	D-836
8) Dimetil formamida	D-2764

Para aceptar una superficie preparada con limpieza química, deberá tener el mismo aspecto que un área de un metro cuadrado seleccionada previamente como patrón, y representativa de las condiciones de la superficie por limpiar. Para la ejecución de estos trabajos deberán atenderse los ordenamientos de seguridad de Petróleos Mexicanos.

La limpieza manual.- Consiste en varias etapas o procedimientos los cuales pueden eliminarse parcialmente o totalmente los pasos que a continuación se mencionan:

- **Descostrado:** Con ayuda de marro, martillo y cincel se quitarán las costras de óxido, escamas y restos de soldadura o escorias.
- **Lavado:** Mediante el uso de solventes o detergentes deberán eliminarse toda clase de materias extrañas como aceites y grasas.
- **Rasqueteo:** Las superficies deberán rasquetearse para eliminar depósitos de óxido, pintura o cualquier otra materia extraña.
- **Cepillado:** En todos los casos, la superficie se frotará con cepillo de alambre de acero, hasta desaparecer los restos de óxido, pintura, u otras materias extrañas.
- **Lijado:** Los restos de óxido, pintura, etc. que no se desprendan por medio de las operaciones anteriores, deberán lijarse, para obtener un anclaje adecuado.
- **Eliminación de polvo:** La superficie se deberá limpiar, con brocha de cerda o cepillo para eliminar las partículas de polvo. Se podrá hacer este trabajo también sopleteando la superficie con un chorro de aire seco y limpio. Tratándose de tableros e instrumentos eléctricos y neumáticos se usará una aspiradora.
- **Uso de herramienta neumática o eléctrica:** Algunas de las etapas antes señaladas pueden realizarse mediante el uso de herramientas neumáticas o eléctricas portátiles.



Se considera la superficie limpia o preparada para recubrirse, cuando sólo presente restos de óxido o pintura bien adheridos y que no haya huellas de grasa, aceite y otras sustancias extrañas. Para aceptar una superficie preparada manualmente, deberá tener el mismo aspecto que un área de un metro cuadrado, seleccionada previamente como patrón y representativa de las condiciones generales.

La limpieza con abrasivos.- Se refiere a la limpieza de superficies metálicas aplicando un chorro de abrasivos a presión. Los abrasivos comúnmente empleados son arena y granalla metálica. Consta de las siguientes operaciones y de acuerdo con las condiciones de la superficie o especificaciones de cada obra, se podrá eliminar o modificar la ejecución de cualquiera de estas operaciones.

1. Se hará un descostrado.
2. Los depósitos de óxido, pintura y cualquier otra sustancia extraña serán totalmente removidas de la superficie por medio del chorro de abrasivo.
3. El agente abrasivo será clasificado entre mallas Mesh-18 y Mesh-80 de acuerdo al patrón de anclaje requerido. Cuando se use arena, ésta será cuarzosa o silicosa, lavada y seca y no deberá estar contaminada con sales de acuerdo a lo establecido en la norma SSPC-AB1. Cuando se use granalla metálica, ésta será del tipo munición acerada limpia y seca y escoria de coque o escoria de cobre.
4. La rugosidad o máxima profundidad del perfil que se obtenga en la superficie limpia y que servirá como anclaje para el recubrimiento, estará comprendida entre 0.001" y 0.0025", de acuerdo con el espesor de película del primario, el cual deberá ser mayor que la profundidad del perfil o anclaje.
5. El aire usado deberá estar exento de agua, aceite o grasa.
6. Una vez efectuada la limpieza cuando se emplee chorro de arena, se hará una eliminación del polvo como se detalla en el procedimiento de Limpieza Manual PEMEX-LM-80.
7. La granalla metálica podrá usarse nuevamente en limpiezas posteriores, siempre y cuando esté libre de contaminantes, seca y tamizada de acuerdo a las mallas señaladas en el inciso "3".

De acuerdo con las especificaciones se exige que la superficie preparada tenga uno de los aspectos que se indican a continuación:

- Metal blanco: La superficie deberá quedar de color gris claro, metálico y uniforme, no deberá mostrar óxido, pintura, aceite, grasa ni otra sustancia extraña.
- Comercial: La superficie deberá quedar de color gris oscuro y no se requiere que sea uniforme, pero no deberá tener restos de pintura, grasa, aceite o materias extrañas.



En cualquier caso en que se haya especificado preparación con abrasivo el tiempo máximo que se permitirá que transcurra entre la limpieza y la protección de la superficie dependerá del ambiente en que se opere, pero nunca podrá ser mayor de 4 horas.



LIMPIEZA CON ARENA SÍLICA (ABRASIVO)

La limpieza con agua a presión.- Se refiere a la de superficies metálicas aplicando un chorro de agua a presión 5,000 psig mínimo, con la finalidad de eliminar el contenido de sales solubles principalmente cloruros y sulfatos de la superficie a recubrir. Consta de las siguientes operaciones y de acuerdo con las condiciones de la superficie o especificaciones de cada obra, se podrá eliminar o modificar la ejecución de cualquiera de estas operaciones:

- Se hará un descostrado.
- Se deberá verificar el contenido de sales solubles en las superficies mediante el kit de chlor test; y en caso de que el contenido de sales rebase el límite establecido de 5 y 7 microgramos/cm², aplicar limpieza por chorro de agua a presión.
- El agua utilizada para la limpieza a presión debe ser agua dulce y deberá contener un agente químico biodegradable para la eliminación de las sales solubles.
- Cumpliendo con los niveles de sales solubles en la superficie, se continua con la preparación en la superficie con abrasivo de acuerdo a lo indicado por procedimiento de limpieza con abrasivo.



Una vez cumplidos los requisitos de preparación de la superficie, la aplicación de los recubrimientos se efectúa por aspersión, brocha o rodillo. En algunos casos, se emplean los procedimientos de inmersión o manual.

Nunca deben recubrirse superficies mojadas o húmedas. El límite de humedad relativa arriba del cual las operaciones de recubrimiento deben suspenderse es de 90%.

Los recubrimientos se deberán aplicar cuando la temperatura ambiente sea mayor a 10°C y la temperatura de la superficie se encuentre por lo menos 3 °C por arriba de la temperatura de rocío.

Fallas de recubrimientos.

