

Capítulo 4. -

4.1 PROGRAMA DE CONSTRUCCIÓN

Petróleos Mexicanos inicia en 1978 los trabajos de construcción e instalación de ductos en la región marina de la sonda de Campeche, actualmente cuenta un censo de 207 plataformas marinas fijas y 2053 Km. de tubería, de los cuales 953 Km. son oleoductos, 539 Km. son oleogasoductos, 480 Km. son gasoductos y 81 Km. se destinan a otros servicios. Con esta infraestructura Pemex maneja una producción de crudo del orden de 2.11 Millones de barriles por día (MMBPD) y una producción de gas del orden de 1'500 millones de pies cúbicos por día (MMPCD), lo cual representa el 81% y 36% respectivamente de la producción nacional de hidrocarburos.

El diseño y construcción de estos ductos fueron realizados para garantizar una vida útil de 20 años, la cual actualmente ha sido rebasada en algunos ductos tanto en tiempo como en volumen de producción, pero gracias a las mejoras tecnológicas en mantenimiento y control preventivo, tales como inyección de inhibidores de corrosión, reemplazamiento de ánodos de sacrificio, la inspección y monitoreo con equipos instrumentados para vigilar la integridad interna y externa de los ductos; se ha logrado ampliar la vida útil de operación de los mismos, permitiendo su continua, segura y eficaz operación.

Para el desarrollo de un proyecto como lo es la construcción de un ducto marino, es importante destacar como se realizara el proyecto y esta es solo la explicación breve de cada una de las fases de construcción las cuales son complementadas con el programa que se muestra en este mismo capítulo.

Dada la importancia que representa el control y aprovechamiento de los recursos para una mejor utilización, oportunidad y flexibilidad, así como los ajustes en los programas de obras que para adaptarse a las circunstancias que la situación cambiante demanda, esta establecida una coordinación eficaz entre los usuarios de las instalaciones y los responsables del desarrollo del proyecto, construcción de la obra y protección ambiental.

Por tal motivo, se constituyo el procedimiento de trabajo por el área de planeación de la empresa y partiendo de los lineamientos contenidos en dicho procedimiento, se origina y desarrollan los proyectos para la construcción de los ductos marinos.

La ejecución de la obra se programara en sus diversas fases de acuerdo a las políticas de la gerencia de servicios técnicos para **lograr la mas alta calidad, al menor costo y en el tiempo oportuno.**

De los resultados de las etapas de planeación resultan diversos eventos y actividades programadas para la construcción costa afuera, tales como:

- a) FABRICACION DE MATERIALES.
- b) CERTIFICACION DE MATERIALES.
- c) PROTECCION ANTICORROSIVA.
- d) CATODICA.
- e) LASTRADO DE TUBERIA
- f) FABRICACION DE ELEMENTOS.
- g) TENDIDO DE TUBERIA
- h) INSTALACION DE ELEMENTOS
- i) INSTALACION EN PLATAFORMAS
- j) ENTERRADO DE TUBERIA
- k) ACOLCHONAMIENTO DE CRUCES
- l) PRUEBA HIDROSTATICA
- m) LIMPIEZA INTERIOR DE DUCTOS SUBMARINOS
- n) CERTIFICACION DE LA OBRA
- o) ENTREGA A LA RAMA OPERATIVA

Estas fases se ejecutaran en el MARCO NORMATIVO de la LEY DE ADQUISICIONES Y OBRAS PUBLICAS Y SERVICIOS RELACIONADOS CON LAS MISMAS, y bajo las NORMAS de referencia Y ESPECIFICACIONES internas y a la falta de cualquiera de las anteriores se aplicara la normatividad extranjera, de las cuales deben tener conocimiento los contratistas que realicen la obra y el supervisor, estableciéndose como obligación, su cumplimiento en el contrato respectivo. PEMEX Exploración y Producción realizara la supervisión de la construcción; dicha supervisión se llevara a cabo en todas las fases de fabricación y construcción, por lo que el o los supervisores designados deberán tener la capacidad y experiencia necesaria para evaluar, juzgar y decidir.

Es importante señalar que los supervisores deben tener conocimiento de los criterios y requisitos básicos para el diseño, selección de materiales, construcción,

pruebas y operación de tuberías submarinas al servicio de PEMEX Exploración y Producción destinados al transporte y recolección de hidrocarburos líquidos y gaseosos.

4.1.1 FABRICACION DE MATERIALES

De acuerdo a las políticas de PEMEX Exploración y Producción en el sentido de que todas las obras de inversión sean realizadas con materiales de manufactura nueva, en la contratación de la obra se contempla, entre otras rubros la adquisición de la totalidad de los materiales: tuberías, accesorios, equipos e instrumentos, motivo por el cual la empresa contratista finca los pedidos, a empresas nacionales y/o extranjeras, correspondientes de acuerdo a los requerimientos mínimos solicitados por PEMEX Exploración y Producción en las requisiciones de la ingeniería de proyecto; por lo que el personal de supervisión de PEMEX Exploración y Producción participan directamente, en la supervisión en la elaboración del acero hasta el conformado de la tubería de línea, y en el caso de los demás materiales, accesorios e instrumentos, se planean y efectúan visitas de seguimiento en las diferentes plantas de fabricación.

- **Recepción de materiales.**

La recepción de materiales se lleva a cabo en todos los frentes de trabajo, como son patios de lastrado, patios de prefabricación en tierra, almacenes, etc., y en todos los frentes se revisan los mismos con objeto de constatar, documental y físicamente, la calidad y cantidad mínima requerida por PEMEX Exploración y Producción.

4.1.2 CERTIFICACION DE MATERIALES

Paralelo a la supervisión en la fabricación de la tubería y a las visitas realizadas en las plantas de fabricación de materiales, accesorios e instrumentos, se lleva a cabo la certificación en la fabricación por una empresa por una empresa certificadora acreditada ante la Entidad Mexicana de Acreditación (EMA), la cual consta en algunos casos con participación directa en pruebas de laboratorio (destruictivas y no destruictivas), y en otros en revisión documental.

4.1.3 PROTECCION ANTICORROSIVA Y LASTRADO DE TUBERÍA.

El proceso de se divide básicamente en **(tres) fases que son:**

- a) Protección Anticorrosiva
- b) Protección catódica.
- c) Lastrado de tubería.

4.1.3.1 Protección Anticorrosiva.

La fase de protección anticorrosiva se inicia con la recepción y estiba de tubería desnuda en los patios de la empresa lastradora, estos tubos son transportados al área de limpieza, la cual se realiza en forma automática por medio de golpeteo de granalla de acero “**shot blast**”, para lograr limpieza a metal blanco. Después del proceso de limpieza, la tubería se traslada al área de aplicación de recubrimiento anticorrosivo, de los cuales se enumeran diferentes tipos, los cuales son:

- a) Recubrimiento con cinta termo-contractil
- b) Recubrimiento epoxico “**F.B.E.**”
- c) Recubrimiento con esmalte, (actualmente en desuso)

- **Recubrimiento con cinta termocontractil**

Este recubrimiento se inicia calentando el tubo por medio de gas propano-butano, en un horno, a la temperatura de aplicación requerida por el material a colocar, aplicación de adhesivo y posteriormente enrollado de la cinta termo-contractil a tensión constante con traslape entre vueltas, y finalmente enfriado con agua.

- **Recubrimiento epoxico**

La tubería se calienta a la temperatura requerida, el tubo es cargado electrostáticamente y por medio de aspersores se aplica el epoxico, en tres capas, (rojo, dorado y anti-friccionante), y enfriado con agua

- **Recubrimiento con esmalte**

El esmalte (alquitrán de huya) se calienta y funde en calderas hasta la temperatura de aplicación, y se aplica una capa conjuntamente con una capa de vidrio-flex, otra capa de esmalte, otra capa de vidrio-flex conjuntamente de una cap de vidrio-mat, y finalmente es enfriado con agua, actualmente este sistema debido a la emanación de gases nocivos para el medio ambiente ha quedado en total desuso.

4.1.3.2 Protección Catódica

La protección catódica, se inicia transportando la tubería recubierta con anticorrosivo, desde las estibas y/o área de recubrimiento hasta el área de protección catódica, así como los ánodos tipo brazalete galvalum III, se instalan en el punto medio en los tubos, en las cantidades requeridas por proyecto, por medio de un gato hidráulico se cierran y ajustan las dos mitades, las cuales son soldadas en las placas internas que para este fin se localizan en los ánodos, de estos cuatro puntos se selecciona uno el cual se suelda al tubo por medio de placas de acero con soldadura de arco eléctrico, o por medio de cables con soldadura “**CADWELD**” esto para hacer la conexión del ánodo con el cuerpo del tubo a proteger, haciéndola lo mas segura posible.

4.1.3.3 Lastrado de Tubería

El lastrado se inicia transportando los tubos recubiertos anticorrosivamente y/o recubiertos anticorrosivamente y con ánodos de sacrificio instalados hasta la planta de lastrado, en una banda transportadora y por medio de silos se transporta el cemento, arena y mineral de hierro, en una mezcladora se aplica agua y por medio de cepillos girando a alta velocidad es aplicada la mezcla hacia el tubo, esta técnica es conocida como lastrado por lanzamiento, sin embargo en la búsqueda nuevas tecnologías de aplicación se puede observar que también se puede emplear el método por aplicación por compresión, el cual una vez realizada la mezcla es llevada a través de bandas transportadoras y por compresión directa sobre la parte externa de la tubería se adhiere el concreto el cual es apoyado por una tira de 12” de poliuretano el cual mantiene húmedo el concreto dando así mejores resultados de fraguado sin embargo las dos técnicas son aceptables, la mezcla debe tener una densidad de 140 lbs/pie³, 165 lbs/pie³ o 190 lbs/pie³, y cumplir con una resistencia a la compresión y espesor requerido por proyecto.

Después de un tiempo mínimo de 7 días de fraguado la tubería lastrada es cargada a chalanes para su transporte a la barcaza de tendido.

4.1.4 FABRICACION DE ELEMENTOS

Se entiende por elementos, a las siguientes partes:

- a) Ductos ascendentes.
- b) Curvas de expansión.

- c) Cuellos de ganso.
- d) Piezas a instalar “**spools**”.
- e) Defensas para ductos ascendentes.
- f) Abrazaderas para ductos ascendentes.
- g) Soporterías.
- h) Extensiones para plataformas “**cantilivers**”.

Para todos los casos anteriores, es necesario llevar, previamente, a cabo un procedimiento de soldadura aprobado y pruebas de soldadores, para proceder a la fabricación de los elementos, por otra parte y dentro de las pruebas que se requieren realizar en la fabricación de los elementos:

- a) pruebas destructivas (dobles de probetas pruebas de ruptura a la tensión y pruebas de tenacidad)
- b) Pruebas no destructivas (radiografía, Rx, ultrasonido, UT, líquidos penetrantes, etc.)

Previo al inicio de los trabajos de construcción las compañías contratistas deberán haber cubierto los siguientes requisitos importantes para las subsecuentes fases de construcción de cualquier ducto submarino:

- **Calificación de procedimiento de soldadura**

La elaboración de soldaduras se debe realizar con soldadores propuestos por la contratista, debiendo cumplir con los parámetros y especificaciones del procedimiento, en presencia del representante de la contratista, así como el certificador y el supervisor designado por PEMEX para la calificación de los procedimientos.

Todas las soldaduras de juntas de ensayo de tope y/o de filete para la calificación del procedimiento, se deben efectuar con el equipo e instrumentos que se van a utilizar durante la construcción del proyecto en su defecto con equipos previamente certificados.

El equipo de soldadura, instrumentos de medición, material de aporte, tubería y placa necesarios para las pruebas, deberán ser suministrados por la contratista y cumplir con las especificaciones del proyecto y los requerimientos para la certificación. Los electrodos deberán tener clasificación de la AWS.

El diseño de junta que se debe establecer en las especificaciones del procedimiento de soldadura para tubería y accesorios, deberá ser como lo señala la norma de referencia.

PEMEX determina que la posición 6G es obligatoria para calificar y se debe establecer en las especificaciones del procedimiento de soldadura para tubería, así como la posición 4F para soldaduras a tope y de filete en elementos estructurales.