Cuando la protección no ha sido efectiva durante el plazo esperado, puede atribuirse a fallas originadas por mala preparación de la superficie, selección inadecuada del material, deficiente calidad del mismo, incorrecta aplicación del recubrimiento, condiciones atmosféricas inapropiadas durante la aplicación, inspección deficiente, o por la combinación de algunas de estas causas. Las características más comunes de las fallas que se presentan en los recubrimientos, así como la manera de evitarlas son:

Discontinuidades de la película.- Si la corrosión se presenta en forma de puntos de oxidación, se debe a discontinuidades de la capa del recubrimiento (poros) motivadas por mala calidad del material, mala aplicación, uso de solventes inadecuados y falta de fluidez del material.

Falta de Adhesión.- La película del recubrimiento queda adherida a la superficie metálica por atracción molecular o por la unión mecánica entre ambas. Al no ocurrir lo anterior, la película se desprende fácilmente. Para evitar esta falla, es necesario emplear recubrimientos primarios a base de materiales que tengan una buena adherencia sobre la superficie metálica y que ésta se prepare convenientemente, para eliminar cualquier material extraño que impida el contacto íntimo entre ambos. La falta de adhesión entre las diferentes capas del recubrimiento se presenta cuando:

- El tiempo de secado duro exceda al especificado para cada material.
- Hay incompatibilidad de recubrimientos y solventes.
- Hay humedad o contaminación entre capas

Para el caso del repintado, se recomienda que el recubrimiento nuevo se aplique después de que el recubrimiento viejo haya sido “revivido” con el solvente especificado, o en casos particulares, lijando con el fin de aumentar su rugosidad.



Ampollamiento.- Es causado por entrapamiento de sales solubles, solventes, gases o líquidos en la película o bajo la misma, y que ejercen una presión mayor que la adhesión de la película en el área bajo esfuerzo. El ampollamiento se presenta principalmente en los recubrimientos, cuando éstos se encuentran expuestos a ambientes húmedos y a contaminación entre capas, o cuando el recubrimiento se seca superficialmente con mayor rapidez a la especificada para cada tipo de material. Las ampollas por vapores de solventes, se evitan si los recubrimientos se formulan convenientemente y se aplican en los espesores por capas recomendados en esta norma.

Agrietamiento.- Es el resultado de esfuerzos mecánicos que actúan sobre la película y su magnitud depende de la flexibilidad y adhesión de los recubrimientos. El agrietamiento se evita únicamente por la adecuada formulación de los recubrimientos.

Corrugado.- Se presenta en recubrimientos que han sido aplicados en capas gruesas que secan rápidamente por efecto de la temperatura o por exceso de agentes secantes en la superficie. Para evitar este efecto, los recubrimientos se deben aplicar bajo las condiciones de secado para los cuales fueron formulados, y en capas del espesor indicado en esta norma.

Caleo.- Consiste en la flotación de polvo sobre la superficie del recubrimiento, ocasionado por la degradación de la resina a consecuencia de la acción combinada de los rayos ultravioleta y del oxígeno. El caleo excesivo sólo se evita con la adecuada formulación de los recubrimientos, para lo cual se debe tener en cuenta la naturaleza química del vehículo y su resistencia a la intemperie, así como la relación de vehículo a pigmento. Los recubrimientos con un bajo contenido de vehículo se calean rápidamente.

Corrosión bajo película.- Ataca al metal debajo de la película y se presenta en dos formas: granular y filiforme. La primera se caracteriza por la presencia de áreas granulosas e irregulares; la segunda tiene aspectos de filamentos. Se debe a defectos en la preparación de la superficie, altos contenidos de sales solubles, porosidad, permeabilidad del recubrimiento o falta de adherencia del mismo. Esta falla se evita si los recubrimientos cumplen con las características establecidas en esta norma, y se aplican en los espesores y en las condiciones de exposición para cada tipo de recubrimiento de acuerdo a lo aquí establecido.

Inspección.

La inspección que debe efectuarse en todos los trabajos de aplicación de recubrimientos, una vez aprobados éstos en cuanto a su calidad, comprende lo siguiente:

- Control de sales solubles.
- Preparación de la superficie.



- Revisión del equipo de preparación de superficies, del de aplicación y condiciones de operación de los mismos.
- Viscosidad del recubrimiento para su aplicación.
- Espesor de película.
- Tiempo de secado.
- Continuidad de película.
- Adherencia.

Equipo y pruebas para determinar el estado del recubrimiento de la tubería.

Se debe poner especial cuidado en que el estado y funcionamiento del equipo de compresión, filtros, etc. sea el correcto y deberá comprobarse que el aire esté limpio y seco; además el equipo deberá estar operando dentro de los límites y capacidad especificados en los mismos. También se deberá contar con manómetros a la salida del tanque de la compresora, al final de las mangueras de abrasivos y en los recipientes de aplicación de los materiales; antes de iniciar la aplicación se verificará que los recipientes, líneas y pistolas estén perfectamente limpios y exentos de contaminantes tales como residuos, solventes, etc.

Se verifica la viscosidad óptima de aplicación mediante una copa Zahn No. 4. similar a la mostrada en la siguiente figura. Para la aplicación por aspersion con equipo convencional, la viscosidad deberá ajustarse a 25 seg. + 5 seg. en el caso de emplear la copa Zahn No. 4. Para la aplicación con brocha, la viscosidad en copa Zahn No. 4 deberá ajustarse a 60 seg. + 5 seg.



COPA DE ZAHN PARA VERIFICAR LA VISCOSIDAD DEL RECUBRIMIENTO

Para la medición del espesor de película húmeda se debe emplear un medidor de lectura directa. El instrumento se coloca perpendicular a la superficie y el espesor del recubrimiento se lee directamente.

Si el calibrador se usa para determinar espesores de película húmeda de capas subsecuentes a la primera, debe tenerse cuidado de que las capas inferiores



parcialmente endurecidas no sean penetradas bajo la presión del calibrador, dando lecturas más altas.

En caso de que el recubrimiento que está siendo medido, se haya suavizado con solventes, el calibrador no puede emplearse con precisión.

El espesor de película húmeda puede preverse a partir de la siguiente ecuación que lo relaciona con el espesor de película seca:

$$e.p.h.(mils) = e.p.s. \frac{100 + a}{s}$$

en donde:

e.p.h. = espesor de película húmeda en mils.

e.p.s. = espesor de película seca en mils.

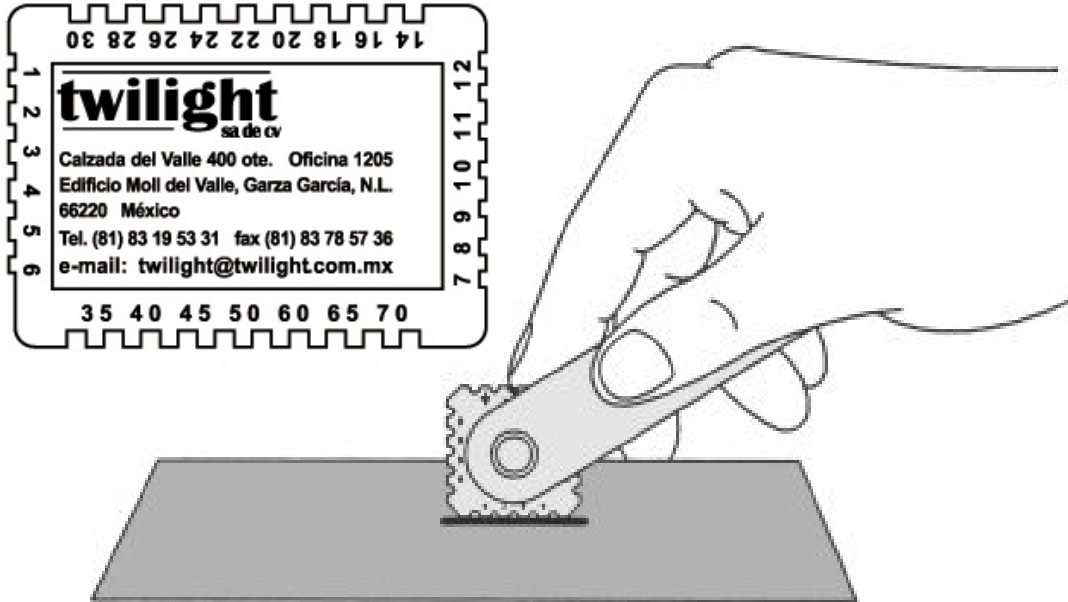
s = % de sólidos en volumen de producto.

a = % de adelgazador agregado para ajustar a la viscosidad óptima de aplicación.

Los calibradores de tipo magnético trabajan con base en el principio de que un recubrimiento no magnético cambia la reductancia al paso del flujo magnético que haya sido establecido, entre la cabeza del calibrador y la base magnética a la cual se ha aplicado el recubrimiento. Este cambio de reductancia es una función del espesor del recubrimiento, pudiendo calibrarse el aparato para leer el espesor directamente. Los instrumentos deben calibrarse con una laminilla empleada como patrón, que sea aproximadamente del espesor del recubrimiento a medir. La calibración consiste en colocar el patrón del espesor conocido sobre una superficie metálica desnuda y se ajusta el instrumento hasta que se lea correctamente el espesor. Sobre una superficie limpia y lisa, el instrumento debe leer cero cuando se retire el patrón y el aparato haga contacto con la superficie metálica. Debe tenerse cuidado de no penetrar el recubrimiento al presionar el calibrador para hacer la lectura, ya que se obtendrían lecturas de espesores menores.

Deben hacerse suficientes mediciones para determinar la uniformidad general del espesor del recubrimiento y determinar si los espesores máximos y mínimos especificados se cumplen; estas mediciones pueden registrarse cuando el recubrimiento está húmedo o cuando se encuentre seco.

A continuación se muestran algunos de los equipos empleados para realizar las pruebas de calidad del recubrimiento.



**EQUIPO NORSON PARA MEDIR EL ESPESOR DEL RECUBRIMIENTO HÚMEDO
CON RANGO DE MEDICIÓN EN MILÉSIMAS DE PULGADA**



**MEDIDOR DE LECTURA DIRECTA TIPO MAGNÉTICO PARA
VERIFICAR EL EPESOR DE LA CAPA DE RECUBRIMIENTO SECO**



PRUEBA DIELECTRICA.

La detección eléctrica de continuidad de película se efectúa con un detector eléctrico no destructivo similar al mostrado en la figura, el cual aplica una tensión de 67.5 Volts de corriente directa. El aparato dispone de dos electrodos, uno es un cable que conecta a tierra o a alguna parte desnuda de la superficie metálica y el electrodo de inspección que es un bastón en cuyo extremo lleva un resorte que abraza al tubo circunferencialmente y se pasa por la superficie recubierta para localizar los poros, o cualquier tipo de irregularidades de la superficie metálica que no fue recubierta, tales como rebaba, gotas de soldadura, etc.; el electrolito de la esponja al penetrar en éstos cierra el circuito, anunciándose por sonido la existencia de la falla, esta se marca, se repara y se efectúa nuevamente la detección en el área reparada.



EQUIPO PARA DETECTAR CONTINUIDAD ELECTRICA (HOLYDAY)

PROTECCION MECANICA

Las estructuras metálicas o tuberías de acero enterradas están expuestas a los efectos de la corrosión externa como consecuencia del proceso electroquímico, que ocasiona el flujo de iones del metal de la tubería al electrolito que la rodea. Para reducir este efecto, es necesario ejercer un control de los factores que influyen en el proceso de corrosión, donde la adecuada selección del material de la tubería y la aplicación de los recubrimientos son los primeros medios utilizados para evitar dicho daño.

La función del recubrimiento es aislar la superficie metálica de la tubería del electrolito que la rodea. Además del recubrimiento anticorrosivo se debe aplicar protección complementaria a la tubería mediante el uso de protección catódica. La implementación, instalación, operación y mantenimiento adecuado del control de la corrosión externa en tuberías de acero enterradas o sumergidas han