Las soldaduras de ensayo a tope y/o de filete, deberán ser inspeccionadas por métodos destructivos en laboratorio con registro oficial y debidamente certificado, conforme a lo señalado en los incisos 5.5, 5.6, 5.7 y 5.8 del API 1104 edición Sep. 99, ó al QW 140 al QW 180 del ASME sección IX para su aprobación.

Los procedimientos de soldadura para tubería de servicio amargo, deben incluir las pruebas de agrietamiento por hidrógeno inducido (HIC), conforme al NACE TM-02-84 y a la norma de referencia de PEMEX NRF-001/2000.

Se debe llevar un registro a detalle de cada procedimiento en formato similar o parecido al que se indica en la Figuras N° 1 del inciso 5.2 del API 1104, en las que se describen las especificaciones que señala el inciso 5.3 para su control, así como al QW-250 del ASME sección IX, ó al Capítulo 5 del AWS.

En virtud de los resultados obtenidos de las pruebas destructivas y no destructivas realizadas para calificar los procedimientos, PEMEX aceptará los que cumplan con los estándares de aceptación del código aplicado.

Los procedimientos de soldadura deben ser calificados, aprobados y certificados por una empresa con acreditación ante la EMA, los cuales deben cumplir con los parámetros indicados en la sección 5 del API standard 1104, para ser utilizados en la construcción, instalación, desmantelamiento y abandono de un ducto submarino,

- **Calificación de Soldadores**

Las pruebas de calificación tienen como propósito, determinar la habilidad de los soldadores y operadores de máquinas de soldar, para efectuar soldaduras sanas en la construcción, instalación, desmantelamiento y abandono de un ducto submarino.

La contratista debe probar a todos los soldadores que pretendan formar parte del grupo que ejecutará las soldaduras, en cada uno de los procedimientos calificados y aceptados por PEMEX, debiendo ser dos soldadores, para pruebas en carretes de tuberías con diámetros mayores de 16", debiendo pasar el examen visual de la soldadura efectuada, quedando en espera de los resultados de la inspección radiográfica y de las pruebas destructivas conforme a los señalamientos del API 1104 Sep./99 y del ASME sección IX .

El equipo de soldadura, instrumentos de medición, material de aporte, tubería y placa necesarios para las pruebas de soldadores, deberán ser suministrados por la contratista y cumplir con las especificaciones del proyecto y los requerimientos para su certificación. Los electrodos deberán tener clasificación de la AWS.

Las soldaduras de ensayo a tope y/o de filete, deben ser inspeccionadas por los métodos no destructivos que se utilizaran en el proyecto y calificadas de acuerdo a los estándares del API 1104, capítulo 9 edición Sep. 99 y al ASME sección IX.

En virtud de los resultados obtenidos de las pruebas destructivas y no destructivas realizadas para calificar a los soldadores, PEMEX aceptara los que cumplen con los estándares de aceptación del código aplicado.

Los soldadores deben ser calificados, aprobados y certificados por una empresa con acreditación ante la EMA, los cuales deben cumplir con los parámetros indicados en el API Standard 1104, edición Sep./99 y ASME sección IX, para ser utilizados en la construcción, instalación, desmantelamiento y abandono de un ducto submarino.

- **Armado y soldadura de elementos.**

Los elementos descritos en incisos del párrafo 4.1.4, el contratista deberá elaborar el plan de producción, esto es: corte, armado, punteo, soldadura, limpieza, inspección, reparación en su caso, de tal manera que no se interfieran entre sus operaciones. Al término de la fabricación cada pieza prefabricada deberá ser marcada o identificada para el lugar indicado en los planos, llevando un estricto control de avances a fin de no duplicar procesos que pudieran afectar el avance del proyecto.

4.1.5 TENDIDO DE TUBERIA

Para llevar a cabo los trabajos de construcción de tendido de tubería, la contratista deberá tener los procedimientos debidamente aprobados y certificados, Estos procedimientos deberán describir cada una de las fases en la instalación de tubería incluyendo sistema de anclaje, control de posicionamiento, tipo de rampa y su configuración geométrica, características del equipo de construcción, niveles de tensión requeridos, definición de operaciones de abandono y recuperado de la línea y abastecimiento de la tubería.

Cuando las condiciones ambientales rebasen los límites establecidos de operación de la embarcación de tendido se debe aplicar el procedimiento certificado de “Abandono y recuperación de la tubería” propuesto por el contratista y aceptado por PEMEX.

Se debe contar con dos tapones - uno de inicio y otro de abandono – del mismo Ø, espesor y especificación de la tubería que se está lanzando, para ser utilizados cuando se inicie y termine el tendido y/o cuando se requieran por cambios atmosféricos, utilizando el procedimiento de soldadura aprobado para el tendido de tubería.

Se deberán elaborar soldaduras en carretes representativos con soldadores seleccionados de las estaciones durante el proceso de tendido de tubería; el primero en la junta N° 10 y las posteriores cada 100 juntas, se deberán realizar pruebas destructivas a la soldadura conforme al código que se este aplicando, así como las de impacto charpy, microdureza y de hidrogeno inducido en un laboratorio, debiendo ser como mínimo dos juntas, lo anterior garantiza que los procedimientos aplicados durante el tendido se cumplen.

- **Preparativos para construcción de línea**

Previo al inicio de los trabajos de tendido, se debe contar con el material suficiente, que permita desarrollar el tendido sin paros o contratiempos por falta de los mismos. Antes de iniciar las actividades de tendido se deben verificar que los siguientes sistemas y equipos que estén en posición y en optimas condiciones para el inicio de las operaciones:

- El sistema de la cama de alineamiento de la tubería (conveyor).
- La estación de alineamiento (line-up-station).
- La estación de soldadura.
- La estación de RX (incluyendo el equipo necesario).

- Los tensionadores.
- El malacate de abandono y recuperación de la línea.
- El sistema de inyección de poliuretano (o de cualquier otro método empleado).
- Los tapones de abandono e inicio con sus válvulas.
- El detector de doblez.
- Alineador interior.
- Poly pig de limpieza.
- Equipo de ultrasonido.
- Equipo de partículas magnéticas.
- El holliday detector.

- **Transporte y recepción de tubería**

Será responsabilidad de la contratista el traslado de la tubería, de la planta de lastrado hacia la barcaza de tendido, proporcionando los equipos y embarcaciones necesarios para efectuar la carga, amarre, traslado y descarga, de acuerdo a las recomendaciones del API RP 5L1; API RP 5LW ultima edición. Toda la tubería se inspecciona visualmente a modo de poder identificar las posibles fallas en el lastre de concreto o en los biseles.

- **Limpieza de tubería**

Los tramos de tubería deben ser limpiados interiormente con aire a presión para remover el polvo y las sustancias extrañas, de tal manera que en la estación de alineado, el tubo se encuentre totalmente limpio.

- **Alineamiento de tubería**

El alineamiento de tubería en la rampa de tendido debe efectuarse con un alineador expansor interno tipo neumático, con la potencia suficiente y necesaria para corregir el ovalamiento de algunos tubos, retirándose después de realizar el fondeo y el paso caliente. El desalineamiento interior de la tubería no debe exceder de 1/8" (3mm), tal como lo señala el inciso 7.2 del API 1104 edición sep./99.

- **Producción de soldaduras**

Todas las soldaduras se deben efectuar conforme al procedimiento certificado por el contratista y avalado por PEMEX. Se deberá contar en el lugar de la obra con los documentos que comprueben la calificación del procedimiento de soldadura y con los resultados de la calificación de los soldadores. Dicho procedimiento deberá ser específico para la obra. En caso de existir un cambio en el espesor, al empatare la tubería de línea regular con las curvas de expansión, ramales o cabezales submarinos, deberá existir un

procedimiento específico certificado para cada caso y la calificación del mismo, según el proyecto.

Antes de efectuar las soldaduras, se deberá cuidar que las costuras longitudinales de los tubos, queden colocadas en la parte superior y giradas a 30° una con respecto a la otra.

PEMEX no permitirá mas de dos reparaciones de una misma junta soldada como lo indica el ASME Sección 9.

- **Detector de pandeo**

Antes de iniciar el lanzamiento de la tubería, se debe colocar en su interior el detector de pandeo, con el objeto de asegurar que la línea no presente deformaciones mas allá de lo permisible, debiendo deslizarse correctamente al ser jalado cuando se va lanzando la tubería.

El diámetro del detector, se debe hacer conforme al diámetro interior de la tubería que se vaya a lanzar, las tolerancias en ovalamiento, espesor de pared y deslizamiento y altura del cordón de soldadura interno. Para determinar este diámetro, puede ser usada la siguiente formula:

$$d=D-2t-S$$

Donde:

$$S = 0.01D + 0.4 + 5L$$

d = Diámetro del detector

D = Diámetro nominal de la tubería.

t = espesor normal de la tubería

L = 20% de t y máximo 5mm.

La longitud del cable tirón del detector de pandeo, debe ser suficiente para asegurar que la posición del mismo dentro de la tubería, se encuentre hasta después del punto de contacto con el lecho marino.

- **Procedimiento de instalación**

La barcaza típica de tendido de tubería es una embarcación de aproximadamente 120 mts. de largo (eslora) por 30 mts. de ancho (manga).

En el desarrollo de la Sonda de Campeche, los diferentes tipos de embarcaciones que han participado utilizan el mismo método de tendido de tubería, el área de la cubierta proporcionan al menos tener un almacenaje mínimo de tramos de tubería, antes durante y después de un tendido de tubería a través de la rampa de lanzamiento. Este tipo de

embarcaciones poseen sistemas de anclajes o sistemas de posicionamiento a través de GPS que les permiten posicionar y mover correctamente la instalación de un sistema de tuberías por muy sofisticado que sea.

Durante la instalación asisten los remolcadores, que además auxilian en el posicionamiento de anclas, mientras que chalanes abastecen de tubería y con el apoyo de grúas de la barcaza de tendido son tomados los tubos del chalán y colocados al inicio de la rampa de lanzamiento. Es importante destacar que los costos de inversión por estas embarcaciones representan varios millones de dólares por el equipo tan especializado que se requiere, también esta en función de la cantidad de estaciones de trabajo ya que varían de 5 hasta 12 estaciones, pero también pueden diferir por los sistemas de soldadura que emplean o también si estas embarcaciones son capaces de lanzar juntas dobles esto representa lanzar 24 metros de tubería por movimiento incrementando con ello su rendimiento, concluyendo que el grado de sofisticación del equipo determinara el costo por renta diaria.

La descripción mínima de estaciones de una embarcación de tendido de tubería son:

- ESTACION 1.- Alineamiento de tubería.
- ESTACION 2.- Estaciones de relleno de soldadura.(pueden ser mas de dos)
- ESTACION 3.- Terminación de soldadura.
- ESTACION 4.- Inspección radiográfica de soldadura.
- ESTACION 5.- Estación de reparación de soldadura.
- ESTACION 6.- Colocación de protección mecánica de la junta.

El proceso se inicia con el alineamiento y soldadura de tramos de tubería en la primera estación, los cuales se van soldando uno a continuación de otro cuidando los aspectos de alineamiento de la boca de los tubos, por lo que describiremos los elementos básicos en una embarcación de tendido de tubería.

1. Barcaza de tendido de tubería.
2. Sistema de amarre.
3. Tensionadores de tubos.
4. Stinger ó pontoon.
5. Configuración de la tubería durante su tendido. (configuración "S").

Sobre este ultimo punto la tubería al ser tendida a través de la rampa de lanzamiento forma una "S" durante su tendido, dividiéndose para su estudio en tres partes:

- a.- curva en la región superior.
- b.- curva en la región inferior
- c.- punto de transición que divide las dos curvas.

El stinger o pontoon sirve de apoyo a la curva de la región superior a la salida de la barcaza de tendido de tubería, existen del tipo rígido y los hay del tipo articulado de dos y tres secciones según se requiera de acuerdo o en función del tirante de agua donde se va a tender la tubería.

Los Tensionadores de tubería son aparatos que sirven para controlar la sustentación de la tubería no permitiendo la caída a través del stinger al mismo tiempo que se controla la curva inferior de la tubería en contacto con el fondo marino. Estos aparatos se encuentran localizados entre las estaciones dos y tres el primero y entre la estación cuatro y cinco el segundo tensionador. Ambos Tensionadores mantienen una fuerza de restricción entre el tubo y la embarcación conforme la barcaza se desplaza hacia delante sobre sus anclas de forma verdaderamente sincronizada.

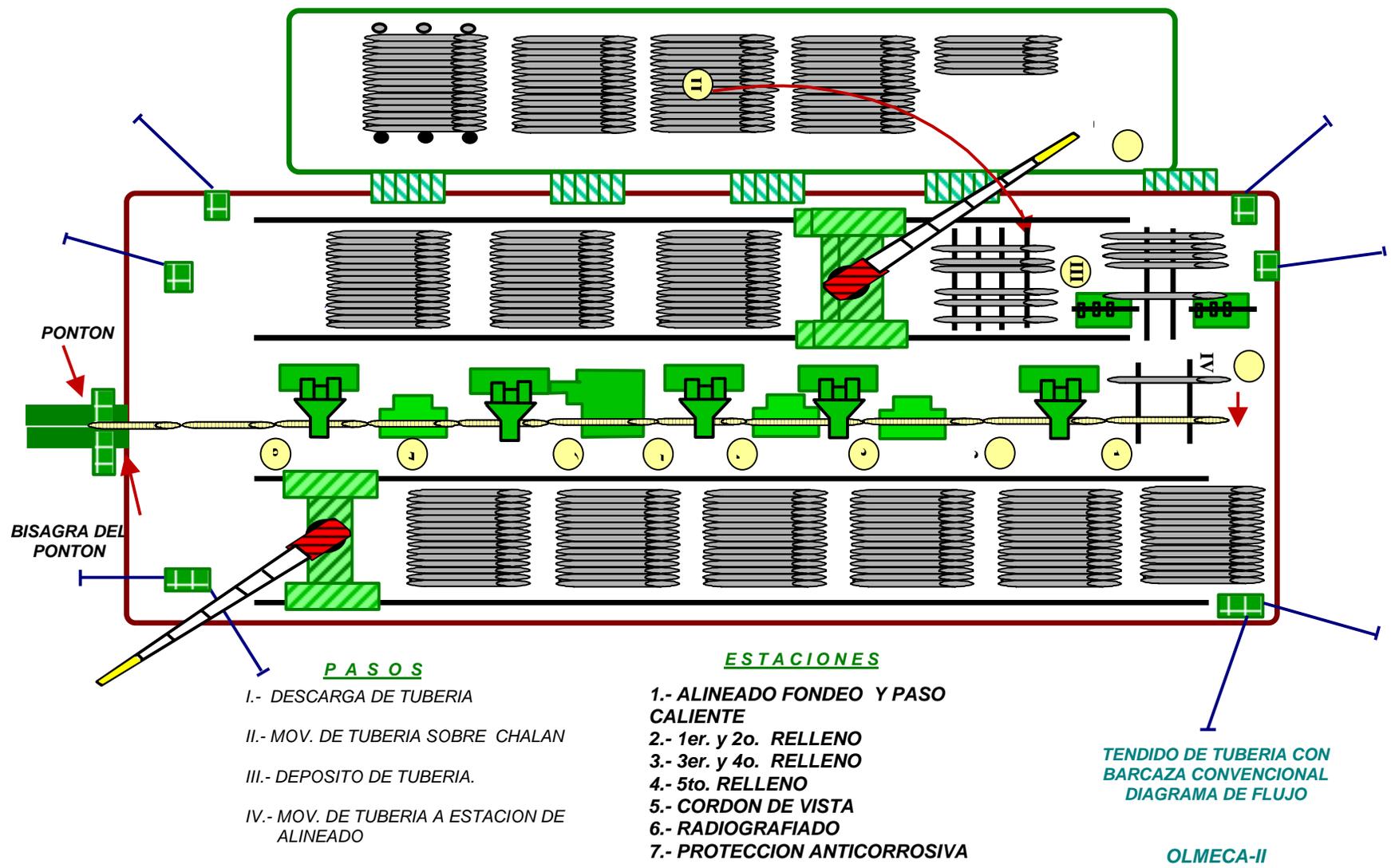
La restricción de estas barcazas de tendido con relación a la profundidad a las cuales se puede tender se ven gobernadas por los siguientes factores:

1. Capacidad de los sistemas de anclaje.
2. Tamaño del stinger.
3. Capacidad de los Tensionadores.
4. Diámetro y espesor de la tubería.
5. Peso del lastrado de la tubería.

En función de lo anterior se hace necesario el análisis de tendido de la tubería por estas embarcaciones de tendido por el método clásico de tendido de tubería.

DIMENSIONES DE BARCAZA

ESLORA..... 128.00 Mts.
MANGA..... 36.50 Mts.
CALADO..... 5.49 Mts.



- PASOS**
- I.- DESCARGA DE TUBERIA
 - II.- MOV. DE TUBERIA SOBRE CHALAN
 - III.- DEPOSITO DE TUBERIA.
 - IV.- MOV. DE TUBERIA A ESTACION DE ALINEADO

- ESTACIONES**
- 1.- ALINEADO FONDEO Y PASO CALIENTE
 - 2.- 1er. y 2o. RELLENO
 - 3.- 3er. y 4o. RELLENO
 - 4.- 5to. RELLENO
 - 5.- CORDON DE VISTA
 - 6.- RADIOGRAFIADO
 - 7.- PROTECCION ANTICORROSIVA

Diagrama No. 4 Localización física de una barcaza de tendido de tubería

- **Análisis de tendido de tubería**

Se procederá primero al análisis de la curva de la región superior, la cual se controla por el posicionamiento de los apoyos de la rampa y por el control del apoyo del stinger. Por lo que se considerara el radio de curvatura desde la rampa de lanzamiento hasta la parte final del stinger, tomando en cuenta que el esfuerzo máximo de flexión en la tubería no rebase el 85% del SMYS:

La deformación por flexión se da por:

$$\varepsilon = \frac{D}{2 R}$$

donde D = diámetro exterior de acero del tubo; m.

R = radio de curvatura de la flexión superior de la curva "S".

El esfuerzo flexionante axial es:

$$\delta = \frac{ED}{2 R}$$

E = Modulo de elasticidad = 30×10^6 psi.

Por lo tanto el radio mínimo de la curva superior de S puede seleccionarse de:

$$R = \frac{ED}{2 \delta DF}$$

donde : δ = Esfuerzo permisible mínimo especificado (SMYS), del tubo.

DF = Factor de diseño.

El análisis supone que la tubería tiene un radio de flexión uniforme sobre la rampa de lanzamiento y de los apoyos del stinger y en realidad, el tubo se flexiona mas sobre los apoyos que entre estos y el esfuerzo sobre la curva superior se incrementa en los apoyos y disminuye entre los apoyos.

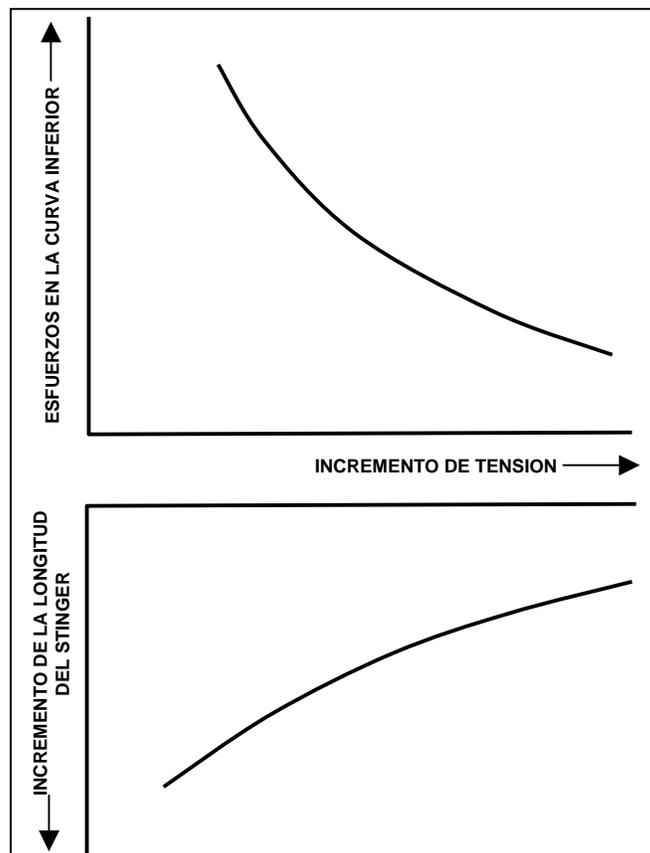
Actualmente existen programas de computadora con métodos perfectamente elaborados para los análisis en la curva superior, en estos casos se usa un criterio de diseño menos conservativo para determinar la mínima curva en la curva superior. En algunos casos se permite que el tubo exceda el esfuerzo permisible en la curva superior y que se utilicen

critérios de deformación (hasta que sean controladas las deflexiones), en lugar de criterios de esfuerzo-limite.

El análisis de esfuerzos realizados en la curva inferior, nos sirve para determinar la tensión así como la longitud requerida del stinger y así asegurar el tendido de posibles riesgos. El continuo control de la tubería suspendida durante el tendido, es uno de los aspectos más importantes durante la instalación.

Una falla o un mal funcionamiento de algunas de las partes descritas hasta aquí conduce a fallas catastróficas con los consabidos costo por material, tiempo barco, mano de obra y atrasos en el proyecto.

Por lo general la tensión más alta, se obtiene con el uso del stinger más corto. A continuación se observan dos gráficas en donde se obtienen esfuerzos de la tubería en la curva inferior y longitudes requeridas del stinger contra la tensión aplicada, estas gráficas se usan para determinar los cambios en la tensión y la longitud del stinger, ver gráfica No. 1



Gráfica No. 1 Tensión y variaciones del stinger.

Existen muchos métodos para analizar los esfuerzos en la curva inferior de la configuración S, esto se presentan en la tabla No. 135 a continuación con sus respectivas restricciones en su uso:

METODO	APLICACIONES	CONDICIONES DE FRONTERA	VALIDEZ
TEORIA LINEAL DE LA VIGA	AGUAS BAJAS	SATISFACTORIAS	DEFLEXIONES PEQUEÑAS
TEORIA NO LINEAL	A TODAS PROFUNDIDADES	SATISFACTORIAS	GENERAL
CATENARIA NATURAL	AGUAS PROFUNDAS	NO SATISFACTORIAS	
CATENARIA RIGIDIZADA	AGUAS PROFUNDAS	SATISFACTORIAS	RIGIDEZ PEQUEÑA
ELEMENTO FINITO	A TODAS PROFUNDIDADES	SATISFACTORIAS	GENERAL

Tabla No. 135 Método de análisis de tendido de tuberías (esfuerzos en la curva inferior).

Generalmente el método de la viga nos proporciona resultados aceptables en aguas someras, mientras que los métodos de la catenaria y catenaria rigidizada nos proporciona resultados adecuados en aguas profundas. Los métodos de la viga no lineal y del elemento finito nos muestran resultados precisos en todas las profundidades de agua.

• **Método lineal de la viga (deflexiones pequeñas)**

En este método, el espacio suspendido de tubería en la curva inferior toma como un segmento de viga, como se muestra en la gráfica No. 2 Sin embargo, las deflexiones se

consideran pequeñas. $\frac{dy}{dx} \ll 1$

la ecuación de flexión es:

$$-q = EI \frac{d^4 y}{dx^4} - T_0 \frac{d^2 y}{dx^2}$$

donde:

q = Peso sumergido unitario del tubo. lbs/pie.

EI = Rigidez flexionante del tubo, lb/pie².

To = Tensión efectiva mas baja del tubo, lbs.