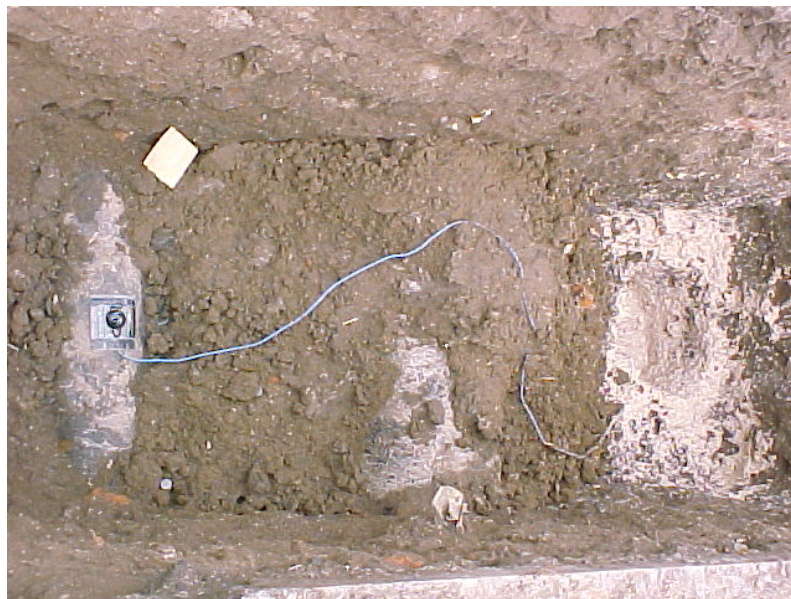
demostrado ser una herramienta eficaz que aumenta la confiabilidad de las tuberías destinadas al transporte de fluidos.

La prevención de la corrosión exterior en tuberías de acero enterradas y/o sumergidas se lleva a cabo mediante la aplicación de recubrimientos anticorrosivos y sistemas de protección catódica, con la finalidad de tener las tuberías de acero enterradas en buenas condiciones de operación y seguras.

Las tuberías nuevas enterradas deben ser recubiertas externamente y protegidas catódicamente, salvo que se demuestre mediante un estudio técnico realizado por el área técnica responsable del control de la corrosión externa, que los materiales son resistentes al ataque corrosivo del medio ambiente en el cual son instalados. Se deben establecer métodos de evaluación para determinar la necesidad de implementar programas adicionales de control de la corrosión y tomar las acciones correctivas de acuerdo con las condiciones prevalecientes.

Cuando en el derecho de vía existen varias tuberías y se requiere protegerlas catódicamente, se deben puentear eléctricamente, siempre que las dependencias, órganos o empresas encargados de los sistemas de tuberías estén de acuerdo y previamente se hayan realizado los estudios correspondientes. La integración de tuberías ya sean nuevas o existentes a otros sistemas de tuberías debe quedar documentada.

Es recomendable que en los puentes eléctricos que se ubiquen en las estaciones de registro de potencial se identifiquen los conductores eléctricos de cada una de las tuberías que se integran al sistema de protección catódica



PROTECCION MECANICA CON ANODOS MAGNECIO Y SOLDADURA CADWELL



Tipos de protección catódica.

Existen dos tipos de sistemas de protección catódica, los cuales se pueden emplear en forma individual o combinada.

Ánodos galvánicos o de sacrificio. Donde la fuente de corriente eléctrica de este sistema utiliza la diferencia de potencial de oxidación entre el material del ánodo y la tubería. La protección de las tuberías se produce a consecuencia de la corriente eléctrica que drena el ánodo durante su consumo. En todos los casos, se debe asegurar que la diferencia de potencial disponible del sistema seleccionado sea suficiente para que drene la corriente eléctrica de protección.

Medición de resistividad. Se deben realizar mediciones de la resistividad del suelo, para ser usadas como apoyo en la implementación del sistema de protección catódica.

La siguiente tabla proporciona datos indicativos de los efectos de corrosividad del suelo referidos a la resistividad del mismo.

Resistividad del suelo (ohms/cm)	Corrosividad del suelo
0-1,000	Altamente corrosivo
1,000-5,000	Corrosivo
5,000-10,000	Poco corrosivo
10,000-en adelante	Muy poco corrosivo

Medición de corriente eléctrica. Durante las diferentes etapas en la implementación de un sistema de protección catódica para un sistema de tubería se deben efectuar, con la periodicidad indicada en los programas de operación y mantenimiento de la empresa, las mediciones siguientes:

- Corriente eléctrica alterna de alimentación al rectificador.
- Corriente eléctrica directa en la tubería protegida.
- Corriente eléctrica directa de salida del rectificador.
- Corriente eléctrica directa que drena cada ánodo y la que drena la cama anódica.

Para que un sistema de protección catódica sea efectivo debe proporcionar una corriente eléctrica suficiente y una distribución uniforme al sistema de tubería a proteger, evitando interferencias, corto circuitos en encamisados metálicos y daños en los aislamientos eléctricos así como en el recubrimiento anticorrosivo.

Todos los sistemas de tubería de acero deben contar con un sistema de protección catódica permanente en un plazo no mayor a un año posterior a la terminación de su construcción.



En suelos altamente corrosivos (0 a 2000 ohms/cm, presencia de agentes promotores de la corrosión, etc.), se debe instalar un sistema de protección catódica provisional con ánodos galvánicos en forma simultánea a la construcción del sistema de tubería. Este sistema provisional de protección catódica se debe sustituir, antes de un año después de terminada la construcción, por el sistema de protección catódica definitivo

Los sistemas de protección catódica durante sus distintas etapas involucran el uso de equipo energizado, dispositivos de aislamiento eléctrico, puentes eléctricos y mediciones de parámetros eléctricos los cuales pueden provocar daños al personal operativo por descargas eléctricas. Por ello estos trabajos se deben ejecutar por personal calificado y con experiencia en materia de obras e instalaciones eléctricas y de acuerdo a lo que establecen los reglamentos, códigos, normas y leyes aplicables.

El personal que realice actividades de protección catódica debe utilizar la ropa y equipo de protección personal apropiados para el manejo de equipo energizado.

El encargado del sistema de protección catódica deberá dar por escrito las instrucciones de trabajo al personal que realice los trabajos referentes a la protección catódica en donde se indiquen las labores encomendadas, los implementos y equipos de seguridad aplicables así como el equipo y herramientas idóneas para el desempeño de las funciones.

Cuando se requiera realizar una revisión o reparación en el sistema de protección catódica que involucre un riesgo, el encargado de la protección catódica debe expedir la autorización para la realización del trabajo respectivo.

Se debe registrar la fecha de puesta en servicio del sistema de protección catódica, los levantamientos de potencial, inspecciones y pruebas realizadas para comprobar que no existen interferencias y asegurar que los aislamientos, recubrimientos y encamisados se encuentran funcionando satisfactoriamente.

Los registros del sistema de protección catódica se deben conservar durante el tiempo que las instalaciones permanezcan en servicio.