Condiciones de frontera:

$$Y(0) = 0$$

$$\frac{dy}{dx}(0) = 0 \text{ (pendiente del fondo).}$$

$$\frac{d^2 y}{dx^2}(0)=0$$

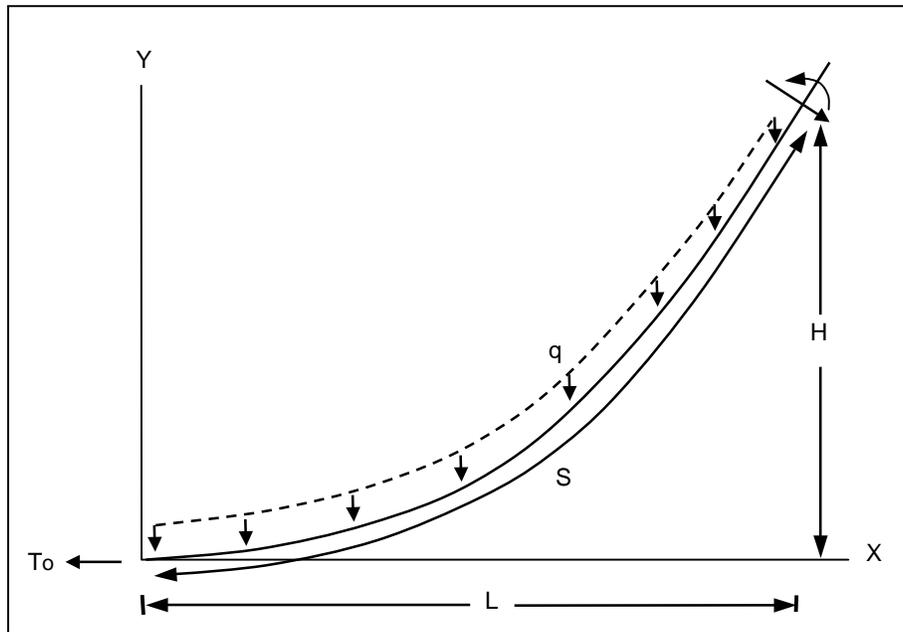
$$y(L) = H$$

$$EI \frac{d^2 y}{dx^2}(L) = M$$

(M = 0, en el punto de flexión.)

NOTA: T = To + qH

Esta teoría se aplica únicamente en deflexiones pequeñas así como en agua bajas.



Gráfica No. 2 F.B.D. de la deformación.

- **Método de la catenaria rigidizada**

Este método es diferente del de la catenaria natural en la que las condiciones de frontera se satisfacen. Este método, la ecuación diferencial de la viga no lineal se soluciona asintóticamente; pero se supone que el término adimensional (α^2), es muy pequeño.

$$\alpha^2 = \frac{EI}{qS^3} \quad (1)$$

donde: S = Longitud del claro de la configuración S de la tubería (longitudinal característica).

Esta teoría nos proporciona resultados precisos de la configuración de la tubería, incluyendo regiones de la tubería cercana a los extremos. Sin embargo, la teoría se puede aplicar cuando la rigidez del tubo sea pequeña o cuando tengamos aguas profundas.

- **Esfuerzos en tuberías durante su tendido**

A medida que los procesos de exploración y perforación se realizan en aguas mas profundas, es un problema que cada vez se vuelve mas critico, lo que exige se vayan perfeccionando los diseños de tendido de tuberías así como el equipo de trabajo.

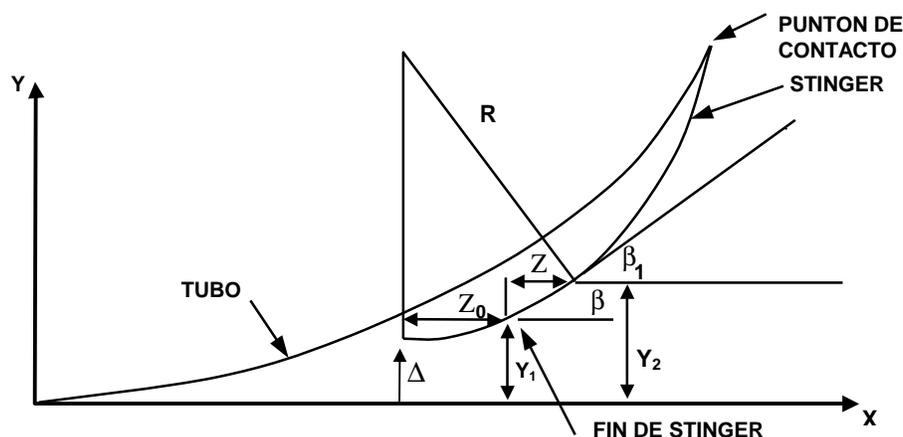
El radio mínimo de curvatura, es el factor mas importante que se debe considerar para asegurar el éxito en la construcción de tuberías en aguas profundas, también es esencial determinar los esfuerzos flexionantes.

Estos esfuerzos dependen del revestimiento de concreto en la rigidez flexionante del tubo entre las juntas de campo y de la geometría del stinger y su relación con el fondo del mar.

- **Efectos del concreto**

Los efectos del concreto en la rigidez flexionante durante el tendido, la tubería tiene dos rigideces. A lo largo de la junta, el recubrimiento de concreto aun esta liquido y no contribuye a la rigidez del tubo. Sin embargo, en una parte del tubo el recubrimiento ya se solidifico y por lo tanto se incrementa la rigidez. Para determinar este incremento se supone un concreto reforzado.

El concreto no lleva a la tensión y por lo tanto el eje neutro cambiara hacia el lado de la compresión. La discontinuidad en la rigidez entre la longitud revestida y la longitud de la junta produce dificultad en el análisis de tendido de tubería.



Gráfica No. 3 Geometría del stinger y tubería sin apoyo.

- **Análisis del problema.**

En la practica, la curva del stinger se controla, variando la flotación de las secciones. Para propósitos del análisis, el stinger se considera como un arco circular de radio R hasta hacer contacto con el tubo. La geometría del Stinger debe ser independiente de x y se desconoce desde el origen, donde el tubo toca fondo gráfica No. 3 y se determina como sigue:

$$(R - Y_s + \Delta)^2 + (Z_o + Z)^2 = R^2$$

$$R^2 - 2R(Y_s - \Delta) + (Y_s - \Delta)^2 = R^2 - (Z_o - Z)^2$$

$$(Y_s - \Delta) \left[1 - \frac{Y_s - \Delta}{2R} \right] = \frac{(Z_o + Z)^2}{2R}$$

$$Y_s - \Delta = \frac{(Z_o + Z)^2}{2R}$$

también:

$$\text{Sen } \beta_s = \frac{Z_o + Z}{R}$$

Para $Z = 0$, $\beta_s = \beta$

$$\text{Sen } \beta_s = \frac{Z_o}{R}$$

Si se suponen pendientes pequeñas:

$$\beta = \frac{Z_o}{R}$$

$y = y_1$ cuando $Z = 0$ ó $y_1 - \Delta = Z_o^2/2R$.

De (1),

$$\Delta = y_1 - \beta^2 R/2$$

De esta manera Δ , se conoce por y_1 , β y R ; y estas se pueden conocer a través de:

$$\beta_s = \sqrt{\frac{2}{R}(Y_s - Y_1) + \beta^2}$$

La curva del stinger en cualquier punto es $1/R$, y su posición es independiente de x y dependiente de y_1 , β y R .

Las condiciones de frontera del stinger no es un problema tan sencillo, los resultados muestran que el tubo debe girar sobre los extremos del stinger, sin embargo existe otro problema en el que se piensa que la altura del tubo, su pendiente y curvatura se hacen para que entren en contacto con el stinger, no hay seguridad de que esto sucederá, sin embargo,

esto no afecta a los resultados presentados aquí; pero si podría tenerse efectos en los esfuerzos del tubo, cuando exista contacto intermitente con el stinger, sin embargo, ningún tubo debe ser menor en radio de curvatura que los del stinger, tal que si el radio de curvatura del stinger proporciona seguridad en los esfuerzos del tubo, estos en contacto intermitente serán seguros.

El cuerpo libre de cualquier sección se muestra en la gráfica No. 4 en donde se representa el peso de flotación por pie. La ecuación de deflexión de N secciones es:

$$E_n I_n Y_n'' = M(X_n)$$

Integrando:

$$Y_n' = Y_n'(X_n = 0) + \frac{l}{E_n I_n} \left(M_n X_n + \frac{R_n X_n^2}{2} - \frac{W X_n^3}{6} \right)$$

y

$$Y_n = Y_n(X_n = 0) + Y_n'(X_n = 0) X_n + \frac{l}{E_n I_n} \left(M_n \frac{X_n^2}{2} + \frac{R_n X_n^3}{6} - \frac{W X_n^4}{24} \right)$$

aplicando condiciones de continuidad:

$$Y_n(X_n = l_n) = Y_{n+1}(X_{n+1} = 0)$$

$$Y_n'(X_n = l_n) = Y_{n+1}'(X_{n+1} = 0)$$

nos da:

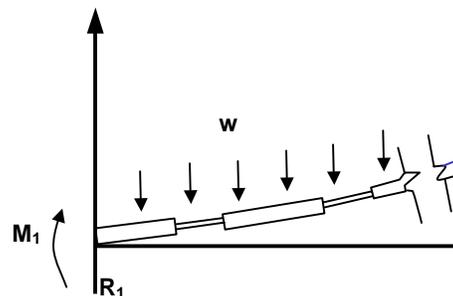
$$Y_n(l_n) + Y_n'(X_n = 0) l_n + \frac{1}{E_n I_n} \left[M_n l_n + \frac{l_n^2}{2} + \frac{R_n l_n^3}{6} + \frac{W l_n^4}{24} \right] = (Y_{n+1})$$

$$Y_n'(X_n = 0) + \frac{1}{E_n I_n} \left[M_n l_n + \frac{R_n l_n^2}{2} + \frac{W l_n^3}{6} \right] = (Y_{n+1})'$$

Estas condiciones deberán satisfacer cada cambio de rigidez flexionante. Las condiciones de frontera en $X=0$ son $y_1=0$ y $y_1'=0$.

El promedio de $E_1 I_1$ se determina:

$$E_1 I_1 = \frac{E_1 \text{ combinado} \cdot 1 \text{ combinada} + E_1 \text{ prom} \cdot 1 \text{ junta.}}{1 \text{ combinada} + 1 \text{ junta}}$$



Gráfica No. 4 Representación del peso de flotación/pie

4.1.6 INSTALACIÓN DE ELEMENTOS

Los elementos que fueron prefabricados en patios de fabricación en tierra o chalanes acoderados en la barcaza y que están listos para su instalación los cuales se instalarán de la siguiente manera:

- a) Alineamiento fino del extremo de la tubería tendida con respecto al alineamiento de proyecto para llegar a la pierna de plataforma
- b) Colocación de abrazadera de curva de expansión.
- c) Izaje del extremo de tubería a superficie y empate de línea regular con curva de expansión.
- d) Descenso de línea regular y curva de expansión, incluyendo colocación dentro de su abrazadera y cierre.
- e) Colocación de abrazaderas para ducto ascendente.
- f) Instalación, cierre y apriete de espárragos en bridas de unión entre curva de expansión y ducto ascendente.
- g) Cierre de abrazaderas del ducto ascendente.
- h) Instalación de abrazadera fija.
- i) Instalación del cuello de ganso
- j) Instalación de trampas de diablos.
- k) Instalación de soportería.
- l) Instalación de interconexiones.
- m) Instalación de equipos y accesorios.

Lo anterior deberá ser realizado de acuerdo a procedimientos de instalación y a una programación perfectamente planeada, para no interferirse entre las actividades, ya que en algunos casos estas actividades pueden ser realizadas simultáneamente.

4.1.7 INSTALACIÓN EN PLATAFORMAS

Toda instalación sobre la cubierta de plataforma que puede ser tubería, válvulas, accesorios, instrumentación, control, medición, etc.. Todas estas operaciones deberán ser realizadas y coordinadas por personal de construcción, operación y seguridad para el buen desempeño y terminación de los trabajos.

4.1.7.1 Interconexión e instalación de equipo en plataforma

Para la interconexión de elementos, independientemente del método que se utilice, este debe cumplir con los requerimientos de la ingeniería del proyecto, así como a lo indicado en los procedimientos aprobados y certificados que apliquen; en el caso de que se tengan que retirar barandales, rejillas o cualquier objeto que obstruya la correcta y adecuada interconexión de elementos con la línea de proceso en operación, la contratista deberá restituir todo aquello que haya retirado o dañado, además que toda actividad deberá realizarla, dentro del marco normativo en materia de seguridad y protección ambiental, para garantizar que las instalaciones no sufran daños ni retraso en el programa de construcción, cuidando además el medio ambiente y el entorno ecológico.

4.1.7.2 Interconexiones sobre cubierta de plataformas.

Los trabajos de interconexión sobre cubierta de plataforma o submarinas, pueden darse entre dos puntos bridados, uno bridado y otro soldado, dos puntos soldados o mediante dos uniones mecánicas, para sacar o incorporar la producción a un ducto nuevo, mediante un corte en caliente (hot- tapping) en una línea en operación o en frío para el caso de líneas nuevas o fuera de operación. Se debe contar con procedimientos certificados, permisos para trabajos con riesgo debidamente aprobados.

Las interconexiones con válvulas en líneas en operación, deben quedar comaleadas y candadeadas con anuncios (marbetes) para evitar su operación antes de la terminación de los trabajos de construcción y solo su apertura solo será por personal de operación debidamente autorizado. Por su forma dimensiones, posición altura de la interconexión se requerirá equipo de apoyo como grúas, winches, malacates, tirfor, pastecas, torquímetros, maquinas de soldar, equipos de corte, andamios, etc.

En el caso de interconexión submarinas, equipo de buceo apropiado a la profundidad además de pescantes, hand jet, pescantes compresores, fuente de poder, torquímetros, equipos de corte y herramienta manual.

4.1.7.3 Interconexión en línea nueva

Se consideran interconexiones a todos los arreglos de tubería que aparezcan después de la válvula de seccionamiento (lado producción) en una trampa de diablos y que se integra a los cabezales de producción, grupo o a otras trampas, a separadores, quemadores, equipos de bombeo y compresión, a paquetes de regulación, endulzadoras, equipos de

medición, para el caso de interconexiones sobre cubierta aplicara la norma ASME B-31.3 en lo referente a la soldadura.

Se consideraran interconexiones submarinas cuando las actividades que se realicen por debajo de el nivel medio del mar: En el extremo de la línea regular ó un disparo previamente dejado en otra línea, o mediante la realización de hot-taping cuando la tubería esta en operación; la interconexión del extremo de la línea regular a un cabezal submarino, etc.

Previo a la instalación e interconexión se deberá realizar una metrología del perfil del lecho marino y de ser necesario se debe chiflonear y emparejar el área o rellenar con costales con arena-cemento, bolsacretos o colchacretos y evitar esfuerzos adicionales durante la interconexión. Invariablemente el apriete de espárragos deberá realizarse mediante el procedimiento que garantice control del mismo cuando el empate final se realice mediante bridas, conectores, rotulas etc.,

4.1.7.4 Interconexión en línea de proceso en operación

La interconexión de elementos que por su seguridad se requiera establecer un programa de actividades específico, este se hará conjuntamente con el personal responsable de la plataforma, de seguridad industrial, la contratista y la supervisión de PEMEX, con el fin de establecer los criterios y acuerdos a seguir en base al reglamento de Seguridad Industrial y Protección Ambiental.

La intervención de líneas de conducción operando, mediante cortes en caliente (hot tapping) cuando no se tiene opción de derivar el flujo por tuberías alternas sin suspender operaciones, es una alternativa viable siempre y cuando se tomen las medidas de seguridad necesarias y con el personal capacitado de cada una de las áreas involucradas de operaciones y seguridad industrial que tienen a su cargo la operación del ducto, la compañía contratista y la supervisión, responsable de la construcción elaboraran un plan de contingencia que abarque las actividades previas durante y posteriores al evento para mantener un control sobre las operaciones de construcción.

Como primera etapa y previo al corte se deberá localizar y verificar el área y realizar inspecciones con pruebas no destructivas para determinar el espesor remanente, posibles laminaciones, ovalamiento en la tubería, dureza, posición de la costura longitudinal, distancia al accesorio mas cercano, temperatura de servicio, características del servicio, gasto, presión de operación y accesibilidad para el equipo de corte.

Los materiales a emplear como tees bipartidas, bridas, válvulas, tees mecánicas, tuberías y equipos como maquinas de soldar, torquímetros, fuentes de poder, maquinas de corte, procedimientos certificados, plan de contingencia, permisos para trabajos con riesgo deben estar disponibles en el área de trabajo.

Para el caso en el que la costura longitudinal en la tubería en operación obstruya durante la alineación de las tees soldables estas serán removidas con esmeril cuidando de no provocar quemaduras o bajos espesores.

El alineamiento de las tees bipartidas o mecánicas con la brida y válvula debe realizarse con apoyo de grúas, winches, malacates, marcos, alienadores y esta deberá quedar en posición de acuerdo a la ingeniería de proyecto; la separación de los biseles y el hombro de la soldadura para el caso de las tees bipartidas soldables lo establecerá el procedimiento de soldadura a utilizar, las costuras longitudinales deberán ser soldadas primero procurando contar con material de respaldo del mismo material para evitar tener contacto con la tubería en operación, posterior a la costura longitudinal se debe proceder a realizar las soldaduras perimetrales todo de acuerdo al procedimiento de soldadura aprobado y certificado.

Todos los equipos como actuadores, centrales hidráulicas, bancos de nitrógeno, fuentes de energía por medio de celdas fotovoltaicas, depuradores de gas, sistema de inyección de inhibidores de corrosión, separadores, quemadores, medidores de flujo, paquetes de regulación y trampas de diablos deberán contar con toda la documentación de cada uno de los materiales que lo integran así como los procedimientos de soldadura empleados, reportes de inspección de pruebas no destructivas, reportes de tratamientos térmicos y para el caso de recipientes a presión, gráficas de prueba hidrostática y en equipos las pruebas FAT, pedimentos de importación, documentos de liberación del certificador.

4.1.8 DRAGADO ENTERRADO Y ACOLCHONAMIENTO DE LA LÍNEA REGULAR.

El dragado, enterrado, acolchonamiento y recubrimiento o tapado de tuberías submarinas se realizarán de acuerdo a los resultados emitidos por los estudios geofísicos, geotécnicos y de estabilidad hidrodinámica, cruce por zonas con proyectos para desarrollos futuros como instalación de plataformas, complejos ductos, monoboyas etc.; así como el cruce por áreas especiales como lo son los arribos o aproximaciones a la costa, cruce con canales de navegación.

Previo al inicio del dragado el equipo debe probarse en un área libre de tuberías para calibrar bombas, compresores, sistema de detección de profundidades, dinamómetros de cargas laterales y de arrastre, ajuste al diámetro de la tubería a dragar, presión de descarga de las bombas, compresores, velocidad de avance, sistema de posicionamiento GPS, anclas y cables deberán garantizar estabilidad de la embarcación cuando el arado se encuentre posicionado sobre la tubería, agotadas todas las pruebas fuera del área de tuberías y siendo satisfactorias todas ellas, la embarcación debe transitar y tomar posición en el área preestablecida, localizar la tubería y guiar el arado con buzos y sonar sobre la tubería calibrando profundidades, confirmando el tipo de suelo de manera continua mediante el sonar, y de forma periódica mediante el buceo profundidad de la zanja de acuerdo a lo establecido por la ingeniería del proyecto.

Se debe llevar un registro de todos los acontecimientos que se realizan en el dragado de la línea regular, incluyendo al equipo, instrumentos y personal que interviene, para tener constancia documental de esta actividad.

En caso de existir cruzamiento con ductos existentes o disparos submarinos durante el dragado de la línea regular, estos se deben evitar y tomar en cuenta para hacer las transiciones establecidas por la ingeniería del proyecto, continuándose con el dragado hasta su terminación.

La cobertura mínima requerida a lo largo de la línea regular será de 91Cm. (3 Pies), en el caso de aproximaciones a plataformas o cruces, la transición para lograr la profundidad deseada estará de acuerdo al diámetro, espesor y grado de la tubería especificado en la ingeniería del proyecto.

Para el caso de áreas donde el evento de fondeo de anclas sea frecuente como es el caso de los complejos y plataformas de perforación la cobertura mínima en las tuberías será de 2.10 Mts. (7ft) en todas las aproximaciones de tuberías en un radio de 1500 metros de la plataforma en mención. Para proteger las tuberías por rozaduras de cables de ancla.

La cobertura en aproximaciones a la costa estará establecida por los estudios geofísicos, geotécnicos y de estabilidad hidrodinámica y acciones de corrientes de la zona en mención que para el caso no deberá ser menor a 4 Metros al arribo en playa y en tirantes de agua menores a 10 Metros de profundidad, protegiendo y mejorando el entorno al arribo con escolleras artificiales de sandtiners, colchacretos, dados de concreto o roca natural.

4.1.8.1 Equipo de dragado

Los equipos de dragado utilizados y propuestos en una obra determinada deberán seleccionarse de acuerdo del tipo de suelo a dragar, profundidad de la zanja, avance y rendimiento esperado así como la disponibilidad, costo y/o renta del equipo.

Para el caso de aproximaciones a la costa estos pueden realizarse por medio de dragas de succión y almeja. Siendo esta ultima la más eficiente. Montada en chalanes y posesionándose con tres anclas en profundidades de 20 Metros de tirante. Esta actividad se apoya con equipo de posicionamiento GPS y alguna estación de apoyo en playa y remolcadores de poco calado o fondo plano que permita aproximaciones a la costa, equipo de buceo y eco sonda.

Los dragados de canales para aproximaciones a la costa sirven de acceso a las embarcaciones de tendido que toman posición lo más cercano a la costa y desde donde se lanza la tubería flotada a la playa tirada por winches en la costa. Posterior al lanzamiento de tubería y retiro de flotadores se realizara el tapado de la tubería con el mismo material.

El plan de calidad aprobado establecerá los puntos de inspección, para corroborar las profundidades, uniformidad de la zanja, realizando la inspección en el arado a 3 tramos atrás cuando la tubería este llena de agua y 5 tramos atrás del mismo cuando la tubería este vacía, confirmando la profundidad de la zanja, profundidad del lomo del tubo y del lecho

natural, si se esta removiendo el material bajo la tubería y si no se esta dañando el lastre o recubrimiento anticorrosivo.

En el caso de que no se este dando la cobertura requerida se deberá relocalizar el arado con apoyo de buceó hasta la estación que se confirme dragado dentro de norma.

El dragado de la línea regular puede realizarse previo durante o posterior al tendido, dependiendo del tipo de draga a utilizar; en cualquiera de los casos la compañía contratista será responsable de garantizar un adecuado posicionamiento y control del equipo que permita salvaguardar la integridad de las instalaciones existentes, operando fuera de servicio o en construcción. Esto nos obliga a emplear equipos de dragado con un sofisticado grado de control para establecer las coberturas mínimas requeridas con el mínimo riesgo para las instalaciones existentes.

4.1.8.2 Acolchonamiento de cruces de líneas y disparos submarinos

El acolchonamiento de cruces de ductos y disparos submarinos que por diseño de la ingeniería se presenten en la construcción de un proyecto, deberán ser protegidos mediante la colocación de sacos de arena/cemento, formando un colchón que los aisle de cualquier contacto metálico que pueda inducir el proceso de corrosión de la tubería y/o accesorios del ducto submarino. Con esta acción se garantiza que el ducto cumpla con el tiempo de vida para el cual fue diseñado.

El acolchonamiento se debe realizar conforme a lo indicado en los procedimientos aprobados y certificados que apliquen, respetando las especificaciones que señala la ingeniería del proyecto, así como a las recomendaciones del API RP-1111 sección V inciso 5.3.2.3.

El cruzamiento de tuberías con otras existentes es un trabajo especial que requiere una atención especial para:

- Evitar tener contacto entre las tuberías existentes y en construcción, colapsandose por aplastamiento o abolladura.
- Evitar fugas de protección catódica por contacto directo y/o proximidad de las dos tuberías mismos que aceleraría el proceso de corrosión.
- Por la complejidad de cada cruce al tener tuberías existentes en superficie, semienterradas, al ras con el lecho marino, enterradas o muy próximas existirán

diferentes modalidades de cruces que en cualquiera de los casos requerirá una memoria de cálculo para determinar el radio de curvatura y no provocar corrosión acelerada por esfuerzos concentrados.

- En el caso de los cruces sobre el lecho marino se deberá contar con el estudio de estabilidad hidrodinámica y la acción de socavamientos por corrientes y o vórtices.

En cualquiera de los casos el constructor deberá apegarse a la ingeniería del proyecto, localizándose estos cruces posteriores, durante o previos al tendido e instalando los materiales que para el caso hayan sido aprobados por la firma de ingeniería y los cuales pudiesen ser costales con arena-cemento, colchacretos, u otros materiales que hayan probado su efectividad en el mercado con pruebas de carga, impacto y durabilidad en el medio salino. La separación mínima entre tuberías será de 3ft.