Prueba de Anclaje.

Para el caso de preparación de superficies por medio de limpieza con abrasivos se usará la lámpara comparadora de anclaje o el medidor de perfil de anclaje, que por comparación óptica con la superficie que se limpió o por medición directa, determinan la profundidad que ha dejado el abrasivo en el metal.



INSTRUMENTOS MEDIDORES DE PERFIL DE ANCLAJE DE SUPERFICIES LIMPIADAS CON CHORRO DE ARENA

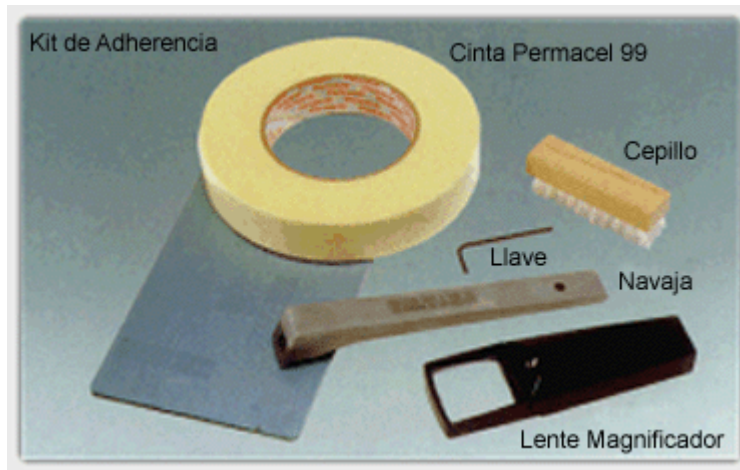
Prueba de Adherencia.

La prueba de adherencia con el peine de ranuras permite evaluar la adherencia de sistemas de recubrimiento al sustrato así como la adherencia entre capas (primario-acabado, primario-enlace-acabado, o bien entre capas de un mismo recubrimiento). El instrumento para efectuar esta medición consta de seis cuchillas distantes entre sí un milímetro para espesores totales hasta de 2.0 mills, de dos milímetros para espesores entre 2.0 y 10.0 mills, y para espesores superiores se deberá usar una separación entre cuchillas de tres milímetros; se efectúan cortes paralelos a través del recubrimiento en una dirección y otra serie de cortes transversales para formar 25 cuadros.

El peine de ranuras deberá colocarse siempre sobre películas secas y asegurarse de que todos los cortes lleguen hasta el sustrato sin penetrar en el mismo; una vez realizado el enrejado se cepilla vigorosamente para eliminar el material removido durante el corte y se procede a fijar una cinta adhesiva transparente sobre el mismo (enrejado), para despegarla rápidamente de un solo movimiento.



Si no se cuenta con el peine de ranuras se puede construir la cuadrícula con una regla y una navaja afilada de tipo duro, conservando los mismos espaciamientos de acuerdo al espesor del recubrimiento que en el caso del peine de ranuras.



***KIT PARA MEDICIÓN DE LA ADHERENCIA DE RECUBRIMIENTO MECÁNICO
SOBRE SUPERFICIES METÁLICAS***

**CUADRO RESUMEN:**

N°	TIPO DE PRUEBA	FUNCIÓN
1	CALIFICACIÓN A LOS SOLDADORES (WPS)	Esta prueba consiste en certificar y aprobar la mano de obra encargada de realizar la unión de la tubería (soldadura).
2	PRUEBA HIDROSTÁTICA	Garantizar mediante el levantamiento de presión de agua la no existencia de fugas tanto en uniones soldadas tanto circunferencialmente como longitudinalmente.
3	PRUEBAS NO DESTRUCTIVAS A SOLDADURAS (RADIOGRAFIAS)	Certificar y validar que las uniones de tubo viejo con tubo nuevo (uniones soldadas), no presenten fugas al momento de poner en operación nuevamente a la línea.
4	PRUEBA DE ANCLAJE	Esta prueba se realiza para garantizar que después de la aplicación de limpieza de la superficie a base de chorro de arena sílica, se tenga la rugosidad suficiente para poder aplicar de manera adecuada la protección mecánica, además de que esta prueba garantiza la pureza de la superficie del tubo; se realiza antes de la colocación de la protección mecánica.
5	PRUEBA DE ESPESOR DE RECUBRIMIENTO	Garantizar el espesor mínimo que debe tener la protección mecánica para mantener aislada la tubería de agentes químicos como la corrosión y el intemperismo.
6	PRUEBA DE ADHERENCIA	Consiste en verificar que la protección mecánica está lo suficientemente adherida a la tubería y garantizar que no existe desprendimiento por causa de la protección catódica; esta es una prueba que se realiza posteriormente a la aplicación de la protección mecánica.
7	PRUEBA DIELECTRICA	Consiste en ubicar los posibles poros que pueda tener la protección mecánica y en donde se podría producir una discontinuidad de la protección catódica.
8	PROTECCIÓN CATÓDICA	Esta prueba consiste en supervisar y mantener la corriente eléctrica a todo lo largo de la línea para evitar la corrosión.
9	CERTIFICACIÓN DE EQUIPOS	Se solicitan para avalar que los equipos con los que se realizan las pruebas antes mencionadas estén en perfectas condiciones de funcionamiento.



CAPÍTULO VI “CONCLUSIONES”

La realización de este trabajo nos permite llegar a las siguientes conclusiones.

VI.1 CONCLUSIONES.

- Debido a que en nuestro país los yacimientos de hidrocarburos se ubican geográficamente al sureste de nuestro país, esto obliga a que la única forma más segura y rápida de distribución, es mediante líneas de conducción (tuberías).
- El mantenimiento mediante la rehabilitación por sustitución de tramos de tubería es el método seguro, esto debido a la suspensión del suministro de producto para poder desarrollar dichos trabajos.
- El tipo de protección mecánica que se utilizó en este proyecto (RAM-100) es el único que no afecta de manera ambiental debido al proceso de aplicación.
- La utilización de Nitrógeno para limpiar internamente las tuberías, es la forma más limpia debido a que el desfogue de éste se realiza a cielo abierto y no impacta de manera negativa al medio ambiente.
- La planeación y la logística son fundamentales para este tipo de trabajos, ya que de ellas depende el éxito económico de las acciones de rehabilitación y la entrega física; de manera oportuna, de la línea.
- La inspección a los ductos por medio de diablos instrumentados, es práctica, sencilla y segura para determinar el estado en que se encuentra una línea de conducción, esta actividad se considera como un mantenimiento preventivo y es fundamental para la reparación de un ducto en caso de que así lo requiera.
- El aseguramiento de la calidad de los procesos en los que se divide este tipo de mantenimiento es fundamental para asegurar que es una obra segura, funcional y costeable.



VI.2 RECOMENDACIONES.

- En la actualidad no se cuenta con un mantenimiento constante debido a que se tiene la percepción de que la paraestatal no cuenta con el presupuesto suficiente para desarrollar este tipo de trabajos. La recomendación es que PEMEX planifique el manejo de sus recursos de manera directa para programar el mantenimiento a sus líneas de conducción.
- Se debe tomar en cuenta que en muchas ocasiones PEMEX realiza las corridas de diablo con equipo instrumentado para conocer el estado en que se encuentran físicamente las líneas de conducción y posteriormente programar su reparación, lamentablemente es hasta dos o tres años después cuando se licitan los proyectos de rehabilitación, lo que ocasiona que cuando se desarrolla el proyecto para reparar la tubería, ya se tienen nuevas fallas. Lo más recomendable sería que al efectuar dichas inspecciones se programen a la par los mantenimientos requeridos.
- Debido a que las líneas actuales ya cuentan con muchas reparaciones y llegará un momento en el que sean insuficientes de acuerdo a los requerimientos de PEMEX; se recomienda que desde hoy se amplíe la red de distribución de hidrocarburos (líneas nuevas).
- Es importante hacer mención que los derechos de vía no son propiedad de PEMEX, esto llega a generar problemas ya que se presentan asentamientos de casa habitación así como de vialidades generando afectaciones que impiden en muchas ocasiones los trabajos de reparación, la recomendación es que la paraestatal adquiriera por completo estos derechos de vía y evitar contratiempos para el mantenimiento de las líneas de conducción así como de accidentes que pudiesen originarse de las tomas clandestinas que se presentan.
- Debe hacerse conciencia en las empresas que se dedican a los trabajos de rehabilitación para que durante el desarrollo de éstos se cuenten con las debidas certificaciones y procedimientos que requiere PEMEX para garantizar la calidad de los mismos y la seguridad durante la ejecución de ellos.



GLOSARIO

A

Afectaciones

Se denomina afectación al área comprendida dentro del derecho de vía (DDV) donde se realiza la reparación correspondiente.

Afloramiento superficial

Hidrocarburos líquidos o gaseosos que al surgir a la superficie dejan trazas que permiten presumir la existencia de una acumulación de hidrocarburos.

Agente oxidante

Cualquier sustancia tal como el oxígeno y el cloro, que pueden aceptar electrones. Cuando el oxígeno y el cloro es agregado a agua residual, sustancias orgánicas son oxidadas. Estas sustancias orgánicas oxidantes. Estas sustancias orgánicas oxidadas son más estables y probablemente menor para emitir olores o bacterias.

Alineador (canastilla)

Equipo cilíndrico, conformado por dos medias lunas unidas por una bisagra y que se utiliza para alinear dos tramos de tubería (tubo viejo con tubo nuevo).

Almacenamiento

Instalación que cuenta con uno o varios depósitos con la finalidad de acopiar los combustibles líquidos y gaseosos.

API

Sigla de American Petroleum Institute (Instituto Estadounidense del Petróleo), que es una asociación estadounidense de la industria petrolera, que patrocina una división de la producción petrolera en la ciudad de Dallas, Texas.

El instituto fue fundado en 1920 y se constituyó en la organización de mayor autoridad normativa de los equipos de perforación y de producción petrolera.

Publica códigos que se aplican en distintas áreas petroleras y elabora indicadores, como el peso específico de los crudos que se denomina "grados API".

Área petrolífera

Zona donde se explotan hidrocarburos. Un área puede comprender varios yacimientos, siendo cada yacimiento una entidad geológica.

Arena Sílica

Material abrasivo conformado por arena de sílice cuya granulometría permite la limpieza del metal dejándolo libre de impurezas.

Asfalto

Hidrocarburo sólido, semisólido o viscoso, y de color variable entre pardo y negro. Es un derivado del petróleo que se obtiene por destilación al vacío de los residuos



de la destilación atmosférica. Tiene propiedades adhesivas y aislantes, y se utiliza en la construcción de carreteras.

ASNT

Sociedad Americana de Ensayos no Destructivos.

ASTM

Sociedad Americana para Prueba de Materiales. Especificación de Grado y Calidad para productos de petróleo son especificados por los métodos de experimentación de la ASTM.

B

Barril

Unidad de Medida de volumen usada para petróleo y su productos, 1 Barril = 43 US Galones, 35 galones imperiales (aprox.), o 159 litros (aprox.), 7.3 barriles = 1 Tonelada(Aprox.); 6.29 barriles = 1 metro cúbico

Biceladora

Equipo compuesto de un cinturón metálico para abrazar la tubería y de un dispositivo que corre a lo largo del cinturón por medio de una manivela, a este dispositivo se le coloca el equipo de corte para cortar la tubería ya con un bisel establecido.

Bitácora

Documento donde quedan asentadas todas las notas aclaratorias, así como el avance físico de la obra.

C

Cavitación

Es un fenómeno exclusivo de los líquidos producido por la baja que sufre la presión debida a los efectos dinámicos de un líquido al escurrir. Consiste en un cambio rápido y explosivo de la fase de líquido a vapor.

Corrosión

Cambio que daña el tamaño o características de un material bajo condiciones de exposición o uso. Es resultado generalmente de la acción química es regular y lentamente, como en oxidación, o rápidamente como un metal desoxidado.

Corte en frío

Se denomina corte en frío a la acción de cortar la tubería con cortatubo.



D

Densidad

Densidad es el término del significado de masa de una unidad de volumen. Esta expresión numérica cambia con las unidades seleccionadas.

Depósito

Una formación de roca permeable, subterránea porosa en donde el petróleo y el gas son encontrados.

Derivados

Son los productos obtenidos directamente por destilación del petróleo. Una refinería fabrica tres clases de derivados:

- I) Productos terminados, que pueden ser suministrados directamente al consumo.
- II) Productos semiterminados, que pueden servir de base a ciertos productos después de mejorar su calidad mediante aditivos.
- III) Subproductos o productos intermedios, como la nafta virgen, que sirve como la materia prima petroquímica.