En el caso de que la tubería existente a cruzar sea de construcción reciente menos de 5 años y se cuente con evaluaciones de estado que guarda por medio de la corrida de diablos instrumentados se propondrá dragar esta a una profundidad mayor con acuerdo del área operativa para evitar realizar cruzamientos sobre el lecho marino que en áreas con frecuentes fondeo de anclas pudiesen ser removidos o desplazados por movimientos laterales de los cables de anclas

4.1.8.3 Secuencia para Acolchonamientos.

Al aproximarse la embarcación (draga) en operación a 100 Mts. del cruce debe reducirse la velocidad del dragado alertando por los sistemas de seguridad que registren sobre tensiones, equipo de sonar y GPS. a 50 Mts. del cruce el dragado debe suspenderse hasta que con el equipo de buceo y sonar sea localizada y boyada la tubería existente.

Se reanudara el dragado hasta 10 Mts. del cruce con apoyo constante de buceo, suspendiéndose izando el arado desplazándolo y nuevamente posicionándolo posterior al cruce debiendo realizar las transiciones necesarias hasta llegar a la cobertura requerida.

El afine en el área de cruce se realizara con chiflón de mano hasta descubrir estratos firmes, tomando vídeo previo durante y posteriores a la colocación de costales con arena-cemento y/o colchacretos u otros materiales; de ser necesaria la tubería superior deberá ser estrobada y suspendida a través de los pescantes de la barcaza equipados con dinamómetros y profundímetros que servirán de apoyo para dar la curvatura deseada.

Las operaciones de acolchonamiento para disparos submarinos son similares a lo descrito anteriormente y deberá cumplir con los requerimientos establecidos en la ingeniería del proyecto.

4.1.9 PRUEBA HIDROSTÁTICA Y LIMPIEZA DE DUCTOS SUBMARINOS E INTERCONEXIONES.

Las pruebas hidrostática de todos los elementos que conforman un sistema de transporte de hidrocarburos líquidos y gaseosos como son la línea regular, curva de expansión, ducto ascendente, cuello de ganso y trampa de diablos. Sobre cubierta de plataformas interconexión de trampas de diablos a cabezales de producción y prueba, tanques de balance, separadores, paquetes de regulación y medición, depuradores de gas, sistemas de drenajes y conexión a quemadores, cabezales de succión y de descarga de sistemas de bombeo y compresión deben ser probados previamente a su puesta en operación, con el propósito de garantizar su funcionamiento y evitar fallas que pongan en riesgo al personal e instalaciones.

Los criterios de aplicación para las pruebas hidrostática son las que establecen en el Reglamento de Trabajos Petroleros. El tiempo de duración de la prueba hidrostática para el caso de gasoductos y/o oleogasoductos marinos será de 24 horas, desde el momento de alcanzar la presión de prueba y el estabilizado de la misma. Para el caso de pruebas hidrostática se muestra en la tabla No. 136 de acuerdo al tipo de instalación y especificación aplicable en interconexiones se dan los siguientes tiempos de prueba.

TIPO DE INSTALACION	ESPECIFICACION APLICABLE	TIEMPO DE PRUEBA
TUBERIA Y CONEXION DENTRO DE PLANTAS, CUBIERTAS DE PLATAFORMAS, ESTACIONES DE COMPRESION, SEPARACION, ETC.	ASME B31.3 "TUBERIAS DENTRO DE PLANTAS QUIMICAS Y REFINERIAS" (DENTRO DE PLANTA)	10 MINUTOS MINIMO.
TUBERIA DE LINEA REGULAR TERRESTRE O MARINA.	CID-NOR-N-SI-0001, 14/AGOSTO/98. "REQUERIMIENTOS MINIMOS DE SEGURIDAD". (LIQUIDO Y GAS) REF. ASME B31.4 "SISTEMA DE TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS Y GAS LP". ASME B31.8 "SISTEMA DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCION DE GAS" NOM-007-SECRE-1998, 25/NOV/98. "TRANSPORTE DE GAS NATURAL" (GAS) REF. REGLAMENTO DE TRABAJOS PETROLEROS, 27/NOV/74. PEP-PHT-003, 04/SEP/94. "PRUEBA HIDROSTATICA PARA SISTEMAS DE TUBERIAS TERRESTRES". PEP-PH-001, JUN/94. "PRUEBA HIDROSTATICA PARA SISTEMA DE TUBERIAS COSTA AFUERA" (LIQUIDO Y GAS) REF. REGLAMENTO DE TRABAJOS PETROLEROS, 27/NOV/74.	REFIERE A LOS ASME M31.4 Y B31.8 4 HRS. MINIMO TUB. TERRESTRE: 2 HRS. MINIMO TUB. COSTA AFUERA: 8 HRS. MINIMO TUB. PREFABRICADA: 2 HRS. MINIMO 8 HRS. MINIMO 4 HRS. MINIMO PARA TUBERIA Y SECCIONES PREFABRICADAS. 24 HRS. (REVISION DE REGISTROS CADA 4 HRS.) 24 HRS. (REVISION DE REGISTROS CADA 4 HRS.) 24 HRS.
TUBERIAS Y CONEXIONES DENTRO DE PLANTAS, CUBIERTA DE PLATAFORMA, ESTACION DE COMPRESION, SEPARADORES, ETC.	ES-1644, 29/SEP/95. (SOLAR TURBINES) "FABRICATION AND ERECTION OF PROCESS AND UTILITY PIPING SYSTEMS" (LIQUIDO Y GAS) (DENTRO DE PLANTA)	1 HR. MINIMO.
TUBERIA DE LINEA REGULAR	Z-692-96 "OIL AND GAS PIPELINE SYSTEMS" (LIQUIDO O GAS)	4 HRS. MINIMO (PRUEBA CON LIQUIDO) 24 HRS. MINIMO (PRUEBA CON GAS) 1 HR. MINIMO PARA TUBERIA Y SECCIONES PREFABRICADAS QUE ESTARAN EXPUESTAS AL TIEMPO DE PRUEBA

Tabla No. 136 Especificaciones particulares que deben considerarse aplicables a ductos de Petróleos Mexicanos

Como medida de seguridad el área de la interconexiones y trampas de diablos presurizados, deben ser acordonadas y señalizadas restringiendo al paso exclusivo del personal encargado de la prueba hidrostática, asegurando tener en el sistema a probar una válvula de relevo calibrada a una presión 3% mayor a la presión de prueba,.

Los equipos de medición y control como manómetros y manógrafos deben ser instalados en la parte mas elevada de la parte a probar, los cuales deben ser calibrados y certificados al igual que los medidores de flujo y termógrafos, protegiéndolos del viento, lluvia y vibraciones.

4.1.9.1 Limpieza interior de ductos submarinos

Se debe efectuar la limpieza interior del ducto para desalojar el líquido utilizado en la prueba hidrostática así como los residuos de materiales de la construcción que pudieran haber quedado dentro de la tubería, y/o interconexiones. La línea regular y/o interconexiones o sistema se desfogaran de presión y su limpieza se realizara mediante corrida de diablos con aire, descargando el producto en un chalán o embarcación cisterna en el caso de que en el llenado y/o empacado de la tubería se hubiere empleado inhibidor de corrosión o colorantes para detectar fugas.

Se correrán los diablos necesarios (poly-pigs, diablos de copas, diablos magnéticos, diablos calibradores) para eliminar el agua, lodo, escoria, electrodos y/o cualquier elemento extraño dejado dentro de la tubería durante la construcción que pudiese poner en riesgo la operación del ducto por obstruir filtros, sistemas de succión para bombas compresores.

Se deberá cuantificar el volumen de agua retirada o desplazada del ducto para lo cual se debe instalar un medidor de flujo en la o las descargas. En el caso de tuberías para su construcción se halla requerido el empleo de pigs inflables como es el caso de las soldaduras hiperbaricas se debe cerciorar la recuperación de los mismos durante la limpieza del ducto.

4.2 ENTREGA DEL DUCTO A LA RAMA OPERATIVA.

El equipo de construcción al termino de la obra deberá documentar toda la obra desde su inicio a la terminación del contrato, debiendo entregar al área operativa y la de

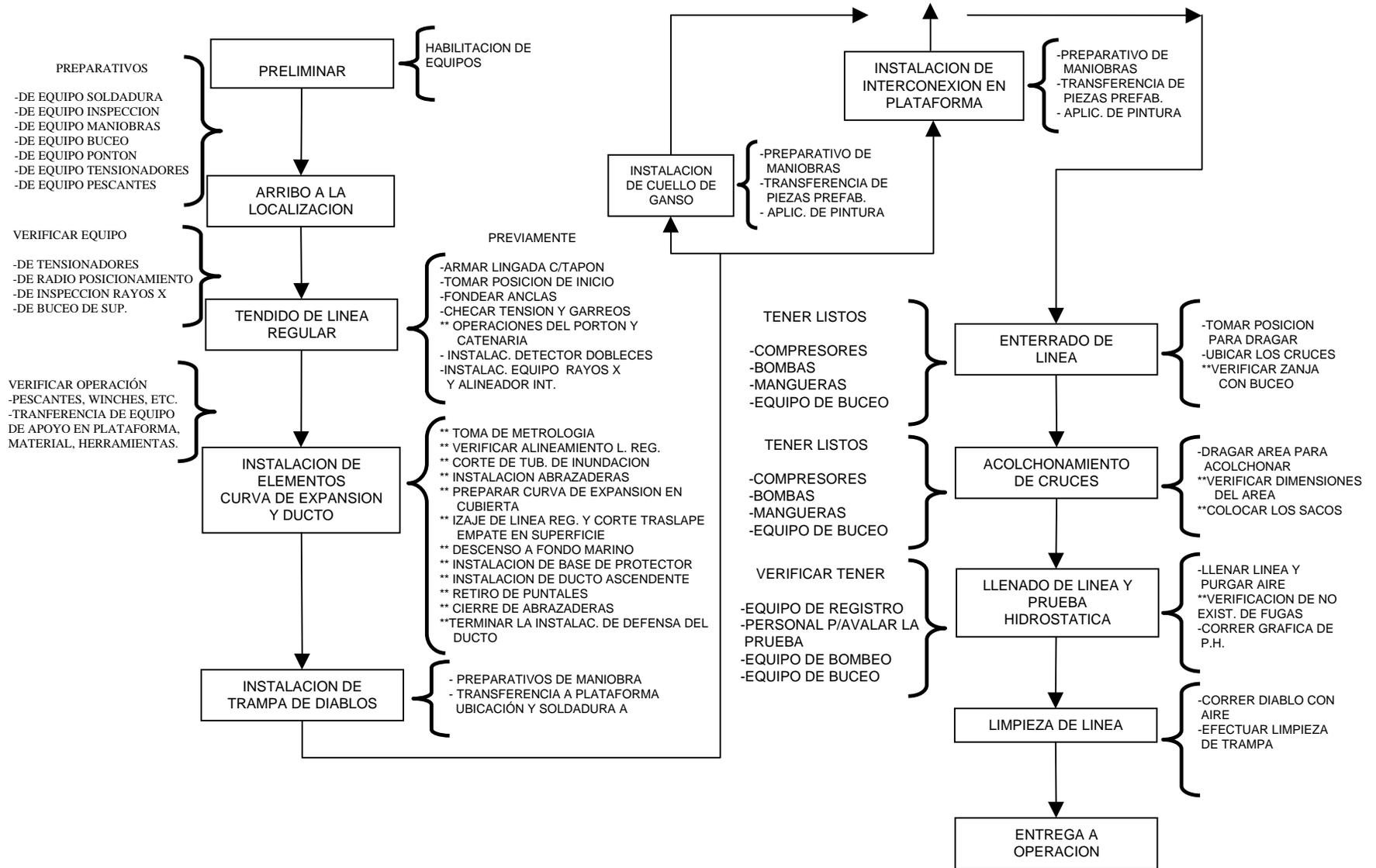
mantenimiento el manual en los documentos técnicos de la obra, esto incluye los catálogos de las piezas fabricadas por personal distinto al instalador, planos as-built definitivos, programa de mantenimiento conforme a los elementos instalados así como los certificados de calidad de los mismos.

Para las áreas administrativas se entregaran los documentos administrativos generados durante el desarrollo del contrato como son las correspondencias internas y externas, desarrollo del programa contratado contra el programa real ejecutado, balance de lo contratado contra lo realmente desarrollado, análisis financiero de la obra con las consabidas memorias de las partidas aumentadas o reducidas según sea el caso y todo para integrar el libro blanco que da transparencia a todas las operaciones realizadas durante el desarrollo del contrato.