Descubrimiento de un pozo)

Primer pozo perforado de gas o petróleo en un nuevo campo para revelar el soporte del depósito (ver desarrollo de pozos).

Desarrollo del Pozo

Es la forma en la que se perfora del pozo de gas natural o petróleo bajo la aprobación del campo o área con el propósito de elaborar el patrón de producción.

Diablo instrumentado

Instrumento mecánico magnético que determina el nivel de corrosión de las tuberías; el sistema de este equipo incorpora la técnica de medición más exacta y directa para la determinación del espesor de pared: el Ultrasonido.

Ducto

Tubería para el transporte de crudo o gas natural entre dos puntos, ya sea tierra adentro o tierra afuera.

E

Ecología petrolera

Rama de la ecología destinada a prevenir las consecuencias negativas de la exploración, extracción, transporte, industrialización, distribución y consumo de los crudos, gases y sus productos derivados. La resolución 105/92 de la secretaría de Energía Nacional incluye a la industria petrolera dentro de las que afectan al medio ambiente.

**Especificaciones**

Término referido a las propiedades que da un producto de petróleo o aceite, que son "Especificados" desde que a menudo varían aún dentro el mismo grado de producto. En el proceso normal de negociación, el vendedor garantiza al comprador del producto o crudo vendido conocerá con certeza los límites especificados, y estará de acuerdo para tener un certificado de limitaciones en escrito. Generalmente la mejor calidad de el petróleo para que un comprador pueda demandar una garantía son: Peso API (Peso específico, en algunos casos), medida de porcentaje de azufre por peso, medida de punto de derrame máximo gradualmente, viscosidad min./max., porcentaje BS&W por peso, etc.

Estación de bombeo

Instalación situada en el recorrido de un oleoducto destinada a impulsar el fluido. Su número a lo largo del mismo depende de la viscosidad del producto transportado, del relieve geográfico de las regiones atravesadas y del diámetro de la tubería.

Exploración

Es la búsqueda de yacimientos de petróleo y gas y comprende todos aquellos métodos destinados a detectar yacimientos comercialmente explotables. Incluye el reconocimiento superficial del terreno, la prospección (sísmica, magnética y gravimétrica), la perforación de pozos de exploración y el análisis de la información obtenida.

Explotación (producción)

Operación que consiste en la extracción de petróleo y/o gas de un yacimiento.

G**Gas ácido (o agrio):**

Gas natural que contiene ácido sulfhídrico (hidrógeno sulfurado), dióxido de carbono (anhídrido carbónico, gas carbónico) u otros componentes corrosivos y que debe ser tratado antes de su utilización.

Gas asociado

Gas Natural encontrado en asociación con petróleo, cualquiera de los dos disuelto en el petróleo o encontrado como una capa de gas libre encima del petróleo en el depósito.

Gas de carbón

Gas combustible producido por gasificación de carbón mineral mediante aire o mezcla de aire saturado en vapor de agua. Se lo utilizaba antiguamente en el alumbrado urbano; aún se lo sigue usando como combustible en países que tienen grandes reservas de carbón mineral, como Sudáfrica.

**Gas de petróleo licuado (LPG)**

Mezcla de Hidrocarburo ligero licuado por refrigeración o presión para fácil almacenamiento o transporte, generalmente, propano y butano. Algunas veces conocido como condensado.

Gas natural

Gas que se presenta natural en el subsuelo y está constituido principalmente por metano. El gas natural tiene varios componentes, siendo el más abundante el metano (80%), que se usa en los consumos domiciliarios, comerciales e industriales. Por su parte, el butano (2,5%) y el propano (6%) se emplean como gas licuado provistos en distintos tipos de garrafas. El etano (7%) es usado en la industria petroquímica como materia prima del etileno.

Gas natural líquido

Es el líquido obtenido en la producción del gas natural, incluyendo etano, propano, butano y condensados.

Gas natural seco

Gas natural que no contiene gas licuado de petróleo y cuyo contenido básico es metano.

Gas no corrosivo

Gas natural que no contiene componentes sulfurados y que puede ser usado sin previa purificación.

Gas seco

Gas natural cuyo contenido de agua ha quedado reducido por un proceso de deshidratación.

Gasoducto

Tubería para el transporte de gas natural a alta presión y grandes distancias. Los gasoductos pueden ser nacionales e internacionales, y suministran a una sola o varias regiones.

Gasolina

Calentamiento de combustibles de petróleo y diesel. Una Destilación limpia de petróleo.

Geófonos

Son los micrófonos instalados en la superficie terrestre para detectar ondas sísmicas.

GPS

Sistema de posicionamiento global, utilizado en los equipos electrónicos de inspección (diablo instrumentado) para conocer la ubicación exacta de una línea de conducción.



H

Hidrocarburo

Es un compuesto orgánico que contiene solo carbón e hidrogeno. Los hidrocarburos frecuentemente dan lugar a productos derivados del petróleo, gas natural y carbón mineral.

Hidrocarburos

Así como el agua está formada por dos elementos químicos: hidrógeno y oxígeno, los hidrocarburos están constituidos por carbono e hidrógeno. Según el número de los átomos de carbono variarán las propiedades de los hidrocarburos. A temperatura ambiente y presión atmosférica los hidrocarburos que tengan hasta 4 átomos de carbono son gaseosos (metano, etano, propano, butano). Entre 5 y 16 átomos de carbono son líquidos (ciclo pentano, ciclo hexano, metil ciclo hexano y benceno). Los hidrocarburos que posean mas de 16 átomos son sólidos (donde predominan los asfaltos). Los petróleos son mezcla de estas cadenas de hidrocarburos y según la composición de las mismas se tendrán los diferentes tipos de crudos. A pesar de la gran diversidad de la composición de los hidrocarburos presentes en cada petróleo crudo, la proporción de carbono e hidrógeno es casi constante: 83% a 86% de carbono y 11% a 13% de hidrógeno.

HP

Horsepower (Caballos de Fuerza).

I

Inertizado de una tubería

Acción de inyectar con Nitrógeno el interior de una tubería para limpiarla de producto.

L

Libranza

Se denomina libranza a la suspensión del suministro de hidrocarburos para el mantenimiento de la línea de distribución, se debe considerar el tiempo que permanecerá sin operación para almacenar la cantidad de producto que se debe suministrar.