Es conveniente que las personas que desarrollan y terminan el proyecto den un informe detallado de cómo quedaron las instalaciones comparadas contra la información de planos a fin de que las áreas de ingeniería consideren las modificaciones que se hicieron necesarias por obstrucciones o simplemente por que se encontraron mejores alternativas en beneficio de la empresa. En la actualidad esta información debe ser vaciada hacia los respaldos de maquetas electrónicas ya que permitirán realizar desarrollos de ingeniería mas verídicos y mas precisos de los que actualmente se realizan.

A continuación se describe mediante el resumen las fases de construcción así como las operaciones que se requieren realizar para el buen desarrollo de la actividad.

SECUENCIA DE ACTIVIDADES DURANTE UNA ETAPA CONSTRUCTIVA DE



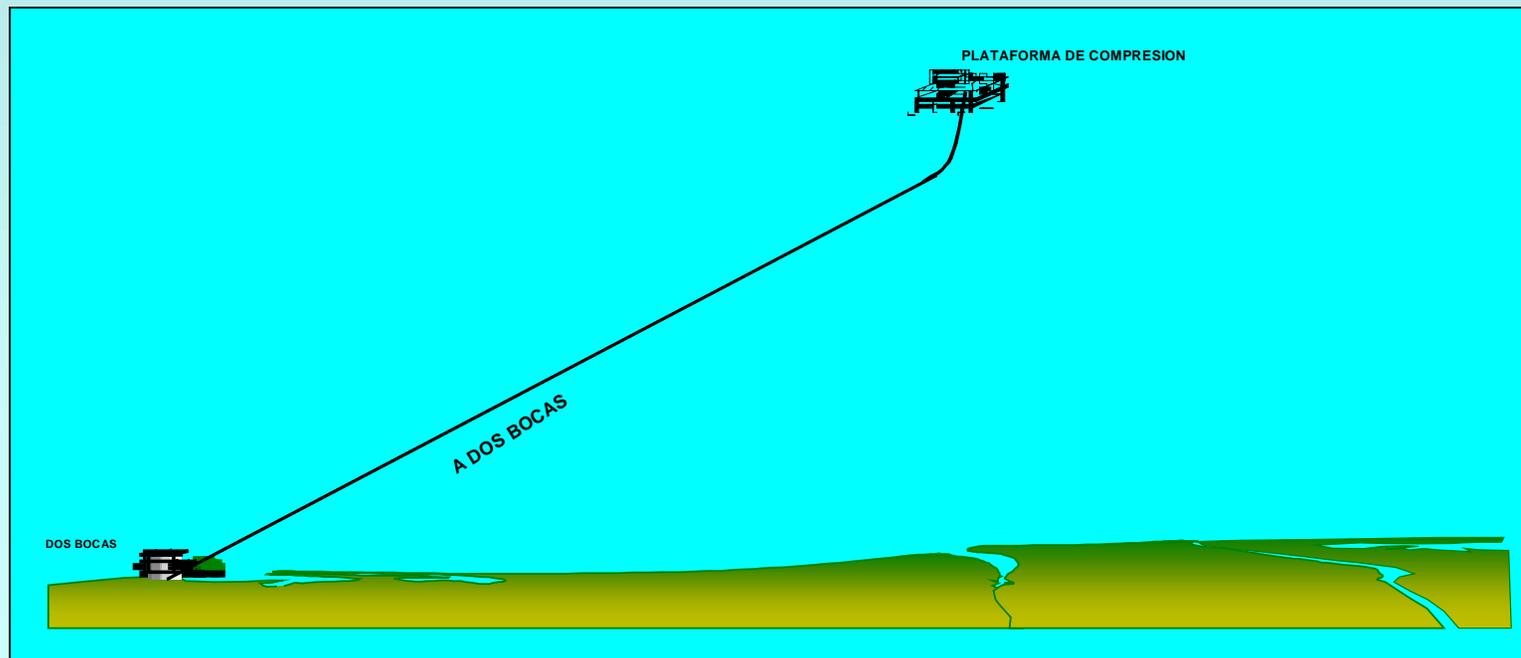
Pemex Exploración y Producción Region Marina Sureste

Coordinación Técnica Operativa

Supervisión de Construcción de Ductos Marinos

ESQUEMA DE PROYECTO

**DUCTO DE 36"Ø DE DIAM. Y 77 KM. DE LONG. DE LA
PLATAFORMA DE COMPRESION DEL COMPLEJO DE
PRODUCCION A LA TERMINAL MARITIMA DE DOS BOCAS TAB.**



Pemex Exploración y Producción Region Marina Sureste

Coordinación Técnica Operativa

Supervisión de Construcción de Ductos Marinos

PROGRAMA RESUMEN DE PROYECTO

DUCTO DE 36"Ø DE DIAM. Y 77 KM. DE LONG.

**DE LA PLATAFORMA DE COMPRESION DEL
COMPLEJO DE PRODUCCION A LA TERMINAL
MARITIMA DE DOS BOCAS TAB.**

Clave	Descripción de Actividad	Dur Orig	%	Inicio Te Temprano	Final Ter Temprano	Months											
						1	2	3	4	5	6	7	8	9			
Ducto 36"Ø de Compresión a Dos Bocas																	
+ CALENDARIO DE PROYECTO (HITOS)																	
		0	0	04-MAR-02		◆											
+ INGENIERIA CALCULO Y DISEÑO																	
		68	0	04-MAR-02	10-MAY-02		■										
+ SUMINISTRO DE MATERIALES																	
		150	0	28-MAR-02	24-AGO-02			■									
+ FABRICACION, RECUBRIMIENTO Y LASTRADO DE TUBERIA																	
		189	0	26-ABR-02	31-OCT-02				■								
+ TENDIDO Y DRAGADO DE TUBERIA LINEA REGULAR																	
		136	0	13-AGO-02	26-DIC-02												■
+ FABRICACION DE ELEMENTOS																	
		45	0	19-SEP-02	02-NOV-02												■
+ LANZAMIENTO DE TUBERIA EN TIERRA																	
		56	0	02-OCT-02	26-NOV-02												■
+ INSTALACION DE ELEMENTOS EN TERMINAL DOS BOCAS																	
		58	0	13-OCT-02	09-DIC-02												■
+ ACERCAMIENTO A LA COSTA																	
		40	0	15-NOV-02	24-DIC-02												■
+ INSTALACION DE ELEMENTOS EN PLATAFORMA																	
		24	0	27-NOV-02	20-DIC-02												■
+ PRUEBA HIDROSTATICA Y TERMINACION																	
		32	0	27-DIC-02	27-ENE-03												■

Fecha Corrida	25-FEB-02	<div style="display: flex; justify-content: space-between;"> <div style="width: 150px;"> ■ Línea Base de Proyecto ■ Barra de Avance ■ Actividad Crítica </div> <div>PEP1</div> </div>	Pemex Exploración y Producción Ducto 36"Ø de Compresión/Dos Bocas Programa Resumen de Proyecto	Hoja 1 de 1 <table border="1" style="width: 100%;"> <tr> <th>Date</th> <th>Revisión</th> <th>Revisó</th> <th>Aprobó</th> </tr> <tr> <td> </td> <td> </td> <td> </td> <td> </td> </tr> <tr> <td> </td> <td> </td> <td> </td> <td> </td> </tr> <tr> <td> </td> <td> </td> <td> </td> <td> </td> </tr> </table>	Date	Revisión	Revisó	Aprobó												
Date	Revisión	Revisó	Aprobó																	
© Primavera Systems, Inc.			C:\P3\WINP3\OUT\PRIMA																	

Pemex Exploración y Producción Region Marina Sureste

Coordinación Técnica Operativa

Supervisión de Construcción de Ductos Marinos

PROGRAMA DETALLADO DE PROYECTO

**DUCTO DE 36"Ø DE DIAM. Y 77 KM. DE LONG.
DE LA PLATAFORMA DE DEL COMPLEJO DE
PRODUCCION A LA TERMINAL MARITIMA DE
DOS BOCAS TAB.**

Clave	Descripción de Actividad de Actividad	Dur C Orig	%	Inicio Tem Temprano	Final Tem Temprano	Months																										
						1	2	3	4	5	6	7	8	9	10																	
Ducto 36"Ø de Compresión a Dos Bocas																																
CALENDARIO DE PROYECTO (HITOS)																																
D36-00100	INICIO DE PROYECTC	0	0	04-MAR-02		◆																										
INGENIERIA CALCULO Y DISEÑO																																
D36-00730	ANALISIS Y SELECCIÓN DE RUTA DEL D	14	0	04-MAR-02	17-MAR-02	■																										
D36-00720	ANALISIS DE ESTABILIDAD DEL DUCTO FONDO	14	0	18-MAR-02	31-MAR-02	■																										
D36-00750	CALCULO Y DISEÑO DE CURVA DE EXP. PLATAFORMA	10	0	18-MAR-02	27-MAR-02	■																										
D36-00850	DISEÑO Y ESPECIF. P/TRABAJOS EI ACERCAMIENTC	10	0	18-MAR-02	27-MAR-02	■																										
D36-00770	CALCULO Y DISEÑO DE DUCTO ASCENDENTE EN PLATAF	10	0	28-MAR-02	06-ABR-02	■																										
D36-00780	CALCULO Y DISEÑO DE TUBERIA P/DO BOCAS	10	0	28-MAR-02	06-ABR-02	■																										
D36-00740	ESPECIFICACION DE TUBERIA LINE. REGULAR	10	0	01-ABR-02	10-ABR-02	■																										
D36-00790	CALCULO Y DISEÑO DEFENSA / ABRAZ DUCTO ASCENC	10	0	07-ABR-02	16-ABR-02	■																										
D36-00840	DISEÑO DE SOPORTES DE TUBERIA EI TIERRA	10	0	07-ABR-02	16-ABR-02	■																										
D36-00880	LEVANTAMIENTO TOPOGRAFICO EI PLATAFORMA	10	0	07-ABR-02	16-ABR-02	■																										
D36-00810	ESPECIFICACION DE RECUB. "FBE	10	0	11-ABR-02	20-ABR-02	■																										
D36-00760	CALCULO Y DISEÑO DE CURVA DE EXP P/DOS BOCAS	10	0	17-ABR-02	26-ABR-02	■																										
D36-00820	DEFINICION Y ESPECIFIC. DE VALVULA	10	0	17-ABR-02	26-ABR-02	■																										
D36-00830	DISEÑO DE TRAMPAS DE DIABLOS ACCESORIOS	10	0	17-ABR-02	26-ABR-02	■																										
Fecha Corrida	25-FEB-02	<div style="display: flex; align-items: center;"> <div style="width: 15px; height: 10px; background-color: gray; border: 1px solid black; margin-right: 5px;"></div> Línea Base <div style="width: 15px; height: 10px; background-color: blue; border: 1px solid black; margin-right: 5px; margin-bottom: 2px;"></div> Barra de Avance <div style="width: 15px; height: 10px; background-color: red; border: 1px solid black; margin-right: 5px;"></div> Actividad Crítica </div>		PEP1	Pemex Exploración y Producción Ducto 36"Ø de Compresión/Dos Bocas Programa Detallado de Proyecto										Hoja 1 de 5	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <th style="width: 15%;">Date</th> <th style="width: 40%;">Revisión</th> <th style="width: 15%;">Revisó</th> <th style="width: 30%;">Aprobó</th> </tr> <tr> <td> </td> <td> </td> <td> </td> <td> </td> </tr> <tr> <td> </td> <td> </td> <td> </td> <td> </td> </tr> <tr> <td> </td> <td> </td> <td> </td> <td> </td> </tr> </table>	Date	Revisión	Revisó	Aprobó												
Date	Revisión	Revisó	Aprobó																													
© Primavera Systems, Inc.		C:\P3\WINP3OUTGATO																														