Limpieza de chorro de arena (sand-blast)

Es la limpieza de una superficie metálica de una tubería con arena sílica, la intención de esta limpieza es de quitar las impurezas que pueda presentar la superficie y garantizar la perfecta colocación de la protección mecánica.

Lingada

Se le llama lingada a la unión de dos o más tramos de tubería, cada tramo tiene una longitud de entre 11 y 13 metros.



O

Oleoducto

Tubería generalmente subterránea para transportar petróleo a cortas y largas distancias. En estas últimas se utilizan estaciones de bombeo.

OPEP

Sigla de la Organización de Países Exportadores de Petróleo. La integran dos países latinoamericanos: Venezuela y Ecuador. Hoy día su influencia es muy limitada pero en el decenio del 70 fue factor de la suba internacional del precio del crudo.

Oxidación

Combinación de compuestos elementales con oxígeno para formar un nuevo componente. Una parte de la reacción metabólica.

P

Petróleo

Mezcla en proporciones variables de hidrocarburos sólidos, líquidos o gaseosos que se encuentran en los yacimientos bajo presiones y temperaturas mas o menos elevadas. Los petróleos crudos pueden ser de base parafínica, asfáltica o mixta. Los crudos de petróleo, según la densidad, se clasifican en:

- a) Pesados (10° a 23,3° API).
- b) Medios (22,3° a 31,1° API).
- c) Livianos (superiores a los 31,3° API).

El grado API se fija mediante una escala adoptada por el American Petroleum Institute para medir la densidad de los petróleos brutos. La escala varía generalmente entre 10° (equivalente a una densidad de 1,0000) y 100° (equivalente a una densidad de 0,6112) con relación al agua a 4° C de temperatura.

Petroquímica:

Un químico intermedio derivado del petróleo, Hidrocarburo líquido o gas natural, tal como: etileno, propileno, benceno, tolueno y xileno.

PH

Ph es una expresión de la intensidad de las condiciones básicas o ácidas de un líquido. Matemáticamente, pH es el algoritmo (base 10) del recíproco de la concentración del ion hidrógeno. El pH tiene un campo de acción de 0 a 14, donde 0 es el más ácido, 14 es el más básico y 7 es Neutral. El agua natural usualmente tiene un pH entre 6.5 y 8.5.

***Poliducto***

Tuberías para transportar productos refinados o petroquímicos desde las plantas a los centros de distribución y mercado o embarque.

Porosidad

Porcentaje del volumen total de una roca constituido por espacios vacíos. La porosidad efectiva es el volumen total de los espacios porosos interconectados de manera que permitan el paso de fluidos a través de ellos. El volumen del espacio del poro expresado como un porcentaje del volumen total de la roca.

Protección Catódica

Reducción de la velocidad de corrosión de un metal que se encuentra con un potencial oxidante, mediante un cambio de su potencial aplicando una fuerza electromotriz externa.

Q***Queroseno***

Destilado de petróleo utilizado parcialmente en el consumo doméstico y como carburante para ciertos tipos de motores de combustión interna.

R***Red de distribución de gas***

Red de cañerías que tiene por objeto la distribución local de un gas combustible.

Red de gasoductos

Sistema integrado de gasoductos de un país, región o provincia.

Refinación

Conjunto de procesos industriales empleados para transformar los petróleos crudos en productos derivados; nafta, gas-oil, queroseno, solventes, lubricantes, asfalto, etc. Los procesos de refinación comprenden tres series de operaciones:

- a) Procesos físicos de fraccionamiento del petróleo crudo por destilación ("topping").
- b) Procesos físicos-químicos de conversión destinados a incrementar el rendimiento de un crudo determinado en ciertos productos.
- c) La refinación propiamente dicha comprende operaciones de carácter físico y químicos destinadas a producir una amplia gama de productos terminados que satisfacen normas y especificaciones comerciales.

Principales procedimientos de refinación:

- 1) Destilación a presión atmosférica y al vacío.
- 2) Craqueo catalítico.
- 3) Vapocraqueo.
- 4) Reformado.
- 5) Isomerización.



- 6) Alquilación.
- 7) Desulfuración.
- 8) Reducción de viscosidad.

Refinería

Un plan usado para separar varios compuestos presentes en el petróleo crudo y convertirlos en productos utilizables.

S

Saturación

Volumen de petróleo o de gas en una roca con respecto al volumen de agua.

Secado del pozo

Se designa con este término al hecho de que un pozo no tenga suficiente rendimiento del volumen del gas y/o soporte comercial de producción de petróleo.

Secretaría de energía "SENER"

Dependencia de gobierno encargada de controlar y supervisar las funciones operativas de PEMEX.

T

Trampas de envío y recibo de diablos

Instalaciones donde se colocan y reciben los instrumentos mecánicos para inspeccionar las redes de distribución (diablo instrumentado).

V

Venteo de nitrógeno

Es el desahogo del volumen de nitrógeno utilizado para el vaciado de la tubería, trabajo previo a la rehabilitación, y que se deja escapar libremente a la atmósfera; por tratarse de un gas noble, no provoca ningún tipo de impacto al medio ambiente.

Y

Yacimiento de petróleo o gas

Formación geológica continua de roca porosa y permeable por la que pueden circular los hidrocarburos, agua y otros gases. Un mismo depósito puede estar constituido por diversas clases de rocas, predominantemente areniscas y calizas. Los yacimientos son acumulaciones comerciales de petróleo o gas que ocupan un depósito independiente sometido a un único sistema de presión. Existen también yacimientos mixtos con diversas relaciones de gas/petróleo.



BIBLIOGRAFÍA

Juárez Badillo – Rico Rodríguez. Mecánica de Suelos Tomo II. Limusa Noriega Editores. México 1995. 19pp.

Sánchez Díaz – PEMEX. Revista Ductos. Talleres gráficos de México. México 2003.

Carpenter Robert A. Underground Construction. BPA International. USA 2003.

Klinger Oliver C. Pipeline & Gas Journal. PGJ Editorial. USA 2003.

Reglamento de la Ley de Obras Públicas y Servicios relacionados con las mismas. México 2000.

American Petroleum Institute. Specification for Pipeline 5L. Forty-second Edition 2000.

Documento NRF-30-PEMEX-2003. Revisión 0. Junio 2003.