Clave	Descripción de Actividad	Dur C Orig	%	Inicio Tem Temprano	Final Tem Temprano	Months														
						1	2	3	4	5	6	7	8	9	10					
D36-0089C	DISEÑO DE ELEMENTOS E INTERCONEXIÓN PLATAFORMA.	10	0	17-ABR-02	26-ABR-02															
D36-0087C	ESPECIFICACION DE LASTRADO DE TUBERÍAS	10	0	21-ABR-02	30-ABR-02															
D36-0086C	CALCULO Y DISEÑO DE OBRA CIVIL EN BOCAS	10	0	27-ABR-02	06-MAY-02															
D36-0080C	CALCULO Y DISEÑO DE PROTECCIÓN CATÓDICA	10	0	01-MAY-02	10-MAY-02															
SUMINISTRO DE MATERIALES																				
D36-0028C	SUMINISTRO DE BRIDAS	60	0	28-MAR-02	26-MAY-02															
D36-0035C	SUMINISTRO DE CODOES	60	0	28-MAR-02	26-MAY-02															
D36-0029C	SUMINISTRO DE EMPAQUES	45	0	07-ABR-02	21-MAY-02															
D36-0030C	SUMINISTRO DE ESPARRAGOS	45	0	07-ABR-02	21-MAY-02															
D36-0032C	SUMINISTRO DE CAMISA ZONA DE MANTENIMIENTO	60	0	07-ABR-02	05-JUN-02															
D36-0036C	SUMINISTRO DE MONOBLOQUES	60	0	07-ABR-02	05-JUN-02															
D36-0011C	COTIZACIÓN Y COLOCACIÓN DE OROSCOPAS	15	0	11-ABR-02	25-ABR-02															
D36-0033C	SUMINISTRO DE MATERIALES P/DEFENSA DE ASCEND.	35	0	17-ABR-02	21-MAY-02															
D36-0034C	SUMINISTRO DE MATERIALES P/ABRAZADERAS	35	0	17-ABR-02	21-MAY-02															
D36-0070C	SUMINISTRO DE MATERIALES PARA SOPORTES DE BOCAS	60	0	17-ABR-02	15-JUN-02															
D36-0013C	COTIZACIÓN Y COLOCACIÓN DE OROSCOPAS "FBE"	15	0	21-ABR-02	05-MAY-02															
D36-0023C	FABRICACIÓN DE TUBERÍA P/CURVAS DUCTO ASCEND.	60	0	26-ABR-02	24-JUN-02															
D36-0025C	SUMINISTRO DE TRAMPA DE DIABLO PLATAFORMA.	120	0	27-ABR-02	24-AGO-02															
D36-0026C	SUMINISTRO DE TRAMPA DE DIABLOS BOCAS	120	0	27-ABR-02	24-AGO-02															

Clave	Descripción de Actividad	Dur[O]r	%	Inicio Terminación	Final Terminación	Months														
						1	2	3	4	5	6	7	8	9	10					
D36-00270	SUMINISTRO DE VALVULAS DE 36"Ø	90	0	27-ABR-02	25-JUL-02															
D36-00160	COTIZACION Y COLOCACION DE OC LASTRADO	15	0	01-MAY-02	15-MAY-02															
D36-00180	COTIZACION Y COLOCACION DE OC D ANODOS	7	0	11-MAY-02	17-MAY-02															
D36-00240	SUMINISTRO DE ANODOØ	60	0	18-MAY-02	16-JUL-02															
FABRICACION, RECUBRIMIENTO Y LASTRADO DE TUBERIA																				
D36-00120	FABRICACION DE TUBERIA LINEA REC	75	0	26-ABR-02	09-JUL-02															
D36-00140	TRANSP. DE TUBERIA A PLANTA DE R "FBE"	50	0	31-MAY-02	19-JUL-02															
D36-00150	APLICACION DE RECUBRIMIENOC ANTICORROSIVO "FBE"	40	0	20-JUN-02	29-JUL-02															
D36-00170	TRANSPORTE TUBERIA C/ "FBE" A PLA DE LASTRADO	30	0	15-JUL-02	13-AGO-02															
D36-00190	LASTRADO DE TUBERIA E INSTALACION ANODOS	60	0	20-JUL-02	17-SEP-02															
D36-00310	RECUB. "FBE" A TUBERIA CURVAS Y D ASCEND.	30	0	30-JUL-02	28-AGO-02															
D36-00200	LIBERACION Y CERTIFICACION DE TU	50	0	13-AGO-02	01-OCT-02															
D36-00210	EMBARQUE TUBERIA LASTRADA A BA DE TENDIDO	38	0	18-SEP-02	25-OCT-02															
D36-00220	TRANSPORTE TUBERIA P/ LANZAMIEN DOS BOCAS	30	0	02-OCT-02	31-OCT-02															
TENDIDO Y DRAGADO DE TUBERIA LINEA REGULAR																				
D36-00420	MOVILIZACION DE BARCAZA DE TEND	45	0	13-AGO-02	26-SEP-02															
D36-00430	TENDIDO TUBERIA LINEA REGULAR K KM. 77	60	0	28-SEP-02	26-NOV-02															
D36-00440	MOVILIZACION DE LA BARCAZA DE DF	30	0	16-OCT-02	14-NOV-02															
D36-00690	DRAGADO DE DUCTO LINEA REGULAR	40	0	17-NOV-02	26-DIC-02															

Clave	Descripción de Actividad de Actividad	Duración	%	Inicio Temprano	Final Temprano	Months												
						1	2	3	4	5	6	7	8	9	10			
FABRICACION DE ELEMENTOS																		
D36-00370	FABRICACION DE ABRAZADERAS	7	0	19-SEP-02	25-SEP-02													
D36-00380	FABRICACION DE DEFENSA DUCTO ASCENDENTE	7	0	26-SEP-02	02-OCT-02													
D36-00390	FABRICACION DE CURVA DE EXPANSION	14	0	03-OCT-02	16-OCT-02													
D36-00400	FABRICACION DE DUCTO ASCENDENTE	10	0	17-OCT-02	26-OCT-02													
D36-00410	FABRICACION DE CUELLO DE GANSO SOPORTERIA	7	0	27-OCT-02	02-NOV-02													
LANZAMIENTO DE TUBERIA EN TIERRA																		
D36-00470	LIMPIEZA Y ACONDICIONAMIENTO ARBOL DOS BOCAS	7	0	02-OCT-02	08-OCT-02													
D36-00480	MOVILIZACION DE EQUIPO, MATERIAL PERSONAL	4	0	09-OCT-02	12-OCT-02													
D36-00490	HABILITADO DE PERA DE LANZAMIENTO DOS BOCAS	10	0	13-OCT-02	22-OCT-02													
D36-00510	HABILITADO DE SOPORTES DE TUBERIA	30	0	13-OCT-02	11-NOV-02													
D36-00500	LANZAMIENTO DE TUBERIA EN DOS BOCAS	30	0	23-OCT-02	21-NOV-02													
D36-00520	INSTALACION DE SOPORTES DE TUBERIA	30	0	28-OCT-02	26-NOV-02													
INSTALACION DE ELEMENTOS EN TERMINAL DOS BOCAS																		
D36-00530	OBRA CIVIL EN AREA DE TRAMPAS DE BOCAS	14	0	13-OCT-02	26-OCT-02													
D36-00540	FABRIC. E INSTAL. DE CURVA DE EXPANSION DOS BOCAS	5	0	27-NOV-02	01-DIC-02													
D36-00650	INSTALACION DE VALVULAS EN DOS BOCAS	4	0	02-DIC-02	05-DIC-02													
D36-00660	INSTALACION DE TRAMPA DE DIABLO EN DOS BOCAS	4	0	06-DIC-02	09-DIC-02													
ACERCAMIENTO A LA COSTA																		
D36-00450	DRAGADO EN COSTA PARA ACERCAMIENTO	15	0	15-NOV-02	29-NOV-02													
D36-00460	TENDIDO TUBERIA EN ACERCAMIENTO DE 9.0 A KM 5.0	16	0	30-NOV-02	15-DIC-02													

Pemex Exploración y Producción Region Marina Sureste

Coordinación Técnica Operativa

Supervisión de Construcción de Ductos Marinos

ACTIVIDADES EN RUTA CRITICA

**DUCTO DE 36"Ø DE DIAM. Y 77 KM. DE LONG.
DE LA PLATAFORMA DE COMPRESION DEL
COMPLEJO DE PRODUCCION A LA TERMINAL
MARITIMA DE DOS BOCAS TAB.**

Codigo	Descripción de Actividad	Duración	%	Inicio Temprano	Final Temprano	Months																							
						1	2	3	4	5	6	7	8																
CALENDARIO DE PROYECTO (HITOS)																													
D36-00100	INICIO DE PROYECTC	0	0	04-MAR-02		◆																							
INGENIERIA CALCULO Y DISEÑO																													
D36-00730	ANALISIS Y SELECCIÓN DE RUTA DEL DUCT	14	0	04-MAR-02	17-MAR-02	■																							
D36-00720	ANALISIS DE ESTABILIDAD DEL DUCTO EN E	14	0	18-MAR-02	31-MAR-02		■																						
D36-00740	ESPECIFICACION DE TUBERIA LINEA REGUL	10	0	01-ABR-02	10-ABR-02			■																					
SUMINISTRO DE MATERIALES																													
D36-00110	COTIZACION Y COLOCACION DE OC TUBERI	15	0	11-ABR-02	25-ABR-02			■																					
FABRICACION, RECUBRIMIENTO Y LASTRADO DE TUBERIA																													
D36-00120	FABRICACION DE TUBERIA LINEA REGULAF	75	0	26-ABR-02	09-JUL-02			■	■	■																			
D36-00140	TRANSP. DE TUBERIA A PLANTA DE RECUB.	50	0	31-MAY-02	19-JUL-02				■	■	■																		
D36-00150	APLICACION DE RECUBRIMIENTO ANTICORF "FBE"	40	0	20-JUN-02	29-JUL-02					■	■																		
D36-00170	TRANSPORTE TUBERIA C/ "FBE" A PLANTA D LASTRADO	30	0	15-JUL-02	13-AGO-02						■	■																	
D36-00190	LASTRADO DE TUBERIA E INSTALACION DE	60	0	20-JUL-02	17-SEP-02							■	■																
D36-00200	LIBERACION Y CERTIFICACION DE TUBERI/	50	0	13-AGO-02	01-OCT-02								■	■															
D36-00210	EMBARQUE TUBERIA LASTRADA A BARCAZ/ TENDIDO	38	0	18-SEP-02	25-OCT-02									■															
Fecha Corrida	25-FEB-02			PEP1	Pemex Exploración y Producción Ducto 36"Ø de Compresión/Dos Bocas Actividades en Ruta Crítica				Hoja 1 de 2	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Date</th> <th>Revisión</th> <th>Revisó</th> <th>Aprobó</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td> </td><td> </td><td> </td><td> </td></tr> <tr><td> </td><td> </td><td> </td><td> </td></tr> <tr><td> </td><td> </td><td> </td><td> </td></tr> </tbody> </table>				Date	Revisión	Revisó	Aprobó												
Date	Revisión	Revisó	Aprobó																										
© Primavera Systems, Inc.									C:\P3\WINP3OUT\PERRO																				

Codigo	Descripción de Actividad	Duración	%	Inicio Temprano	Final Temprano	Months									
						1	2	3	4	5	6	7	8		
TENDIDO Y DRAGADO DE TUBERIA LINEA REGULAR															
D36-0043C	TENDIDO TUBERIA LINEA REGULAR KM. 9.0	60	0	28-SEP-02	26-NOV-02										
D36-0069C	DRAGADO DE DUCTO LINEA REGULAR	40	0	17-NOV-02	26-DIC-02										
PRUEBA HIDROSTATICA Y TERMINACION															
D36-0064C	PRUEBA HIDROSTATICA (LIMPIEZA Y SECADO DUCTO)	7	0	27-DIC-02	02-ENE-03										
D36-0067C	TERMINACION MECANICA Y ENTREGA	10	0	03-ENE-03	12-ENE-03										
D36-0068C	CERTIFICACION Y ENTREGA FINAL DEL PROYECTO	15	0	13-ENE-03	27-ENE-03										

Pemex Exploración y Producción Region Marina Sureste

Coordinación Técnica Operativa

Supervisión de Construcción de Ductos Marinos

PROGRAMA DETALLADO DE PROYECTO EN GRAFICO DE PERT

**DUCTO DE 36"Ø DE DIAM. Y 77 KM. DE LONG.
DE LA PLATAFORMA DE DEL COMPLEJO DE
PRODUCCION A LA TERMINAL MARITIMA DE
DOS BOCAS TAB.**